

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 45 (1954)
Heft: 14

Artikel: Stabilität und Blindleistung schwedischer Übertragungen
Autor: Rathsman, B.G.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-1061184>

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>

streuen zwischen 94 % und 107,5 %, was eine Differenz von 13,5 % ergibt.

Interessehalber wurde auch festgestellt, in welchem Masse die gemessenen Mittelwerte aller Messungen der Jahre 1942 und 1953 voneinander abweichen. Der Vergleich zeigt Abweichungen von ca. 2 %, wurden doch 1953 für die Überschlagnspannung trocken 415 kV (gegenüber 425 kV im Jahre 1942) und für die Überschlagnspannung unter Regen 278 kV (285 kV im Jahre 1942) gemessen. Die Tatsache, dass die Messresultate sowohl für die Überschlagnspannung trocken wie auch für die Überschlagnspannung unter Regen im Jahre 1953 rund 2 % niedriger sind als im Jahre 1942, lässt auf einen Unterschied zwischen den 1942 und 1953 gemessenen Isolatorenketten schliessen, indem möglicherweise die 1942 verwendete Kette um ca. 2 % länger war.

Die so ermittelten Ergebnisse zeigen, dass bei Beregnung mit der neuen Beregnungsanlage wesentlich kleinere Streuungen für die Überschlagnspannung unter Regen auftreten und dass bei der hier vorgeschlagenen Art der Einstellung des Regens die

gemessenen Mittelwerte mit jenen der früheren Jahre übereinstimmen.

5. Schlussbemerkungen

Abschliessend ist zu bemerken, dass die neue Anlage die an sie gestellten Anforderungen erfüllt. Sie gestattet eine bessere Einstellung eines homogenen Regens und, was wichtig ist, auch die Aufrechterhaltung der vorgeschriebenen Werte während einer unbeschränkten Versuchsdauer. Die mit der neuen Anlage erzielte Reproduzierbarkeit der Messwerte wird bis heute mit keiner andern Anlage erreicht. Die Bedienung stellt keine besonderen Anforderungen an das Personal. Die Konstruktion ist einfach, und die Anlage kann mit einfachen Mitteln ohne grosse Auslagen gebaut werden.

Anschaffung und Anwendung der hier beschriebenen Kapillardüsen-Beregnungsanlage können deshalb bestens empfohlen werden, namentlich auch deshalb, weil Messresultate, die mit solchen Anlagen in verschiedenen Laboratorien aufgenommen werden, sich tatsächlich vergleichen lassen. Aus diesem Grund wäre eine internationale Verbreitung der Anlage sehr wertvoll.

Stabilität und Blindleistung schwedischer Übertragungen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 25. März 1954 in Zürich,
von B. G. Rathsman, Stockholm

621.315.051 : 621.3.016.35 + 621.3.016.25

Bei dem schwedischen Hochspannungsnetz für 380 und 220 kV, das beträchtliche Energiemengen von Nord- nach Südschweden überträgt, ist die Stabilität für die Wirtschaftlichkeit der Übertragung von entscheidender Bedeutung. Um die Übertragungsfähigkeit zu verbessern, wurden verschiedene Massnahmen getroffen. Dabei wurden die besten Erfolge durch Kompensieren der Leitungsreaktanzen mit Hilfe von Seriendensatoren erzielt. Jede von Norden nach Süden führende 380-kV-Leitung wird bei der vorgesehenen Serienkompensation von 60 % und der Ausführung mit Dreifach-Bündelleitern etwa 1000 MW übertragen können.

La stabilité est d'une importance décisive pour l'économie de la transmission du réseau suédois à 380 et à 220 kV par lequel de grandes quantités d'énergie sont transportées du nord au sud de la Suède. Pour augmenter la capacité de transport plusieurs mesures ont été prises. La plus effective de celles-ci a été la compensation des réactances de ligne à l'aide des condensateurs en série. Après la compensation en série prévue de 60 % et l'installation des conducteurs triple, chaque ligne à 380 kV du nord au sud pourra transmettre environ 1000 MW.

1. Das schwedische Hochspannungsnetz

Die Hauptaufgabe des schwedischen Hochspannungsnetzes im Rahmen der Hochleistungsübertragung besteht darin, die Energie von dem an Wasserkraften besonders reichen Nordschweden nach dem dicht bevölkerten und stark industrialisierten Mittel- und Südschweden zu übertragen.

Um diese Gegebenheiten besser zu illustrieren, sollen einige Zahlen genannt werden. Die gesamte Energieerzeugung des Jahres 1953 betrug 22 500 Millionen kWh, wovon 95 % aus Wasserkrafterzeugung. Davon wurden 7000 Millionen kWh oder 31 % von den nordschwedischen Kraftwerken zu den südschwedischen Verbrauchern übertragen. Der Anteil der fernübertragenen Energie erhöht sich weiterhin und wird 1960 etwa 45 %, nach endgültigem Ausbau aller Wasserkraften, wenn die Übertragung ihren Höchstwert erreicht, etwa 60 % der Gesamterzeugung betragen. Die Höchstleistung der Nord-Süd-Übertragung betrug im Jahr 1953 1540 MW und dürfte 1960 etwa 3300 MW, im Endstadium etwa 9000 MW erreichen. Gleichzeitig vergrössert sich die Übertragungslänge vor allem deshalb, weil der Ausbau der Wasserkraften sich immer weiter nach Norden verlagert. Die mittlere

Entfernung beträgt zur Zeit 500 km und dürfte 1960 auf 600 km, im Endausbau auf 800 km steigen.

Das jetzige Nord-Süd-Leitungsbandel (Fig. 1) besteht aus sechs 220-kV-Leitungen und zwei 380-kV-Leitungen. Die erste 220-kV-Leitung wurde 1936, die erste 380-kV-Leitung im März 1952 in Betrieb genommen. Für den weiteren Ausbau der Nord-Süd-Übertragung verwenden wir nur noch 380 kV; die dritte Leitung, die jetzt im Bau ist, wird im Herbst 1956 in Betrieb genommen. Eine vierte Leitung wird 1959 benötigt werden. Das bestehende 380-kV-Netz wird auch mit neuen Leitungen in den nördlichen und südlichen Gebieten ergänzt. Beispielsweise wird im Herbst 1954 eine neue Leitung nach Südschweden unter Spannung gesetzt, so dass sich eine zusammenhängende 380-kV-Übertragung von Harsprånget im Norden bis Hälsingborg im Süden auf einer Strecke von 1400 km Länge ergibt.

Die grösseren nordschwedischen Kraftwerke sind unmittelbar an 220 kV und während der letzten Jahre unmittelbar an 380 kV angeschlossen. Dagegen wurden die kleineren Elektrizitätswerke über örtliche Netze, meistens von 130 kV Betriebsspannung, angeschlossen. In den Transformatorenstationen der südlicheren Landesteile wird die Energie

auf 130 kV — in zwei Fällen über die Zwischen-spannung von 220 kV — transformiert und über ein weitverzweigtes 130-kV-Netz verteilt.

