

**Zeitschrift:** Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins  
**Herausgeber:** Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke  
**Band:** 44 (1953)  
**Heft:** 4

**Artikel:** Spannungshaltung und Kurzschluss-Schutz im Betrieb mit 380-kV-Anlagen  
**Autor:** Hauser, W.  
**DOI:** <https://doi.org/10.5169/seals-1059916>

### **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

### **Conditions d'utilisation**

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

### **Terms of use**

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

**Download PDF:** 03.04.2025

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

grossen Städte, nicht nur die in absehbarer Zeit immer nötiger werdenden Synchron-Kondensatoren aufzustellen, sondern diese als Generator mit Turbine auszuführen. Normalerweise würden solche Gruppen als reine Phasenschieber ohne Wasserverbrauch laufen; doch sollten sie bei abnormen Frequenzsenkungen sofort Leistung in das Netz abgeben. Selbstverständlich sind solche Gruppen ein wirtschaftliches Problem, das seine schwache Seite in der ganz kurzen Belastungsdauer hat. Doch ist zu berücksichtigen, dass die Mehrkosten lediglich in der Reservegruppe bzw. Reserveturbinen selber liegen, nicht in zusätzlichen Stollen, da der Wirkungsgrad über die kurze Belastungsdauer ohne Bedenken reduziert werden kann. Die Kosten solcher Reserven gehören grundsätzlich auf das Konto der Hochspannungsübertragung, bzw. zur Erreichung der dafür erforderlichen Betriebssicherheit.

Eine vielleicht noch näher liegende Lösung ist, bei grösseren Umbauten in Kraftwerken in Verbrauchernähe die Generatorgruppen stets mit Reserve sowohl in der Turbinen- wie auch in der Generatorleistung auszuführen. Diese Lösung hat den Vorteil, dass normalerweise die Gruppen etwa beim besten Wirkungsgrad, d. h. bei ca.  $\frac{3}{4}$  Vollast laufen würden. Sie sind dann aber im Stande, vorübergehend

unter schlechterem Wirkungsgrad Leistungsreserven herzugeben, wenn die Höchstspannungsübertragung teilweise ausfällt.

Ich möchte zusammenfassen: Entweder Ausbau entsprechend der (n-1)-Bedingung, oder dann vorwiegend Ausbau der bisherigen Spannungen 150 und 225 kV soweit, dass diese beim Ausfall der 380-kV-Übertragung mindestens mit einer Teilleistung einspringen können. In diesem Zusammenhang wird man sich z. B. reichlich überlegen müssen, ob und wann es vorteilhaft ist, eine Doppelleitung von 225 kV in eine Einfachleitung von 380 kV umzubauen. Vom Standpunkt der dynamischen Stabilität ist jedenfalls die Doppelleitung von 225 kV vorzuziehen, auch wenn deren statische Übertragungsleistung kleiner ist als die einer 380-kV-Einfachleitung. Auch für die Höchstspannung scheint es empfehlenswert, wo immer technisch möglich, Doppelleitungen zu bauen statt Einfachleitungen.

Leistungsreserven, Doppelleitungen und einpolige Fehler-Fortschaltung scheinen einige Haupterfordernisse der Stabilität des kommenden mittlereuropäischen Höchstspannungsnetzes zu sein.

Adresse des Autors:

Prof. Dr. K. Berger, Seefeldstrasse 301, Zürich 8.

## Spannungshaltung und Kurzschluss-Schutz im Betrieb mit 380-kV-Anlagen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 5. Dezember 1952 in Zürich,

von W. Hauser, Olten

621.316.722.027.7 + 621.316.99.027.7

*Es wird gezeigt, dass die in 380-kV-Anlagen vorhandenen Abschaltleistungen keine anomal grossen Werte aufweisen werden, da die Leitungen stark dämpfende Wirkung haben. Den 1poligen Erdkurzschlussströmen muss allerdings Beachtung geschenkt werden, weil sie auf Mensch, Tier und Material gewisse Wirkungen ausüben können; die Beeinflussung der Schwachstromanlagen durch diese Ströme ist ebenfalls genau zu untersuchen. Die 1polige Wiedereinschaltung wird ein Mittel sein, um 1polige Erdschlüsse fortzuschalten. Im Verbundbetrieb der 380-kV-Anlagen wird die Spannungshaltung eine grosse Rolle spielen, da Spannungsdifferenzen bei einem weitgehenden Zusammenschluss unerwünscht sind. Es sollte angestrebt werden, die Spannung überall auf gleicher Höhe zu erhalten, was durch Kompensationsmittel erreicht werden kann.*

