

# Diskussionsbeiträge

Objektyp: **Group**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins :  
gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen  
Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes  
Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **53 (1962)**

Heft 8

PDF erstellt am: **12.07.2024**

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

stellt werden müssen, dass die Rückmeldung der Schalterstellungen erst erfolgt, wenn der Trenner bereits in der signalisierten Stellung ist.

Um eine einwandfreie Rückmeldung zu haben, soll die Betätigung der Rückmelde-Kontakte wenn möglich direkt von dem Teil des Apparates aus erfolgen, den er zurückzumelden hat. Es wird dadurch vermieden, dass durch Bruch eines Gestänges oder Splintes eine Falschmeldung entsteht. Nach dem Gesagten sollten also die Rückmeldekontakte direkt an der Basis der Drehsäulen angebracht sein. Dies würde aber zu teuren Konstruktionen führen und hätte zugleich den Nachteil, dass sie bei Überschlägen in der Lichtbogenzone liegen und bei allfälligen Reparaturen näher an der Spannung sind. Sie werden deshalb meist von der vertikalen Verbindungsstange, die den Antrieb mit dem Horizontalgestänge verbindet, betätigt und befinden sich im Antriebsgehäuse. Die Kontakte der Hilfsschalter sollen zum mindesten versilbert sein oder noch besser aus Silber bestehen, um die Oxydation des Kupfers und die damit zusammenhängende Erhöhung des Übergangswiderstandes zu vermeiden; dies gilt ganz besonders für Kontakte in Schwachstromkreisen. Auch eine Vernickelung der Kontakte hat sich bewährt.

### 6. Erdungsmesser

Oft sind die Leitungstrenner mit einem Erdungsmesser ausgerüstet. Diese haben den Zweck, die spannungslosen Leitungen zu erden, um das daran arbeitende Personal gegen das Auftreten von gefährlichen Spannungen zu schützen. Um zu verhindern, dass trotzdem auf die geerdete Leitung durch das Schliessen des Leitungstrenners aus einem Versehen Spannung gegeben wird (was allerdings sofort zu einem Kurzschluss führt), sind oft der Leitungs- und Erdungstrenner so miteinander verriegelt, dass der Erdungstrenner nur bei offenem Leitungstrenner eingelegt und umgekehrt der Leitungstrenner nur bei offenem Erdungstrenner geschlossen werden kann. Es kann aber vorkommen, dass mit Erdungstrennern auf der Leitungsseite auch Anlageteile geerdet werden müssen. Dann ist die erwähnte Verriegelung nicht möglich und

der Schaltwärter hat genau zu überlegen, was er macht.

Wie bereits erwähnt, muss der Erdungstrenner unter Umständen den Kurzschlussstrom der Anlage führen können. Die Kontakte des Erdungstrenners müssen deshalb die gleiche Kurzschlussfestigkeit besitzen wie die Hauptkontakte. Für den Dauerstrom sollte man nicht unter ein gewisses Minimum von 600...1000 A gehen. Leitungen, die Rauhreifansatz ausgesetzt sind, werden gelegentlich am Ende mit den Erdungsmessern kurzgeschlossen, um den Rauhreif im Kurzschluss durch Stromerwärmung abzuschmelzen. In diesem Falle sind die Kontakte des Haupt- wie des Erdungstrenners mindestens für diesen Abtaustrom zu dimensionieren.

### 7. Verriegelungen

Die Verriegelung des Erdungsmessers mit dem Leitungstrenner wurde bereits erwähnt. Oft wird auch eine Verriegelung zwischen Leitungstrennern und Leitungsschaltern derart durchgeführt, dass der Leitungstrenner nur bei offenem Leitungsschalter geöffnet werden kann. Damit soll verhindert werden, dass beim falschen Öffnen des stromführenden Trenners eine Störung (Kurzschluss) entsteht.