Auf Grund dieser allgemeinen Übersicht sollen einige charakteristische Eigenschaften der schwedischen Grossenergieübertragung hervorgehoben werden, die für die Stabilitäts- und Blindlastverhältnisse von grundlegender Bedeutung sind:

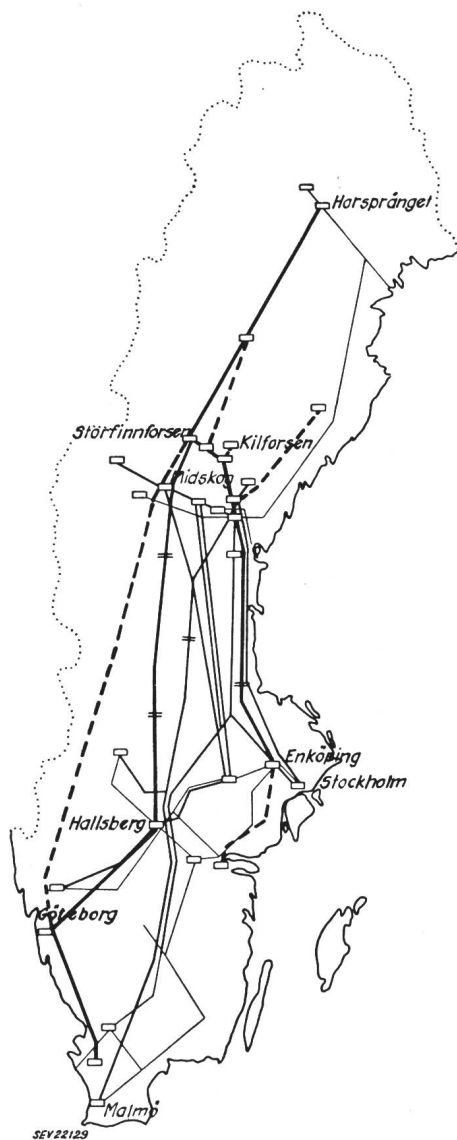


Fig. 1

Gegenwärtige Ausbreitung des 380-, 220- und 130-kV-Netzes mit den geplanten Ergänzungen

1. Der Energiefluss ist einseitig von einem Erzeugungsgebiet im Norden nach einem Verbrauchergebiet im Süden gerichtet. Im Erzeugungsgebiet steht reichlich Blindleistung zur Verfügung, während im Verbrauchergebiet Mangel daran herrscht.

2. Da in der Regel kein Bedarf an Unterwerken zwischen dem Kraftwerkgebiet im Norden und dem Belastungsgebiet im Süden vorliegt, werden die Leitungsabschnitte verhältnismässig lang, meistens in der Grössenordnung von 500 km. Es sind daher verhältnismässig reichlich bemessene Möglichkeiten zur Regelung der Spannung und der Blindleistung erforderlich.

3. Der Übertragungsbedarf an Energie ist beträchtlich und ständig im Wachsen. Dabei sind die Übertragungsdistanzen so gross, dass die Stabilitätseigenschaften begrenzend auf die Übertragungsfähigkeit der Leitungen wirken. Es ist deshalb von grosser wirtschaftlicher Bedeutung, die Übertra-

gungskosten möglichst herabzusetzen. Die getroffenen Massnahmen müssen in erster Linie die Übertragungsfähigkeit der teuren Leitungen erhöhen.

2. Spannungshaltung und Blindlast. Die Bedeutung der Spannungsregelung für die Stabilität

Sowohl beim 380- wie beim 220-kV-Netz erstrebt man einen hohen Spannungspegel und einen niedrigen Spannungsabfall auf den Leitungen, da dadurch die höchste Übertragungsfähigkeit und die niedrigsten Verluste erzielt werden können. Bei den 380-kV-Leitungen erstrebt man in Schweden eine Spannung von 400 kV sowohl am gespeisten wie am speisenden Leitungsende. Im 220-kV-Netz hält man an den Kraftwerken eine Spannung von 235 kV, den höchsten Wert, den man mit Rücksicht auf Rundfunkstörungen einiger älterer Leitungen mit kleinem Seildurchmesser zulassen kann. Am Verbraucherende muss die Spannung bis auf weiteres auf 215 bis 220 kV begrenzt werden, da ein Teil der älteren Transformatoren keine höhere Spannung verträgt.

Das Aufrechterhalten des hohen Spannungspegels bereitet kraftwerkseitig keine Schwierigkeiten, da die zahlreichen Kraftwerke reichlich über Blindleistung verfügen. Verbraucherseitig bedarf es dagegen grosser Synchronmaschinen und Kondensatorbatterien.

Die Anlagen zur Kompensation von Blindleistung werden in grossem Masse durch die beträchtliche kapazitive Blindlast der Leitungen bestimmt. Die Ursache der kapazitiven Blindlast sind die grossen Leitungslängen und die Ausführung mit Zweifach-Bündelleitern aller 380-kV-Leitungen, bzw. gewisser 220-kV-Leitungsabschnitte. Das Auftreten kapazitiver Blindlast ist selbstverständlich besonders hervortretend bei den 380-kV-Leitungen. Eine Freileitung von 500 km Länge erzeugt z. B. bei 400 kV Spannung etwa 280 MVar.

Als Hilfsmittel für die Spannungsregelung dienen in Schweden in erster Linie Regeltransformatoren. In Harsprånget, dem ersten Kraftwerk das unmittelbar an 380 kV angeschlossen wurde, ist die Spannungsregelung bei den Auftransformatoren vorgesehen. Diese Ausrüstung wurde dagegen bei den neueren Kraftwerken für das 380-kV-System weglassen, da mit Hilfe der Generatoren eine genügende Spannungsregelung erzielt werden kann. Die Spannungsregelung an den 380-kV-Transformatoren wird jetzt nur noch für die Empfangsstationen vorgesehen, dort jedoch ist diese Ausrüstung durchwegs eingeführt. Das Reguliergebiet ist $\pm 12...15\%$ und die Regelung wird mit Zusatztransformatoren vorgenommen, die entweder in die unterspannungsseitigen Polleiter (220 kV) oder in den gemeinsamen Nulleiter (130 kV) eingebaut sind.

Um den grossen Blindleistungsbedarf der Leitungen kompensieren zu können, hat man in Schweden in diese reichlich dimensionierte Nebenschlussdrosselspulen eingebaut. Die installierte Drosselspulenleistung wurde nach den Verhältnissen beim Einschalten leerlaufender Leitungen bemessen. Um volle Spannung auf einer 500 km langen 380-kV-Leitung mit einem Generator von 100 MVA erreichen zu können, benötigte man eine Blindleistung

von 100 bis 120 MVar. Die Drosselspulen müssen auch bei mässiger Belastung der Leitungen in den Abnahme-Unterwerken eingeschaltet bleiben, um die Spannungshaltung beherrschen zu können. In allen 380-kV-Werken findet man daher Nebenschlussdrosselspulen, gewöhnlich mit einer Gesamtleistung von 100 bis 120 MVar, verteilt auf Einheiten von 40 bis 60 MVar. Die Nennspannung ist in den Kraftwerken gleich der Generatorspannung, in den Transformatorstationen 20 oder 30 kV.

Aus Gründen der Spannungshaltung bleiben die Drosselspulen in den Unterwerken bis zu Leitungsbelastungen von 250 bis 300 MVA eingeschaltet. Der bei dieser Belastung verbleibende Blindleistungsüberschuss der Freileitung kann ohne Schwierigkeiten vom angeschlossenen 220- oder 130-kV-Netz aufgenommen werden. Bei weiter steigender Belastung der Leitung wird dieser Überschuss bald verbraucht und schlägt sogar in Mangel um. Dieser wird dann durch Nebenschlusskondensatoren und Synchronphasenschieber gedeckt. Im 220-kV-Netz wurden etwa gleich grosse Leistungen von Blindenergieerzeugern beider Arten vorgesehen, und man war früher der Ansicht, dass beide Methoden der Blindenergieerzeugung wirtschaftlich gleichwertig seien. Beim Entwurf des 380-kV-Netzes wurde dieses Problem neu untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass Nebenschlusskondensatoren niedrigere Anlagekosten verursachen bei bedeutend niedrigeren Verlusten. Andererseits kann man Synchronmaschinen auch als induktive Phasenschieber benützen. Dazu erhöhen diese auch die Stabilität des Netzes. Der Unterschied in den Anlagekosten je kVA hat sich durch die Einführung der Wasserstoffkühlung vermindert. Der verbleibende wesentliche Nachteil der Synchronmaschinen sind also die höheren Verluste.