*Les installations à 380 kV ne présenteront pas de puissances de déclenchement d'une valeur anormalement élevée, car les lignes exerceront un fort effet amortisseur. Il faut toutefois tenir compte des courants de court-circuit unipolaire, qui peuvent mettre en danger les personnes, les bêtes et le matériel; il y aura également lieu d'étudier l'influence de ces courants sur les installations à courant faible. Le réenclenchement unipolaire est un moyen d'éliminer des courts-circuits unipolaires. Pour l'interconnexion des installations à 380 V, le maintien de la tension jouera un rôle important, afin d'éviter des différences de tension indésirables. Il faudra faire en sorte que la tension soit partout la même, grâce à des mesures de compensation.*

Der Betrieb mit 380-kV-Anlagen sollte, grundsätzlich gesehen, keine grösseren Schwierigkeiten bieten als derjenige mit Netzen kleinerer Spannung (225 oder 150 kV), sofern an den hauptsächlichsten Aufgabenkreis der technischen Betriebsführung gedacht wird, wie Einsatz der zur Verfügung stehenden Kraftwerke und Leitungen, Überwachung der Wirk- und Blindleistungs-Energieflüsse, Anordnung von Schaltungen, Behebung von Störungen usw. Immerhin erhalten 380-kV-Anlagen wegen der grossen Leistungskonzentration eine vermehrte Bedeutung. Eine Störung, die einen mehr oder weniger langen Ausfall eines Anlagenteiles verursacht, wird daher auf den Betrieb des ganzen Netzes entsprechende Auswirkungen haben. Eine wichtige Forderung des Betriebes ist, dass sich eine 380-kV-Übertragung organisch in das vorhandene Netz einfügt, mit andern Worten:

1. Der Ausfall einer 380-kV-Leitung oder eines wichtigen Anlagenteiles darf keinen Zusammenbruch der daran angeschlossenen Netze zur Folge haben;

2. Bei einem länger dauernden Unterbruch sollte die Energieübertragung auf anderem Wege möglich sein.

Vor der Inbetriebnahme einer 380-kV-Leitung muss daher ein leistungsfähiges 225-kV-Netz vorhanden sein. Die Verhältnisse sollten dann den heutigen entsprechen, da man sich — beim Übergang auf 225 kV — auf ein starkes 150-kV-Netz stützen kann. Als Gegengewicht zur 225-kV-Lukmanierleitung, die vorläufig die einzige Übertragungsmöglichkeit für die Maggiaenergie nach Norden bildet, sind in Mettlen 12 150-kV-Leitungen angeschlossen, die mit verschiedenen wichtigen Produktionszentren in Verbindung stehen. Bei einer Störung bzw. bei einem Ausfall der 225-kV-Lukmanierleitung wird sich innerhalb der 150-kV-Leitungen ein neues

Gleichgewicht bezüglich der Energieflüsse einstellen können.

**Kurzschluss-Schutz**

Obwohl die Zahl der Störungen, bezogen auf ein Betriebsjahr und 100 km Leitungslänge, mit zunehmender Betriebsspannung kleiner wird, müssen wir doch damit rechnen, dass auch in 380-kV-Anlagen Störungen, Kurzschlüsse usw. vorkommen werden. Bei der Beurteilung der auftretenden Kurzschlüsse in bezug auf Grösse, Wirkung usw. sind hauptsächlich zwei Besonderheiten im Auge zu behalten:

1. Die 380-kV-Leitungen werden voraussichtlich ausser internen Bedürfnissen auch den Verbindungen mit dem Ausland dienen. Es werden daher Verbindungen mit wichtigen Energiezentren von wesentlich grösserem Umfang hergestellt als wir dies in der Schweiz gewohnt sind. Immerhin dürfen wir berücksichtigen, dass diese Leitungen relativ grosse Längen besitzen.
2. Die Verwendung von Autotransformatoren ist für die Bestimmung der Kurzschlußströme in Rechnung zu setzen, denn die 380-kV-Netze werden selbstverständlich starr geerdet werden, nachdem sich die Schweiz bereits auf eine starre Erdung des 225-kV-Netzes festgelegt hat.

