Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 55 (1964)
Heft: 9

Artikel: Stabilität und Überspannungen
Autor: Glavitsch, H.
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-916705

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: 10.07.2025

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

der von den betriebsfrequenten Spannungserhöhungen und den Eigenschaften der in der Nähe der Geräte aufgestellten Ableiters abhängt. Die Kraftleitungen erhalten eine Isolation, die die betriebsfrequenten Spannungserhöhungen und die Schaltüberspannungen bewältigen kann. Sammelschienen sowie die an sie oder an die Leitungen angeschlossenen Geräte sollten einen etwas höheren Isolationspegel erhalten, um die Gefahr von Überschlägen an solchen Stellen zu verringern, die auf Grund ihrer Auffälligkeit eine wichtige Rolle spielen. Die Stationen sind durch Seile mit Schirmwirkung zu schützen. Funkenstrecken als Geräteschutz sind ganz zu vermeiden, da die Streuung des Funktionswertes gross ist und die Koordinierung deshalb grosse Sicherheitszuschläge erforderlich macht. Ausserdem sollten auch steile Wellen in der Nähe von wichtigen Geräten vermieden werden.

Bei Höchstspannungen sind die Schaltüberspannungen am gefährlichsten für die Isolation. Es ist deshalb wichtig, dass die Frage der Isolationsfestigkeit gegen Schaltüberspannungen eingehend untersucht wird. Ausserdem sollte eine Isolationsprüfung bei Schaltüberspannungen für Abnahmeprüfungen vorgeschrieben werden.

8. Betriebssicherheit

Aus verständlichen Gründen liegt gegenwärtig noch keine Störungsstatistik für Netze mit Spannungen von 500 kV und mehr vor. Erfahrungen von 400-kV-Netzen wurden von der CIGRE zusammengestellt, und zwar für Freileitungen. Sie weisen auf eine Blitzstörziffer von etwa 0,01 Störungen je Gewittertag und 100 km Leitungslänge. Die Fehler sind hauptsächlich einphasig; nur zum kleineren Teil sind es zweiphasige Fehler mit Erdschluss. In 80...90 % der Fälle führen die Fehler zu erfolgreichen Schnellwiedereinschaltungen. Bei Spannungen über 400 kV kann man mit einer Verringerung der Blitzstörziffer rechnen.

Mehrfachleiter scheinen keine grösseren Schwierigkeiten in Bezug auf Schnee- und Eislasten zu bereiten als Einzelleiter. Die Neigung zum «Galoppieren» verringert sich etwas.

Nur wenige Versorgungsunternehmen und Hersteller veröffentlichen Störziffern für Geräte, Überwachungsausrüstungen und Bedienungspersonal. Da die Blitzstörziffer sehr klein ist, werden jedoch gerade diese Faktoren einen beherrschenden Einfluss auf die Betriebssicherheit haben. Die schwedischen Erfahrungen vom 400-kV-Betrieb deuten für Transformatoren und Drosselspulen auf 5 Störungen in 100 Gerätejahren (Dreiphasen), zum überwiegenden Teil vorübergehender Natur, für Leistungsschalter auf etwa 3 Störungen in 100 Gerätejahren sowie für Messwandler auf etwa 0,2 Störungen in 100 Gerätejahren. Fehler der Überwachungsausrüstung und Personalschäden, welche letzteren sich auch oft auf nachlässig ausgeführte Überwachungsausrüstung oder auf eine komplizierte Stationsschaltung zurückführen lassen, sind von gleicher Bedeutung wie Leitungs- und Gerätefehler.

Die Betriebssicherheit in einem Grosskraftnetz ist von grosser Bedeutung und muss deshalb bei der Berechung der Netzabmessungen mit berücksichtigt werden. Eine Untersuchung in Schweden hat gezeigt, dass ein Ausfall der Energiezufuhr der Wirtschaft des Landes etwa 20 US-Cent pro kW und zusätzlich 40 US-Cent pro kWh kostet. Bestimmte Unterbrechungen lassen sich durch den Einsatz mehrerer Transformatoren, Leistungsschalter oder Kraftleitungen vermeiden. Die genannten Ausfallwerte werden zusammen mit einer evtl. vorhandenen Statistik oder Schätzungen der Störziffer bei der Beurteilung der Frage herangezogen, wie weit man in der Reservehaltung gehen soll.

9. Zukunftsaussichten

Die Verwendung von Höchstspannungen hat dazu geführt, dass die Übertragungskosten gesenkt wurden. Ausserdem bietet sich die Möglichkeit, entlegene Naturvorkommen an Energie wirtschaftlich auszunützen. Die Entwicklung ist während der letzten Jahrzehnte rasch vorangeschritten, und heute werden Netze für 700...750 kV sowie für immer höhere Gleichspannungen gebaut. Es ist zu erwarten, dass diese Entwicklung anhalten wird. Technisch dürfte die Grenze für Drehstromübertragungen bei Spannungen von 1000...1200 kV liegen, wobei vorausgesetzt ist, dass auch die bei einphasigem Erdschluss auftretenden Überspannungen begrenzt werden können. Sollte diese Spannung immer noch nicht ausreichen, hat man sicher ein Gebiet erreicht, in dem der hochgespannte Gleichstrom das alleinige Monopol ausübt. Hier dürfte die Grenze bei ungefähr ± 1200 kV liegen.

Damit die bestmögliche Lösung der mit einer Grosskraftübertragung verknüpften Probleme gefunden wird, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen den Herstellern und Verbrauchern notwendig. Nur dadurch kann man auf eine ausreichende Betriebssicherheit, gepaart mit niedrigen Investitionskosten, hoffen.