Man hat auch den Einfluss der Kondensatoren und Synchronphasenschieber auf die Netzstabilität eingehend untersucht. Für einen bestimmten Netzknoten fand man z. B., dass ein Nebenschlusskondensator von 75 MVar die Übertragungsfähigkeit einer Fernleitung in gleichem Masse erhöht wie ein Synchronphasenschieber von 35 MVA. Die Synchronmaschine ist also vom Gesichtspunkt der Stabilität doppelt so wirksam wie eine Kondensatorbatterie. Da die Stabilität von grundlegender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit des Übertragungsnetzes ist, wählte man in Schweden für die 380-kV-Transformatorstationen ausschliesslich Synchronphasenschieber. Die erste dieser Maschinen mit einer Leistung von 75 MVA und mit Wasserstoffkühlung ist bereits in Betrieb, eine zweite wird im Herbst aufgestellt, eine dritte ist bestellt.

Die Synchronphasenschieber werden ebenso wie die Kraftwerkgeneratoren mit besonders schnellen Spannungsreglern ausgerüstet; eine Massnahme, die sich durch die damit erreichte Verbesserung der statischen und dynamischen Stabilität bezahlt macht.

Ich erwähnte soeben, dass Kondensatorbatterien als Mittel zur Erhöhung der Spannung und damit der Stabilität verwendet werden. Es erscheint zunächst als paradox, dass man in gewissen Fällen die Stabilität auch durch Zuschalten von Drosselspulen, die elektrisch gesehen ein Gegenstück zu Kondensa-

toren sind, verbessern kann. Dieser Fall kommt trotzdem vor, wenn die Spannung an einem bestimmten Punkt des Netzes ihren höchstzulässigen Wert erreicht hat, die Blindleistungserzeugung der in diesem Punkt angeschlossenen Synchronmaschinen jedoch nicht voll aufgenommen wird. Wenn man nämlich durch Zuschalten einer Nebenschlussdrosselspule die Spannung nicht sinken lässt, sondern durch Erhöhung der Magnetisierung benachbarter Synchronmaschinen die Erzeugung induktiver Blindenergie erhöht, so wird die Stabilität verbessert. Aus diesem Grunde bleiben die in Nordschweden vorhandenen Drosselspulen auch bei hohen Belastungen stets eingeschaltet. Auch in den südschwedischen Werken, die mit Drosselspulen und Synchronphasenschiebern ausgerüstet sind, bleiben die Drosselspulen auch bei höheren Belastungen solange eingeschaltet, bis die Synchronmaschinen in der Lage sind, den Blindenergiebedarf zu decken. Aus dem gleichen Grunde soll man natürlich Kondensatorbatterien abschalten, wenn die zum Halten der höchst zulässigen Spannung erforderliche Blindenergie von Synchronmaschinen aufgebracht werden kann.

In diesem Zusammenhang soll auch erwähnt werden, dass neuerdings Nebenschlussdrosselspulen in einem verbraucherseitigen 380-kV-Unterwerk mit Schutzrelais versehen wurden, die für die Schnellabschaltung der Drosselspulen bei Störungen sorgen. Da eine Schnellabschaltung von Drosselspulen einer augenblicklichen Spannungserhöhung entspricht, verbessert sich die dynamische Stabilität. Das Abschalten einer Drosselspule von 60 MVar ergibt nach Berechnungen eine Erhöhung der bei schwereren Störungen dynamisch stabil übertragbaren Leistung um etwa 25 MW. Da durch diese Massnahme die Stabilität mit geringen Kosten verbessert werden kann, werden in Schweden immer mehr solche Ausrüstungen eingebaut.

3. Vergrösserung der Übertragungsleistung durch Verminderung der Übertragungsreaktanz

Es wurden bereits im Zusammenhang mit der Spannungsregelung und dem Blindenergieausgleich Massnahmen zur Vergrösserung der Übertragungsleistung der Leitungen erwähnt. Die wichtigsten Methoden zur Erhöhung der Stabilität und der Übertragungsleistung zielen jedoch auf eine Verminderung der Übertragungsreaktanzen zwischen den Synchronmaschinen in Nord- und Südschweden hin. Schon der Bau einer neuen Leitung oder der Übergang zu einer höheren Übertragungsspannung, z. B. von 220 auf 380 kV, ist im Grunde genommen nichts anderes als eine Verminderung der Übertragungsreaktanz. Ich möchte mich aber hier mit den Massnahmen beschäftigen, die eine direkte Reaktanzsenkung zum Ziel haben. Derartige Massnahmen wurden an allen Gliedern der Grossenergieübertragung getroffen, an Generatoren, Transformatoren und Leitungen.

Für sämtliche auf die 220- und 380-kV-Netze arbeitenden Generatoren versucht man in Schweden seit über 10 Jahren, die wirtschaftlich günstigsten Reaktanzwerte festzustellen, die dann bei der Be-

stellung der Anlagen festgelegt werden. Zu diesem Zweck wurden in jeder Offerte die Kosten für die Ausführung der Generatoren mit verschiedenen Reaktanzen verlangt. Die erhaltenen Preisunterschiede wurden dann mit dem errechneten Wert der erzielbaren Erhöhung oder Verminderung der Stabilität verglichen und der Auftrag auf Grund dieses Vergleiches beschlossen. Der Wert der Stabilitätsänderung wurde aus jenen Kosten berechnet, die durch Erzielung derselben Stabilitätsänderung im Netz mit anderen Mitteln entstanden wären, z. B. durch Bau neuer Leitungen. Allgemeingültige Empfehlungen für die Wahl richtiger Reaktanzwerte lassen sich nicht aufstellen, da die Unterschiede der Kosten für die verschiedenen Generatorausführungen stark schwanken und der Wert der Reaktanzänderung hinsichtlich der Stabilität von der Lage des Kraftwerkes im Netz abhängt. Die Zusammenhänge zwischen den Mehrkosten der verminderten Reaktanz und dem entsprechenden Stabilitätsgewinn zeigt an Hand eines besonders ausgewählten Beispiels Fig. 2. In vorliegendem Falle ergibt eine Verminderung der Reaktanz um 1% eine Erhöhung der Übertragungsleistung um 1,5 MW. Bewertet man diesen Gewinn nach den Kosten für eine neue Leitung, so kommt man auf einen Wert von 200 000 Kronen. Wenn also die Mehrkosten des Generators unter diesen Betrag fallen, ist die Wahl der teuren Ausführung der Maschine gerechtfertigt.

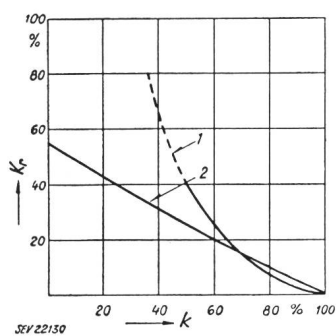


Fig. 2
Preiserhöhung bei herabgesetzter Reaktanz für Wasserkraftgeneratoren und Wert der Stabilität bei reduzierter Reaktanz
 K_r relative Kostenänderung;
 k Übergangsreaktanz im Verhältnis zum normalen Wert;
 1 Kosten der Synchronmaschine;
 2 Wert der Stabilitätserhöhung

Aus diesen Überlegungen heraus wurden sämtliche neuen, grösseren Generatoren mit einer Übergangsreaktanz von 20 bis 22 % und einer Synchronreaktanz von 60 bis 65 % gebaut.

