Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 54 (1963)

Heft: 12

Artikel: Probleme des Betriebes und der Wirtschaftlichkeit von Höchstspannungsleitungen

Autor: Aemmer, F.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-916489

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: 01.07.2025

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

BULLETIN

DES SCHWEIZERISCHEN ELEKTROTECHNISCHEN VEREINS

Gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV)
und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)

Bericht über die Diskussionsversammlung des SEV

vom 9. April 1963 in Zürich

Die Diskussionsversammlung des SEV vom 9. April 1963 wurde den Höchstspannungsleitungen gewidmet. An der Tagung nahmen rund 350 Personen teil, die sich in den Übungssälen des Kongresshauses in Zürich versammelten. Es wurden folgende Vorträge gehalten:

1. Betriebsprobleme von Höchstspannungsleitungen
   Referent: *F. Aemmer,* Baden
2. Die elektrischen Eigenschaften der Freileitungen und ihre Berechnung
   Referent: Dr. *W. Frey,* Baden
3. Bau und Unterhalt von Freileitungen
   Referent: *W. Niggli,* Baden
4. Konstruktive Probleme der Höchstspannungsleitungen
   Referent: *W. Herzog,* Baden
5. Recherches statistique et expérimentale dans le domaine des lignes électriques
   Referent: *L. Poltier,* Lausanne

Da der Präsident des SEV, Direktor *H. Puppikofer,* verhindert war, an der Tagung teilzunehmen, hat Direktor Dr. *W. Wanger* die Tagung mit folgenden Worten eingeleitet:

«Der SEV führt in diesem Jahr 2 Diskussionsversammlungen durch, die dem Thema «Höchstspannungsleitungen» gewidmet sind. Die zweite dieser Tagungen, die in der übernächsten Woche stattfindet, befasst sich neben der Behandlung einiger allgemeiner Fragen vor allem mit den schweizerischen Höchstspannungsnetzen von 220 und 380 kV. Die heutige, erste Tagung dient in einem gewissen Sinne als Vorbereitung dafür, indem sie sich mit den Grundlagen befasst.

Direktor *F. Aemmer* wird zur Einführung in unser Thema einen Überblick über die verschiedenen Probleme der Höchstspannungsleitungen geben. Dann behandelt Dr. *Frey* die elektrischen Eigenschaften der Freileitungen, und anschliessend spricht Vizedirektor *W. Niggli* über deren Bau und Unterhalt. Am Nachmittag wird zuerst *W. Herzog* über die konstruktiven Probleme und nachher *L. Poltier* über Recherches statistique et expérimentale sprechen. Schliesslich wird uns *H. Dauwalder* im Rahmen eines ersten Diskussionsbeitrages über das Abtauen von Eislasten auf Freileitungen berichten.

Meine Herren, ich bin selber kein Freileitungsbauer und fühle mich daher bei der Leitung unserer heutigen Diskussionsversammlung nicht besonders glücklich. Eigentlich sollte Direktor *Aemmer,* der auch den Grossteil der Vorbereitungsarbeiten für diese Tagung geleistet hat, an meiner Stelle stehen. Leider habe ich ihn nicht dazu überreden können; da er als Referent auftritt, wollte er von der formellen Leitung der Versammlung entlastet sein. Ich habe daher diese Aufgabe übernommen und werde mich ihrer entledigen, so gut es mir als Nicht-Fachmann möglich ist. Aber jetzt muss ich bereits auf Herrn Aemmer zurückgreifen, indem ich ihn bitte, uns seinen Einführungsvortrag zu halten.»

Probleme des Betriebes und der Wirtschaftlichkeit von Höchstspannungsleitungen

Erweiterte Fassung eines Vortrages, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 9. April 1963 in Zürich,
von *F. Aemmer,* Baden

621.315.051.2.027.8

Die in der Schweiz in Betrieb oder im Bau befindlichen Höchstspannungsleitungen für 150, 220 und 380 kV ergeben eine Gesamtlänge von über 3800 km. Bei den heutigen Baukosten entspricht dies einer Kapitalinvestition von rund 1 Milliarde Franken. Die Übertragungsfähigkeit einer Leitung wird begrenzt durch die thermische Belastbarkeit, durch den Spannungsabfall und durch die Stabilitätsverhältnisse. Die Wahl der zweckmässigen Übertragungsspannung ist im Rahmen der technischen Möglichkeiten weitgehend eine Frage der Wirtschaftlichkeit. Untersuchungen über die Wirtschaftlichkeit von Kabelleitungen führen zum Ergebnis, dass für diese höchsten Spannungen Kabelleitungen, abgesehen von technischen Beschränkungen, mit Rücksicht auf die Erstellungskosten nur dort in Frage kommen, wo der Bau von Freileitungen aus Gründen der Besiedlungsdichte undurchführbar ist.

In der Schweiz werden die ersten Leitungen mit einer Betriebsspannung von 380 kV im Jahr 1964 in Betrieb kommen. Währenddem in andern Ländern die Anwendung von noch höheren Spannungen geprüft wird, ist in der Schweiz auf lange Zeit hinaus kein Bedarf für die Verwendung einer über 380 kV liegenden Spannung zu erwarten.

En Suisse, les lignes à très hautes tensions de 150, 220 et 380 kV en service ou en construction totalisent 3800 km. Aux prix actuels de la construction, cela correspond à un investissement de capitaux d'environ un milliard de francs. La capacité de transport d'une ligne est limitée par la charge thermique qu'elle peut supporter, par la chute de tension et par les conditions de stabilité. Le choix de la tension de transport qui convient le mieux n'est pas seulement dicté par les possibilités techniques, mais est également et surtout une question d'ordre économique. Les études relatives aux lignes en câbles enterrés ont montré que, pour des tensions aussi élevées et en raison des difficultés techniques qu'elles présentent, ainsi que du fait qu'elles sont beaucoup plus coûteuses, les lignes de ce genre ne peuvent entrer en considération que là où l'établissement de lignes aériennes n'est pas réalisable, à cause d'une forte densité de la population.

En Suisse, les premières lignes pour une tension d'exploitation de 380 kV seront mises en services dès 1964. Alors que dans d'autres pays on envisage des tensions encore plus élevées, dans notre pays une tension supérieure à 380 kV ne sera pas nécessaire pendant longtemps.

1. Geschichtliches und gegenwärtiger Zustand

Bei Betrachtungen über Probleme der Energieübertragung erübrigt es sich sehr, weit in die Vergangenheit zurückzublättern, um, wie dies so üblich ist, solche Ausführungen mit einem geschichtlichen Rückblick zu beginnen; liegt doch die erste Drehstrom-Kraftübertragung, nämlich die Übertragung von Lauffen nach Frankfurt am Main, die sich einer Spannung von 25 kV bediente, kaum erst 70 Jahre zurück. Die erste 110-kV-Freileitung wurde 1912 in Deutschland in Betrieb genommen, und seither ist die Energieübertragung mit höher und höher werdenden Spannungen mit raschen Schritten vorwärts gegangen. Zur Zeit sind in der Schweiz total 3807 km Höchstspannungsleitungen von 150, 220 oder 380 kV im Betrieb oder im Bau, wovon

1805 km oder 48 % isoliert für 130 oder 150 kV,
1489 km oder 39 % isoliert für 220 kV und
513 km oder 13 % isoliert für 380 kV.

Die für 380 kV isolierten Leitungen werden vorerst noch mit 220 kV betrieben. Die Aufnahme des 380-kV-Betriebes wird teilweise im Jahre 1964 erfolgen. Auch von den für 220 kV isolierten Leitungen werden gewisse Leitungslängen vorerst lediglich mit 150 kV betrieben.

Bei diesen 3807 km Leitungslänge handelt es sich bei etwa 75 % um zweisträngige und bei etwa 25 % um einsträngige Leitungen, so dass diese Leitungslänge von 3807 km eine Stranglänge von 6675 km ergibt. Bei den heutigen Baukosten entspricht dies einer Kapitalinvestition von beinahe 1 Milliarde Franken. Dies macht immerhin beinahe 10 % der gesamten Investitionen der schweizerischen Elektrizitätswerke in Kraftwerken, Unterwerken und Verteilanlagen aus, so dass es sich wohl rechtfertigt, den Problemen der Höchstspannungsleitungen nähere Aufmerksamkeit zu schenken.