Betreffend die Verbindung mit dem Ausland ist der einschlägigen Literatur zu entnehmen, dass dort beim 380-kV-Betrieb mit Abschaltleistungen bis 8000 MVA und zum Teil sogar bis 10 000 MVA gerechnet wird. Dies sind Leistungen, die wir in der Schweiz heute bei weitem nicht erreichen. Zum Beispiel wird in Mettlen eine Abschaltleistung von 3000...4000 MVA vorhanden sein, wenn die beiden Alpenleitungen auf 225 kV umgeschaltet und einige im Bau befindliche Kraftwerke fertiggestellt sein werden. Für die Schweiz ist bei Verbindungen mit dem Ausland die Tatsache interessant, dass die Kurzschlussleistung mit zunehmender Länge der Verbindungsleitung praktisch auf denselben Wert abnimmt, unabhängig von der Kurzschlussleistung am Anfang der Leitung. In Fig. 1 sind diese Ver-

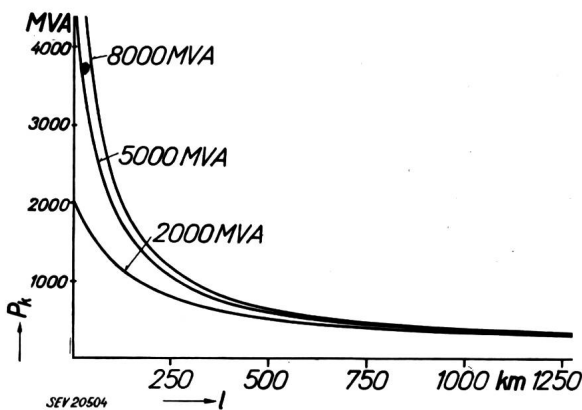


Fig. 1

Kurzschlussleistungen längs einer 380-kV-Leitung  
 $P_k$  Abschaltleistung bei  $P_n \approx 400$  MW natürlicher Leistung und  $Z = 375 \Omega$  Wellenwiderstand;  $l$  Leitungslänge

hältnisse dargestellt. In der Abszisse ist die Länge der Leitung, in der Ordinate die Abschaltleistung eingetragen. Die drei Kurven stellen die Abschaltleistung in Funktion der Leitungslänge dar und zwar für die Abschaltleistungen 8000, 5000 und 2000 MVA als im Ausgangspunkt der Leitung, d. h. in einer grossen ausländischen Schaltstation vor-

handen gedacht. Die Abschaltleistungen sinken relativ schnell und streben einem gleichen Wert zu, wenn die Leitung die theoretische Länge von ca. 1500 km erreicht. Uns interessiert eine Leitungstrecke von 300...400 km, wobei im Kurzschlussfall auf der Leitung bereits ungefährliche Werte von ca. 1000...2000 MVA vorhanden sind. Wir stellen also fest, dass sich den Verbindungen mit dem Ausland in bezug auf Abschaltleistungen keine Schwierigkeiten entgegenstellen werden.

Nehmen wir nun an, die 380-kV-Schaltstation in der Schweiz sei vorhanden, von der aus eventuell eine weitere 380-kV-Verbindung weggehe und in welcher die Verbindungen mit dem 225-kV- evtl. 150-kV-Netz über Transformatoren hergestellt seien. Es interessiert uns, die Kurzschlußströme in einem 225-kV-Netzzweig zu kennen. Wir rechnen dabei mit einer Transformatorenleistung von 600 MVA. Wie bereits bemerkt, wird uns die Verbindung mit einem ausländischen Energiezentrum eine Abschaltleistung von ca. 1000...2000 MVA bringen. Im Hinblick auf das Beispiel Mettlen ist zu erwarten, dass ungefähr noch 3000...4000 MVA Abschaltleistung von schweizerischen Anschlüssen geliefert werden. Wir gehen nicht allzu fehl, eine approximative Abschaltleistung von 5000 MVA auf der 380-kV-Sammelschiene anzunehmen.

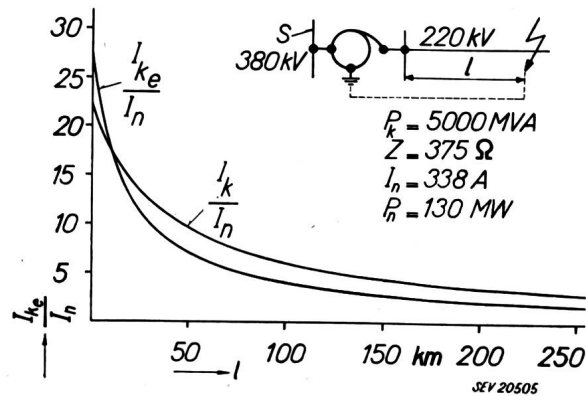


Fig. 2

Kurzschlußströme einer 220-kV-Leitung, angeschlossen über einen Transformator an ein 380-kV-System  
 $P_k$  Kurzschlussleistung;  $Z$  Wellenwiderstand;  $I_k$  Kurzschlussstrom;  $I_{ke}$  Erdschlussstrom;  $I_n$  Strom entspricht natürlicher Leistung;  $P_n$  natürliche Leistung;  $L$  Leitungslänge