Adresse des Autors:
Dr. h. c. *G. Jancke*, Chefingenieur, Schwedische Staatliche Kraftwerkverwaltung, Stockholm (Schweden).

Stabilität und Überspannungen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 20. Januar 1964 in Zürich, von *H. Glavitsch*, Baden

621.311.1.016.35 : 621.3.015.38

Aus der Natur der beiden Themen, auf die der Titel des Vortrages hinweist, ergibt sich auch eine getrennte Behandlung derselben im Vortrag selbst. Ich möchte mich daher zuerst den Stabilitätsproblemen zuwenden.

1. Stabilität

Wenn von einer grösseren Schau aus der Wachstumsprozess der elektrischen Netze, den wir heute beobachten können, betrachtet wird, so wird man sich folgerichtig sagen können, dass die Stabilitätsprobleme immer die gleichen sind, wenn die Netze im selben Grad vermascht und die Leistungen entsprechend sind. Stabilitätsprobleme treten immer dann auf, wenn eine neue Spannungsebene eingeführt wird, wenn wenige Verbindungsleitungen vorhanden sind und wenn besonders grosse Übertragungsentfernungen überbrückt werden müssen. Beim Erstausbau einer 750-kV-An-

lage ist dies der Fall und man muss der Stabilität des Gesamtnetzes besondere Aufmerksamkeit schenken, da sehr wichtige wirtschaftliche Fragen davon abhängen, so z. B. die Reservehaltung, die Anzahl der Unterstationen, zusätzliche Leitungen oder Querverbindungen.

Auf Grund der Ähnlichkeit der vermaschten Netze verschiedener Spannungsebenen braucht daher vorerst ein verzweigtes 750-kV-Netz nicht näher betrachtet werden. Wir wenden uns also dem Anfangsstadium eines 750-kV-Systems zu. Dabei kann es sich entweder um eine Verbindungsleitung von zwei bestehenden Netzen handeln oder man hat es mit einer Energieübertragung von einem abgelegenen Gebiet zu einem Verbrauchernetz zu tun, wie sie beim Ausbau von Wasserkräften vorkommt. Ein besonderes Merkmal dieser Übertragungen ist das Fehlen von bedeutenderen Belastungen in der Nähe der Kraftwerke. Das stellt für die Stabilität eine Erschwernis dar. Deshalb soll in den folgenden Betrachtungen dieser Anordnung das Hauptaugenmerk geschenkt werden. Der Einfachheit halber soll dieses System als Stichleitung bezeichnet werden, ein Schema ist in Fig. 1 gezeigt. Bei der Leitung kann es sich um eine Einfachleitung oder um eine Doppel- bzw. Mehrfachleitung handeln.

Trotz der Ähnlichkeit mit Anordnungen niedrigerer Spannung treten bei 750-kV-Stichleitungen einige Probleme hervor, die sich in Bezug auf die Stabilität besonders ungünstig bemerkbar machen. Diese sind:

1. Grössere Übertragungsentfernungen;
2. Wenige Unterstationen, daher lange Leitungsabschnitte;
3. Lange Störungszeiten beim Wiedereinschalten;
4. Vorhandensein zweier Transformatorstufen zwischen Generator und Leitung.

Dazu einige Bemerkungen:

ad 1. Grosse Übertragungsentfernungen gehen mit der hohen Spannung Hand in Hand, jedoch sind in den heutigen 400-kV-Netzen auch schon sehr grosse Entfernungen anzutreffen. Mit den Serienkondensatoren hat man es in der Hand, die elektrische Leitungslänge in wirksamer Weise zu verkürzen.

ad 2. Aus wirtschaftlichen Gründen wird man so wenig Unterstationen wie möglich anordnen, als Folge davon fallen bei der Fehlerfortschaltung lange Leitungsabschnitte aus.

ad 3. Wegen der langen Leitungsabschnitte und der hohen Spannung muss für das Erlöschen des Lichtbogens eine relativ lange Pausenzeit angesetzt werden. Eine einphasige Wiedereinschaltung kommt bekanntlich nicht in Frage.

ad 4. Bei Wasserkraftwerken wird es notwendig sein, ein Sammlernetz auf einem niedrigeren Spannungsniveau anzuordnen, auch eine Massnahme, die sich auf die Stabilität ungünstig auswirkt.

Es ist offensichtlich, dass diese Erschwernisse eine wirtschaftliche Ursache haben. Man muss also sehen, wie den Stabilitätsproblemen mit wirtschaftlich tragbaren Massnahmen begegnet werden kann. Dazu sollen einige Beispiele herangezogen werden, die die Stabilitätsschwierigkeiten besonders deutlich zeigen und auch Gelegenheit geben, besondere Stabilisierungsmassnahmen anzuwenden. Dazu ist zu betonen, dass auch unkonventionelle Massnahmen in Betracht gezogen wurden, um der weiteren Entwicklung Rechnung zu tragen.