Bei den vorliegenden Ausführungen wurde das Ziel gesteckt, die Probleme der Höchstspannungsleitungen vom Gesichtspunkte des Bauherrn und des Betriebsinhabers aus zu beleuchten und die Behandlung der konstruktiven Probleme des eigentlichen Leitungsbaues, gleich wie auch die Frage der eigentlichen Bau- und Montagevorgänge von Leitungen, anderen Berichterstattern zu überlassen. Trotz dieser Aufteilung in die verschiedenen Arbeitsgebiete wird es im Interesse der Klarheit der Ausführungen zweckmässig sein, sich auf das Wesentliche und Charakteristische zu konzentrieren, handelt es sich doch nicht in erster Linie darum, dem auf diesen Gebieten tätigen Spezialisten neue Erkenntnisse zu vermitteln — die er viel besser an Hand der Fachliteratur studieren kann — sondern vielmehr darum, einem breiten Kreis zu zeigen, welche Probleme sich bei der Projektierung beim Bau und Betrieb von Höchstspannungsleitungen stellen. Dadurch ist es vielleicht möglich, der weitverbreiteten Auffassung, dass es sich beim Leitungsbau nur um zweitrangige Ingenieur-Probleme handle, etwas entgegenzutreten.

Wenn auch in diesen Ausführungen auf die Behandlung konstruktiver Probleme des Leitungsbaues verzichtet werden soll, so ist es doch zweckmässig, einleitend eine Übersicht über die verschiedenen Masttypen zu geben, die in der Praxis zur Anwendung kommen. Der Bau von Höchstspannungsleitungen geht nämlich in den verschiedenen Ländern etwas verschiedene Wege. Unterschiede in den Masttypen drängen sich auf, als Folge der unterschiedlichen gesetzlichen Bestimmungen, die in den einzelnen Ländern beim Bau von Leitungen zu berücksichtigen sind, wie minimale Bodenabstände der Leiter und Festigkeitsannahmen. Aber auch die topographischen Verhältnisse und die Dichte der Besiedelung haben in den verschiedenen Ländern zu verschiedenen Masttypen geführt. So werden Länder mit einer dichten Bebauung, wie die Schweiz, einer Masttype den Vorzug geben, die lediglich einen schmalen Landstreifen beansprucht und dabei die unvermeidlich grössere Masthöhe in Kauf nehmen, währenddem Länder mit geringer Bebauung, wie Frankreich, Schweden und Russland sich zu breiterer, horizontaler Ausdehnung und dafür geringer Bauhöhe entschliessen werden.

Fig. 1 zeigt einige typische Mastbilder, wie sie für 380-kV-Leitungen zur Anwendung kommen.

2. Die elektrischen charakteristischen Grössen von Leitungen

Das elektrische Verhalten einer Leitung ist bestimmt durch 4 Leitungskonstanten. Es sind dies:

1. Der Ohmsche Längswiderstand R in Ohm pro Meter Leitungslänge. Er ist gegeben durch den Querschnitt und das Material der Leiterseile, in der Regel Kupfer, Aluminium oder Aldrey.

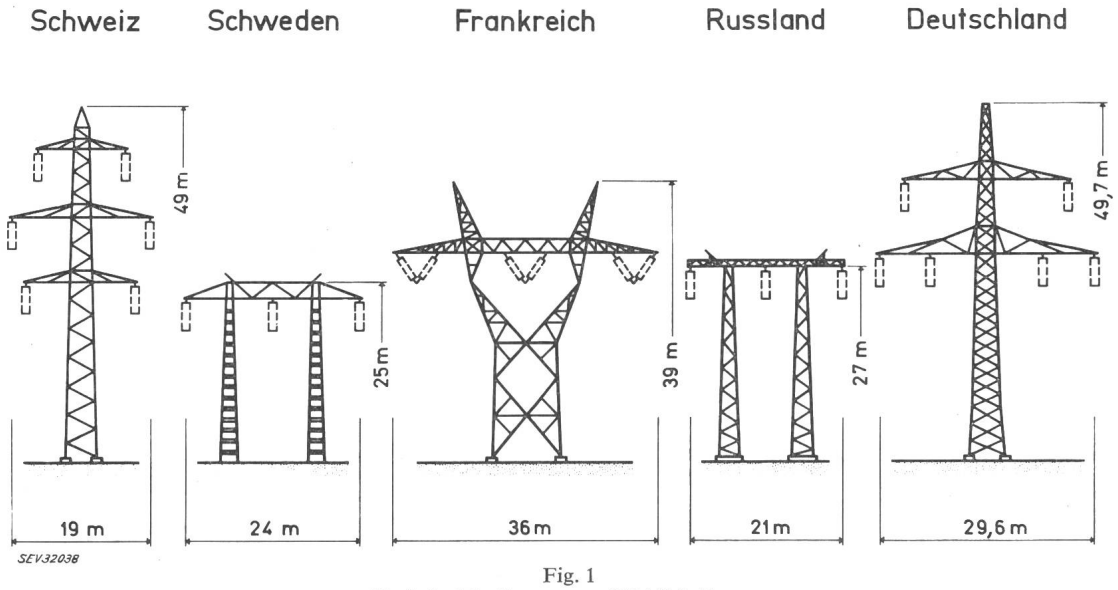

Fig. 1
Typische Mastformen von 380-kV-Leitungen

2. Die induktive Reaktanz, ebenfalls gemessen in Ohm pro Meter Leitungslänge, bei der gegebenen Betriebsfrequenz. Sie ist bestimmt durch die räumliche Ausdehnung des die Leiter umschliessenden magnetischen Feldes und deshalb von der gegenseitigen geometrischen Anordnung, d. h. von den Leiterabständen abhängig. Ein wesentlicher Anteil der induktiven Reaktanz wird durch das unmittelbar den Leiter umgebende Feld bestimmt. Sie ist somit davon abhängig, ob die Leitung mit Einfach- oder mit Bündelleitern ausgerüstet ist. Leitungen mit Bündelleitern haben bei sonst gleichen Verhältnissen eine kleinere induktive Reaktanz als Leitungen mit Einfachleitern.

3. Die Ableitung G in $\frac{1}{\text{Ohm}} \times$ Meter Leitungslänge. Diese Leitungskonstante bringt zum Ausdruck, dass das zwischen den verschiedenen Phasenleitern liegende Dielektrikum, d. h. die Luft, keinen vollkommenen Isolator bildet, sondern einen hochohmigen Widerstand darstellt, durch den ein Ableitstrom fliesst. Das gleiche trifft auch zu für die Isolatoren. Vorausgesetzt, dass eine Leitung bezüglich Phasenabständen und Seildurchmesser so gebaut ist, dass keine wesentlichen Glimmerscheinungen und damit Koronaverluste auftreten, kann in der Praxis die Ableitung vernachlässigt bzw. der Ableitwiderstand als unendlich gross angenommen werden.

4. Die kapazitive Reaktanz in Ohm × Meter Leitungslänge, bei der gegebenen Betriebsfrequenz, die analog dem induktiven Längswiderstand von der geometrischen Anordnung des Leiterbildes, d. h. vom gegenseitigen Abstand der Leiter abhängig ist. Auch der Kapazitätswert wird dadurch beeinflusst, ob die Leitung mit Einfach- oder Bündelleitern ausgerüstet ist. Leitungen mit Bündelleitern haben bei sonst gleichen Verhältnissen die grössere Kapazität als Leitungen mit Einfachleitern.

Widerstand, Induktivität, Ableitung und Kapazität sind über die ganze Leitungslänge gleichmässig verteilt. Dabei haben Längswiderstand und Induktivität zur Folge, dass sich in der Regel die Spannung längs der Leitung verändert, währenddem Ableitung und Kapazität eine Veränderung des in den Leitungsseilen fliessenden Stromes bewirken.

Durch diese vier Leitungskonstanten ist der elektrische Zustand einer Leitung bei jedem Belastungsfall, bei dem keine Stromleitung durch die Erde stattfindet, eindeutig bestimmt. Durch einen Satz analoger Leitungskonstanten, bezogen auf einen Stromkreis, der in der einen Richtung durch die 3 parallelgeschalteten Leiterseile und in der andern Richtung durch die Erde aufgebaut ist, lässt sich der Leitungszustand für einen unsymmetrischen Belastungszustand mit Stromrückfluss durch die Erde ermitteln, und durch Kombination des symmetrischen und unsymmetrischen Zustandes kann nach der Methode der symmetrischen Komponenten jeder beliebige Belastungszustand berechnet werden.