In Fig. 2 ist wiederum in der Abszisse die Länge der 225-kV-Leitung bzw. die Entfernung des Kurzschlussortes von der Schaltstation eingetragen. In der Ordinate ist das Verhältnis des dreipoligen Kurzschlußstromes  $I_k$  zum Strom  $I_n$ , der der natürlichen Leistung der Leitung entspricht, und dasjenige des Erdschlussstromes  $I_{ke}/I_n$  aufgezeichnet.

Fig. 3 zeigt ein ähnliches Beispiel, wobei aber die effektiven Werte der Ströme eingetragen sind. Wir sehen daher, dass in der Nähe der Station Kurzschlußströme von einigen Tausend (7000...10 000) Ampère möglich sind und zwar sowohl beim 3poligen Kurzschluss als auch beim 1poligen Erdschluss. Die Grösse der Kurzschlußströme geht aber bereits in relativ kurzer Entfernung von der Station stark zurück. Ich glaube, es kann festgehalten werden, dass die Bewältigung dieser Kurzschlußströme durch die Schalter keine grösseren Probleme mit

sich bringen wird. Ich möchte nur nebenbei bemerken, dass der Schalter selbstverständlich noch andern Bedingungen genügen muss. Bezüglich der Wirkungen nach aussen muss speziell der Ipolige Erdschluss sehr genau untersucht werden. Er fliesst im bekannten Kurzschlusskreis über Masten, Erdseile, durch die Erde in die Stationserden, wobei auf

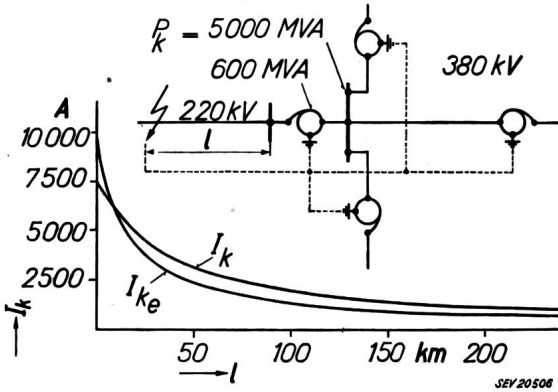


Fig. 3  
Effektive Ströme einer 220-kV-Leitung, angeschlossen über einem Transformator an ein 380-kV-System  
Bezeichnungen siehe Fig. 2

Material, Mensch und Tier gewisse Wirkungen ausgeübt werden können. Bei den in der Grössenordnung von einigen tausend Ampère auftretenden Kurzschlußströmen sind die Erdungen der Stationen und Masten so zu bemessen, dass keine gefährlichen Schritt- oder Berührungs-Spannungen entstehen. An den Transformatoren-Erdungen der Schaltstationen kann eine Spannung von 1000...2000 V auftreten. Diese Spannung erscheint im ersten Moment sehr hoch, doch darf nicht ausser acht gelassen werden, dass der Spannungsabfall von der Station nach aussen relativ flach verläuft; auch zeitigt das bisherige Verhalten der fest geerdeten Netze, wie z. B. diejenigen der Electricité de France (EdF), m. W. keine schlechten Erfahrungen in dieser Hinsicht. Immerhin ist zu beachten, dass in Frankreich die Bedienung der Trenner höherer Spannung von einem isolierten Podium aus erfolgt.

Die Beeinflussung von benachbarten Schwachstromleitungen und Kabelanlagen muss speziell betrachtet werden. Durch Versuche im geerdeten 150-kV-Netz der Bernischen Kraftwerke A.-G. (BKW) und im vorübergehend geerdeten Netz der Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität (Atel) hat die PTT bereits gute Anhaltspunkte in bezug auf die Beeinflussung von Schwachstromkabelanlagen bei Erdschluss erhalten. Ich zweifle nicht daran, dass in Zusammenarbeit zwischen der PTT und den Elektrizitätswerken Lösungen für dieses Problem gefunden werden.