Gleiche Verriegelung zwischen Sammelschienen-trenner und Leitungsschalter ist bei Vorhandensein von nur einer Sammelschiene leicht möglich; wenn aber mehrere Sammelschienen vorhanden sind, auf die unterbruchslos überschaltet werden muss, so sind diese Verriegelungen nicht so einfach auszuführen.

Um nicht im einen Fall Verriegelungen zu haben und im andern nicht, sind grosse Stationen mit gutem Erfolg ohne jede Verriegelung ausgeführt worden, was der Zuverlässigkeit des Bedienungspersonals ein gutes Zeugnis ausstellt.

Infolge des starken Anwachsens der Kurzschlussleistungen und der damit verbundenen grösseren Gefahren bei Fehlschaltungen neigt man aber heute immer mehr dazu, Verriegelungen soweit als möglich anzubringen.

Adresse des Autors:

H. Schiller, alt Vizedirektor, Motor-Columbus AG, Baden (AG).

## Diskussionsbeiträge

**H. Hartmann**, Ingenieur der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG Baden: Im Netze der Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) stehen erst seit etwa einem Jahr 220-kV-Freiluftschalter, ausschliesslich als Druckluftschalter von 11 500 MVA Abschaltleistung mit Vielfachunterbrechung, wie sie im Vortrage von R. Petitpierre<sup>1)</sup> beschrieben wurden, in Betrieb. Zu dieser Schalterart hatte man sich entschlossen, nachdem bei Tochtergesellschaften an den ölarmen Bauarten mit nur einer Unterbrechungsstelle beim Schalten leerlaufender 220-kV-Leitungen unzulässig hohe Überspannungen aufgetreten sind. Bis heute haben diese Druckluftschalter zwei erfolgreiche Wiedereinschaltungen, zwei definitive Kurzschlussabschaltungen und bei Betriebsschaltungen mehrere Male die Unterbrechung der leerlaufenden Leitungen einwandfrei beherrscht. Dabei muss aber berücksichtigt werden, dass beim heutigen Ausbauzustand des Netzes noch reduzierte Kurzschlussleistungen auftreten, und die längste 220-kV-Leitung mit nur 84 km Länge keine besonderen Anforderungen an diese Schalter stellt.

In den zur Zeit im Bau befindlichen Unterwerken werden bei den NOK, neben den bereits erwähnten 380- und 220-kV-Druckluftschaltern, für diese beiden Betriebsspannungen auch ölarme

Schalter mit Vielfachunterbrechung, wie sie A. W. Roth<sup>2)</sup> in seinem Vortrag erwähnt hat, zur Aufstellung gelangen.

Rückblickend dürfte nun aber die Frage, welche Erfahrungen mit den 150-kV-Schaltern mit nur einer Unterbrechungsstelle bis heute gemacht wurden, von Interesse sein:

Im Jahre 1939 wurden im Netze der NOK die ersten entsprechenden ölarmen Schalter für 150 kV, als Ersatz von Ölkesselschaltern mit vier Unterbrechungsstellen, in Betrieb genommen. Heute stehen total 48 dreiphasige, ölarme Schaltergruppen im Einsatz.

Wie Fig. 1 mit längeren Kriechwegspuren an der inneren Wandung einer älteren Hartpapierlöschkammer zeigt, traten an diesen Schaltern tatsächlich Wiederezündungen beim Schalten auf. Solche konnten sogar anlässlich Nachmessungen bei verketteten Spannungen von nur 80 kV festgestellt werden. Einige Löschkammern mit diesen inneren Kriechspuren mussten bei den periodischen Schalter-Revisionen ersetzt werden. Trotz den mit Sicherheit häufig aufgetretenen Wiederezündungen konnten im 150-kV-Netz mit einer einzigen Ausnahme während 22 Jahren keine Betriebsstörungen beim Schalten mit ölarmen 150-kV-Schaltern mit nur einer Unterbrechungsstelle festgestellt werden. Die Gründe,

<sup>1)</sup> Siehe S. 383 dieses Heftes.

