

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 53 (1962)

Heft: 8

Artikel: Schalterfragen in den schwedischen Hochspannungsnetzen

Autor: Jancke, G.

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-916924>

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: 17.02.2026

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

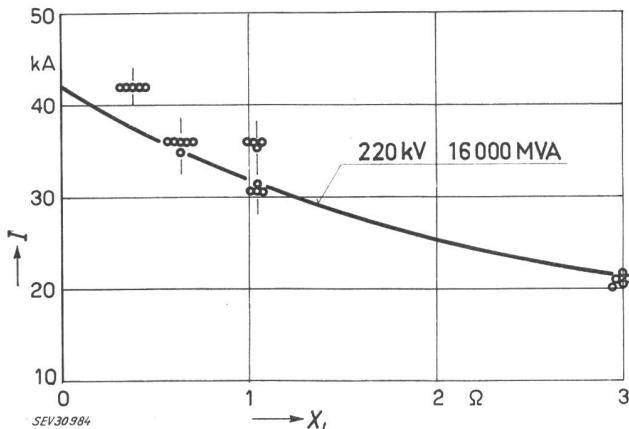


Fig. 18

Vue d'ensemble d'une série d'essais de coupure de défauts kilométriques sur une unité de coupure du disjoncteur de la fig. 13. Ce disjoncteur présente une grande sécurité dans les conditions les plus critiques.

minée de la tension transitoire de rétablissement. Les essais ont été faits dans des conditions de sévérité correspondant strictement à des valeurs bien déterminées de cette réactance. Les intensités coupées sans défaillance dans ces conditions particulièrement sévères dépassent notablement celles qui correspondent aux garanties données. Elles sont représentées par de petits cercles dans ce graphique. Les points de coupure sont particulièrement denses dans la zone de gauche qui, sur la base de nombreuses recherches, a été reconnue comme étant la plus critique.

Les mêmes essais effectués sur une unité de coupure permettent de juger du comportement d'un disjoncteur à 170 kV, 10 000 MVA composé de deux unités par pôle.

Il faut ajouter à ces résultats ceux obtenus lors de fermetures sur court-circuit et lors de l'application des contraintes correspondant à l'opposition de phases. Ils ont également confirmé le degré de sécurité prévu. On peut donc conclure en disant que le but assigné est atteint, soit le franchissement du seuil de 40 000 A sans préjudice aucun en ce qui concerne d'autres performances. D'autre part, les nouveaux disjoncteurs pouvant être livrés sous une forme simplifiée, ils ne laissent pas de lacune entre les très gros pouvoirs de coupure et ceux communément rencontrés jusqu'ici.

4. Quelques considérations sur le disjoncteur à hexafluorure de soufre

Quand bien même l'air comprimé continue de donner entière satisfaction à tout point de vue, il convient de se demander ce qui peut être fait dans le domaine

plus général du disjoncteur à gaz. L'air comprimé présente la propriété très élégante d'être emprunté au milieu ambiant et de lui être entièrement restitué à chaque opération, en entraînant au fur et à mesure les impuretés produites par l'arc. Par contre, on a découvert ces dernières années que l'hexafluorure de soufre lui est supérieur en ce qui concerne l'isolation et la coupure. Ce nouveau gaz permettra-t-il de ce fait une construction plus économique des disjoncteurs à grande puissance?

Dans l'état actuel des recherches, il n'est guère possible de répondre à cette question. L'emploi de l'hexafluorure de soufre est lié à un certain nombre d'impondérables qui ne pourront être levés qu'avec le progrès des constructions et les expériences de service. A une pression de quelques atmosphères, ce gaz se condense dans le domaine des températures de plein air. Il ne peut donc être utilisé à des pressions élevées et demande des précautions spéciales par temps froid. Par contre, on a tendance à utiliser l'air comprimé à de très hautes pressions et, de ce fait, celui-ci gagne en qualité. S'il est suffisamment desséché, ce qui peut être acquis par des moyens simples, il est pratiquement insensible aux différences de température. D'autre part, la nécessité d'une circulation de l'hexafluorure de soufre en circuit fermé complique la construction. Dans le même ordre d'idées, ce gaz très dense se prête moins bien que l'air comprimé à l'entraînement de commandes mécaniques rapides. En outre, il en émane en présence de l'arc électrique des produits de décomposition corrosifs qui doivent être neutralisés. Les problèmes spéciaux qui se posent à l'égard des disjoncteurs à hexafluorure de soufre réclameront pour le moins, si l'on veut atteindre la sécurité acquise par l'air comprimé, de longues années d'étude et d'expérimentation dans diverses conditions d'exploitation.

5. Conclusions

J'espère avoir mis en évidence les résultats apportés dans le domaine du disjoncteur pneumatique par une trentaine d'années de recherches ininterrompues. Le principe de l'air comprimé permet de suivre l'accroissement rapide des puissances de court-circuit que l'exploitant doit prévoir. Il est particulièrement avantageux lorsqu'il s'agit de maîtriser un grand nombre de défauts sans altérer les qualités de l'appareil. Le souci constant des constructeurs de connaître les conditions d'exploitation sous tous leurs aspects et d'améliorer la fabrication en conséquence a permis d'atteindre un niveau de qualité élevé et une grande sécurité de fonctionnement en toute circonstance.

L'adresse de l'auteur:

R. Pettipierre, ingénieur dipl., S. A. Brown, Boveri & Cie, Baden (AG).

Schalterfragen in den schwedischen Hochspannungsnetzen

Vortrag, gehalten an der Diskussionsversammlung des SEV vom 30. und 31. Januar 1962 in Zürich,
von G. Jancke, Stockholm

621.316.57.027.3(485)

I. Einleitung

Leistungsschalter werden in einem Netz installiert, um einerseits eine Veränderung des Stromlaufschemas bei fehlerfreiem Betrieb zu bewirken und, andererseits, um nach einem Impuls vom Relaischutz, fehlerhafte Teile des Netzes auszuschalten. Diese beiden Aufgaben

stellen an die Schalter erhebliche Anforderungen verschiedenster Art. Unter anderem kommt dies in den ungewöhnlich umfangreichen Normen zum Ausdruck. Trotzdem sind diese nicht ausreichend, sondern müssen durch technische Vorschriften ergänzt werden, die auf die Verhältnisse des Netzes Rücksicht nehmen, in

dem der Schalter installiert werden soll. Dies gilt besonders für die schwedischen 220-kV- und 400-kV-Hochspannungsnetze, die in bezug auf Leitungslänge und demzufolge auf Spannungsverhältnisse bei Betriebsstörungen als abnorm betrachtet werden können. Es ist weder technisch noch wirtschaftlich günstig, den Aufbau dieses Netzes so zu wählen, dass sie den konzentrierten Netzen des Kontinents ähnlich sind. Dagegen sind die schwedischen Netze bis 130 kV von ungefähr gleichem Typ wie in mehreren anderen Ländern.