Es wird notwendig sein, die Wirkungen irgendwelcher Art des Kurzschlußstromes durch kurze Ausschaltzeiten zu vermindern, d. h. es müssen sowohl die Relais- wie die Schalter-Eigenzeiten möglichst herabgesetzt werden. Bekanntlich geht die Tendenz schon seit einiger Zeit in dieser Richtung, und es ist von seiten der Elektrizitätswerke immer wieder auf diese Notwendigkeit hingewiesen worden.

Aus zwingenden technischen Gründen muss für das 225-kV-Netz und in noch vermehrtem Masse

für das 380-kV-Netz die starre Nullpunktterdung verwendet werden. Für die Beseitigung besonders der Erdschlüsse ohne Unterbrechung des Betriebes tritt deshalb die Schnellwiedereinschaltung als momentan einzige Lösung in den Vordergrund. Wie sind die Erfahrungen und Chancen für diese Art der Fehlerbehebung?

In der Schweiz war für 150 kV die Leitung Gösgen-Lavorgo der Atel die einzige, die mit der raschen Wiedereinschaltung ausgerüstet wurde. Die Erfahrungen waren sehr gut. Nachdem diese Leitung, bzw. die Strecke Mettlen-Lavorgo, Anfang 1953 auf 225 kV umgeschaltet wird, muss die Schnellwiedereinschaltung für Gösgen-Lavorgo aufgehoben werden; sie wird aber für die Strecke Mettlen-Lavorgo neu eingerichtet. Die Erfahrungen mit dieser 225-kV-Leitung gestatten dann, für den 380-kV-Betrieb wertvolle Schlüsse zu ziehen.

Für das Ausland kann die Tendenz bezüglich der Verwendung der raschen Wiedereinschaltung wie folgt resümiert werden: Sie hat in Amerika die grösste Verbreitung gefunden. Erfahrungen sind dort bis zu einer Spannung von 287 kV gemacht worden. In Schweden wird das bisher gelöscht betriebene 225-kV-Netz nun ebenfalls starr geerdet; das 380-kV-Netz wurde es von Anfang an. Es scheint, dass man auch dort zur Methode der Schnellwiedereinschaltung übergehen will, als Ersatz für die Löschspule. In Deutschland, das die starre Erdung der Netze ebenfalls allgemein einzuführen gedenkt, wird das Problem der Schnellwiedereinschaltung für die Beseitigung der Erdschlüsse — ebenfalls im Sinne eines Ersatzes der Löschspule — sehr rege diskutiert. Im Gegensatz dazu hat sich Frankreich, soviel mir bekannt ist, allgemein für die langsame Ipolige Wiedereinschaltung entschieden. Dort kann die langsame Wiedereinschaltung in Betracht gezogen werden, weil das Netz der EdF immerhin als sehr stark vermascht anzusehen ist.

Technisch gesehen wird vor allem in den Anfängen eines 380-kV-Netzes die Ipolige Wiedereinschaltung mehr Aussicht auf Erfolg haben als die 3polige. Die Ipolige Unterbrechung hat den Vorteil, dass mit den 2 restlichen Phasen noch synchronisierende Kräfte übertragen werden und das Aussertrittfallen der beiden am Anfang und Ende der Leitung angeschlossenen Netze bis zu einem gewissen Grade verhindert wird.

### Spannungshaltung

In Höchstspannungsnetzen wird die Spannungshaltung eine grosse Rolle spielen. An sich ist es un-

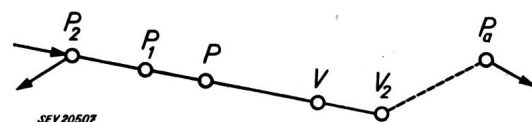


Fig. 4  
Spannungen im Verbundbetrieb  
Bezeichnungen siehe im Text

wichtig, ob zum Zwecke einer guten Spannungshaltung im Verbrauchsgebiet V (Fig. 4) eine erhöhte Spannung im Produktionsgebiet P vorhanden ist. Die Neigung der Verbindungsgeraden deutet den