Es ist nicht Aufgabe dieses Berichtes, auf die Berechnungsmethoden des Verhaltens der Freileitungen einzugehen. Hierzu sei auch auf die einschlägige Literatur verwiesen, besonders auf eine interessante von Prof. *K. Berger* im Bulletin des SEV 1956 angegebene Berechnungsmethode[1]). Alle diese Berechnungsmethoden sind ziemlich kompliziert und zeitraubend. Es ist jedoch ein glücklicher Umstand, dass in der Regel wesentliche vereinfachende Annahmen zulässig sind, ohne die Genauigkeit des Ergebnisses in unzulässiger Weise zu beeinflussen; so insbesondere die Vernachlässigung der Ableitung, der Ersatz der längs der Leitung verteilten Induktivität und des Widerstandes durch in der Leitungsmitte angenommene konzentrierte Werte sowie der Ersatz der längs der Leitung verteilten Kapazität durch je eine am Leitungsanfang und Ende konzentriert angenommene Kapazität. Auch der Ohmsche Längswiderstand kann in vielen Fällen vernachlässigt werden.

Im nachfolgenden sind die Ergebnisse solcher Leitungsberechnungen lediglich für zwei Spezialfälle näher betrachtet, nämlich für die leerlaufende Leitung und für die mit der natürlichen Leistung belastete Leitung:

3. Die leerlaufende Leitung

Wird eine Induktivität von einem der Spannung nacheilenden Strom durchflossen, so tritt an ihr ein Spannungsabfall auf, der zur Folge hat, dass die Spannung am Ausgang tiefer ist als am Eingang. Ist der Strom der Spannung voreilend, so bewirkt er eine Spannungserhöhung, d. h. die Spannung am Ausgang ist höher als am Eingang. Dieser Fall ist nun bei einer leerlaufenden Höchstspannungsleitung in ausgeprägtem Mass vorhanden, indem der längs der Leitung auftretende Ladestrom die gleichmässig verteilte Induktivität durchfliesst. Diese, als Ferranti-Effekt bezeichnete Erscheinung hat zur Folge, dass die Spannung am Ende einer leerlaufenden Leitung einen Wert annimmt, der ganz bedeutend höher sein kann als der Spannungswert am Einspeisepunkt. In der Praxis werden die Verhältnisse noch sehr oft dadurch verschärft, dass der leerlaufenden Leitung ein Transformator vorgeschaltet bleibt, der in der Regel eine grosse Kurzschlussspannung aufweist. Da dieser ebenfalls vom Ladestrom der leerlaufenden Leitung durchflossen wird, tritt an ihm eine zusätzliche Spannungserhöhung auf, die sich der Spannungserhöhung längs der Leitung hinzuaddiert. Geht nun eine Leitung als Folge einer Auslösung des Schalters am Leitungsende vom belasteten in den leerlaufenden Zustand über, so tritt dieser Spannungssprung tatsächlich auf. Er ist von grosser praktischer Bedeutung für die Bestimmung der Spannungsfestigkeit, der das Stationsmaterial gewachsen sein muss. Es ist von Interesse, diese Vorgänge, die in theoretischer Hinsicht allgemein bekannt sind, auch grössenmässig etwas näher zu betrachten. Zu diesem Zweck ist in Fig. 2 der Verlauf der Spannung am Ende einer leerlaufenden Leitung dargestellt. Diese Kurve gilt sowohl für 380- als auch für 220- und 150-kV-Leitungen. Daraus geht hervor, dass diese Vorgänge durchaus nicht zu vernachlässigen sind.

Bei einer leerlaufenden Leitung ist aber nicht nur den Spannungsverhältnissen Beachtung zu schenken, sondern es ist besonders auch der Einfluss deren Ladeleistung auf das speisende Netz in Betracht zu ziehen, denn die Ladeleistung von leerlaufenden Leitungen erreicht beträchtliche Grössen, die vom speisenden Netz aufgebracht werden müssen und

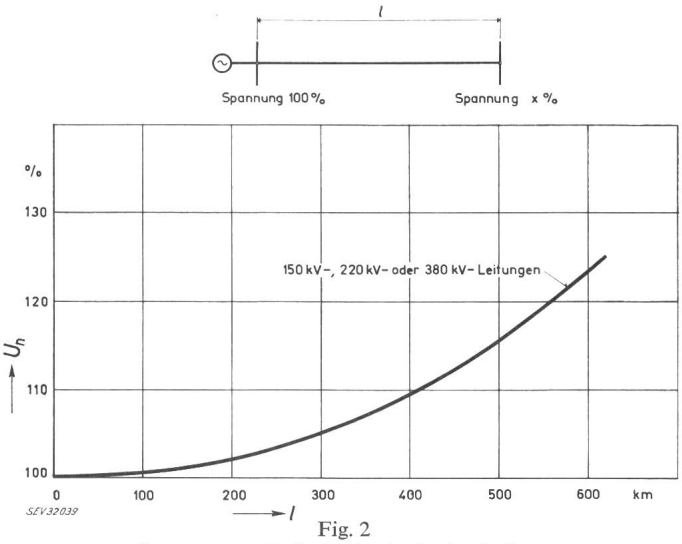

Fig. 2
Spannung am Ende der leerlaufenden Leitung
U_n Nennspannung; l Leitungslänge

[1]) Siehe Bull. SEV 47(1956)11, S. 485...517.

zwar die folgenden Werte pro 100 km einfachen Leitungsstranges:

150 kV	6,5 MVar
220 kV	17 MVar
380 kV	48 MVar

4. Die natürliche Leistung

Eine Leitung kann vereinfacht dargestellt werden als Π-Schaltung. Die Längsimpedanz besteht aus der Induktivität, die Querreaktanz aus der Aufteilung der Kapazität auf den Anfang und das Ende der Leitung. Falls die Leitung unter Spannung steht, liefert ihre Kapazität einen der Spannung nacheilenden Strom, also Magnetisierungsleistung an das Netz. Wird nun die Leitung unter Strom gesetzt, d. h. belastet, so erzeugt der in den Leiterseilen fliessende Strom in deren Umgebung ein magnetisches Feld, zu dessen Aufrechterhaltung Magnetisierungsleistung aus dem Netz bezogen wird. Es gibt nun einen gewissen Gleichgewichtszustand, bei dem die Lieferung von Magnetisierungsleistung durch die Leitungskapazität gleich gross ist wie der Verbrauch von Magnetisierungsleistung der Leitungsinduktivität, bei dem also die Leitung in Bezug auf ihren Blindleistungshaushalt selbsterhaltend ist. Diese Belastung wird als «natürliche Leistung» der Leitung bezeichnet.

Aus dieser Definition der natürlichen Leistung einer Leitung geht ohne weiteres hervor, dass eine Leitung, die *unter* der natürlichen Leistung belastet ist, gegenüber dem Netz als Kondensator, d. h. als Lieferant von Magnetisierungsleistung in Erscheinung tritt. Diese Lieferung von Magnetisierungsleistung muss unter Umständen, falls kein Bedarf hiefür vorhanden ist, durch angeschaltete Drosselspulen, untererregte Generatoren oder Synchron-Kompensatoren aufgenommen werden. Umgekehrt ist eine Leitung, die *über* der natürlichen Leistung belastet ist, gegenüber dem Netz ein Verbraucher von Magnetisierungsleistung, die durch angeschaltete Kondensatoren, übererregte Generatoren oder Synchron-Kompensatoren zu beschaffen ist. Es kommt somit dem Begriff der natürlichen Leistung einer Leitung im Haushaltplan der Blindleistung eines Netzes eine grosse Bedeutung zu.

Für die in der Schweiz häufig verwendeten Typen von Freileitungen ergeben sich die folgenden Werte der natürlichen Leistung. Sie sind auf einen Strang bezogen, für doppelsträngige Leitungen also zu verdoppeln:

150-kV-Leitung mit Einfachleitern 300 mm² Aldrey:
62 MW, entsprechend 62 % der üblichen Maximalbelastung

220-kV-Leitung mit Bündelleitern 2×300 mm² Aldrey:
162 MW, entsprechend 65 % der üblichen Maximalbelastung

380-kV-Leitung mit Bündelleitern 2×600 mm² Aldrey:
457 MW, entsprechend 76 % der üblichen Maximalbelastung.