2. Probleme bei der Projektierung

Die Belastung wächst exponential und verdoppelt sich in 10...12 Jahren, was eine ständige Veränderung des Netzes mit sich bringt. Die allgemeine Tendenz besteht darin, dass die Einheiten für die Produktion, Übertragung und Verteilung grösser werden, dass neue, höhere Systemspannungen eingeführt werden, dass die wirkliche Betriebsspannung für eine gegebene Nennspannung wächst und dass die Kurzschluss- und Betriebsströme sich ebenfalls vergrössern. Anderseits kann die Isolation relativ gesehen verringert werden, teilweise wegen der niedrigeren betriebsfrequenten Spannungserhöhungen, teilweise wegen des verbesserten Überspannungsschutzes.

Schweden hat keine einheimischen Kohle- und Ölervommen, dafür aber ausreichende Wasserkraft. Diese ist hauptsächlich im nördlichen Teil Schwedens vorhanden (Fig. 1), während die Bevölkerungsdichte und damit der Energiebedarf im Süden am grössten ist. Die Entfernung von der Nord- bis zur Südspitze des Landes beträgt ungefähr 1700 km. Am Anfang wurden lokale Energiequellen ausgenutzt, aber nun dehnt sich die Energieübertragung vom Norden zum Süden schnell aus. Zur Zeit werden ungefähr 3200 MW übertragen und man nimmt an, dass die Leistung 8000...10 000 MW erreichen wird. Die Systemspannung von 130 kV wurde 1921, von 220 kV 1936 und von 400 kV 1952 (Fig. 2) eingeführt. Heute erstrecken sich die 220-kV-Leitungen über 4400 km, die 400-kV-Leitungen über 3200 km, während außerdem 1700 km für die letztgenannte Spannung im Bau sind.

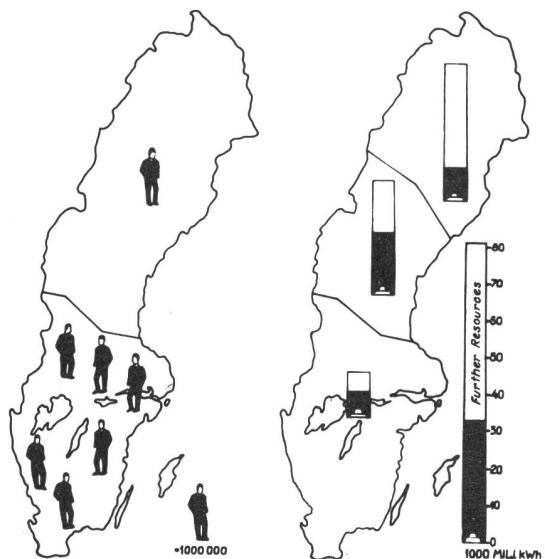
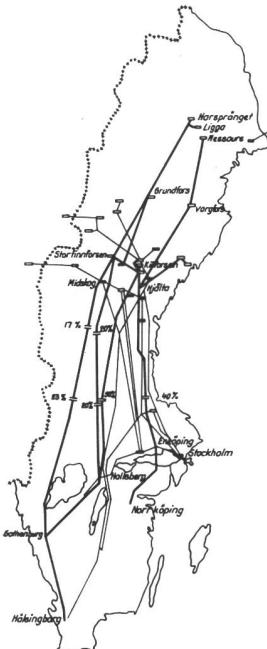


Fig. 1
Bevölkerungsdichte und Verteilung der Wasserkräfte in Schweden

Fig. 2
Das schwedische Hochspannungsnetz



Die 220-kV- und 400-kV-Netze sind für Langdistanzübertragung gebaut worden. Die einzelnen Leitungsstrecken sind sehr lang, da für den Anschluss von Transformatoren an die 400-kV-Hauptleitungen kein Bedarf vorliegt. Bei den 220-kV-Leitungen dagegen sind Transformatorenstationen und Kraftwerke oft nur über eine einzige kurze Leitung angegeschlossen worden.

Bei den Leitungsfehlern führen die langen 400-kV-Leitungen zu relativ grossen Spannungserhöhungen mit Betriebsfrequenz. Dies ist für die Wahl der Isolation ausschlaggebend. Eine Untersuchung hat ergeben, dass die Leitungsstrecken auf eine Länge von 550 km begrenzt werden müssen, sofern sie nicht mit 400-kV-Drosselpulsen versehen werden. Heute gibt es mehrere Leitungen von ungefähr 500 km und eine besonders lange von 650 km Länge. Bei der Letzteren wird mittels Hochfrequenz eine gleichzeitige Betätigung der Schalter an beiden Leitungsenden erreicht.

Die Stabilität ist ein Hauptproblem bei der Projektierung von Leitungen. Vor allem durch das Erreichen kleiner Reaktanzwerte in Generatoren, Transformatoren und Leitungen konnte die Stabilität und damit das Übertragungsvermögen erhöht werden. Die Leitungen werden mit Reihenkondensatoren versehen. Die Belastung pro Einzelleitung hat man bis heute dadurch allmählich von 400...500 MW auf 800 MW erhöhen können.