Die Bemessung der Generatoren für eine niedrige Reaktanz bedingt normalerweise eine Vergrößerung ihrer Abmessungen. Daraus ergibt sich auch häufig eine Vergrößerung der Schwungmasse des Läufers, wodurch sich die Stabilitätseigenschaften der Maschine noch etwas verbessern. Man hat in vielen Fällen untersucht, ob sich eine noch weitergehende Vergrößerung der Schwungmasse lohnen würde; in vereinzelt Fällen hat sich dies auch als wirtschaftlich berechtigt erwiesen. Meistens haben die Untersuchungen jedoch gezeigt, dass der Aufwand für eine Vergrößerung der Schwungmasse aus Stabilitätsgründen nicht gerechtfertigt ist.

Die Transformatoren für 380 und 220 kV werden ebenfalls mit niedrigen Reaktanzen gebaut; sie werden nach dem gleichen Verfahren wie bei den Generatoren bestimmt. An der speisenden Seite erfolgt die Auftransformierung entweder direkt vom Gene-

erator oder auch wird die Energie mehrerer Kraftwerke in einem örtlichen 130- oder 220-kV-Netz gesammelt und dann mit Hilfe einer Transformatorengruppe in Sparschaltung auf 380 kV transformiert. Diese Transformatorengruppe ist meistens in einem der grössten Kraftwerke des Gebietes aufgestellt.

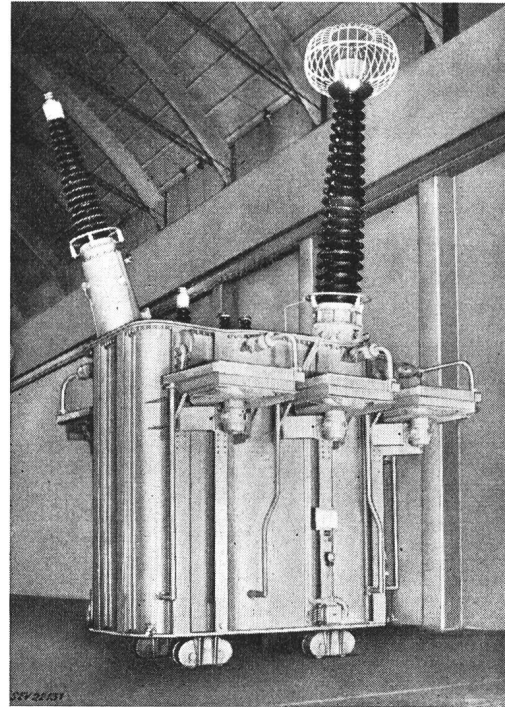


Fig. 3
 Einphasentransformator 380/220 kV, 100 MVA (Hallsberg)

Alle 380-kV-Transformatoren der Empfangsseite, deren Sekundärspannung, wie vorhin erwähnt, 220 oder 130 kV beträgt, sind in Sparschaltung ausgeführt. Fig. 3 zeigt eine Einphaseneinheit aus einer solchen 380/220-kV-Gruppe für 3×100 MVA. Der Grund für die Sparschaltung ist, abgesehen von den niedrigeren Beschaffungskosten und Transformatorverlusten, gerade die niedrigere Reaktanz. Diese erniedrigt sich durch die Sparschaltung bei einem 380/220-kV-Transformator von 12 auf 5 %. Da der Nullpunkt des 380-kV-Netzes starr geerdet ist, müssen wegen der Sparschaltung auch die 220- und 130-kV-Netze starr geerdet sein. Im 220-kV-Netz ging man bereits im Herbst 1950 zu dieser Erdungsart über, da die Petersenspulen bei der wachsenden Netzgrösse keine befriedigende Erdschlusslöschung mehr ergaben. Die Gesamtleitungslänge des 220-kV-Netzes hatte damals etwa 3000 km erreicht. Im 130-kV-Netz führen wir im Herbst die starre Erdung ein, wenn die erste 380/130-kV-Transformatorengruppe für 510 MVA in Betrieb genommen wird. Der Übergang ist in diesem Netz, wo die Petersenspulen immer noch gute Ergebnisse aufweisen, hauptsächlich durch den Wunsch bedingt, 380-kV-Transformatoren in Sparschaltung verwenden zu können, obwohl man auch hier auf längere Sicht mit einer Umstellung auf starre Erdung rechnen muss.

Im weiteren wurden die Leitungsreaktanzen durch Verwendung von Bündelleitern gesenkt. Bis

auf weiteres begnügen wir uns mit zwei Leitern pro Phase, sog. Doppelleiter. Das Diagramm in Fig. 4 zeigt eindrücklich, wie sich die Leitungsreaktanzen, bei Aufspaltung eines Polleiters von ge-

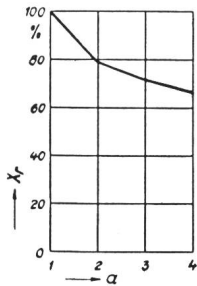


Fig. 4

Reduktion der Leitungsreaktanz bei Aufteilung eines Einfachleiters in zwei oder mehrere parallele Leiter vom gleichen Gesamtquerschnitt wie der Einfachleiter

Reaktanz des Einfachleiters = 100 %

X_r relative Reaktanz bei Bündelleitern;
 a Zahl der Leiter eines Bündels

SEV 22132

gebenem Querschnitt in zwei oder mehrere parallele Leiter von gleichem Totalquerschnitt, vermindern. Bei Übergang von einem auf zwei Leiter vermindert sich die Reaktanz um etwa 22 %. Bei weiterem Aufspalten in drei Leiterseile gewinnt man weitere 7 % und bei vier Leiterseilen weitere 6 % der Reaktanz gegenüber einem Leiter pro Phase.

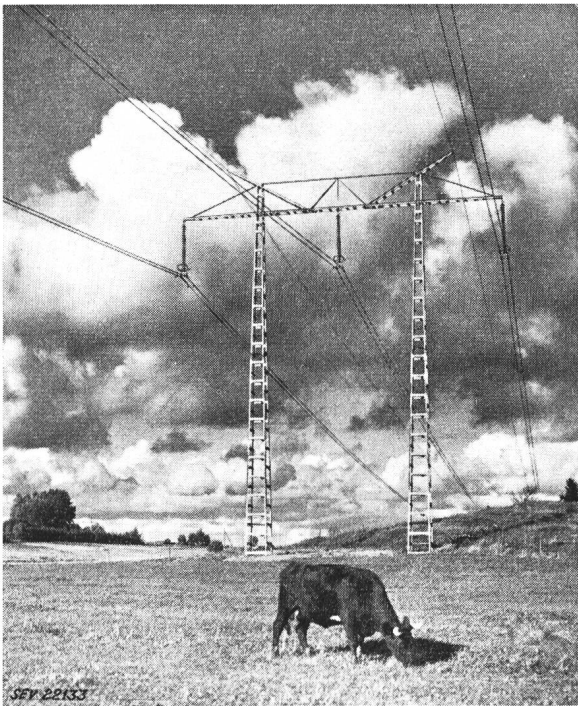


Fig. 5

380-kV-Leitung mit Bündelleitern

Bei den 380-kV-Leitungen, bei denen Bündelleiter auch aus Koronagründen vorteilhaft sind, verwenden wir durchgehend Doppelleiter. Fig. 5 zeigt die Ausführung einer fertigen Freileitung. Im 220-kV-Netz sind fünf Leitungsabschnitte mit Doppelleitern ausgerüstet. Diese Ausführung erscheint immer als wirtschaftlich für 220-kV-Leitungen von hoher Belastung (Fig. 6). Bei anderen Ausführungen muss die Frage in jedem besonderen Fall untersucht werden, u. a. auch darum, weil die Mehrkosten der Leitung in hohem Masse von der Mastkonstruktion abhängig sind.