In allen Fällen liegt somit die natürliche Leistung tiefer als die den Leitungen üblicherweise zugemutete Maximalbelastung. Dies heisst also, dass im praktisch vorkommenden Belastungsbereich diese Leitungen bei kleinen Belastungen als Lieferanten von Magnetisierungsleistung auftreten, um hingegen bei Vollbelastung die Funktion von Verbrauchern von Magnetisierungsleistung zu übernehmen.

5. Die Übertragungsfähigkeit einer Leitung

Gleich wie bei jeder elektrischen Maschine oder bei jedem Apparat ist auch bei einer elektrischen Leitung deren Leistungsfähigkeit durch ihre technischen Daten oder auch durch die charakteristischen Daten des Netzes, dessen Bestandteil sie bildet, begrenzt. Je nach den vorliegenden Verhältnissen liegt diese Begrenzung in der thermischen Belastbarkeit, d. h. in den Leitertemperaturen, im Spannungsabfall zwischen dem Anfangs- und Endpunkt der Leitung oder auch in der Einhaltung der Stabilitätsbedingungen der durch die Leitung miteinander verbundenen Netzgruppen.

5.1 Begrenzung der Übertragungsfähigkeit durch die thermische Belastbarkeit

Als Leitermaterial wird für Leitungen der betrachteten Spannungen von 150, 220 oder 380 kV entweder Aldrey oder Reinaluminium verwendet.

Bei Aldrey handelt es sich um eine Aluminiumlegierung von 98,5 % Al und 0,6 % Si, 0,5 % Mg und 0,3 % Fe und 0,1 % Verschiedenes, deren hohe mechanische Festigkeit die Verwendung als homogene Seile, d. h. ohne Stahlseele gestattet.

Reinaluminium wird in Form von Stahlaluminiumseilen verwendet, d. h. von Aluminium-Seilen, die mit einer Stahlseele ausgerüstet sind. Dieser kommt in erster Linie die Übernahme der mechanischen Belastung zu, während die umliegenden Aluminiumdrähte die Aufgabe der Stromleitung übernehmen.

Für Leiterseile beider Typen sind Leitertemperaturen von 80 °C ohne Nachteil zulässig. Dies entspricht für ein 300 mm² Seil einer Belastbarkeit von 2,06...2,7 A/mm² und für ein 600 mm² Seil von 1,6...2,1 A/mm².

Für einige in der Schweiz übliche Leitungstypen ergeben sich folgenden thermischen Belastbarkeiten pro Strang:

150 kV, 300 mm² Aldrey . . . . . 160...210 MVA
entsprechend 160...210 % der üblichen Maximalbelastung

220 kV, 300 mm² Aldrey Zweierbündel . . 470...615 MVA
entsprechend 190...250 % der üblichen Maximalbelastung

380 kV, 600 mm² Aldrey Zweierbündel . . 1250...1660 MVA
entsprechend 210...275 % der üblichen Maximalbelastung.

Dabei entsprechen die tieferen Werte einer Umgebungstemperatur von 40 °C und die höheren Werte von 10 °C.

Leider lassen sich diese hohen, thermisch zulässigen Belastungswerte nur in den seltensten Fällen verwirklichen, etwa bei ganz kurzen Leitungen, aus Gründen, auf die wir später zurückkommen.

Bei der Beurteilung der thermischen Belastbarkeit von Leitungen ist aber nicht nur der normale Betriebszustand zu berücksichtigen, sondern es ist weiter in Betracht zu ziehen, dass zusätzliche Temperaturerhöhungen als Folge von in den Leitungen fliessenden Kurzschlußströmen eintreten können. Für solche Fälle wird eine Höchsttemperatur von 160 °C als kurzzeitig höchst zulässiger Grenzwert betrachtet, da bei höheren Temperaturen leicht bleibende Veränderungen des Gefüges des Seilmaterials eintreten können. Besonders gefährdet sind in solchen Fällen die Verbindungsmuffen. Auch bleibende Längenänderungen der Seile, die eine Neuregulierung des Durchhanges verlangen, können eintreten.

Bei den in Zukunft in unseren schweizerischen Höchstspannungsnetzen zu erwartenden Kurzschlussleistungen, die nach durchgeführten Berechnungen auf 16 000 MVA ansteigen können, verlangt die Einhaltung einer Leitertemperatur

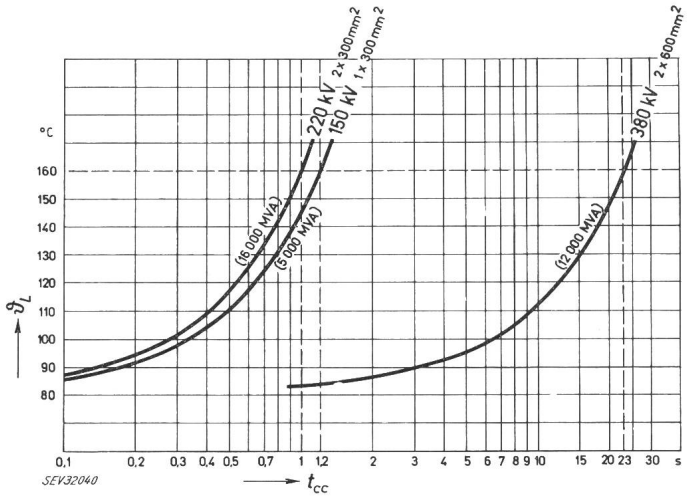

Fig. 3
Leitertemperaturen von Freileitungen bei Kurzschluss
ϑ_L Leitertemperatur; t_{cc} Kurzschlussdauer

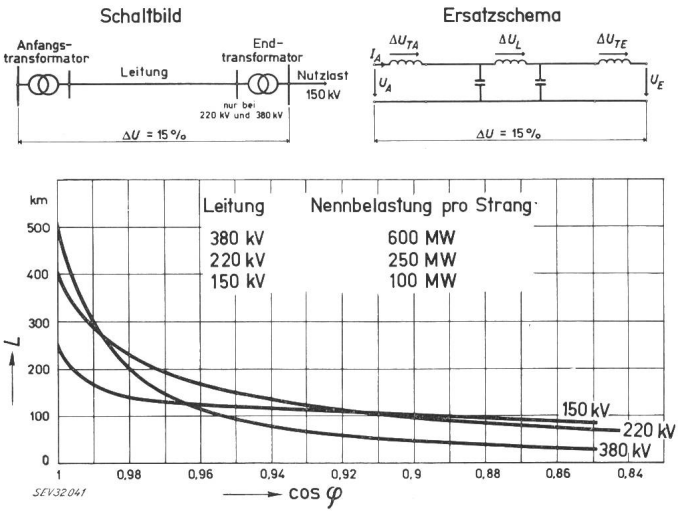

Fig. 4
Übertragungsdistanz für 15 % Spannungsabfall
L Übertragungsdistanz; $\cos\varphi$ Leistungsfaktor der Nutzlast

von 160 °C kurze Abschaltzeiten von Störungen. Diese Verhältnisse sind in Fig. 3 dargestellt.

5.2 Begrenzung der Übertragungsfähigkeit durch Spannungsabfall

Freileitungen weisen als Folge ihrer grossen Phasenabstände auch grosse Streuspannungen auf. Während z. B. bei einem Grosstransformator die Streuspannung bei Nennlast 10...16 %beträgt, liegt sie bei einer Hochspannungsleitung, sofern man sie auf die thermische Belastbarkeit bezieht, bei folgenden Werten pro 100 km Leitungslänge:

150-kV-Leitung: 27 % pro 100 km bei 160 MVA
220-kV-Leitung: 30 % pro 100 km bei 470 MVA
380-kV-Leitung: 29 % pro 100 km bei 1250 MVA

Die Streuspannung beträgt also pro 100 km Freileitung mehr als das doppelte derjenigen eines Transformators, sofern die Freileitung mit der thermisch zulässigen Belastbarkeit in Betrieb gehalten wird.

Hohe Streuspannungen haben nun aber hohe Spannungsabfälle zur Folge. Sowohl die Erfordernisse des Netzbetriebes als auch wirtschaftliche Überlegungen verlangen nun aber, dass der Spannungsabfall eines Übertragungssystems einen gewissen Grenzwert nicht übersteigt. Dies ist einmal erforderlich mit Rücksicht auf die möglichst weitgehende Ausnützung des Isolationsniveau der einzelnen Elemente des Übertragungssystems zwecks Tiefhaltens der Verluste, und im weitern deshalb, weil die einzelnen Einrichtungen zur Spannungsregulierung in der Praxis für einen festgesetzten Regulierbereich gebaut sind, insbesonders bei Generatoren und Reguliertransformatoren. Überschreiten die Spannungsabfälle den Bereich der Regulierorgane, so kann die Abgabespannung nicht mehr auf dem gewünschten Wert gehalten werden, oder die Spannung auf der Kraftwerkseite der Leitung müsste auf einen Wert erhöht werden, der mit Rücksicht auf das Isolationsniveau der Anlagen und die Nennspannungen des Materials kaum zulässig wäre. Der Wert der zulässigen Spannungsabfälle zwischen Anfangs- und Endpunkt einer Fernleitung kann nun allerdings nicht eindeutig angegeben werden, doch wird ein Ansatz von 15 % in der Praxis als obere Grenze betrachtet.