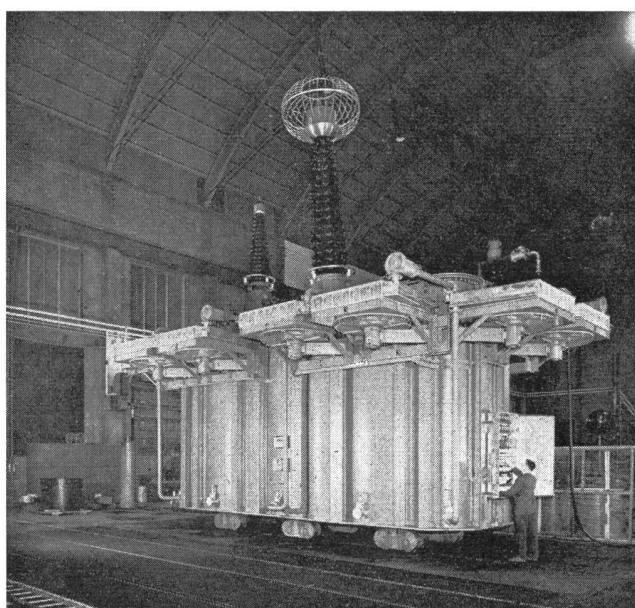


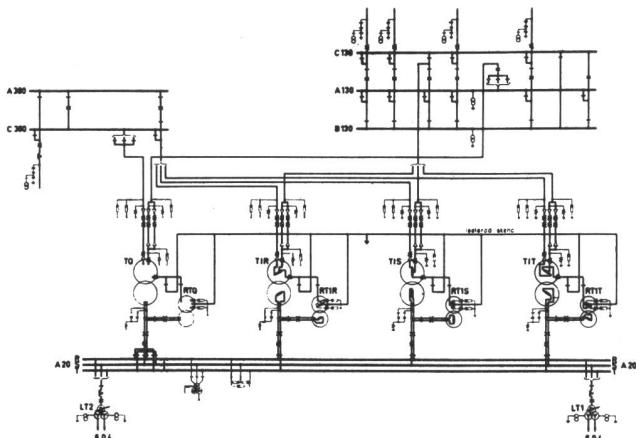
Fig. 3
400-kV-Einphasentransformator

nen und in einigen Jahren wird man sie bis 1000 MW steigern. Gleichzeitig wird die Transformatorengrösse erhöht: zur Zeit beträgt die Leistung des grössten Transformators (Fig. 3), der aus drei Einphaseneinheiten besteht, 1000 MVA und die Leistung des grössten Dreiphasentransformators 400 MVA. Diese Werte werden wahrscheinlich auf 1200 bzw. 500 MVA erhöht, wobei die Sparschaltung zwischen 400 kV und 220 kV oder 130 kV vorausgesetzt wird. Nennbetriebströme von 2000 A bei 400 kV und 3000 A für einige 220-kV- und 130-kV-Schalter sind daher aktuell.

Obwohl die einzelnen schwedischen Kraftwerke nur mittelgross sind und geographisch weit auseinander liegen, wird die Kurzschlussleistung infolge der kleinen Reaktanzen im Netz und die Wahl der grossen Übertragungseinheiten relativ gross. Die Steilheit der wiederkehrenden Spannung ist jedoch mässig.

Der Ausschaltstrom hat nun eine solche Grösse erreicht, dass Abstandskurzschlüsse zu Schwierigkeiten führen könnten. Bis jetzt sind im schwedischen Hochspannungsnetz keine missglückten Unterbrechungen bei Abstandskurzschlägen vorgekommen. Da Vorschriften für solche Fehler leicht Komplikationen und Verteuerungen der Schalter mit sich bringen und da die Typenteilprüfungen, die zur Zeit ausgeführt werden, nicht ganz den wirklichen Verhältnissen entsprechen, hat man bis auf weiteres bei den Vorschriften keine Rücksicht auf Abstandskurzschläge genommen. Die Gefahr, dass Abstandskurzschläge entstehen, wird dadurch vermindert, dass die Leitungen mit einem guten Erdseilschutz innerhalb der kritischen Teile ausgerüstet werden.

Das Aussertrittfallen wird immer seltener. Für die 400-kV- und 220-kV-Netze wird das Abschalten bei Phasenopposition vorgeschrieben, wobei gefordert wird, dass der Schalter den halben Nennausschaltstrom bei doppelter Nennspannung meistern muss. Für Spannungen bis 130 kV verlangt man nur in Ausnahmefällen Garantien für das Abschalten bei Phasenopposition. Da Schalter sehr kostspielig sind, versucht man ihre Anzahl so weit wie möglich zu beschränken. In den Hochspannungsnetzen werden jetzt normalerweise eine Hauptammelschiene und eine Hilfssammelschiene angewandt, wobei die Letztere mit einem Schalter versehen ist, der als Reserve bei Unterhalt oder Reparatur der normalen Leitungs- oder Transformatorschalter in Funktion tritt (Fig. 4). In einigen Fällen lässt man den Leitungsschalter weg. Wenn der Sammelschienenschalter für einen anderen Dienst besetzt ist, wird die



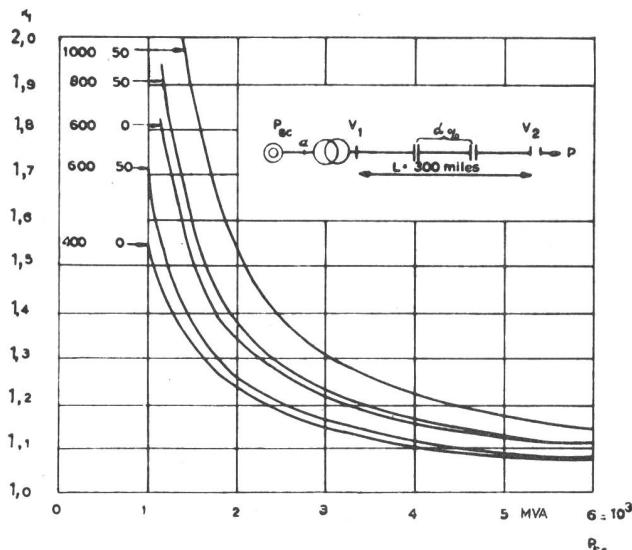


Fig. 5

Spannungserhöhung am Ende einer langen Leitung bei Lastabwurf

nungssteigerungen mit Betriebsfrequenz in den gesunden Phasen bei einem einphasigen Erdfehler. Auf diese Spannungserhöhungen überlagern sich Ausgleichsspannungen mit höheren Frequenzen bei Schaltungen im Netz. In erster Linie merkt man hier die Schaltüberspannungen, deren Grösse von den Eigenchaften der Schalter und des Netzes abhängen.

In Fig. 5 wird die betriebsfrequente Spannungserhöhung bei Entlastung am Ende einer langen Leitung angezeigt. Sie hängt sehr von der Kurzschlussleistung der Station ab, an die die Leitung angeschlossen ist. Entlang der Leitung und besonders an dem offenen Leitungsende erhält man eine weitere symmetrische Spannungssteigerung gemäss Fig. 6, deren Grösse nur von der Leitungsimpedanz abhängt, wobei an die Leitung angeschlossene Reihenkondensatoren und Drosselspulen einen günstigen Einfluss ausüben können. Bei einem einpoligen Erdfehler erhält man außerdem eine Spannungssteigerung in den gesunden Phasen. In der Station, in der die Leitung nach einseitiger Unterbrechung angeschlossen bleibt, steigt die Spannung in den gesunden Phasen um etwa 10 %, während sie bei Fehlern in der Nähe des offenen Leitungsendes bedeutend höhere Werte (Fig. 7) erreichen kann.