Bei den 380-kV-Leitungen erhöht die Verwendung von Doppelleitern bei unverändertem Seilquerschnitt unter Berücksichtigung der Stabilität die Übertragungsleistung von etwa 350 MW auf etwa 450 MW. Die neuen in Bau befindlichen 380-kV-Leitungen sind so ausgeführt, dass die Doppelleiter in der Zukunft zu Dreifachleitern ergänzt werden können.

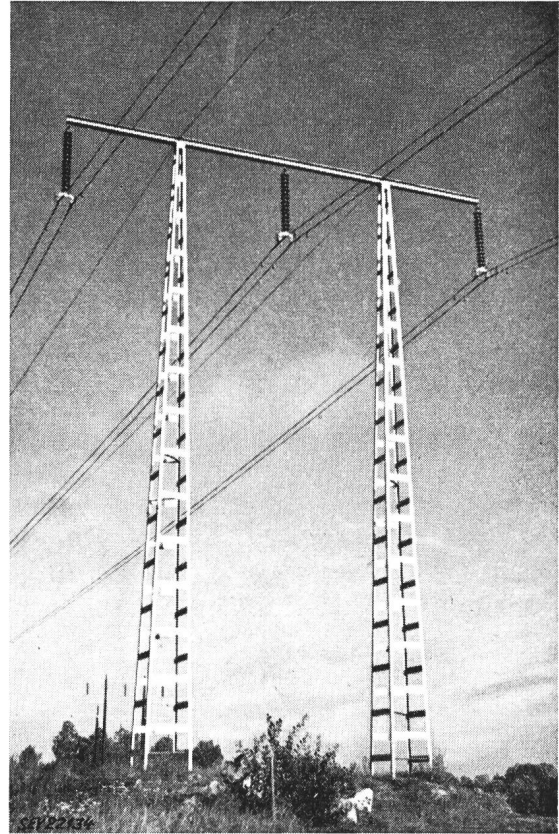


Fig. 6

220-kV-Leitung mit Bündelleitern

Ausser Doppelleitern dienen auch Seriendensatoren zur Stabilitätsverbesserung. Unsere erste Seriendensatorbatterie wurde anfangs 1950 in einer 220-kV-Leitung eingebaut (Fig. 7). Sie besteht aus Kondensatoren von total 30 MVar, die 20 Prozent der Leitungsreaktanz kompensieren und die Leistungsfähigkeit der Leitung von etwa 140 auf 170 MW erhöhen. Die Betriebserfahrungen waren durchgehend günstig und haben uns dazu veranlasst, auch im 380-kV-Netz Seriendensatoren einzubauen. Bei der Eigenart des schwedischen Netzes treten die Vorteile bei 380-kV-Leitungen wegen des kleineren Verhältnisses des Widerstandes zum Scheinwiderstand noch mehr hervor als bei 220-kV-Leitungen.

Die erste Seriendensatorbatterie im 380-kV-Netz wurde Mitte Januar 1954 fertiggestellt und in Betrieb genommen (Fig. 8). Sie hat im jetzigen Zustand eine Nennleistung von etwa 50 MVar und kompensiert etwa 10 % der Reaktanz eines Leitungsabschnittes von 500 km. Sie soll jedoch im Sommer auf die doppelte Leistung gebracht werden, so dass der Kompensationsgrad 20 % wird.

Fig. 9 zeigt einen Ausschnitt aus dieser Station. Wir rechnen damit, bis Ende 1954 für diese Leitung eine zweite Kondensatorbatterie gleicher Ausführung betriebsfertig zu haben. Der betreffende Leitungsabschnitt wird damit zu 40 % kompensiert werden, die übertragbare Leistung von etwa 450 MW um 220 MW auf etwa 670 MW erhöht. Die Kosten betragen 5 Millionen Kronen pro Batterie, also total 15 Millionen Kronen für den Leitungsabschnitt. Diesen Betrag kann man den Kosten einer neuen Leitung gegenüberstellen, die den gleichen Gewinn an übertragbarer Leistung bringt. Nach Berechnungen würden diese Kosten etwa 35 Millionen Kronen betragen. Der Gewinn durch Verwendung von Seriiekondensatoren wird zwar dadurch etwas vermin-

zwei Gruppen aufgeteilt und im ersten bzw. zweiten Drittel des Leitungsabschnittes eingebaut werden.

Die vorauszusehenden hohen Leitungsbelastungen der Zukunft werden bedeutend erhöhte Leitungs-

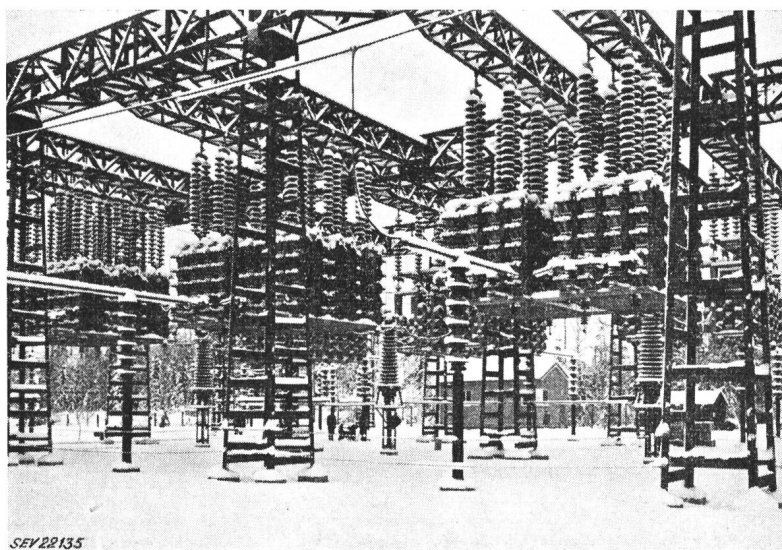


Fig. 7
220-kV-Seriiekondensatorstation
Im Betrieb seit Januar 1950

dert, dass man bei grösseren Übertragungsleistungen auch höhere Verluste in Kauf nehmen muss, es bleibt aber trotzdem noch ein recht beträchtlicher Gewinn übrig. Wir rechnen damit, dass die Seriiekondensatoren im 380-kV-Netz eine Senkung der Übertragungskosten um etwa 15 % ermöglichen.

verluste mit sich bringen. Die wirtschaftlichste Belastung der jetzigen Doppelleiter mit einem äquivalenten Kupferquerschnitt von 660 mm² liegt bei etwa 650 MW und wird mit 40 % Seriiekompensation erreicht. Bei der grösseren Übertragungsleistung ist es angebracht, den Leiterquerschnitt zu

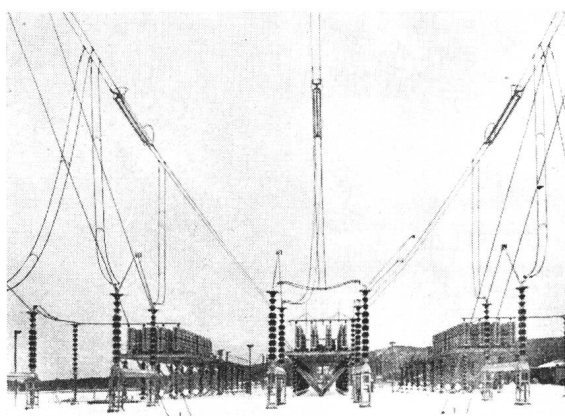


Fig. 8
380-kV-Seriiekondensatorstation
Im Betrieb seit Januar 1954

Fig. 10 zeigt den Ort der beiden ersten Kondensatorbatterien im 380-kV-Netz und jenen der dritten, bereits beschlossenen Station. Diese soll 30 % der Blindleistung der zweiten 380-kV-Leitung kompensieren und wird im Herbst 1955 in Betrieb genommen. Weitere Kondensatoren sollen dann auf allen längeren Leitungsabschnitten in gleicher Masse eingesetzt werden, wie die Übertragungsleistung vergrössert werden muss. Es ist ferner geplant, die Kompensation bis zu 60 % durchzuführen, wobei die Kondensatoren jeder Leitung auf