32'816 – 827

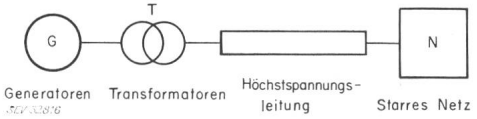


Fig. 1
Schema einer Stichleitung

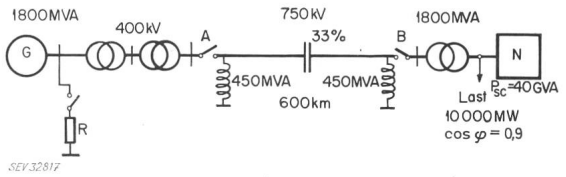


Fig. 2
Schema einer 600-km-Einfachleitung
A, B Leistungsschalter; *R* Bremswiderstand
G Generatoren; *N* starres Netz; P_{sc} Kurzschlussleistung

Als erstes Beispiel wird eine 600 km lange Einfach-Stichleitung [1]) betrachtet, die elektrische Energie von einem hydraulischen Kraftwerk in ein starres Netz übertragen soll. In Fig. 2 ist diese Anordnung schematisch dargestellt. Die 750-kV-Leitung soll Parallelreaktoren und Serienkondensatoren besitzen. Für den vorliegenden Fall wird eine Belastung der Generatoren von insgesamt 1360 MW angenommen.

Tritt nun auf der Leitung eine Störung auf, so muss die Leitung eine Zeitlang unterbrochen werden. Der Fehler selbst kann in 0,1 s bereinigt werden, jedoch muss aus den schon erwähnten Gründen eine Pausenzeit von ca. 0,4 s eingestellt werden. Die Energielieferung erfährt damit eine Unterbrechung von einer halben Sekunde. Die Zeit ist bereits so lang, dass bei dieser Belastung mit einer erfolgreichen Wiedersynchronisation nicht gerechnet werden kann. Es nützt in diesem Falle auch nichts, wenn die Spannungsregelung schneller gemacht oder die maximale Erregerspannung erhöht wird. Durch das Fehlen von Belastungen auf der Kraftwerksseite kann in den Generatoren kein Bremsmoment erzeugt werden. Als Folgerung dieser Tatsache ergibt sich auch sofort als Gegenmassnahme die Einführung der künstlichen elektrischen Bremsung durch Einschalten eines Bremswiderstandes an den Generatorklemmen, wie er schon in Fig. 2 angedeutet wurde. Die elektrische Bremsung ist aus der einschlägigen technischen Literatur [1; 2] [2]) bekannt und für solche kritische Anordnungen vorgeschlagen worden.

Das Einschalten des Bremswiderstandes erfolgt gleichzeitig mit der Unterbrechung und das Ausschalten mit dem Wiedereinschalten der Leitung. Den Verlauf des Polradwinkels für eine solche Bremsung zeigt Fig. 3, im Vergleich mit einer gewöhnlichen Wiedereinschaltung. Das Polrad wird hiebei wirksam abgebremst. Die gezeigten Kurven wurden mit einem digitalen Stabilitätsprogramm [3; 4] berechnet. Mit solchen Hilfsmitteln ist man heute in der Lage, den Einfluss des Spannungsreglers, von unsymmetrischen Fehlern usw. zu berücksichtigen. Die Dämpfung der Polradschwingungen nach der Störung ist abhängig von der Art und der Einstellung des Spannungsreglers. Sie ist eine Frage der statischen Stabilität, die hier aber nicht eingehender behandelt werden soll. In diesem Beispiel wurde ein konventioneller Regler mit einer mässigen Verstärkung verwendet.

Der Schwierigkeit des vorliegenden Problems entsprechend kann das Ergebnis als zufriedenstellend bezeichnet

[1]) Die Daten der Übertragung sind im Anhang angeführt.
[2]) Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

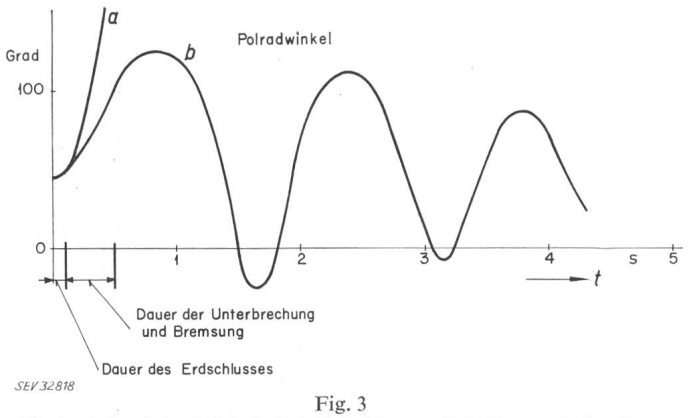


Fig. 3
Verlauf des Polradwinkels bei Erdschluss und Leitungsunterbrechung der in Fig. 2 gezeigten Übertragung
Stationäre Belastung 1360 MW
Kurve a: ohne elektrische Bremsung; *Kurve b:* mit elektrischer Bremsung
t Zeit

werden und durch eine entsprechende Auslegung des Spannungsreglers ist auch noch eine bessere Dämpfung der Polradschwingungen möglich, wie das nächste Beispiel zeigen wird.

Die zweite Anordnung, die näher untersucht wurde, ist eine Stichleitung mit zwei parallelen Strängen. Hier sind die Verhältnisse wesentlich günstiger als bei der Einfachleitung. Bei einer Störung bleibt ein Leitungsstrang weiterhin in Betrieb. Fig. 4 veranschaulicht das Schema der Übertragung.