Die Löschspannung der Ventilableiter in den Stationen wird so gewählt, dass sie die höchste betriebsfrequente Spannung, die bei einem Fehler entstehen kann, übersteigt. Der Isolationsspiegel der Transformato-

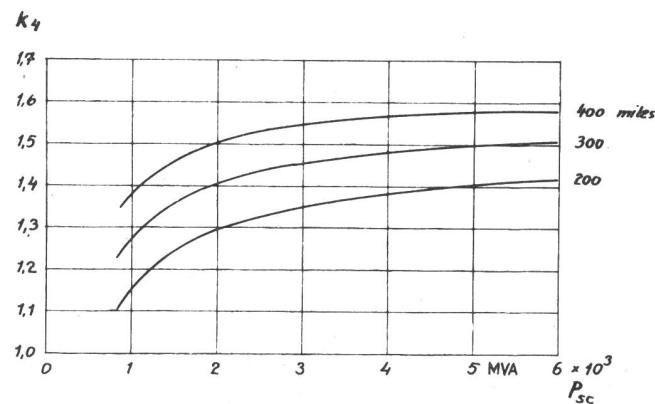


Fig. 7

Spannungserhöhung bei einem Fehler in der Nähe des offenen Leitungsendes

ren und der Hochspannungskabel wird um einen gewissen Betrag über der Restspannung der Ableiter gewählt. Die Ventilableiter sind zwischen den Transformatoren und ihren Schaltern angebracht. Anfangs war für das 400-kV-Netz ein Isolationspegel von 1775 kV erforderlich, während man ihn jetzt auf 1425 kV senken konnte. In gewissen Teilen des Netzes könnte er bis auf 1300 kV gesenkt werden, aber das wird erst in Frage kommen, wenn dieser Pegel im Netz generell angewandt werden kann. Für die Durchführungen der Transformatoren, die Endverschlüsse der Kabel und die Sammelschienen, sowie die daran angeschlossenen Geräte (wie Schalter, Trennschalter und Messwandler), wird ein höherer Isolationspegel von 1550 kV mit Rücksicht auf die Verhältnisse bei Regen oder mässiger Verunreinigung gebraucht, besonders darum, weil sich diese Anlageteile meistens entfernt von den Ableitern befinden und darum nicht so gut geschützt sind. Wegen des Ferrantieffektes ist es praktisch sinnlos, Ableiter an lange Leitungen anzuschliessen. Die Isolation für diese wird mit Rücksicht auf die betriebsfrequenten Spannungserhöhungen und auf die Verhältnisse bei normalem Betrieb gewählt. Die neuen schwedischen 400-kV-Leitungen haben bei Regen eine Stoßspannungsfestigkeit von 1275 kV. Angeschlossene Geräte werden für 1550 kV trockene Stehstoßspannung ausgeführt. Schutzfunkenstrecken werden nicht angewandt, da sie unnötigerweise die Spannungsfestigkeit heruntersetzen und abgeschnittene Wellen hervorrufen. Vom Kontinent gekaufte Geräte haben im allgemeinen Schutzfunkenstrecken, welche aber alle sofort demontiert werden.

Bei dieser Dimensionierung der Isolation können nur relativ kleine Schaltüberspannungen zugelassen werden. Die 400-kV- und 220-kV-Leistungsschalter müssen daher rückzündungsfrei sein. Diese Anforderung muss auch in den schwierigsten Fällen erfüllt werden, nämlich wenn ein einpoliger Erdfehler an einem Ende einer langen Leitung mit grosser Belastung das Öffnen des Schalters mit sich bringt, zuerst nur an dem Ende, das dem Fehler am nächsten liegt und, nach einigen Zehntelsekunden, am anderen Ende. Der andere Schalter schaltet eine leerlaufende Leitung bei erheblich erhöhter Spannung ab, ohne dass Rückzündungen zugelassen werden können. Vorläufig wird gefordert, dass beim Ausschalten von 500 km leerlaufender Leitung bei 550 kV keine Rückzündungen auftreten.

Beim Ausschalten von Transformatoren braucht man keine so hohen Anforderungen zu stellen. Man

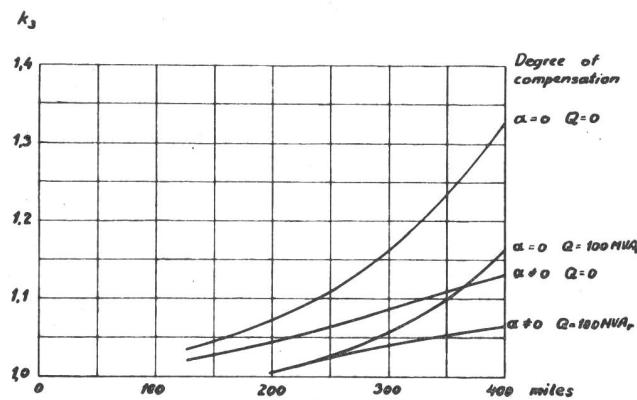


Fig. 6

Symmetrische Spannungserhöhung entlang einer langen Leitung

nimmt an, dass die Unterbrechung von leerlaufenden oder mit Drosselpulen belasteten Transformatoren höchstens bei einer höheren Nennbetriebsspannung des Schalters von 420 kV geschieht. Die Überspannungen, die auf der Transformatorseite durch Unterbrechung vor dem Nulldurchgang des Stromes entstehen können, haben einen relativ kleinen Energiegehalt und können ohne weiteres durch Ventilableiter begrenzt werden. Eine Anforderung zur Begrenzung der Größen dieser Überspannungen wird deshalb nicht gestellt. Es ist nicht wünschenswert, dass die Schalter durch Dämpfungswiderstände kompliziert werden.

3.2 Ausschaltvermögen

Das erforderliche Ausschaltvermögen wird mit dem Ausbau des Netzes allmählich grösser. Es ist jetzt maximal 12 000 MVA bei 400 kV, 9000 MVA bei 220 kV und 5000 MVA bei 130 kV. In Zukunft werden diese Werte bis auf 20 000, 14 000 beziehungsweise 8000 MVA steigen. Diese Netze sind starr geerdet. Man nimmt an, dass sich der Überspannungsfaktor auf 1,5 belaufen kann. Das volle Ausschaltvermögen muss bei 400, 220 bzw. 130 kV bei einer Steilheit der wiederkehrenden Spannung von $500 \text{ V}/\mu\text{s}$ gewährleistet sein. Für die Beherrschung des Abstandsfehlers werden zur Zeit noch keine Vorschriften gemacht. In dieser Hinsicht wartet man die CEI-Normen ab, da eigene Spezialanforderungen kaum gestellt werden.

Die Anzahl der Leitungsfehler ist niedrig: alle Fehlerursachen inbegriiffen beträgt sie ungefähr 0,25 Fehler pro 100 km und Jahr bei 400 kV, ungefähr 0,8 bei 220 kV und ungefähr 3 bei 130 kV. Die Erfahrungen lassen darauf schliessen, dass die technische Entwicklung Schalter mit grösserem Ausschaltvermögen und auch in anderer Hinsicht verbesserten Eigenschaften zu relativ niedrigen Preisen anstrebt. Es ist daher vorteilhaft, Schalter an gewissen Aufstellorten auszutauschen, anstatt zu jedem Preis einen Schalter zu kaufen, der schon von Anfang an ein Ausschaltvermögen besitzt, das für die Zukunft ausreichend ist. Normalerweise wird ein Schalter spätestens dann ausgetauscht, wenn die Kurzschlussleistung das Nennausschaltvermögen des Leitungsschalters um 10 % bzw. das Nennausschaltvermögen des Transformatorschalters um 20 % überschreitet. Fig. 8 zeigt die Verteilung der 130-kV-Schalter mit Hinsicht auf die Anforderungen an das

Ausschaltvermögen für den jetzigen Ausbauzustand und für ein prognostiziertes Stadium 1980. Wie ersichtlich, liegen Möglichkeiten vor, die Schalter, die auf dem ursprünglichen Aufstellort zu schwach geworden sind, an einem neuen Aufstellort auszunutzen.