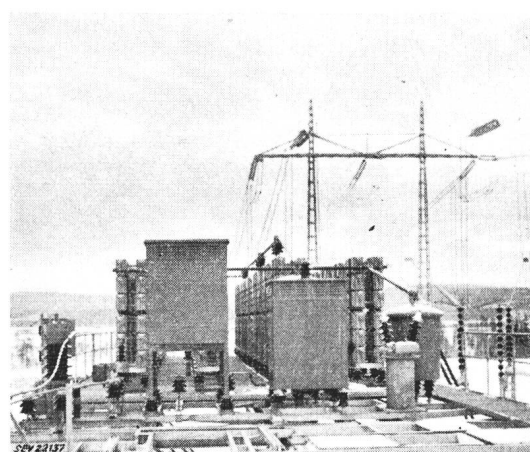


Fig. 9
Detail aus der 380-kV-Kondensatorstation

vergrössern. Die zweckmässigste Massnahme hierfür ist die Installation eines dritten Leiters pro Phase. Für die jetzt im Bau begriffenen 380-kV-Leitungen sind die Masten so ausgebildet, dass eine genügende Verstärkung mit einem dritten Bündelleiter leicht erfolgen kann. Er wird mitten unter den zwei ursprünglich horizontal angeordneten Seilen aufgehängt.

Mit einer solchen auf 60 % kompensierten Leitung mit Dreifachleitern rechnen wir empfangsseitig mit etwa 900 MW, was rund 1000 MW eingespister Leistung entspricht.

4. Vergrößerung der Übertragungsleistung bei Störungen

Die bisher genannten Massnahmen zur Vergrößerung der Übertragungsleistung des Netzes verbessern sowohl die statische, als auch die dynamische Stabilität. Solange das Netz nur aus wenigen Leitungen

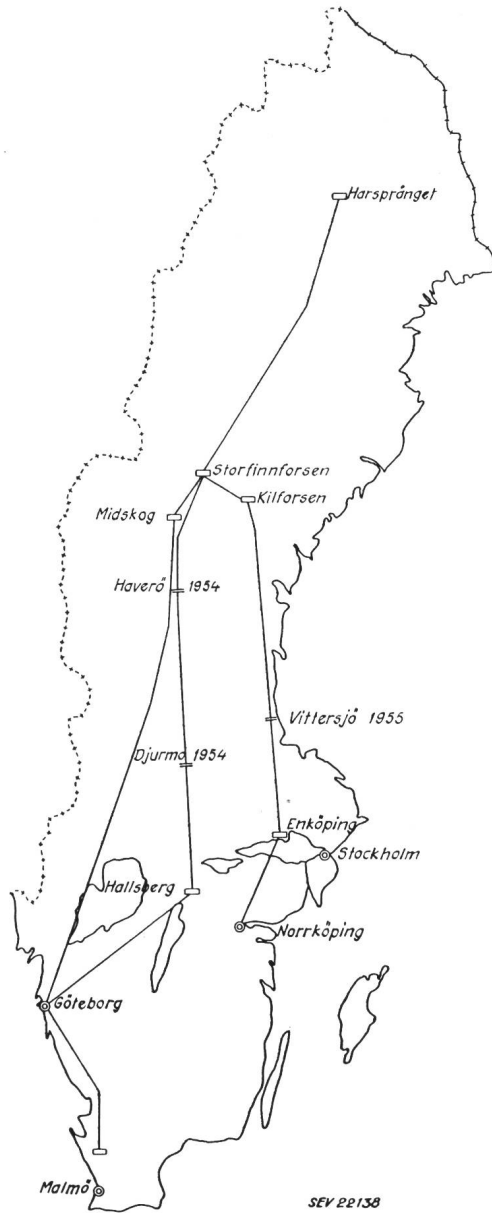


Fig. 10

Karte des schwedischen 380-kV-Netzes mit Standorten der bisher angeführten und bis 1956 zur Ausführung gelangenden Kondensatorstationen

besteht, zieht die dynamische Stabilität jedoch der Übertragungsleistung bedeutend engere Grenzen als die statische. Aus wirtschaftlichen Gründen kann es zwar notwendig werden, die Leitungen mit Übertragungsleistungen zu belasten, die über der durch die dynamische Stabilität bedingten Grenze liegen, auf längere Sicht aber muss man doch verlangen, dass die Übertragungsnetze praktisch alle Arten von Störungen aushalten, ohne dass umfangreiche Unterbrechungen der Energiezufuhr bei den Abonnten entstehen. Zur wirtschaftlichen Verwirklichung dieses Wunsches muss die durch die dyna-

mische Stabilität bedingte Grenze erhöht und der statischen angenähert werden.

Das wichtigste Mittel zur Verbesserung der dynamischen Stabilität ist die Verkürzung der Abschaltzeiten bei auftretenden Störungen. Darüber hinaus kann besonders in Netzen mit wenigen Leitungen die Schnellwiedereinschaltung wertvolle Dienste leisten.

Bezüglich der Abschaltzeiten haben die Schalterkonstrukteure gewisse Fortschritte gemacht. Die neuerlich angebotenen Schalter für 380 und 220 kV haben Gesamtabschaltzeiten von 70 bzw. 50 ms.

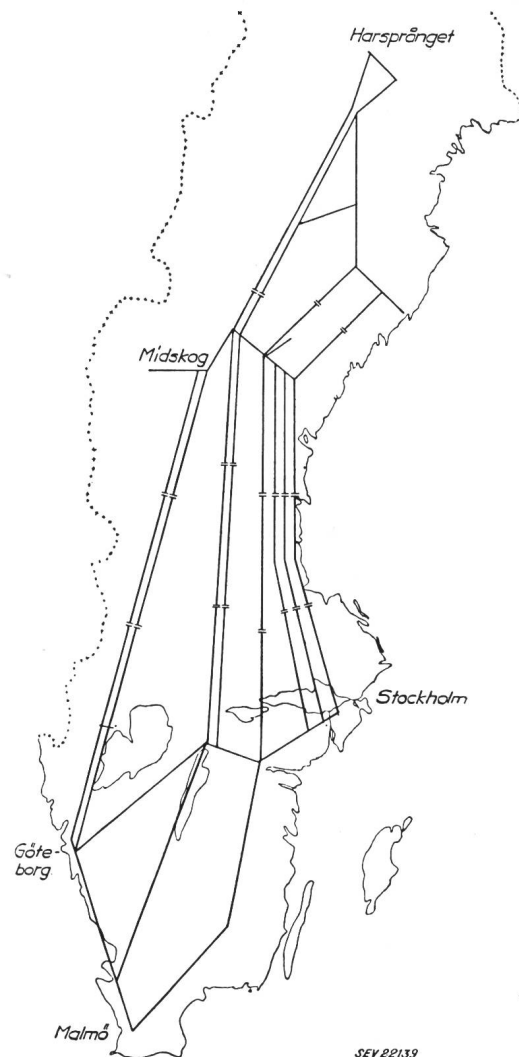


Fig. 11

Geplanter Endausbau des schwedischen 380-kV-Netzes

Das ist aber bei weitem noch nicht befriedigend. Natürlich müssen auch die Relais schnell arbeiten; hier ist man bereits der idealen Grenze näher gekommen. Die Bedeutung der kurzen Abschaltzeiten geht klar aus einer kürzlich durchgeführten Untersuchung am Netzmodell für das schwedische 380-kV-Netz der Ausbaustufe 1956–1957 mit drei parallelen Nord–Süd-Leitungen hervor. Die Untersuchung ergab, dass eine Verkürzung der Abschaltzeiten um 10 ms die auf der Grundlage der dynamischen Stabilität berechnete Übertragungsleistung um 30 MW erhöhen würde. Der Gewinn hiedurch beträgt

schätzungsweise 3 Millionen Kronen. Bei den Anschaffungen der letzten Jahre haben wir die Schaltzeiten sehr berücksichtigt. Es muss jedoch zur derzeitigen Lage der Schalterentwicklung gesagt werden, dass noch keine befriedigenden Lösungen vorliegen, weshalb wir zunächst weitere Entwicklungsfortschritte und Erfindungen abwarten.