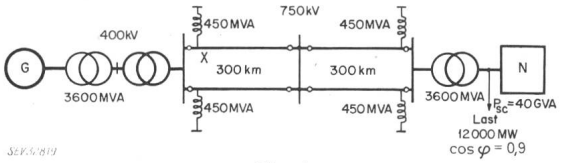


Fig. 4
Schema einer Doppel-Stichleitung
○ Lage der 750-kV-Leistungsschalter
P_{sc} Kurzschlussleistung

Die Übertragungsentfernung ist wieder 600 km, wobei jedoch eine Unterstation in 300 km Entfernung angenommen wurde. Die Voraussetzungen sind ansonsten ähnlich wie bei der vorher erwähnten Einfachleitung. Für einen einphasigen Erdschluss an der Stelle *X* wurde dieses System untersucht. Es hat sich dabei ergeben, dass dieser Fall ohne weiteres mit dem Spannungsregler beherrscht werden kann. Die Kurven in Fig. 5 zeigen den Verlauf des Polradwinkels sowie den-

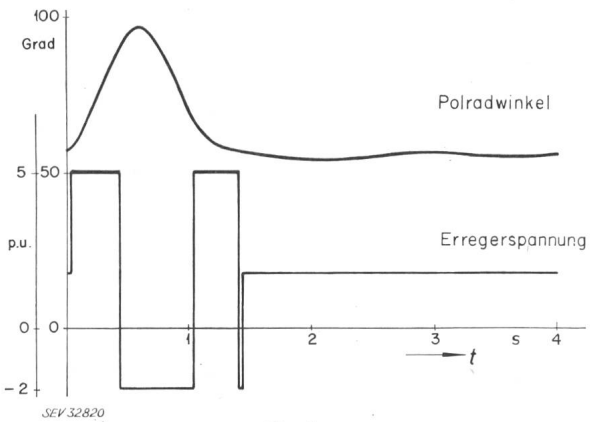


Fig. 5
Verlauf des Polradwinkels und der Erregerspannung bei Erdschluss der in Fig. 4 gezeigten Übertragung
Ort des Erdschlusses *X* in Fig. 4; stationäre Belastung 2720 MW
t Zeit; *p. u.* Per Unit

jenigen der aufgedrückten Erregerspannung. Bei der Erregerspanung handelt es sich nicht um den Ausgang eines gewöhnlichen Spannungsreglers, sondern um den eines Gleichrichters, dessen Gittersteuersatz in Abhängigkeit der Polradbewegung so gesteuert wird, so dass ein optimaler Verlauf des Polradwinkels erreicht wird. Die Spannungsregelung und die Stabilisierung der Polradbewegung werden hier als zwei verschiedene Aufgaben betrachtet. Die Spannungsregelung spielt dabei eine untergeordnete Rolle. Entsprechend den Prinzipien der Optimalregelung lässt man dabei die Erregerspannung jeweils auf den Maximalwert gehen und schaltet zu geeigneten Zeitaugenblicken um. Die Bestimmung dieser Umschaltzeiten muss mit Elementen der analogen oder digitalen Rechentechnik erfolgen.

Dieses Beispiel soll zeigen, dass ein Stabilitätsproblem mit modernen Mitteln in sehr zufriedenstellender Weise gelöst werden kann.

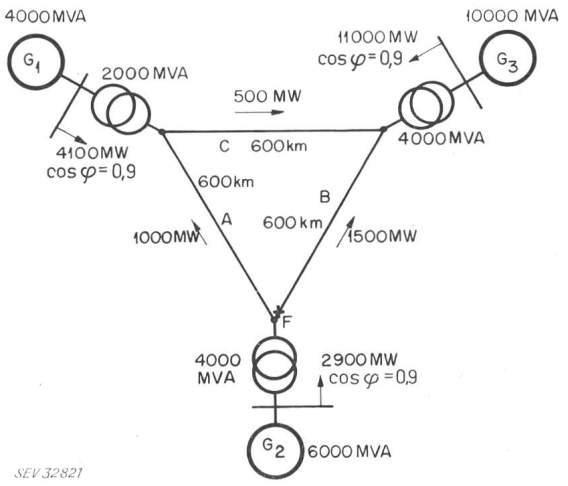


Fig. 6
Netzkupplung über 750-kV-Leitungen
F Fehlerstelle (zweipoliger Kurzschluss); *A, B, C* kompensierte Leitungen, 33 % Längskompensation, 75 % Querkompensation
Die Netze sind durch Ersatzmaschinen und konzentrierte Belastungen dargestellt
G_1, G_2, G_3 Ersatzmaschinen

Zum Abschluss des Abschnitts über Stabilität sei ein Beispiel einer Netzanordnung angeführt, die man schon als vermascht bezeichnen darf. Es ist der einfache Fall eines Dreiecksnetzes, wie es in Fig. 6 gezeigt ist. Dieses System wurde für einen zweipoligen Kurzschluss in der Nähe des Kraftwerks G_2 (Fehlerstelle *F*), der zum kurzzeitigen Ausschalten der Leitung *B* führt, untersucht. Der Verlauf der Winkel zwischen den Polrädern der Ersatzmaschinen (Fig. 7), die für die Netze eingesetzt wurden, zeigen stabiles Verhalten, obwohl hier keine besonderen Massnahmen an den Reglern vorausgesetzt wurden. Dieses Ergebnis ist insofern befriedigend, als man bei der Kupplung zweier bestehender Netze, in denen eine Vielzahl von Generatoren installiert ist, diese Generatoren nicht nachträglich mit speziellen Reglern ausrüsten kann.

Zusammenfassend kann also gesagt werden, dass den schwierigen Stabilitätsproblemen beim Erstausbau eines 750-kV-Systems, im besonderen bei einer Stichleitung, durch besondere Massnahmen begegnet werden kann, die natürlich einen gewissen Aufwand erfordern, die aber wirtschaftlich tragbar sind. Bei der weiteren Vermaschung der Netze nehmen die Stabilitätsschwierigkeiten ab.