3.3 Nennbetriebsstrom

Die standardmässigen Werte des Nennbetriebsstromes können normalerweise angewandt werden. Hierbei zieht man jetzt 1250 A bei 130 und 220 kV und 2000 A bei 400 kV vor. In einzelnen Fällen können höhere Werte bei 130 und 220 kV aktuell werden, da jetzt schon Transformatorenguppen bis zu 1000 MVA für 400/220 oder 400/130 kV vorkommen. Eine noch weitere Steigerung der Transformatorleistung um 20 % kann vorausgesehen werden. Weiterhin kann bemerkt werden, dass zwar ein Transformator nicht aber ein Schalter für kurze Zeit mit erheblicher Überlast betrieben werden kann. In Stationen mit Ringsammelschienen kann ein Schalter mit Summenströmen von zwei An schlüssen zur Schiene belastet werden.

D. Übrige Eigenschaften

Früher war die dynamische Stabilität des schwedischen Hauptnetzes unsicher. Grosse Bedeutung musste kurzen Relais- und Abschaltzeiten beigemessen werden. Seit man das Netz vermascht hat und viele Leitungen parallel betreibt, ist die Bedeutung von kurzen Ausschaltzeiten verringert worden. Darum legt man jetzt grösseren Wert auf eine mechanisch robuste Ausführung. Eine kurze Ausschaltzeit darf nicht auf Kosten der mechanischen Sicherheit erkauft werden.

Eine bestimmte Vorliebe für einen bestimmten Typ von Löschmitteln besteht nicht, sondern Druckluft, Schwefelhexafluorid (SF_6) oder Öl können akzeptiert werden, wenn die Forderungen der technischen Normen erfüllt sind. Beim Überschreiten des Ausschaltvermögens von Kesselölschaltern entstanden in den Dreissiger Jahren in einigen Fällen ernsthafte Schwierigkeiten, die zur Verwendung von Druckluftschaltern oder ölarmen Schaltern führten. Lange Zeit konnten die Wünsche betreffend Ausschaltvermögen, Ausschaltzeit und Rückzündungsfreiheit in den 220- und 400-kV-Netzen am leichtesten mit Druckluftschaltern erfüllt werden. Nun steht der ölarme Schalter mit konkurrenzfähigen Eigenschaften und Preisen zur Verfügung, wodurch die Wahlfreiheit wieder hergestellt ist. In kleinen Stationen mit nur wenigen Schaltern bedingt die Einrichtung einer Druckluftanlage eine relativ teure Installation und dort werden ölarme Schalter vorgezogen. Dasselbe gilt für automatische Stationen.

Früher wurden in den schwedischen Stationen ausschliesslich Kompressoren für 30 Atmosphären angewandt und man reduzierte den Druck bis auf ungefähr 15 Atmosphären für den Schalter. Nun liegen Pläne zur Erhöhung des Kompressordruckes bis ungefähr 300 Atmosphären vor, wobei man einen beliebigen Arbeitsdruck für die Schalter zulassen kann. Dadurch dürfte die Konstruktion von verbesserten Schaltertypen erleichtert werden.

In grossem Umfang wird dreipolige Kurzunterbrechung für Leitungsschalter angewandt, wobei die spannungslose Pause in den 220-kV- und 400-kV-Netzen 0,3...0,4 s beträgt. Durch Zusammenschaltung der Relaischütze an den beiden Leitungsenden durch Hochfrequenz- oder Mikrowellenverbindungen wird das gleichzeitige Öffnen der Schalter bei jeder Fehlerlage

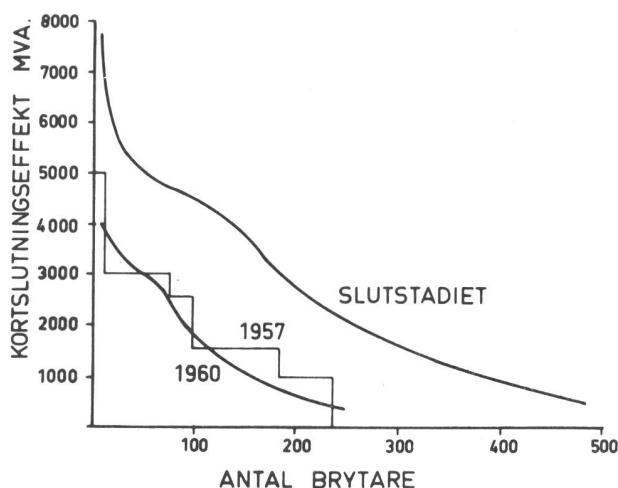


Fig. 8

Verteilung der 130-kV-Schalter 1960 und bei Endausbau des Netzes (1980)

gesichert. Bei 130 kV und in einigen Fällen auch bei 220 kV, wenn aus Stabilitätsgründen keine Kurzunterbrechung erforderlich ist, beträgt die spannungslose Pause 1 s. Dabei wird keine gleichzeitige Relaisarbeit gefordert.

Einpolige Kurzunterbrechungen mit spannungslosen Pausen von 0,4...1,0 s werden in Ausnahmefällen angewandt, wenn die einfachere, dreipolare Kurzunterbrechung nicht möglich ist.

Eine mechanisch und pneumatisch einfache Konstruktion wird angestrebt. In dieser Hinsicht ist es erfreulich, dass der mit dem Schalter zusammengesetzte zwangsläufige Trennschalter jetzt verschwunden ist.

Schalter von vielen verschiedenen Fabrikanten und Typen werden im schwedischen Netz verwendet und zahlreiche Auswechslungen zwischen verschiedenen Aufstellorten vorgenommen. Es ist dabei wichtig, dass die Hilfskreise der Schalter eine gleichartige Ausführung bekommen, so dass ein Irrtum vermieden wird.

Bereits bei der Konstruktion der Schaltanlagen wird der spätere Einsatz beliebiger Schalttypen berücksichtigt. Das setzt jedoch voraus, dass keine extremen Abmessungen zur Anwendung kommen. Hängende Schalter kommen nicht in Betracht.