Die dreiphasige Schnellwiedereinschaltung wird seit langem an einer grossen Zahl von 220-kV-Leitungen angewandt und hat gute Ergebnisse gezeigt. Nachdem nun der Ausbau des Netzes sechs parallele Leitungen erreicht hat, wozu noch parallele 380-kV-Leitungen kommen, ist der Wert der Schnellwiedereinschaltung weniger ausschlaggebend. Natürlich ist es aber immer noch ein grosser Vorteil für das Betriebspersonal, dass die Leitungen bei der Mehrzahl der Störungen automatisch wieder eingeschaltet werden.

Bei den 380-kV-Leitungen wurde die Automatik für die Schnellwiedereinschaltung erst im Sommer 1953 eingeführt; wie das aber so oft der Fall ist, haben wir seither keine Störungen gehabt, so dass noch keine Betriebserfahrungen vorliegen. Vor der Einführung der Schnellwiedereinschaltung sind bei den 380-kV-Leitungen insgesamt sechs vorübergehende Gewitterstörungen aufgetreten. Wahrscheinlich würden die meisten von diesen zu einer erfolgreichen Wiedereinschaltung geführt haben, und wir rechnen damit, dass wir während der nächsten Jahre grossen Nutzen aus der Schnellwiedereinschaltung ziehen werden.

Wir haben erwogen, bei den 380-kV-Leitungen einphasige Schnellwiedereinschaltung einzuführen, und veranstalteten zu diesem Zweck im Jahre 1953 eine Reihe von Versuchen. Diese wurden zunächst im 220-kV-Netz vorgenommen, wobei es sich zeigte, dass die einphasige Wiedereinschaltung auch an den längsten Leitungsabschnitten von etwa 500 km glücken müsste. Beim Abschalten der fehlerhaften Phase erlosch der Lichtbogen stets nach höchstens 250 ms. Als aber dann die Feldversuche an einer 415 km langen 380-kV-Leitung wiederholt wurden, stellte sich heraus, dass der Lichtbogen an der Fehlerstelle nicht erlöschte, sondern durch die von den gesunden Phasen induzierte Spannung aufrechterhalten blieb. Höchstwahrscheinlich lässt sich die einphasige Wiedereinschaltung von 380-kV-Leitungen nur bei Leitungslängen bis 250 km verwenden. In 220-kV-Netzen wäre dagegen dieses Verfahren durchführbar, ist aber aus oben geschilderten Gründen von geringerem Interesse.

Im Zusammenhang mit den erwähnten Schaltmassnahmen möchte ich eine Notlösung zur Rettung der Stabilität erwähnen, die besonders in den früheren Jahren eine gewisse Bedeutung im schwedischen Netz hatte. Mehrere Jahre während des Weltkrieges und der Nachkriegszeit konnten wir das Leitungsnetz nicht in ausreichendem Masse ausbauen. Es kam dann häufig vor, dass bei Ausfall einer gestörten Leitung die übrigen Leitungen überlastet wurden und ebenfalls ausgeschaltet wurden, so dass dann die ganze Fernübertragung ausfiel und weite Verteilungsgebiete ohne Energie blieben. Um dies zu vermeiden, liessen wir durch geeignete

Schaltmassnahmen gleichzeitig mit der gestörten Leitung auch einige Generatoren oder Speiseleitungen abschalten, wodurch die am Nordende des Übertragungsnetzes eingespeiste Leistung etwa um den Lastanteil der gestörten Leitung vermindert wurde. Diese Lastabschaltung verursachte naturgemäss eine Frequenzabsenkung im ganzen Netz, diese Erscheinung war jedoch bedeutend weniger fühlbar als der vermiedene Ausfall der ganzen Leitung. Dieses Verfahren stellt eine Notmassnahme dar, die jedoch im Übergangsstadium am Platze sein kann, ehe ein Übertragungsnetz in vorgesehennem Umfang ausgebaut ist.

Zusammenfassung

Die Spannungshaltungs- und Stabilitätsfragen in den schwedischen Netzen für Hochleistungsübertragung können wie folgt zusammengefasst werden:

Die Energieübertragung ist dadurch gekennzeichnet, dass grosse Leistungen in der Richtung Nord-Süd zu übertragen sind. Zur Zeit werden 1600 MW übertragen, die später 9000 MW erreichen dürften. Das vorhandene 220-kV-Netz überträgt 1000 MW, während der restliche Betrag — im Endausbau 8000 MW — auf das 380-kV-Netz entfällt. Lange Leitungsabschnitte — zum grossen Teil mit Doppelbündelleitern — erzeugen grosse Blindenergien, die eine reichliche Kompensation mit Drosselspulen und Synchronphasenschiebern bei niedrigen Leitungsbelastungen bedingen. In der Wahl zwischen Nebenschlusskondensatoren und Synchronphasenschiebern zur Blindenergieerzeugung bei höheren Leitungsbelastungen sind Synchronmaschinen vorzuziehen, besonders wegen ihrer besseren Eigenschaften bezüglich der Stabilität. Massnahmen zur Erhöhung der Stabilitätsgrenzen für die Übertragungsleistungen sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit der Übertragung. Zur Erhöhung der Stabilitätsgrenzen wurden konsequent die Reaktanzen der Generatoren, der Transformatoren und der Leitungen vermindert. Vom Gesichtspunkt der Stabilität aus wurden die besten Erfolge durch Ausführung der Freileitungen mit Doppelleitern und vor allen Dingen durch Kompensieren der Leitungsreaktanzen mit Hilfe von Seriiekondensatoren erzielt. Die Leitungsbelastung der 380-kV-Leitungen wird in Zukunft so gross werden, dass die Doppelleiter zu Dreifachbündelleitern ergänzt werden müssen. Zur Verbesserung der Stabilität auch bei Störungen sind vor allen Dingen schnelle Schalter erforderlich. Die Schnellwiedereinschaltung ist ein vorteilhaftes Verfahren zur Begrenzung der Auswirkungen einer Leitungsstörung, besonders so lange, als das Übertragungsnetz nur aus wenigen Leitungen besteht. Durch Anwenden dieser verschiedenen Massnahmen zur Beseitigung der durch die Stabilitätserscheinung bedingten Begrenzungen können die Leitungen bis auf und über die Leistung hinaus belastet werden, die hinsichtlich der Übertragungsverluste am wirtschaftlichsten ist. Jede 380-kV-Leitung wird bei der vorgesehenen endgültigen Serienkompensation von 60 % in der Ausführung mit Dreifachleitern etwa 1000 MW übertragen

können. Für den Endausbau mit einer Übertragungsleistung von 8000 MW über das 380-kV-Netz werden also acht parallele Leitungen benötigt, während ohne besondere stabilitätsverbessernde Massnahmen etwa die doppelte Anzahl Leitungen erforderlich wäre. Die hier genannten Massnahmen haben bewirkt, dass die in Schweden notwendige Fern-

übertragung grosser Energiemengen mit bedeutend besserer Wirtschaftlichkeit und Betriebssicherheit durchgeführt werden kann, als sonst möglich gewesen wäre.

Adresse des Autors:

Dr. B. G. Rathsmann, Vizepräsident der Kungl. Vattenfallstyrelsen, Stockholm C.