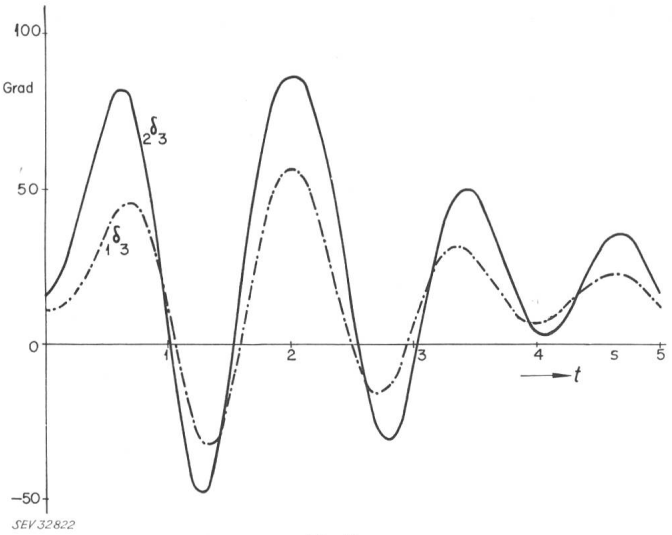


Fig. 7
Verlauf der Polradwinkel für das gekuppelte Netz
$_1\delta_3$ Polradwinkel zwischen Generator *1* und *3*; $_2\delta_3$ Polradwinkel zwischen Generator *2* und 3; *t* Zeit

2. Überspannungen

Durch die lange Ausdehnung von 750-kV-Leitungen können Überspannungen auftreten, die besonderer Massnahmen zu ihrer Verhinderung bedürfen. Der allgemeinen Praxis entsprechend unterscheidet man Überspannungen mit Betriebsfrequenz und transiente Überspannungen.

Es ist zu betonen, dass die im folgenden angeführten prozentuellen Spannungserhöhungen nicht eine Besonderheit von 750-kV-Systemen sind. Bei gleicher Leitungslänge und entsprechenden Speiseleistungen scheinen diese Werte in Systemen mit niedrigerer Betriebsspannung ebenso auf. Es ergibt sich wohl, je nach Anordnung der Bündelleiter für 750 kV ein noch etwas niedrigerer Wellenwiderstand, der die Verhältnisse bezüglich Überspannungen noch etwas verschlechtert.

Die betriebsfrequenten und transienten Überspannungen bilden die Grundlage für die Wahl von Überspannungsableitern und die Bemessung des Isolationsniveaus der Apparate und Leitungen. Somit ist die Kenntnis dieser Spannungswerte von grösster wirtschaftlicher Bedeutung.

Das Auftreten von Überspannungen jeglicher Art wird durch Schalthandlungen sowie durch Störungen verursacht. Im normalen Betrieb hat man es mit der Spannungsregelung

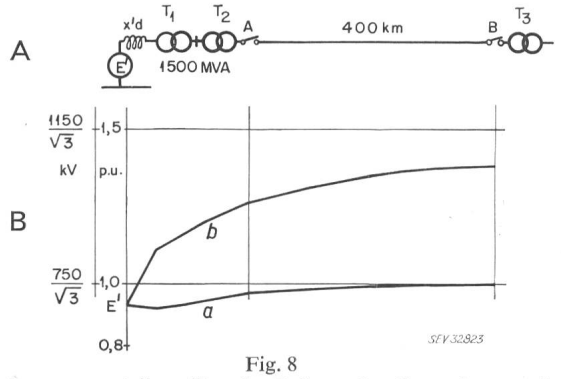


Fig. 8
Spannungsverteilung über der Leitung, den Generatoren und Transformatoren vor und nach Entlastung
Ursprüngliche Belastung 1360 MW bei $\cos\varphi = 1$ am Leitungsende
Kurve a vor der Entlastung; *Kurve b* nach der Entlastung; T_1 Maschinentransformator; T_2, T_3 Leistungstransformatoren; x_d' Transiente Reaktanz des Generators; *p. u.* Per Unit

in der Hand, die Leitungsspannung auf einem gewünschten Niveau zu halten.

Auf die betriebsfrequenten Überspannungen, die zuerst behandelt werden sollen, wirken sich der Lastabwurf und der einphasige Erdschluss nachteilig aus. Die Spannungserhöhung ist dabei ungünstiger, wenn beide Störungsfälle gleichzeitig auftreten. Die Spannungsregelung hat dabei auf die auftretenden Spannungen nur einen beschränkten Einfluss. Die schon vorher erwähnte Stichleitung ist auch hier am schwersten zu beherrschen. Als Beispiel sei eine Übertragung über eine 400 km lange Leitung [3]), die nicht kompensiert ist, angeführt (Fig. 8A). Bei einem Fehler im Transformator T_3 wird der Schalter *B* öffnen und das System wird entlastet. Bleibt aus irgendeinem Grund der Schalter *A* im geschlossenen Zustand, so ergibt sich am Leitungsende eine Spannungserhöhung. Die Spannungsverteilung vor und nach der Entlastung ist in Fig. 8B gezeigt. Bei diesen Untersuchungen wird das entlastete System in einem quasistationären Zustand betrachtet. Den transienten Vorgängen im Generator selbst wurde durch die Verwendung der transienten Reaktanz Rechnung getragen. Die Spannung hinter dieser Reaktanz wird vor und nach der Entlastung konstant gehalten. Die Spannung des entlasteten Systems baut sich daher von dieser Spannung ausgehend in der gezeigten Weise auf. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Spannung am Ende einerseits durch einen Abfall den kapazitiven Leitungsstromes und anderseits durch den Ferrantieffekt der Leitung zu Stande kommt. Es ist daher auch leicht einzusehen, dass durch Anbringen von Kompensationsdrosselspulen an verschiedenen Punkten der Leitung eine Verminderung dieser Spannungen erzielt wird.