<sup>2)</sup> Siehe S. 378 dieses Heftes.

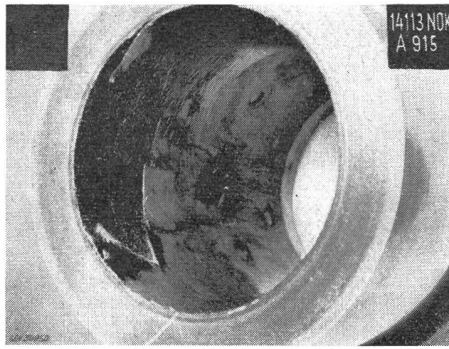


Fig. 1

Elektrische Kriechwege im Innern einer Löschkammer aus geschichtetem Hartpapier eines ölarmen 150-kV-Schalters mit einer Unterbrechungsstelle

welche zu diesen günstigen Resultaten geführt haben, dürften sein:

1. Durchwegs kurze 150-kV-Leitungen;
2. Hohes Isolationsniveau des früher mit Löschspulen, heute jedoch mit geradem Sternpunkt betriebenen 150-kV-Netzes.

Es soll nun noch die einzige durch Wiederzündungen verursachte Störung, die mit diesen ölarmen Schaltern aufgetreten ist, kurz beschrieben werden. Wie dem einpoligen Schaltungs-schemata nach Fig. 2 entnommen werden kann, war die an einer 150-kV-Sammelschiene angeschlossene 60-MVA-Regulier-Transformatorgruppe mit einer Übersetzung von 150/110 kV beidseitig mit etwa 260 m langen Kabeln geschützt. Zudem waren auf der 110-kV-Seite an den Klemmen des Transformators Überspannungsableiter angeschlossen, weil hier unter Umständen einlaufende Überspannungswellen reflektiert werden könnten. Trotzdem traten im Transformator unter Öl zwischen zwei 150-kV-Stufenwählerkontakten Überschläge auf; dies sowohl beim Schalten der leerlaufenden 110-kV-Leitung mit Hilfe des 110-kV-Schalters, als auch beim Abschalten des leerlaufenden Transformators mit angeschlossener 110-kV-Leitung mit Hilfe des 150-kV-Schalters. Das Schleifenoszillogramm der Fig. 3 zeigt die Wiederzündungen des 110-kV-Schalters beim Schalten der leerlaufenden Leitung, wobei der Pol S sogar zweimal mit Unterbruch gezündet hat. Fig. 4 kann entnommen werden, dass sogar beim Schalten des leerlaufenden Transformators zusammen mit der leerlaufenden Leitung späte Wiederzündungen auftreten können. Dieses Oszillogramm zeigt ferner, wie die Spannung am Transformator mit etwa 30 Hz nach der Unterbrechung ausschwingt, begünstigt durch den Schwingungskreis, den die Kabelkapazität mit der Transformatorinduktivität darstellt. Dadurch steigt die wiederkehrende Spannung zwischen den sich öffnenden Schalterkontakten nur langsam an. Es entstehen somit sehr günstige Abschaltbedingungen. Um so erstaunlicher sind die unter diesen Verhält-