In Fig. 4 ist für Übertragungssysteme von 150, 220 und 380 kV die bei einem Spannungsabfall von 15 % erreichbare Übertragungsdistanz angegeben, wobei diese Leitungen mit den üblichen Maximalbelastungen betrieben werden. Es sind dies die folgenden:

150 kV, 300 mm² Aldrey	100 MW pro Strang
220 kV, 300 mm² Aldrey Zweierbündel	250 MW pro Strang
380 kV, 600 mm² Aldrey Zweierbündel	600 MW pro Strang

Als Abszisse ist auf diesem Diagramm der Leistungsfaktor der Nutzlast aufgetragen. Es geht daraus hervor, dass die bei einem Spannungsabfall von 15 % erreichbare Übertragungsdistanz sehr rasch abnimmt, falls sich der Leistungsfaktor verschlechtert. Dies zeigt, dass Höchstspannungsleitungen ungeeignete Anlagen zum Transport von Blindleistung sind und dass es deshalb zweckmässiger ist, die Blindleistung in der Nähe des Verbrauchers durch statische Kondensatoren oder durch Phasenschieber zu erzeugen, als sie von einem fernliegenden Kraftwerk über grosse Distanzen anzuliefern.

5.3 Begrenzung der Übertragungsfähigkeit durch die Stabilitätsverhältnisse

Eine weitere Begrenzung der über eine Leitung oder über ein Leitungssystem übertragbaren Leistung liegt in den Stabilitätsverhältnissen. Es ist hier allerdings nicht möglich, ausführlich darauf einzugehen, da es sich um sehr komplizierte Probleme handelt, die den gesetzten Rahmen sprengen würden. Wir müssen uns deshalb darauf beschränken, auf das Vorhandensein dieser Übertragungsbegrenzung hinzuweisen.

Für einen konkreten Fall einer Energieübertragung haben wir eine Stabilitätsuntersuchung durchgeführt. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

Auf einer doppelsträngigen 380-kV-Leitung wird über eine Distanz von 200 km eine Leistung von 1450 MW übertragen. Auf der Kraftwerkseite sind die Generator- und Transformatorleistung ebenfalls 1450 MW. In der Gegenstation erfolgt die Einspeisung der beiden 380-kV-Leitungen über einen Transformator auf ein unendlich starkes Netz. Die Annahmen und Ergebnisse der Untersuchung sind auf Fig. 5 dargestellt. Es geht daraus hervor, dass in einem solchen Falle, der für schweizerische Verhältnisse einen Extremfall darstellt, die Stabilität bei Erdschluss gewährt bleibt, vor-

Charakteristische Daten für schweizerische Höchstspannungsleitungen, Tannenbaumausführung

Tabelle I

Nennspannung		[kV]	150	220	380
Nennleistung pro Strang		[MW]	100	250	600
Thermische Leistung pro Strang		[MVA]	160/210	470/615	1250/1660
Natürliche Leistung pro Strang		[MW]	62	162	457
Leiterquerschnitt pro Phase, Aldrey		[mm²]	1×300	2×300	2×600
Leiterabstände vertikal		[m]	4,2	5,9	9,0
Leiterabstände horizontal		[m]	5,9/10,9	8,6/14,6	12,0/19,0
Trassebreite zwischen Baulinien		[m]	20,9	24,6	29,0
Mittlere Masthöhe bis Erdseil		[m]	33	39	49
Minimale Leiterabstände über Boden (befahrbar)		[m]	7,8	8,5	10,1
Ohmscher Widerstand pro Phase		[Ω/km]	0,113	0,0565	0,0298
Induktive Reaktanz pro Phase		[Ω/km]	0,38	0,312	0,33
Kapazitive Reaktanz pro Phase		[Ω/km]	347	285	300
Stromwärmeverluste bei Nennleistung $\cos\varphi = 1$	pro Strang	%	5	2,92	1,23
Stromwärmeverluste bei Nennleistung $\cos\varphi = 0{,}95$	pro Strang	100 km	5,5	3,2	1,37
Spannungsabfall bei Nennleistung $\cos\varphi = 1$		$L = 100$ km [%]	5,4	3,3	1,5
Spannungsabfall bei Nennleistung $\cos\varphi = 0{,}95$		$L = 100$ km [%]	11,6	8,8	6,1
Ladeleistung	pro Strang	[MVar / 100 km]	6,5	17	48
Blindleistungsverbrauch bei Nennleistung $\cos\varphi = 1$	pro Strang	[MVar / 100 km]	10,4	23,2	34,2
Blindleistungsverbrauch bei Nennleistung $\cos\varphi = 0{,}95$	pro Strang	[MVar / 100 km]	12,2	27,6	43
Erstellungskosten (Mittelwert) für Doppelleitung		[Fr·10⁶ / 100 km]	12,5	22	38
Erstellungskosten (Mittelwert) für Einfachleistung		[Fr·10⁶ / 100 km]	9	16,5	28

ausgesetzt, dass von der Möglichkeit einer raschen dreiphasigen Abschaltung und Wiedereinschaltung Gebrauch gemacht wird.

Damit haben wir nun die technischen Verhältnisse, die der Belastbarkeit von Freileitungen eine Grenze setzen, kurz betrachtet, nämlich die thermische Belastbarkeit, die Begrenzung durch den Spannungsabfall und die Begrenzung durch die Stabilitätserfordernisse. Zur Erhöhung der Übersichtlichkeit sind diese Werte in Tabelle I zusammengefasst.

6. Die wirtschaftlichen Verhältnisse

Nach dem bisher Gesagten müssen eine ganze Anzahl technischer Bedingungen erfüllt sein, damit ein Energieübertragungssystem einwandfrei arbeitet, wie genügende thermische Belastbarkeit, Spannungs- und Blindleistungsverhältnisse, Stabilitätsbedingungen etc. Zur Lösung eines gegebenen Übertragungsproblemes gibt es nun aber in der Regel mehrere Möglichkeiten, die alle diese technischen Bedingungen erfüllen. Man kann entweder eine Energieübertragung mit hoher Spannung und dafür mit einer einzigen Leitung projektieren oder sich umgekehrt mit einer mässigen Spannung begnügen und dafür mehrere Leitungen parallel führen. Welches ist nun die zweckmässigste Lösung? Mit dieser Frage kommen wir zum Problem der Wirtschaftlichkeit, d. h. zur Abklärung der Frage, welche der verschiedenen technischen Möglichkeiten die kleinsten Jahreskosten ergibt.

Bei der Prüfung dieser Verhältnisse dürfen wir aber nicht nur die eigentlichen Leitungskosten vergleichen, sondern müssen auch die benötigten Transformatoren und Schaltanlagen einschliessen. Im weitern sind auch noch die nötigen Mittel für den Blindleistungshaushalt einzubeziehen, wie Drosselspulen, Kondensatorenbatterien und eventuell Synchron-Kondensatoren, und selbstverständlich sind auch die Kosten für die Beschaffung der Energie zur Deckung der bei der Energieübertragung entstehenden Verluste zu berücksich-