Spannungsabfall an. Auf der einen Seite sind weitere produzierende Kraftwerke  $P_1$  und  $P_2$ , auf der andern Seite ein weiteres Verbrauchszentrum  $V_2$  sichtbar. Diese Zusammenschaltung ergibt auch bereits einen technischen Nachteil, indem grundsätzlich in  $P_1$  und  $P_2$  sowie in  $V_2$  Transformatoren mit andern Übersetzungsverhältnissen notwendig sind als in  $V$  und  $P$ . Führen wir unsern Verbundbetrieb weiter und nehmen wir an,  $V_2$  sei in der Nähe der Grenze;  $P_a$  bedeute ferner ein Produktionsgebiet im Ausland. In der Spannungshöhe müssen wir natürlich  $P_a$  wieder höher als  $V_2$  annehmen, da von  $P_a$  aus Energie ins Innere des Landes fliesst. Sie sehen sofort die Schwierigkeiten beim Zusammenschluss von  $V_2$  und  $P_a$ . Auf der andern Seite sind die Fortsetzungen mit abfallendem bzw. ansteigendem Ast gezeichnet, in der Meinung, dass die Energieverschiebungen in der einen oder andern Richtung stattfinden können. Sie sehen, die Schwierigkeiten in der Spannungshaltung werden immer grösser; sie geben auf jeden Fall Anlass zu unerwünschten Blindleistungsverchiebungen, die zum Teil den Wirkleistungslieferungen entgegengesetzt sein können. In diesem Dilemma gibt es nur ein vollwertiges Hilfsmittel: möglichst gleiche Spannung im ganzen Netz. Dies gilt besonders für ein übergeordnetes 380-kV-Netz.

Wie erreicht man die gleiche Spannung?

Die Ursache für die Spannungserhöhung bzw. den Spannungsabfall ist in den Leitungskonstanten Induktivität und Kapazität zu suchen. Will man daher Spannungsänderungen ohne irgendwelche Hilfsmittel vermeiden, muss die reine und unverfälschte Wanderwellenübertragung verwirklicht werden. Dies ist dann der Fall, wenn der Strom  $I$  mit der Spannung  $U$  längs der ganzen Leitung in Phase ist, d. h. wenn die Leitung mit reiner Wirkleistung belastet ist und die übertragene Leistung selbst die natürliche Leistung darstellt gemäss der Formel

$$P_n = U^2 \sqrt{\frac{C}{L}}$$

- wo  $P_n$  Natürliche Leistung  
 $U$  Spannung  
 $C$  Kapazität  
 $L$  Induktivität

Es ist aber leider nicht möglich, die Leitung nur mit der natürlichen Leistung zu belasten, denn der praktische Betrieb wird mit Werten zwischen 0...1,5fach rechnen müssen. Ist die Leitung mit weniger als der natürlichen Leistung belastet, dann wirkt die Leitung als Kapazität, ist sie stärker belastet, als Induktivität. Wird daher eine andere als die natürliche Leistung übertragen, müssen die Spannungserhöhungen bzw. -abfälle durch geeignete Hilfsmittel kompensiert werden, d. h. durch Induktivitäten bzw. Kapazitäten im Zuge der Leitung, sei es parallel oder in Serie. Die notwendigen Werte für am Leitungsende parallel geschaltete Kapazitäten bzw. Induktivitäten zeigt Fig. 5 für eine 300 km lange 380-kV-Leitung, eine für die schweizerischen Verhältnisse maximale Länge. In der Abszisse ist die übertragene Leistung eingezeichnet,

in der Ordinate die notwendige Kompensation, kapazitiv oder induktiv. Im Leerlauf der Leitung sind ungefähr 75 MVar induktiv erforderlich. Bei ca. 700 MW Belastung ist eine Kapazität von 100 MVar notwendig. Bei diesen Werten ist zu berücksichti-

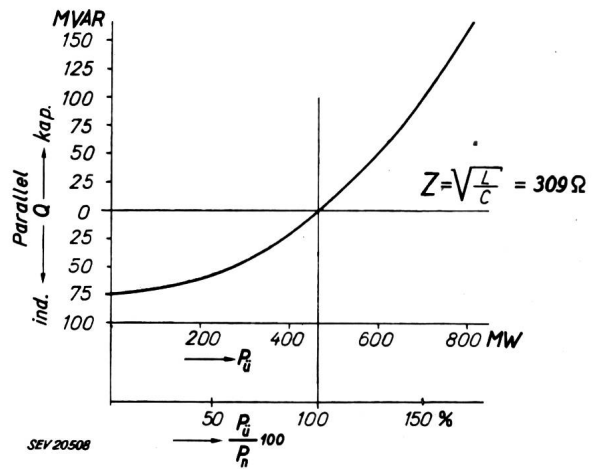


Fig. 5  
 Blindleistungsbedarf einer 380-kV-Leitung für gleiche Spannung am Anfang und Ende der Leitung  
 Kompensationsmittel am Ende der Leitung angeschlossen  
 $Z$  Wellenwiderstand;  $Q$  Blindleistung;  $P_u$  übertragene Leistung am Leitungsende;  $P_n$  natürliche Leistung

gen, dass nur reine Wirkleistungsübertragung angenommen wurde, dass also allfällige Blindleistungen, die am Ende der Leitung von Verbrauchern benötigt werden, bereits kompensiert sein müssen. Ich bemerke dazu, dass nach meiner Ansicht der Transport von Blindleistung nicht durch diese grossen Leitungen besorgt werden sollte.