4. Feldprüfung von Schaltern

In den grossen Hochspannungsnetzen werden so grosse Leistungen von den Schaltern gefordert, dass es wirtschaftlich nicht möglich ist, alle Garantien durch Prüfungen beim Hersteller nachzuweisen. In gewissen Fällen muss man deshalb zu Feldprüfungen in Netzen greifen. Schwierigkeiten können auch dadurch entstehen, dass man eine Ausrüstung für die Verhältnisse beschafft, die in einem künftigen Stadium, bei grösserer Kurzschlussleistung, herrschen werden.

Einige Elektrizitätsgesellschaften stellen ihre Netze für verschiedene Arten von Feldprüfungen zur Verfügung. Wenn es um Kurzschlussprüfungen geht, hat Vattenfallsstyrelsen bisher keine Prüfungen mit Hochspannungsschaltern ausführen wollen, vor allem weil die Kurzschlüsse immer eine störende Einwirkung auf die Belastung des Netzes haben und weil das Netz in Bezug auf Stabilität lange Zeit überlastet war.

Für Schalter, die mehrere Unterbrechungsstellen in Reihe haben, kann eine Kurzschlussprüfung im Prüfraum gemäss der Elementenmethode ohne weiteres anerkannt werden, wenn der Schalter so ausgeführt ist, dass eine gute Spannungsverteilung zwischen den Unterbrechstellen sichergestellt wird. Bei Konstruktionen mit nur einer oder zwei Unterbrechungsstellen reichen die Einrichtungen des Prüfraumes für solche Prüfungen gewöhnlich nicht aus. Deshalb müssen synthetische Prüfungen durchgeführt werden. Diese waren früher manchmal etwas fragwürdig und wurden daher erfreulicherweise in gewissen Fällen durch Feldprüfungen im Hochspannungsnetz mit grosser Kurzschlussleistung nachgeprüft. Teilweise durch den Vergleich der Resultate von synthetischen Prüfungen und Feldprüfungen, teils durch eine erstklassige Entwicklungsarbeit von verschiedenen Seiten, haben diese synthetischen Prüfungen jetzt eine solche Vollendung erreicht, dass man erwarten kann, dass sie international genormt und allgemein anerkannt werden.

Wie schon früher erwähnt wurde, bilden die Schaltüberspannungen einen besonders wichtigen Faktor bei der Wahl des Isolationspegels. In Schweden ist man seit langem gezwungen, die Rückzündungsfreiheit beim

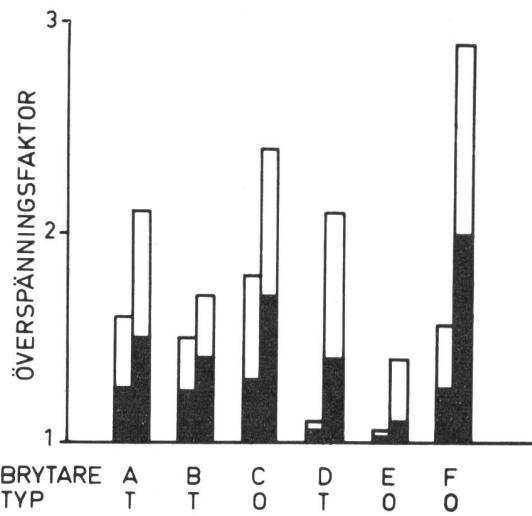


Fig. 9
Prüfung von verschiedenen 380-kV-Schaltern in Harspranget (A-C) und Kilforsen (D-F)
Ausschalten leerlaufender Leitungen

Ausschalten von leerlaufenden Leitungen auch bei bedeutend erhöhter Spannung zu fordern. Diesbezügliche Prüfungen können an separaten Netzen ausgeführt werden und sind in grossem Umfang im schwedischen 400-kV-Netz durchgeführt worden.

Insgesamt sind zehn verschiedene Schalttypen geprüft worden, wobei gewöhnlich drei verschiedene Prüfungen stattfanden.

a) Ausschalten einer leerlaufenden Leitung von 400...500 km Länge und mit einer Spannung am Leitungsanfang bis zu 550 kV. Das Resultat geht aus Fig. 9 hervor.

b) Ausschalten derselben Leitung mit einem am Leitungsende angeschlossenen Transistor im Leerlauf oder belastet mit Drosselpulsen. Dieser Fall bewirkt infolge des Entladungsvorganges mit Niederfrequenz an der abgeschalteten Seite thermische Beanspruchungen an den eventuellen Schalterwiderständen. Die Überspannungen haben sich als gering erwiesen.

c) Ausschalten von leerlaufenden oder drosselpulsenbelasteten Transformatoren bei der höheren Nennbetriebsspannung der Schalter. Das Resultat geht aus der Fig. 10 hervor.

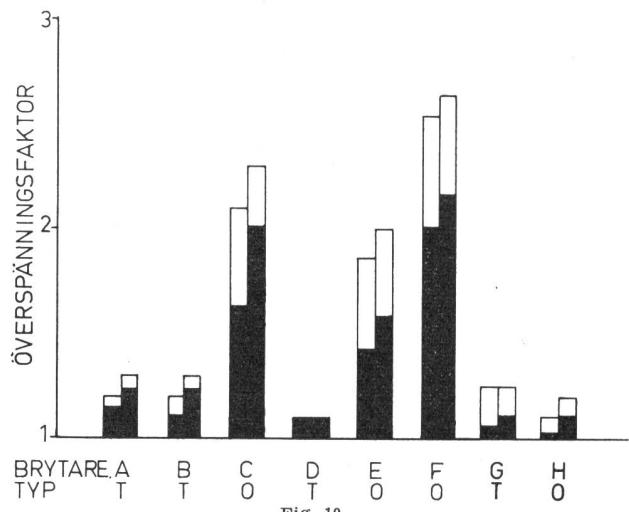


Fig. 10
Prüfungen von verschiedenen 380-kV-Schaltern in Harspranget (A-C) und Kilforsen (D-F)
Ausschalten von kleinen induktiven Strömen

Anfangs durften die beim Ausschalten entstehenden Überspannungen bestimmte, gegebene Werte nicht überschreiten. Der Überspannungsfaktor 2,5 wurde gefordert, während der Faktor 3,0 bei der Wahl der Isolation der Leitungen ausgenutzt wurde. Die Prüfungen haben bewiesen, dass man rückzündungsfreie Schalter zu einem angemessenen Preis erhalten könnte. Die Rückzündungsfreiheit beim Ausschalten von Leitungen bei Spannungen bis 550 kV wird daher heute gefordert. Schaltüberspannungen werden bei der Wahl der Isolation nicht berücksichtigt. Beim Abschalten von Transformatoren schreibt man keine Schaltüberspannungen vor, da die Ableiter einen vollwertigen Schutz bieten.

Im Zusammenhang mit der Entwicklungsarbeit vor den ersten 400-kV-Anlagen wurden zahlreiche Feldprüfungen mit verschiedenen 220-kV-Schaltern ausgeführt. Dabei wurden Prüfverhältnisse gewählt, die den Beanspruchungen entsprechen, welche für das geplante 400-kV-Netz berechnet wurden.