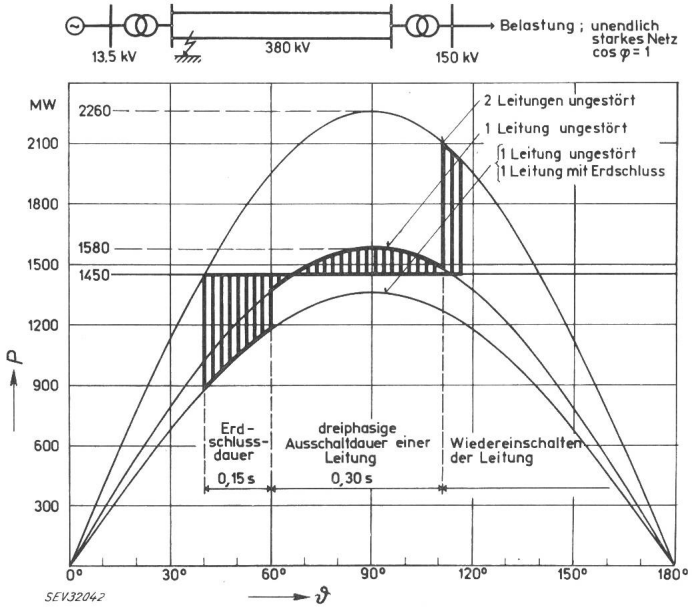

Fig. 5
Stabilitätsuntersuchung einer 380-kV-Übertragung über 200 km bei Erdschluss
P Belastung; *ϑ* Lastwinkel

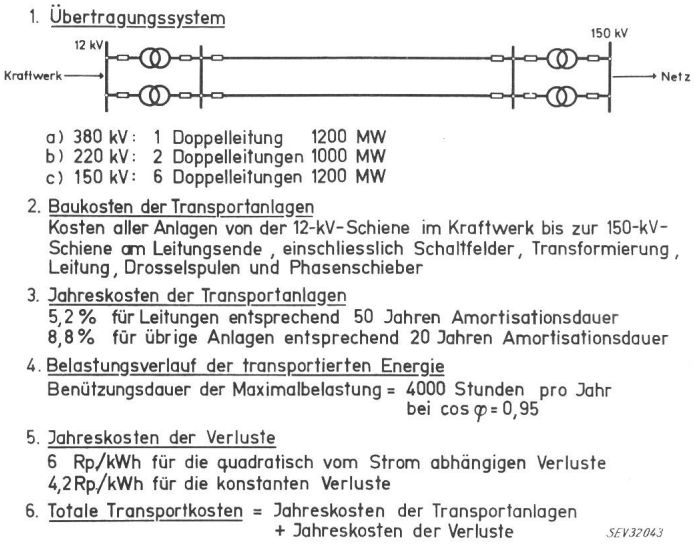

Fig. 6
Transportkosten für verschiedene Übertragungsspannungen
Berechnungsgrundlagen

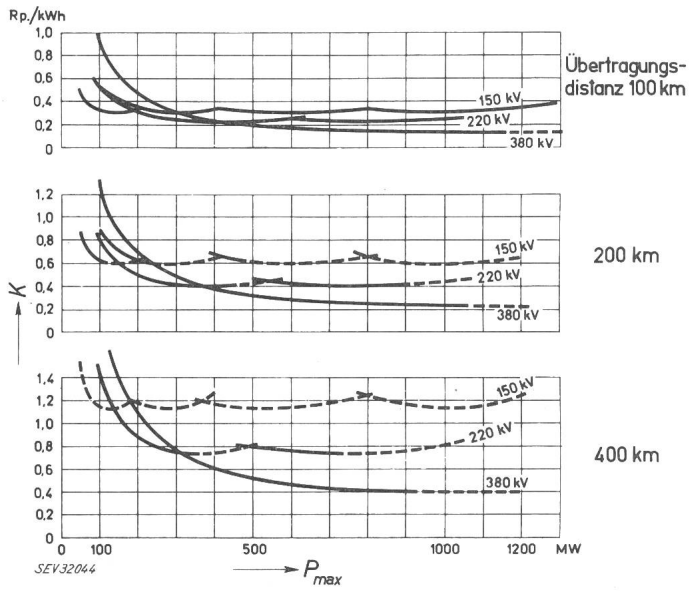

Fig. 7
Transportkosten pro transportierte kWh in Funktion der Maximalbelastungen
K Transportkosten; P_{max} maximale Belastung

tigen. Alle diese Kostenanteile sind von vielfachen Annahmen abhängig, wie Zinssatz für das investierte Kapital, angenommene Abschreibungsdauer, Annahme über die Menge und den zeitlichen Verlauf der zu transportierenden Energie, Beschaffungskosten der Energie zur Deckung der Verluste etc. Aus der Vielzahl der zu treffenden Annahmen geht hervor, dass die Frage der wirtschaftlichsten Übertragungsspannung nicht in allgemeiner Form beantwortet werden kann. Es muss vielmehr jeder Fall auf Grund der tatsächlichen Verhältnisse einzeln untersucht werden. Wir haben solche Wirtschaftlichkeitsberechnungen für eine Zahl konkreter Annahmen in allen Einzelheiten durchgeführt, und zwar wahlweise für Energieübertragung mit 150, 220 und 380 kV. Dabei wurden die bei den Nordostschweizerischen Kraftwerken üblichen Leitungstypen zu Grunde gelegt, nämlich von 300 mm² Aldrey für eine Spannung von 150 kV, von 2 × 300 mm² Aldrey für 220 kV und von 2 × 600 mm² Aldrey für 380 kV. Die Belastung der Leitungen und Transformatoren wurde mit einer Benützungsdauer von 4000 h angenommen, und die quadratisch vom Strom abhängigen Verluste wurden zu 6 Rp./kWh, die konstanten Verluste, also die Eisenverluste der Transformatoren zu 4,2 Rp./kWh bewertet. In die Kostenberechnung wurden neben den eigentlichen Leitungskosten auch die Kosten der benötigten Transformatoren und Schalterfelder eingeschlossen. Die Jahreskosten des investierten Kapitals wurden zu 5,2 % für Leitungen und zu 8,8 % für Transformatoren, Phasenschieber und Schaltfelder angenommen, entsprechend einer Abschreibungsdauer von 50 bzw. 20 Jahren.

Die getroffenen Annahmen sind in Fig.6 dargestellt, wobei darauf hinzuweisen ist, dass jedes der 3 Systeme ungefähr das gleiche maximale Übertragungsvermögen aufweist. Der Kostenvergleich wurde für verschiedene Übertragungsdistanzen durchgeführt. Die Ergebnisse sind in den Fig. 7 und 8 enthalten.

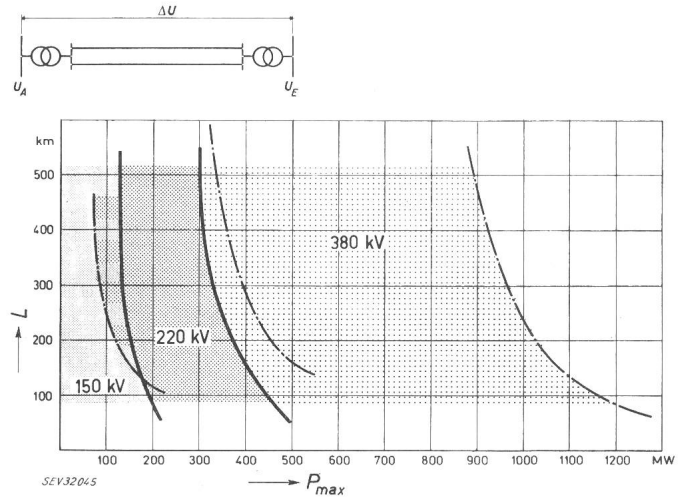

Fig. 8
Wirtschaftlicher Bereich verschiedener Übertragungsspannungen
L Übertragungsdistanz ; P_{max} maximale Belastung pro Doppelleitung;
——— Grenzwert gleicher Kosten;
—·—·— Grenzwert für 15 %
Spannungsabfall ΔU bei $\cos\varphi = 0{,}95$

7. Der Einfluss der verfügbaren Trassebreite auf die Wahl der Spannung

Wir haben gesehen, dass es für die Lösung jedes Übertragungsproblems, d. h. für jede Übertragungsdistanz und für jede zu übertragende Leistung eine optimale Spannung gibt, bei der die Übertragung mit den geringsten Kosten möglich ist. In der Praxis werden nun aber hin und wieder die Verhältnisse dazu führen, eine andere als die theoretisch ermittelte, optimale Spannung zu wählen.