Technische Mitteilungen — Communications de nature technique

Zur Frage der atmosphärischen Vereisung

551.574.7 + 621.315.1.056.5

Von M. de Quervain, Weissfluhjoch/Davos
(Im Auftrag der Schweiz. Kommission für Vereisungsfragen)

A. Allgemeines

Die im Jahre 1947 gegründete Schweizerische Kommission für Vereisungsfragen hat sich zum Ziel gesetzt, während zwei bis drei Jahren experimentelle Untersuchungen anzustellen, um die Ursachen der lästigen Reifbildung an im Freien stehenden Objekten, insbesondere an Freileitungen, und die Möglichkeiten zu ihrer Bekämpfung zu studieren. Die Fragestellung bezog sich aber nicht nur auf diesen einen praktischen Aspekt, sondern schloss grundsätzlich das gesamte Vereisungsproblem in sich. Deshalb sind in der Kommission auch die zivile und militärische Aviatik vertreten. Natürlich kam es bei dem zeitlich und finanziell limitierten Programm nicht in Frage, allen Teilfragen in gleicher Weise nachzugehen. Man beschränkte sich darauf, nach eingehender Sichtung der bestehenden Literatur einzelne grundlegendere Fragen näher zu prüfen. Das Eidg. Institut für Schnee- und Lawinenforschung Weissfluhjoch stellte hiezu einem von der Kommission bestellten Fachbearbeiter seine Kältelaboratorien, wie auch Hilfskräfte zur Verfügung.

Aus der vom 1. Oktober 1947 bis 1. Mai 1952 dauernden Arbeitsperiode sind folgende Untersuchungen hervorgegangen: Eine Literaturübersicht (Dr. F. Sigrüst und Dr. D. Melcher), eine Arbeit über die Ablagerungsbedingungen von Rauheis (Dr. D. Melcher [1]) und je eine Publikation über den Wärmebedarf zur Verhütung von Reifansatz und über das Haften von Eis an Oberflächen (T. Brunner [2] [3]). Es soll hier ein zusammenfassender Überblick über die Resultate gegeben werden, wobei vor allem versucht werden soll, die praktischen Schlussfolgerungen herauszuschälen.

Bevor auf die Ergebnisse eingetreten wird, ist es angezeigt, einige Hinweise auf längst bekannte Tatsachen und Anschauungen zu geben. Bei den lästigen atmosphärischen Vereisungen, sei es an Freileitungen oder Flugzeugen, handelt es sich in erster Linie um Nebelablagerungen, d. h. um den Niederschlag von Tröpfchen auf einem festen Objekt und um deren nachträgliches Gefrieren. Diese Tröpfchen sind in der Regel unterkühlt, befinden sich also thermodynamisch in einem labilen Zustand. Nach V. J. Schaefer erstreckt sich der Bereich der Unterkühlung bis zu etwa -39°C [4]. Bei tieferen Temperaturen soll eine Unterkühlung nicht mehr bestehen (andere Autoren geben an, Wasser bis zu -60°C abgekühlt zu haben, ohne dass es gefror). In Berührung mit einem Gefrierkern setzt in einem Tröpfchen der Gefrierprozess ein. Als Gefrierkerne können verschiedene in der Atmosphäre suspendierte staubförmige Substanzen wirken, darunter auch bereits vorhandene Eisteilchen. Wir sprechen im letzteren Fall von «Eiskeimen». Auch an einem von den Tröpfchen getroffenen Festkörper grösserer Dimension kann das Gefrieren ausgelöst werden, wie die Praxis zeigt. Für die atmosphärischen Gefrierkerne besteht eine kritische Unterkühlungstemperatur, oberhalb der sie unwirksam sind. So werden die meisten atmosphärischen Verunreinigungen erst unterhalb etwa -15° aktiv. Oft wird übersehen, dass ein unterkühltes Tröpfchen erst dann sofort und ohne Wärmeabgabe an die umgebende Luft gefrieren kann, wenn es eine Temperatur von rund -80° besitzt. Andernfalls reicht sein Kälteinhalt für die Erstarrung nicht aus. Sofern man annimmt, dass eine Unterkühlung unter -40° nicht möglich ist, wäre demnach das plötzliche vollständige Gefrieren von Wasser aus dem eigenen Kältegehalt

undenkbar. Immer wird ein Überschuss von Wärme frei, der von der Umgebung abgeführt werden muss.

Der Nebelniederschlag kann als *Rauhreif* von mehr oder weniger lufthaltiger Form entstehen. Die dichtere Form wird auch als *Rauh frost* bezeichnet (neuere Beobachtungen von J. Grunow [5]). Haben die Tröpfchen nach dem Auftreffen auf den Festkörper Zeit (wie oben gezeigt, bis zu einem gewissen Grad eine Temperaturfrage) zu zerfliessen, bildet sich sogenanntes *Rauheis*, ein kompaktes, praktisch luftfreies Material. Sind noch mikroskopische Lufteinschlüsse vorhanden, ist es opak grau bis weiss, sonst transparent. Eine ähnliche Eisart kann auf ganz andere Weise entstehen: Fällt nicht unterkühlter Regen auf stark gefrorenen Boden, bildet sich vorübergehend gefährliches *Glätteis*. Etwas Analoges passiert, wenn ein Flugzeug aus kalter, klarer Luft in eine nasse Wolke einfliegt. Diese Art der Vereisung ist allerdings gegenüber derjenigen aus unterkühlten Wolken weniger schwerwiegend, da der Temperaturausgleich zwischen dem Flugzeug und seiner Umgebung jeweils bald erreicht wird und damit der Eisansatz aufhört.

Gegenüber den erwähnten atmosphärischen Eisarten bezeichnet man als *Reif* den direkten Niederschlag von Wasserdampf auf Objekte, deren Temperatur unter dem «Reifpunkt» liegt. Reif besteht aus nadel- oder plättchenförmigen Einzelkristallen und hat ein lockeres, schwach haftendes Gefüge.

In einem unterkühlten Nebel ist die Luft zwischen den Tröpfchen in bezug auf Wasser ganz oder nahezu gesättigt. Sie ist dann in bezug auf Eis gleicher Temperatur übersättigt, so dass sich an einem Eiskörper gleichzeitig mit dem Rauheis auch Reif niederschlagen kann. Es entstehen somit Zwischenformen oder besser gemischte Formen von Reif und Rauheis. Man beobachtet sie vor allem bei schwachem Wind, niederm Wassergehalt des Nebels und grosser Kälte. Entsprechende Zwischenformen gibt es auch zwischen Rauheis und Rauheis. In dieser Publikation werden die verschiedenen Vereisungsformen, wenn ihre besondere Art nicht gekennzeichnet werden soll, entgegen der präzisen Unterscheidung kurz «Reif» oder «Vereisung» genannt. Es handelt sich dabei immer um Nebelausscheidungen.

B. Über die Vereisungsbedingungen

Aus der Vielzahl der noch offenen Probleme hat Melcher die folgenden in seine Untersuchungen einbezogen:

Wie hängt die Art und Menge des gebildeten Reifes ab von der

- im Luftstrom enthaltenen Wassermenge
- Tröpfchengrösse
- Windgeschwindigkeit
- Temperatur der Tröpfchen
- Temperatur des Reifträgers
- Oberflächengestaltung und Zusammensetzung des Reifträgers?

Bei der grossen Zahl von Parametern war es ausgeschlossen, alle Variationsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Vielmehr hat Melcher sich darauf beschränkt, einzelne Funktionen, wenn möglich unter Konstanzhaltung aller übrigen Parameter, durchzumessen.

Fortsetzung des allgemeinen Teils auf Seite 591

Es folgen «Die Seiten des VSE».