Prüfungen mit einpoliger Kurzunterbrechung sind in vielen Fällen in 400-kV- und 220-kV-Netzen durchgeführt worden, um die Anwendung der Methode unter verschiedenen Verhältnissen zu erforschen, variierende Schalterkonstruktionen inbegriffen.

Für die Prüfungen steht ein mit Kathodenstrahl- und Schleifenoszillographen, Schaltwalze sowie Spannungssteilern vom kapazitiv-resistivem Typ usw. gut ausgerüsteter Messwagen zur Verfügung (Fig. 11).

Die Kosten einer Prüfung betragen normalerweise 50 000...100 000 Franken. Die Prüfungen haben im allgemeinen die gewünschten Informationen ergeben und konnten ohne Schaden für das Netz durchgeführt werden. Bei der Unterbrechung einer leerlaufenden Leitung hat jedoch ein rückgezündeter Schalter solche Überspannungen verursacht, dass ein 400-kV-Transformator in seinen Eingangsspulen beschädigt wurde. Bei der Rückzündung begann ein komplizierter Verlauf, wobei Ausgleichsschwingungen mit Hochfrequenz unter Mitwirkung von kapazitiven Spannungswandlern entstanden. Ein Unterbrechungsversuch bei den hochfrequenten Nulldurchgängen verursachte eine grosse Anzahl steiler Spannungssprünge von 1500...2000 kV symmetrisch um das Nullpotential herum, wodurch die Ableiter den Transformator nicht schützen konnten. Das verstärkte die Animosität gegen rückzündende

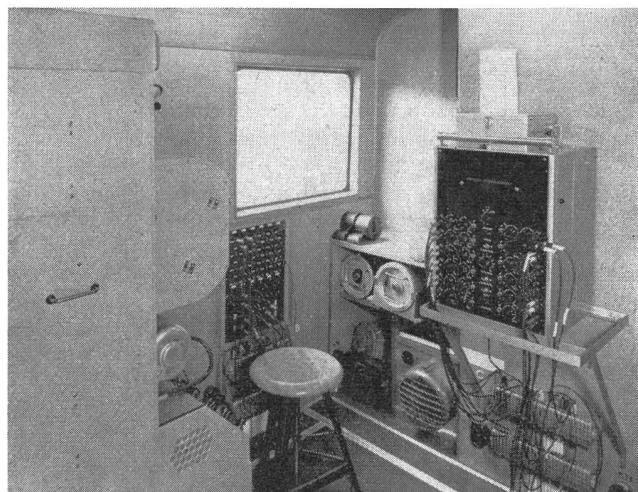


Fig. 11
Messwagen

Leitungsschalter. Bei 130 kV sind entsprechende Phänomene bei Feldprüfungen beobachtet worden, aber man hat es nicht als motiviert angesehen, Rückzündungsfreiheit zu fordern, was Verteuerungen bei Schalteneinkäufen mit sich führen würde.

Es ist besonders wichtig, dass eine intensive Zusammenarbeit zwischen Kraftwerken und Herstellern stattfindet, unter anderem durch Feldprüfung in den Netzen. Dadurch wird die Entwicklung in eine für beide Partner gewünschte Richtung gefördert.

5. Betriebserfahrungen

In schwedischen staatlichen Übertragungsnetzen für Spannungen von 400, 220 und 130 kV sind im Augenblick etwa 500 Schalter in Betrieb, und zwar etwa 50 im 400-kV-Netz, 130 im 220-kV-Netz und 320 im 130-kV-Netz. Mit einigen wenigen Ausnahmen sind die Schalter im 400-kV-Netz Druckluftschalter. Diese sind gemäß den gegebenen Garantien rückzündungsfrei, was auch durch die Feldprüfung bestätigt wurde. Im Betrieb haben jedoch mit Druckluftschaltern einige wenige Rückzündungen stattgefunden, die zu Störungen geführt haben. Über die Druckluftschalter hinaus gibt es im 400-kV-Netz 6 ölarme Schalter von denen zwei rückzündungsfrei sind. Die ölarmen Schalter wendet man im Augenblick nur als Transformatorenschalter an, aber man hat keine Bedenken in Zukunft rückzündungsfreie ölarne Schalter, die sich jetzt auf dem Markt befinden, als Leitungsschalter anzuwenden. Auch im 220-kV-Netz sind die Mehrzahl der Schalter Druckluftschalter. Die ölarmen Schalter, die es gibt, sind nicht rückzündungsfrei und werden ausschließlich als Transformatorenschalter verwendet, dagegen überwiegen im 130-kV-Netz die ölarmen Schalter. Früher wurden keine Anforderungen an die Rückzündungsfreiheit für 130-kV-Schalter gestellt und deshalb zieht man ölarne Schalter vor, wenn die Hersteller ausreichendes Abschaltvermögen anbieten können.

Die Betriebserfahrungen sind überwiegend gut, aber natürlich variierend bei den verschiedenen Schaltertypen. Bei Druckluftschaltern gab es anfangs gewisse Probleme bezüglich der Herabsetzung der Isolation bei Feuchtigkeit in der Druckluft. In einem Falle entstand ein Überschlag in einem Luftführungsisolator eines 400-kV-Schalters, weil sich rostvermisches Wasser auf der Innenseite des Isolators absetzte. Man hat später festgestellt, dass die vermutliche Ursache, für das Vorhandensein von Wasser in Druckluftkesseln in gewissen Fällen dadurch entstand, dass bei der Ausleitung des Rohrsystems nach Druckproben mit Wasser nicht mit der genügenden Sorgfalt verfahren wurde. Weitere Sicherheiten für trockene Druckluft erhält man durch die geplante Erhöhung des Primärdruckes bis 300 Atmosphären. Zu lange Wiederauffüllungszeiten, die früher teilweise durch unterdimensionierte Reduziventile entstanden, können hierdurch erheblich verkürzt werden.

Die älteren Ausführungen der Niederdruckblockiereinrichtungen haben relativ reichliche Toleranzen, so dass die Schalter u. U. eine Unterbrechung unter dem Druck ausführen müssen, bei dem das Ausschaltvermögen garantiert worden ist. Diese Unsicherheit bei tiefem Druck hat in verschiedenen Fällen dazu geführt, dass Schalter mit Niederdruckblockiereinrichtungen älterer Ausführung ausgetauscht werden mussten, was auf die wirtschaftliche Bedeutung hinweist, die man in gewissen Fällen verbesserten Niederdruckblockierern

zumessen kann. Es ist erfreulich, dass wenigstens gewisse Hersteller jetzt Niederdruckblockierungen mit bedeutend kleineren Toleranzen anbieten können und die Schalter dadurch garantiert in ihrem vorgesehenen Druckbereich arbeiten können.