Einmal wird man sich an die genormte Spannungsreihe halten, damit für die Transformatoren- und die Stationsausrüstungen Normalmaterial verwendet werden kann. Dann wird oft die Möglichkeit zu wahren sein, die Energieübertragung in einem späteren Zeitpunkt für eine grössere Übertragungsfähigkeit ausbauen zu können, um zukünftigen Bedürfnissen zu genügen. Dies kann dazu führen, eine Leitung so zu bauen, dass deren Betriebsspannung in einem spätern Zeitpunkt erhöht werden kann, was praktisch darauf hinauskommt, die Leitung von Anbeginn für die erhöhte Betriebsspannung vorzusehen, z. B. für 380 kV und sie vorerst lediglich mit 220 kV zu betreiben. Die Erfahrung hat nämlich gezeigt, dass ein späterer Umbau einer Leitung für erhöhte Spannung praktisch einem Neubau gleichkommt. Die der neuen, erhöhten Spannung entsprechenden Abstände der Leiter unter sich und vom Erdboden verlangen neue, höhere Masten. Der Durchmesser der Leiterseile muss mit Rücksicht auf die Korona-Verluste vergrössert werden, oder es müssen statt Einfachleiter Bündelleiter eingebaut werden und auch die Isolationen entsprechend verstärkt werden. Dies ist nur durch einen Neubau möglich.

Es können aber auch noch andere Gründe Veranlassung bieten, eine höhere als die wirtschaftlich optimale Übertragungsspannung zu wählen, und zwar speziell die topographischen Verhältnisse des von den Leitungen zu durchfahrenden Gebietes. Besonders in der Schweiz, wo die Leitungen vorwiegend den Tälern entlang verlaufen und oft auch enge Taleinschnitte zu durchfahren haben, muss die Anzahl der Leitungen nach Möglichkeit reduziert werden, da der Raum für die Unterbringung einer Grosszahl von Leitungen nicht vorhanden ist. Auch Überlegungen des Landschaftsschutzes zwingen zu den gleichen Massnahmen. Wie stark der Raumbedarf für die Übertragung einer gegebenen Leistung mit

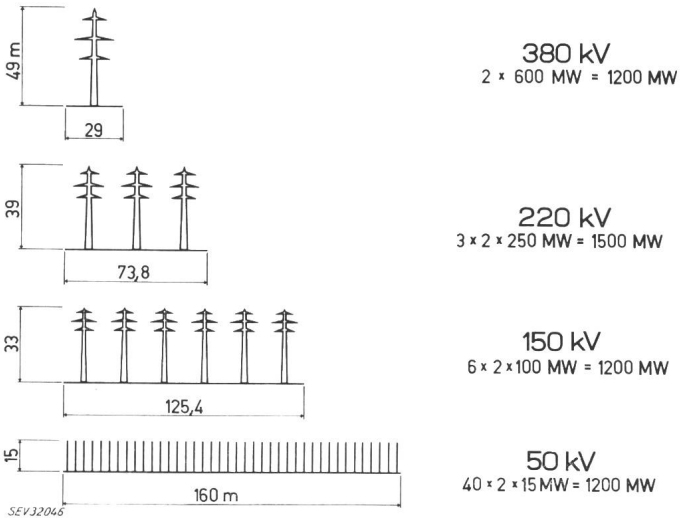

Fig. 9
Erforderliche Trassebreite für eine Übertragung von 1200...1500 MW bei verschiedenen Spannungen

der Erhöhung der Spannung zurückgeht, zeigt sich aus Fig. 9. So beträgt die erforderliche Bandbreite des Leitungstrasses, gemessen zwischen den beidseitigen Baulinien, für die Übertragung einer Leistung von 1200...1500 MW:

bei 380 kV:	1 Doppelleitung	29 m
bei 220 kV:	3 Doppelleitungen	73,8 m
bei 150 kV:	8 Doppelleitungen	125,4 m

Bei 50 kV wäre sogar eine Trassebreite von 160 m erforderlich. In diesem Zusammenhang ist es von Interesse, darauf hinzuweisen, dass durch eine Öl-Pipeline von 52 cm Durchmesser einem thermischen Kraftwerk eine Energiemenge zugeführt werden kann, für deren Abtransport vier 380-kV-Doppelleitungen mit einer Trassebreite von insgesamt 120 m erforderlich wären, bei einer Benützungsdauer von 8000 h/Jahr. Erfolgt die Energieproduktion nur mit einer Benützungsdauer von 4000 h/Jahr, so wären für den Abtransport der Energie sogar acht 380-kV-Doppelleitungen erforderlich.

8. Kabelleitungen für Höchstspannung

Es ist im Zusammenhang mit dem Studium von Problemen von Höchstspannungs-Freileitungen ausserordentlich interessant, auch einige Fragen zu prüfen, die sich bei der Verwendung von Höchstspannungs-*Kabeln* stellen, besonders bei Einschaltung von Kabelstrecken in den Zug von Freileitungsstrecken, zur Durchkreuzung dichtbebauter Gebiete oder auch zum Anschluss von Freileitungen an Schaltanlagen oder Transformatoren in Kavernen, was heute beim Bau von unterirdischen Kraftwerken oft vorkommt. Kabelleitungen für eine Spannung von 150 kV werden seit etwa 1930 betrieben. Man kann also bereits auf eine 30jährige Betriebserfahrung zurückblicken. Kabelleitungen für 220 kV sind seit etwa 26 Jahren in Betrieb, während sich für 380 kV erst einige Kabellängen von einigen Dutzend Metern zum Anschluss von unterirdisch aufgestellten Transformatoren an Freileitungen in Betrieb befinden. Bei allen diesen Kabeln handelt es sich um Einleiterkabel, teils als Ölkabel, teils als Gaskabel ausgebildet.

Kabelleitungen unterscheiden sich von Freileitungen ganz wesentlich, sowohl in technischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht. Dazu treten beim Zusammenschluss von Freileitungen und Kabeln noch Überspannungsprobleme auf, die sehr zu beachten sind, jedoch nicht in den Kreis der vorliegenden Betrachtungen gehören.

Bezüglich der technischen Charakteristiken einer Kabelleitung ist in erster Linie festzustellen, dass als Folge der kleinen Phasenabstände die Impedanz nur einen Bruchteil des Wertes einer Freileitung erreicht, und zwar etwa einen Viertel bis einen Drittel. Dies hat zur Folge, dass die Spannungsabfälle bei einer Kabelleitung im gleichen Verhältnis zurückgehen, oder anders ausgedrückt, dass für einen gegebenen zulässigen Spannungsabfall die Kabelleitung viel höher belastet werden kann als die entsprechende Freileitung.

Anderseits sind bei einer Kabelleitung die zulässigen Leitertemperaturen viel stärker begrenzt als bei Freileitungen, mit Rücksicht auf die den Kabelleiter umgebende Papierisolation. Dazu kommt das schlechte Wärmeableitungsvermögen des Kabel-Dielektrikums. Dies bewirkt, dass die Belastbarkeit bei einer Kabelleitung durch Erwärmungsverhältnisse begrenzt ist, während bei einer Freileitung die Begrenzung des Übertragungsvermögens im praktischen Betrieb — wie bereits erwähnt — durch den Spannungsabfall gegeben ist. Während also bei einer Freileitung bei gewissen Netzzuständen, wie Verlust benachbarter Leitungen, die Belastung stark erhöht werden kann, allerdings unter Inkaufnahme erhöhter Spannungsabfälle, ist dies bei einer Kabelleitung nicht zulässig, ohne dem Dielektrikum Schaden zuzufügen. Betrachtet man nun ein Übertragungssystem, das aus einer Freileitung mit vorgeschalteter Kabelstrecke besteht, so wird durch diese die Überlastbarkeit des ganzen Systems beschränkt, d. h. die Freileitung erfährt durch die Vorschaltung der Kabelstrecke eine betriebliche Entwertung. Diese kann nur durch entsprechende Dimensionierung der Kabelstrecke mit ausserordentlich hohen Mehrkosten verhindert werden.

Während die Impedanz einer Kabelleitung als Folge der kleinen Leiterabstände kleiner ist als bei einer Freileitung, ist anderseits, als Folge der geometrischen Verhältnisse und der Dielektrizitätskonstante des Isolierpapiers die Kapazität sehr viel grösser. Dadurch steigt die Ladeleistung auf den vielfachen Wert an, d. h.

bei 150 kV auf das 30-fache entsprechend 2,0 MVar/km
bei 220 kV auf das 25-fache entsprechend 4,2 MVar/km

Bei 380 kV wären die entsprechenden Werte das 20fache entsprechend 9,5 MVar pro km, wenn solche Kabel in diesen Längen überhaupt verwirklicht werden könnten.

Dies heisst, dass die natürliche Leistung bei einer Kabelleitung sehr viel grösser ist als bei einer Freileitung. Sie liegt weit über der thermischen Belastbarkeit, überschreitet sie diese doch um das sechs- bis siebenfache. Kabelleitungen werden also immer weit unter ihrer natürlichen Leistung betrieben; sie wirken sich somit betriebsmässig immer als Lieferanten von Magnetisierungsleistung aus, gleich wie übererregte Synchronmaschinen.