Statt einer Parallelschaltung von Kapazitäten oder Induktivitäten am Ende der Leitung kann auch eine Serieschaltung im Zuge der Leitung in Betracht gezogen werden. Praktisch kommt selbstverständlich nur der Seriiekondensator in Frage, so dass wir im folgenden nur diesen Fall betrachten.

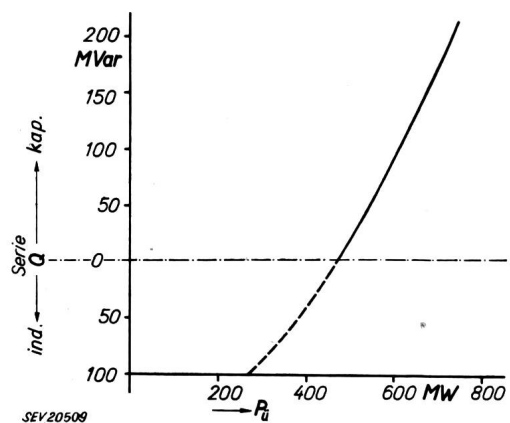


Fig. 6  
 Blindleistungsbedarf einer 380-kV-Leitung für gleiche Spannung am Anfang und Ende der Leitung  
 Kompensationsmittel in Serie zur Leitung geschaltet  
 $Q$  Blindleistung

Durch eine Seriiekapazität  $C_s$  wird je nach ihrer Grösse ein Teil der Induktivität der Leitung kompensiert. Die Reaktanz  $X_l$  der Leitung ohne Seriiekondensator wird um den Betrag  $X_s$  (Reaktanz des Kondensators) vermindert, so dass als wirksame

Reaktanz auf der Leitung  $X_l - X_s$  bleibt. Rechnet man mit den Formeln für eine lange Leitung, so wird der Ausdruck für die Reaktanz selbstverständlich komplizierter. Wir müssen dann annehmen, dass zuerst ein Stück Leitung, dann der Kondensator und wieder ein Stück Leitung in Serie geschaltet sind, sofern wir den Kondensator als in der Mitte eingebaut annehmen. Für ein kurzes Leitungstück von höchstens 300 km ist aber die oben angegebene verbleibende Reaktanz genügend genau. Bei gleichbleibendem Spannungsabfall ist es daher möglich, auf der Leitung mit Seriiekondensator eine erhöhte Leistung zu übertragen. Hand in Hand damit geht natürlich noch eine Verbesserung der Stabilität. Die erhöhte Leistung ist abhängig vom Kompensationsgrad  $k = X_s/X_l$ , wie er in Schweden und Amerika bei den Untersuchungen über Seriiekapazitäten eingeführt worden ist.

Fig. 6 gibt den Zusammenhang zwischen der übertragenen Leistung als Abszisse aufgetragen und

der dazugehörigen Kompensationsleistung als Ordinate. Es ist die gleiche Leitung mit gleichen Charakteristiken angenommen, wie in Fig. 5. Man sieht, dass für die Übertragung von z. B. 700 MW eine Kompensationsleistung von ungefähr 150 MVar benötigt wird.

Die Probleme der Kompensation einer 380-kV-Leitung sind mit diesen kurzen Ausführungen natürlich nur angedeutet worden. Erwähnen möchte ich nur noch, dass für die erste 380-kV-Leitung in Schweden Kompensationsmittel mit einer Leistung von insgesamt ca. 500 MVar für die Spannungsregulierung eingesetzt wurden.

Zum Schluss möchte ich bemerken, dass die angedeuteten Probleme der Spannungshaltung meiner Ansicht nach auch für die 225-kV-Netze ihre Gültigkeit haben.