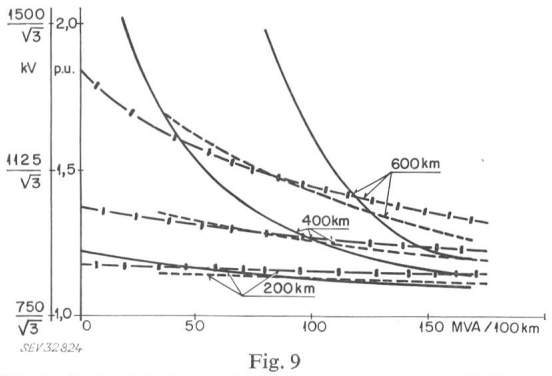


Fig. 9
Maximale betriebsfrequente Überspannungen nach Entlastung
—— Generator- und Transformatorleistung 500 MVA, Belastung 455 MW, $\cos\varphi = 1$ am Leitungsende
—|— Generator- und Transformatorleistung 1500 MVA, Belastung 1360 MW, $\cos\varphi = 1$ am Leitungsende
– – – Generator- und Transformatorleistung 2000 MVA, Belastung 1815 MW, bei gleichen Spannungen an den Leitungsenden
p. u. Per Unit

Nach diesem geschilderten Verfahren sind einige Leitungsanordnungen untersucht worden, um die Abhängigkeit der Spannungen von der Leitungslänge und der Parallelkompensation zu finden. In einer Übersicht sind die Ergebnisse dieser Untersuchungen in Fig. 9 zu sehen. Wie zu erwarten war, steigen die Überspannungen mit der Leitungslänge an. Des weiteren ist aus der Figur zu entnehmen, dass die schwache Speiseleistung sich bei geringer Kompensation ungünstig auswirkt, eine Tatsache, die ja von 400-kV-Systemen bekannt ist. Beachtlich ist aber, dass bei entsprechend hoher Kompensation die hohe Speiseleistung nicht zur Ver-

[3]) Die Leitungsdaten sind im Anhang angeführt.

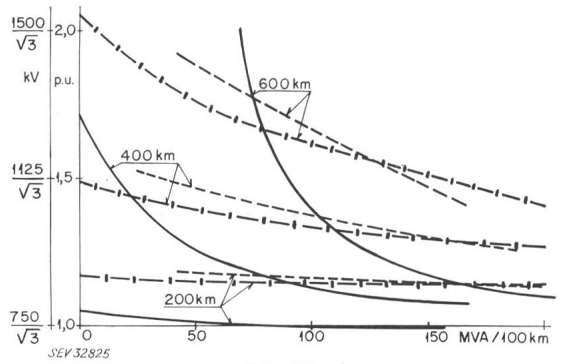


Fig. 10
Maximale betriebsfrequente Überspannungen nach Entlastung bei gleichzeitigem Erdschluss
Bezeichnungen siehe Fig. 9

minderung der Überspannungen beiträgt. Das ist auf die hohe Erregung der Generatoren zurückzuführen. Dass die Erhöhung der Kompensationsleistung zur Verminderung der Überspannungen beiträgt, ist schon erwähnt worden. Es lässt sich aber auch hier ein wirtschaftliches Optimum finden. Die örtliche Aufstellung der Drosselspulen spielt übrigens nicht so eine grosse Rolle; wesentlich ist die durchschnittliche Kompensationsleistung pro Leitungslänge. Wohl ist es von Vorteil, wenn eine Drosselspule jeweils am Ende eines Leitungsabschnittes angebracht wird.

Wie schon erwähnt, kann das gleichzeitige Auftreten eines Erdschlusses zu einer weiteren Erhöhung der Entlastungsspannungen führen. Der Ort des Erdschlusses spielt hier eine Rolle und zwar ist das Leitungsende besonders ungünstig. Die auftretenden maximalen Spannungen der gesunden Phasen sind dabei nicht gleich gross auf Grund der Ohmschen Komponenten im Mit-, Gegen- und Nullsystem.

Ähnlich der Fig. 9 sind die Höchstwerte dieser Überspannungen in Abhängigkeit von Leitungslänge und Kompensation in Fig. 10 aufgetragen. Beim Vergleich mit den Entlastungsspannungen ergibt sich, dass beide Spannungen in der gleichen Grössenordnung liegen. Bei kleiner Speiseleistung sind die Erdschlußspannungen geringer als die entsprechenden Entlastungsspannungen.

Bei grossen Speiseleistungen dagegen sind die Erdschlussspannungen immer höher als die Entlastungsspannungen. Das ist ein Punkt, auf den besonders hingewiesen werden soll, da man im allgemeinen immer eine höhere Erdschlussspannung erwartet.

Bei grossen Entfernungen und grossen Übertragungsleistungen ist es vorteilhaft, die Spannungen an den Leitungsenden im Normalbetrieb auf gleicher Höhe zu halten. Dadurch erzielt man eine geringere Erregung der Generatoren und damit eine Verringerung der Überspannungen, wie es die Fig. 9 und 10 zeigen. Bei der Projektierung der Netze wird es in den meisten Fällen so sein, dass man auf Grund der maximalen Überspannung bei gleichzeitigem Erdschluss nach Entlastung aus Vollast dimensionieren muss, da diese absolut die höchsten sein werden.