Um geordnete Betriebsverhältnisse zu schaffen, müssen diese Lieferungen von Magnetisierungsleistung durch den Einbau von Drosselspulen kompensiert werden, falls es sich um grössere Kabellängen handelt. Die Kosten hiefür sind beträchtlich.

Wie sieht nun ein Kostenvergleich Kabelleitung gegen Freileitung überhaupt aus?

Im Vergleich mit einer einsträngigen Freileitung kostet in ebenem Gelände eine Kabelleitung für 150 oder 220 kV ungefähr das fünf- bis siebenfache einer Freileitung. Im Ver-

gleich mit einer doppelsträngigen Freileitung steigen die Kabelkosten sogar auf das acht- bis zehnfache der Kosten der Freileitung an. Sie betragen ca. Fr. 450 000.— für 150 kV und ca. Fr. 1 000 000.— für 220 kV, pro Strang pro km Länge. Dabei sind die Kosten für allfällig benötigte Drosselspulen in diesen Preisen noch nicht eingeschlossen. Es ist verständlich, dass es bei diesen ausserordentlich hohen Kosten für Kabelleitungen aus wirtschaftlichen Gründen leider einfach nicht möglich ist, den häufig angebrachten Begehren der Natur- und Heimatschutzkreise zu entsprechen, an Stelle von Höchstspannungsfreileitungen Kabelleitungen zu erstellen. Welche finanzielle Folgen die Erfüllung dieser Begehren haben würde, geht aus folgendem hervor:

Das in der Schweiz in 150, 220 und zukünftig mit 380 kV zu betreibende Freileitungen investierte Kapital beträgt ca. 1 Milliarde Franken. Würde nur ein Anteil von 20 % dieser Leitungen durch Kabelleitungen ersetzt, so hätte dies zusätzliche Investitionen von über 2 Milliarden Franken zur Folge, mit zusätzlichen Jahreskosten von rund 2 Millionen Franken. Bei einem schweizerischen jährlichen Energieumsatz von 20 Milliarden kWh entspricht dies einer Verteuerung der Energiebeschaffungskosten loko Verbraucher von rund 1 Rp./kWh oder rund 17 % des mittleren Erlöses der in der Schweiz verkauften Normal-Kilowattstunde. Es ist offensichtlich, dass eine solche zusätzliche Belastung, die notwendigerweise auf die Energiebezüger abgewälzt werden müsste, in keinem Verhältnis steht zu dem dadurch erzielten Erfolg, nämlich der Verkleinerung der Leitungslängen der bestehenden Höchstspannungsleitung um nur 20 %, wohlverstanden unter Beibehaltung der vorhandenen grossen Längen von 50-, 16-kV- und 380-V-Leitungen, deren Verkabelungskosten in obige Rechnung nicht einbezogen sind.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich deutlich, dass die Verwendung von Kabelleitungen für Höchstspannung nur da in Frage kommen kann, wo die Erstellung von Freileitungen aus Gründen der Geländeverhältnisse überhaupt nicht durchführbar ist.

9. Zukunftsaussichten

Wie steht es nun mit der in Zukunft zu erwartenden technischen Entwicklung, d. h. mit der praktischen Verwendung von Übertragungsspannungen, die noch höher liegen als die in der Schweiz in neuester Zeit zur Anwendung kommende Höchstspannung von 380 kV, also etwa von 750 kV? Diese Frage soll von zwei Gesichtspunkten aus beleuchtet werden, nämlich einerseits vom Standpunkt des Bedürfnisses, anderseits vom Standpunkt der technischen Möglichkeiten.

Was das Bedürfnis der Verwendung einer Spannung von 750 kV für die schweizerischen Verhältnisse betrifft, so ist festzustellen, dass die schweizerischen Wasserkräfte nach ihrem Vollausbau in etwa 10 Jahren eine Ausbauleistung von etwa 4500 MW aufweisen werden. Da eine einzige doppelsträngige 380-kV-Leitung eine Leistung von wenigstens 1200 MW zu übertragen vermag, könnte theoretisch die ganze Spitzenbelastung der Schweiz über vier solche Doppelleitungen transportiert werden. Nun bedingt aber die gegenseitige geographische Lage der verschiedenen Produktions- und Belastungszentren eine weit grössere Zahl von Verbindungswegen, so dass mit ganz wenig Ausnahmen, wie z. B. von den Kantonen Tessin und Wallis nach der Nordschweiz und vom Wasserschloss Graubünden nach der Ostschweiz, die Transportfähigkeit von 380-kV-Leitungen nicht ausgenützt werden kann und somit für noch höhere Transportleistungen und damit auch für noch höhere Spannungen kein Bedürfnis besteht.

Nachdem der Ausbau der schweizerischen Wasserkräfte dem Abschluss entgegengeht, kommt für die Deckung des zusätzlichen Bedarfs an elektrischer Energie nur die Beschaffung von thermischer Energie in Frage und zwar vorerst auf der Basis der konventionellen Brennstoffe Kohle oder Öl und in einem späteren Zeitpunkt auf der Basis des nuklearen Brennstoffes. Sind nun dabei Transportbedürfnisse zu erwarten, die mit einer Spannung von 380 kV, d. h. mit einer Transportfähigkeit von 1200 MW pro doppelsträngige Leitung nicht erfüllt werden können?

Untersuchungen haben gezeigt, dass der Transport einer kWh über eine Distanz von 350 km, also etwa von Genua nach der Ostschweiz, über eine 380-kV-Leitung etwa das Doppelte kostet als der Transport der für die Erzeugung einer kWh in einem thermischen Grosskraftwerk benötigten Ölmenge über dieselbe Entfernung mit Hilfe einer Pipeline. Dazu kommt der Umstand, dass durch eine Pipeline von 52 cm Durchmesser ungefähr gleichviel Energie transportiert werden kann wie über 3 doppelsträngige 750-kV-Leitungen, welche eine Trassebreite von insgesamt 100 m benötigen, d. h. rund 40 Milliarden kWh bei einer Benützungsdauer von rd. 4000 h, entsprechend dem doppelten heutigen Bedarf der Schweiz an elektrischer Energie. Es wird somit wirtschaftlich interessanter sein, die mit konventionellem Brennstoff erzeugte thermische Energie durch dezentralisierte Kraftwerke zu beschaffen, die in der Nähe der Belastungszentren liegen und diesen den Brennstoff, speziell das Öl, von der Küste durch Pipelines zuzuführen als etwa die thermischen Kraftwerke an der Meeresküste zu erstellen und die Transportdistanz durch Höchstspannungsleitungen zu überbrücken. Da für die schweizerischen Verhältnisse schon mit Rücksicht auf die verfügbaren Kühlwassermengen und die Beeinflussung der Umgebung durch die Abgase Kraftwerkleistungen von 600...750 MW bei Maschinenleistungen von 150...250 MW kaum überschritten werden können, zeichnet sich auch hier auf lange Zeit hinaus kein Bedarf für Transportleistungen von mehr als 600 MW pro Strang und damit für Spannungen von mehr als 380 kV ab. Ähnlich liegen die Verhältnisse bei Atomkraftwerken, bei denen Kraftwerkleistungen von 500... 1000 MW, aufgeteilt in Gruppen zu 500 MW, in Frage kommen.

Wenn nun auch für die schweizerischen Verhältnisse die Anwendung einer höhern Transportspannung als 380 kV auf lange Zeit hinaus nicht zu erwarten ist, so sind in andern Ländern die Bedürfnisse anders gelagert. Es ist als Beispiel nur an Schweden zu erinnern, mit seiner grossen Entfernung von ca. 1000 km zwischen den reichen hydraulischen Energievorkommen im nördlichen Teil des Landes und dem in Südschweden konzentrierten industriellen Energiebedarf. Die Forschungsarbeiten zur Ermöglichung von Energieübertragungen mit Spannungen über 380 kV werden deshalb an den verschiedenen Orten mit aller Intensität gefördert, und zwar sowohl auf dem Gebiet des Transformatoren- und des Schalterbaues als auch des eigentlichen Leitungsbaues. Es sind deshalb noch weitgehende Entwicklungen zu erwarten.

Adresse des Autors:
F. Aemmer, Direktor, Nordostschweizerische Kraftwerke AG, Baden (AG).