Adresse des Autors:

W. Hauser, Direktor der Aare-Tessin A.-G. für Elektrizität, Olten (SO).

## Die 380-kV-Freileitung

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 5. Dezember 1952 in Zürich, von R. Vögeli, Baden

621.315.1.027.7

*Ausgehend von der Korona-Erscheinung, die die Wahl der Leiterseile für die 380-kV-Übertragungen wesentlich beeinflusst, gibt der Verfasser einen Überblick über die in verschiedenen Ländern Europas angewendeten Bündelleiter. Am Beispiel einer schwedischen Leitung von grosser Länge wird das Verhältnis der Ohmschen Verluste zu den Korona-Verlusten gezeigt. Nach dem Vergleich von Isolatorenketten verschiedener Herkunft wird die Ausgestaltung des Mastbildes und die Schutzwirkung der Erdseile behandelt. Den Abschluss bildet eine Betrachtung über die Zusatzlasten und ihren Einfluss auf die Leiterseile und die Mastkonstruktion.*

*L'auteur rappelle les pertes par effet de couronne, faisant ressortir le rôle important de ce phénomène dans le choix des conducteurs pour les lignes à 380 kV. Il mentionne les lignes réalisées dans divers pays d'Europe avec des conducteurs en faisceaux et indique la relation existante entre les pertes ohmiques et les pertes par effet de couronne pour une ligne suédoise de grande longueur. Après avoir établi une comparaison entre chaînes d'isolateurs de types différents, l'auteur examine quelques dispositions des conducteurs sur les pylônes ainsi que le degré de protection assuré par les câbles de terre. Il termine en traitant la question des surcharges par rapport aux conducteurs et à la construction des pylônes.*

Als Kernproblem bei der Projektierung der 380-kV-Leitungen erweist sich die Beherrschung der Korona-Verluste. Zur Beschränkung dieser, durch Ionisierung der Luft an der Leiter-Oberfläche verursachten Verluste, stehen zwei Mittel zur Verfügung:

1. Reduktion der elektrischen Feldstärke an der Leiter-Oberfläche durch Vergrösserung des Leiter-Durchmessers, d. h. Verwendung von Hohlleitern.

2. Reduktion der ionisierenden Fläche durch Aufteilen der Leiter in Bündel, womit eine Steuerung des elektrischen Feldes bewirkt wird.

Es sind hauptsächlich die klimatischen Verhältnisse, welche die Wahl des einen oder andern Mittels entscheiden.

Die vielen Einflüsse, die sich auf die Korona-Verluste auswirken, werden seit Jahren in verschiedenen Ländern eifrig untersucht. Neben der Feldstärke und dem Luftdruck ist es vor allem die Oberflächen-Beschaffenheit der Leiter, die sich bemerkbar macht. Je grösser der Leiter-Durchmesser, desto stärker wirken sich bei sonst gleichen Verhältnissen Rauigkeit, z. B. Tau-Tröpfchen, Staub und kleine Verletzungen auf der Oberfläche aus. Diese Empfindlichkeit dicker Leiter hat dazu geführt, dass in den letzten Jahren mehr und mehr der im Jahre

1932 von Markt und Mengele [1, 2]<sup>1)</sup> vorgeschlagene Bündelleiter verwendet wird.

Ein kurzer Rundblick (Tabelle I) zeigt, wie in den einzelnen Ländern die Aufgabe gelöst wird:

Leiter der 380-kV-Leitungen

Tabelle I

Land	Leiterart*)	Leiterdurchmesser mm	Material	Abstände	
				Bündel	Phasen
Schweden	○ ○ ○ ○	31,7	StA	45 cm	12 m
Frankreich	○ ○ ○	26,4	StA	40	10,2
Bundesrepublik Deutschland	○ ○ ○ ○	21,7	StA	40	7...10,5
Russland	○ ○ ○	30,2	StA	40	10,5
Schweiz (Ebene)	○ ○ ○	30,5	Al <sub>3</sub>	45	9
Schweiz (Berg)	○	50...60			9...12,5

\*) Die in der Kolonne Leiterart rechts eingetragenen Leiteranordnungen haben in Frankreich und Deutschland grössere Leiterdurchmesser, als daneben angegeben.

Schweden [3, 4]: Zweier-Bündel mit der Absicht, diese zu einem Dreier-Bündel zu ergänzen.

Frankreich [5]: Zweier-Bündel, evtl. streckenweise Hohlseile in Rauhreifgebieten.

Deutschland [7]: Vierer-Bündel, Zweier-Bündel in Rauhreifgebieten.

Russland [6]: Dreier-Bündel.

Schweiz [8, 9]: Zweier-Bündel, streckenweise Hohlseile in Gebieten mit grossen Zusatzlasten.

<sup>1)</sup> siehe Literatur am Schluss.