Mit Hilfe solcher Kurven lässt sich eine wirtschaftliche Wahl der Leitungskompensation und der Überspannungsableiter treffen. Sodann kann ein wirtschaftliches Isolationsniveau bestimmt werden. Hat man sich zum Beispiel für einen 85-%-Ableiter entschieden, so erfordert das nach den gezeigten Kurven für eine Leitungslänge von 500 km und für eine Generatorleistung von 1500 MVA eine durchschnittliche Kompensation von 105 MVA/100 km.

Für die Isolationsbemessung und das Ansprechen der Ableiter müssen aber noch die transienten Überspannungen beachtet werden, die einer getrennten Behandlung bedürfen. Sie sind auch im besonderen für die Beanspruchung der Leistungsschalter wichtig. Die bisher besprochenen betriebsfrequenten Überspannungen wurden aus einer Betrachtung des Netzes im quasistationären Zustand ermittelt. Sie stellen somit eigentlich nur die Grundwelle der wahren, auftretenden Spannung dar. Solange man es mit linearen Systemen zu tun hat, kann man erwarten, dass eine Proportionalität zwischen netzfrequenten und transienten Überspannungen besteht, und dass also zugleich mit hohen betriebsfrequenten Überspannungen auch hohe transiente Überspannungen auftreten werden.

Damit ist schon ein Hinweis auf die transienten Überspannungen gegeben. Diese hängen aber noch im weiteren davon ab, ob es sich um eine Einschalt- oder Ausschaltoperation handelt. Eine Störung ohne Betätigung eines Schalters verursacht natürlich auch einen transienten Vorgang.

Als Beispiel für eine Einschaltoperation wurde das Einschalten der leerlaufenden Leitung herausgegriffen. Es handelt sich dabei um eine 400 km lange Leitung. Der Verlauf der Spannungen am Ende der Leitung wurde für zwei Fälle rechnerisch ermittelt [5] und ist in Fig. 11 dargestellt. Für die Berechnung der transienten Spannungen wurde auch hier angenommen, dass im Generator hinter der transienten Reaktanz eine konstante Spannung wirksam ist. In einem Fall (Kurve *a*) ist die Leitung unkompensiert, im anderen Fall (Kurve *b*) beträgt die Parallelkompensation 50 %. In beiden Fällen betrug der Scheitelwert der Generatorspannung umgerechnet auf die Hochspannungsseite vor dem Einschalten 336 kV. Damit wird im unkompensierten Fall

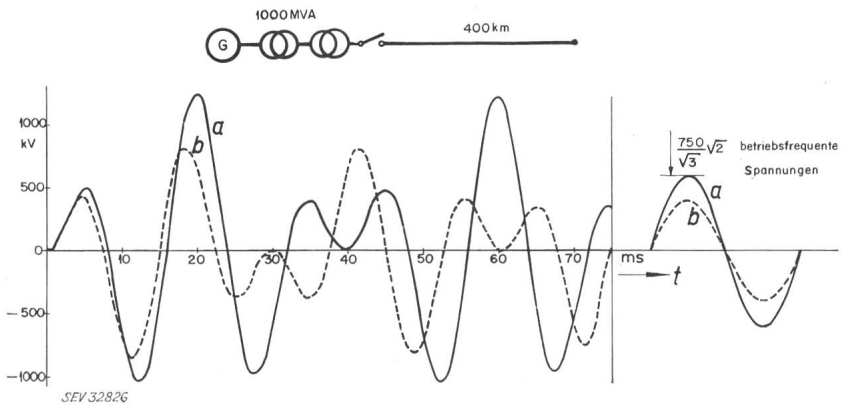


Fig. 11
Transiente Einschaltüberspannungen am Ende der leerlaufenden Leitung und Vergleich mit den betriebsfrequenten Spannungen
Kurven a: ohne Parallelkompensation; *Kurven b:* 50 % Parallelkompensation
Maximale Spannung an der Oberspannungsseite des Leistungstransformators vor dem Einschalten 336 kV
Generatorspannung bezogen auf $750/\sqrt{3}$ kV
G Generator; *t* Zeit

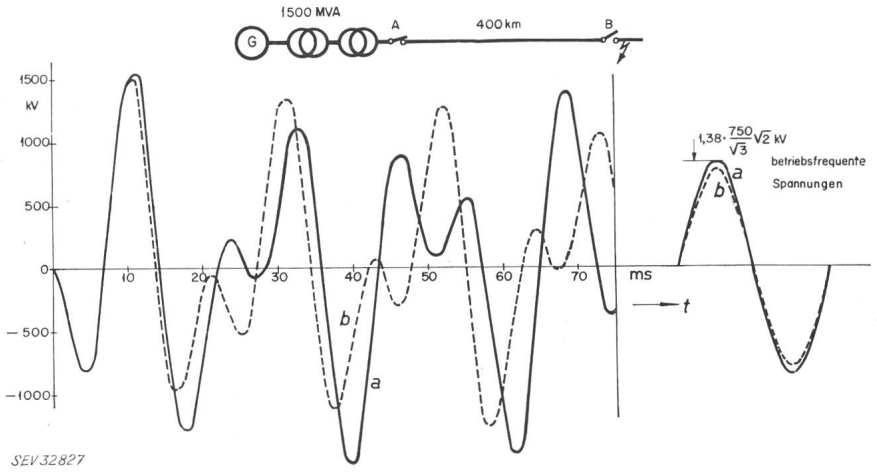
Fig. 12

Transiente Überspannungen am Leitungsende nach Abschalten eines dreipoligen Kurzschlusses, verglichen mit den betriebsfrequenten Spannungen

Belastung vor der Störung 1360 MW bei $\cos\varphi = 1$ am Leitungsende

Kurven a: ohne Parallelkompensation;

Kurven b: 50 % Parallelkompensation; *t* Zeit



am Leitungsende eine stationäre Spannung von 750 kV (Effektivwert) erreicht. Der Vergleich der transienten Maximalwerte mit den betriebsfrequenten Spannungen ergibt in beiden Fällen einen Überspannungsfaktor von ungefähr $K = 2$, was für schwach gedämpfte Systeme charakteristisch ist. In einem solchen Fall genügt es, die betriebsfrequente Spannung zu wissen und man kann sofort die transiente Maximalspannung angeben. Es zeigte sich auch bei diesen Untersuchungen, dass die Drosselspulen zur Verminderung der transienten Spannungen beitragen.