Porzellanschäden kommen in gewissen Fällen vor, sind aber kein ernsthaftes Problem. Es handelt sich in erster Linie um Schäden im Stütz- und Luftführungs-porzellan, aber auch bei Schraubporzellan und bei Porzellan von Löschkammern sind Schäden vorgekommen. Die hauptsächlichen Schwächen liegen in den Kittfugen und den Eingüssen zwischen Metall und Porzellan. Gewisse Schaltertypen haben gezeigt, dass sie von einer korrekten Aufstellung abhängig sind, um Porzellanschäden zu vermeiden.

Bei ölarmen Schaltern hat in einigen Fällen ein Überschlag entlang den Betätigungsisolatoren stattgefunden. Es hat den Anschein, dass durch die Alterung gewisser Isolationsmaterialien eine gradweise Herabsetzung der Isolation bewirkt wird. Beim ölarmen Schalter bestand auch das Dichtungsproblem. Es ist vorgekommen, dass bei Schalterrevisionen bedeutende Mengen Regenwasser im Öl entdeckt wurden. Im übrigen sind die Erfahrungen mit ölarmen Schaltern gut. Das Ausschaltvermögen bei niedrigen Temperaturen stellt kein Problem mehr dar, da man seit dem Kriege Öl bekommen kann, das niedrige Temperaturen verträgt.

Die Betätigungsgerüte werden häufig beheizt, um ihre einwandfreie Funktion auch bei niedrigsten Temperaturen gewährleisten zu können. Die Ausrüstung mit Heizelementen steht dem Hersteller frei und es besteht daher auch keine diesbezügliche Vorschrift. Es wird lediglich eine einwandfreie Funktion bis zu -40°C verlangt.

Die Störungsstatistik für bald 10 Jahre, seit das schwedische 400-kV-Netz in Betrieb ist, zeigt 10 Schalterfehler, die zu Betriebsstörungen geführt haben. Für 220- und 130-kV-Netze betragen die entsprechenden Zahlen 30 bzw. 58 für die etwas längere Zeitperiode von 1947...1960. Die Verteilung der Fehler auf die verschiedenen Betriebsjahre ist, wie aus Fig. 12 hervorgeht, verhältnismässig gleichmässig, was mit den Jahren niedrigere relative Fehlerfrequenz bedeutet, weil die Anzahl der Schalter stark zugenommen hat. Dieser Erfolg muss in erster Linie der Weiterentwicklung der Schalter zu einfacheren und betriebssichereren Einheiten zugeschrieben werden, aber auch der Auswertung früher gewonnener Erfahrungen, besserer Inspektionen, der Einführung von regelmässigen Prüfschaltungen usw. Von den 10 entstandenen 400-kV-Schalterfehlern haben in 9 Fällen die Schalter selbst die Fehler hervorgerufen. In einem Fall schaltete, infolge einer fehlerhaften Einstellung des Relaischutzes, ein ölärmer Schalter eine lange leerlaufende erdfehlerbehaftete Leitung ab. Die Unterbrechung gelang, aber mit ernsthaften Konsequenzen für den Schalter, bei dem zwei Pole explodierten. Bei den von den Schaltern selbst hervorgerufenen Fehlern hat, wie schon früher erwähnt, in einem Fall ein Isolationszusammenbruch stattgefunden, weil sich rostgemischtes Wasser vom Druckluftkessel an der Innenseite eines Luftführungs-isolators abgesetzt hatte. Rückzündungen haben in 3

Drift-spänning	Strombrytarfel, som orsakat drift-störningar										Totalt			
	1947	1948	1949	1950	1951	1952	1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960
400 kV						1	0	1	4	1	0	0	4	11
220 kV	1	2	1	4	2	1	4	0	7	1	3	1	0	3
130 kV	-	5	6	4	3	6	5	4	5	5	5	3	2	58

Fig. 12
Störungsstatistik

Fällen, bei dem Versuch eine leerlaufende oder drosselspulenbelastete Leitung abzuschalten, stattgefunden. Bei einem Schalter mit Parallelwiderständen und angebauten Trennmessern, stellte man fest, dass Rückzündungen bei dem Versuch der Trennschalter zur Unterbrechung des Widerstandsstromes beim Abschalten einer leerlaufenden Leitung entstanden. Seitdem der Schalter mit Schutzwiderständen versehen worden war, konnte die Unterbrechung korrekt durchgeführt werden. Eine andere Fehlerquelle, die bei den 400-kV-Schaltern auftrat, war die, dass beim Einschalten so grosse Zeitunterschiede zwischen den Schließungen in den verschiedenen Phasen auftraten, dass Auslösungen wegen der Asymmetrie erhalten wurden. Beim Zuschalten einer etwa 200 km langen Leitung, die an ihrem Ende mit einem leerlaufenden Transformatormbelastet war, verspätete sich ein Pol um etwa 0,3 s im Verhältnis zu den beiden übrigen Polen. Während dieser Zeit entstand infolge der Resonanz zwischen Transformatortreaktanze und Leitungskapazität am offenen Leitungsende eine Spannung gegen Erde von etwa 650 kV, so dass der Transformatortableiter einer Phase explodierte. Die Ungleichzeitigkeit beim Einschalten der verschiedenen Phasen scheint in erster Linie ein Schmierproblem zu sein, das den Steuermechanismus und, für Schalter mit zwangsgesteuerten Trennmessern, den Lenkmechanismus der Trennschalterarme betrifft. Eine gewisse Garantie für eine bessere Funktion bei der Einschaltung wurde dadurch erzielt, dass man zuerst eine Betätigung im spannungslosen Zustand vornimmt. Bei den 220-kV-Schaltern sind die hauptsächlichsten Fehlerquellen, teils unzureichendes Ausschaltvermögen, teils Porzellanfehler, während für die 130-kV-Schalter mechanische Fehler in den Gelenken und in den Übertragungsarmen überwiegen.

6. Schlusswort

Der Schalter ist ein wichtiger Anlageteil im Netz. Seine Arbeitsverhältnisse wechseln stark, da er seine Funktionen sowohl bei den Schaltungen in einem ungestörten Netz, als auch bei jeder Art von Betriebsstörungen erfüllen muss. Die Verhältnisse bei Betriebsstörungen sind mit der Zeit grossen Veränderungen unterworfen, dadurch dass die Kurzschlußströme sich allmählich erhöhen und die Spannungsverhältnisse sich ändern. Das erfordert auf diesem Gebiet eine ständige Entwicklungsarbeit. Sie muss in enger Zusammenarbeit zwischen Herstellern und Verbrauchern geschehen, damit alle Gesichtspunkte gut wahrgenommen werden.

Adresse des Autors:

Dr. h. c. G. Jancke, Chefingenieur, Schwedische Staatliche Kraftwerkverwaltung, Stockholm.