Wesentlich unübersichtlicher als dieser einfache Fall ist das Wiedereinschalten nach einem Fehler, da die Restladung der Leitung noch eine Rolle spielt, was sich am ungünstigsten dann auswirkt, wenn die Wiedereinschaltung nur an einem Leitungsende erfolgt.

Für das Ausschalten sei als Beispiel die Abschaltung eines 3-poligen Kurzschlusses am Ende der schon erwähnten 400 km langen Leitung betrachtet. Vor dem Kurzschluss soll die Belastung 1360 MW betragen. Der Kurzschluss wird auf der Lastseite des Schalters angenommen (Fig. 12).

Beim Öffnen des Schalters *B* hat man es wie bei den Beispielen im Abschnitt über betriebsfrequente Überspannungen mit einer Entlastung zu tun. In Fig. 12 sind wieder betriebsfrequente und transiente Spannungen aufgetragen. Obwohl in diesem Fall die kompensierte Leitung bezüglich der betriebsfrequenten Überspannungen günstiger ist, sind die Maximalwerte der transienten Spannungen nur um 5 % voneinander verschieden. Das ist darauf zurückzuführen, dass der Kurzschlußstrom beim Fall der kompensierten Leitung durch die höhere Erregung der Generatoren etwas höher ist. Bei Voraussetzung der gleichen Erregung des Generators in beiden Fällen würde man auch hier eine weit stärkere Verminderung der Überspannungen durch die Drosselspulen feststellen können. Wenn man aber realistisch sein will, wird man wohl den jeweiligen Lastfluss mitberücksichtigen müssen.

Im allgemeinen kann man schon sagen, dass sich die Drosselspulen auch auf die transienten Spannungen sowohl beim Einschalten als auch beim Ausschalten günstig auswirken. Man hat es also mit den Drosselspulen in der Hand, die Überspannungen soweit zu vermindern, dass das Isolationsniveau des Netzes wirtschaftlich ausführbar wird.

Wenn die angeführten Beispiele mit den daraus errechneten Zahlenwerten auch nicht allgemeine Gültigkeit haben, so geben sie immerhin Richtwerte für ähnliche Anlagen.

Anhang

Daten, die den vorliegenden Untersuchungen zu Grunde gelegt wurden:

Leitungsdaten

Mit- und Gegensystem

Wellenwiderstand $Z = 270\ \Omega$
Elektrische Leitungslänge
(Phasenmass pro 100 km) $\varphi = 6{,}0\ °/100$ km bei 50 Hz

Reaktanz pro Phase	$X = 0{,}283\ \Omega$/km
Kapazität pro Phase	$C = 0{,}01235\ \mu$F/km
Widerstand pro Phase	$R = 0{,}01415\ \Omega$/km

Nullsystem

Wellenwiderstand	$Z_0 = 450\ \Omega$
Elektrische Leitungslänge	$\varphi_0 = 9{,}0°/100$ km bei 50 Hz
Reaktanz pro Phase	$X_0 = 0{,}707\ \Omega$/km
Kapazität pro Phase	$C_0 = 0{,}01113\ \mu$F/km
Widerstand pro Phase	$R_0 = 0{,}184\ \Omega$/km

Transformatordaten

Maschinentransformatoren: 13,8/380 kV ΔY
12 % Kurzschlußspannung, Sternpunkt geerdet.

Leitungstransformatoren: 380/700 kV Autotransformator mit Tertiärwicklung, 10 % Kurzschlußspannung, Sternpunkt geerdet.

Generatordaten

$x_d = 100$ %	$x_{d'} = 27$ %
$x_q = 62$ %	$x_{d''} = 18$ %

Literatur

[1] The stability of a hydro-electric generator with electric braking. *D. Yl. Trofimenko.* Elect. Tech. USSR Vol. 1, 1962.

[2] Improving transient stability by use of dynamic braking. *W. H. Croft, R. H. Hartley.* AIEE Transactions (Power Apparatus and Systems) Nr. 59 1962.

[3] *W. Frey, P. Althammer:* Untersuchungen über die dynamische Stabilität von Synchronmaschinen mit Hilfe eines Digitalrechners. Brown Boveri Mitt. 48. Jahrgang (1961), Heft 5/6.

[4] *H. Glavitsch:* Digital Investigation of Multimachine Power Systems. Proc. Second IFAC (Intern. Federation of Automatic Control) Congress Basle Paper No. 322.

[5] *P. Althammer:* Die digitale Berechnung von Ausgleichsvorgängen in elektrischen Netzwerken unter besonderer Berücksichtigung komplizierter Randschaltungen. Bulletin SEV 54(1963)19.

Adresse des Autors:
H. Glavitsch, dipl. Ingenieur, AG Brown, Boveri & Cie., Baden (AG).