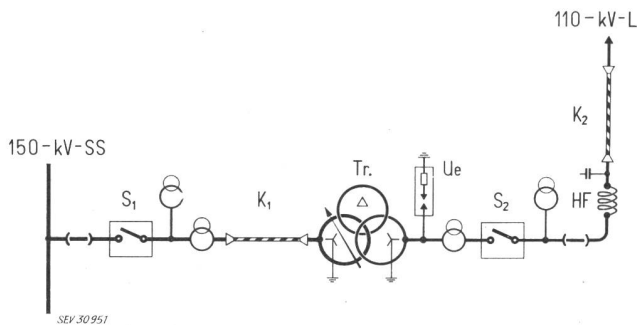


Fig. 2

150/110-kV-Transformatorenkupplung mit Störungen beim Schalten 150-SS 150-kV-Sammelschiene;  $S_1$  150-kV-Schalter, ölarm, mit einer Unterbrechungsstelle;  $K_1$  150-kV-Kabel, 260 m lang;  $Tr.$  60-MVA-Regulier-Transformatorgruppe 150/110/12 kV;  $U_e$  110-kV-Überspannungsableiter;  $S_2$  110-kV-Schalter, ölarm, mit einer Unterbrechungsstelle (Typ 150 kV);  $K_2$  110-kV-Kabel, 270 m lang;  $HF$  110-kV-Hochfrequenzkupplung; 110 L 110-kV-Freileitung, 28 km lang

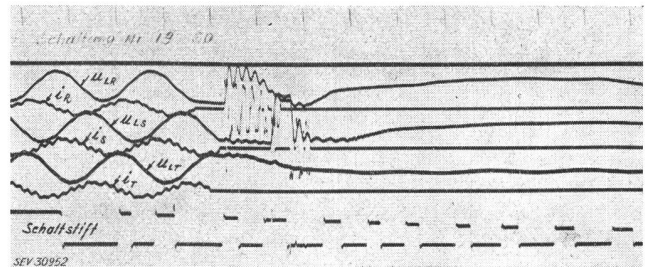


Fig. 3

Schleifenoszillogramm beim Abschalten der leerlaufenden 110-kV-Leitung mit Hilfe des 110-kV-Schalters

nissen nachgewiesenen späten Wiederzündungen. Sie zeigen, wie die elektrische Wiederverfestigung der Schaltstrecken dieser ölarmen Typen sehr langsam vor sich geht.

Bei der vorliegenden Störung muss berücksichtigt werden, dass die defekt gegangene Transformatorgruppe nicht stossfest gebaut wurde und somit keine schwingungsfreien Wicklungen erhielt. Es konnte nachgewiesen werden, dass die Frequenz der Wiederzündungsimpulse ziemlich genau der Resonanzfrequenz der Regulierwicklung entspricht. Dadurch konnten Überspannungen in den Wicklungen zu den Überschlägen und zum Ausfall dieser betriebswichtigen Kupplung führen, dies obwohl der Transformator, wie bereits erwähnt, durch Kabel und Überspannungsableiter geschützt war.

Bei den NOK werden nur noch Transformatoren mit schwingungsfreien Spulen aufgestellt. Dies erlaubt, in den vollisolierten Netzen bis zu einer Betriebsspannung von 150 kV ölarme Schalter mit nur einer Unterbrechungsstelle weiter einzubauen. Ausnahmen bilden nur die 50-kV-Schalter für das Zu- und Abschalten von Kondensatorbatterien. An Stelle der Kammern aus geschichtetem Hartpapier werden seit einigen Jahren ausschliesslich Löschkammern aus Kunststoff verwendet. Damit können die Wiederzündungen wohl nicht verhindert, jedoch die gefährlichen Kriechwegbildungen wesentlich erschwert werden.

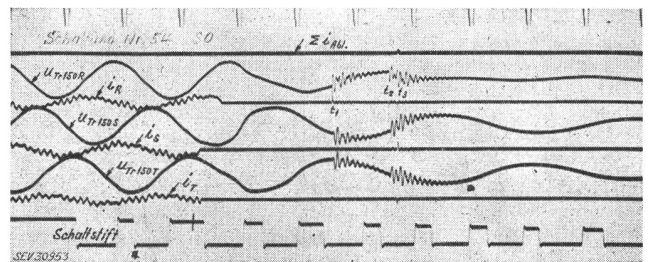


Fig. 4

Schleifenoszillogramm beim gleichzeitigen Abschalten des leerlaufenden Transformators und der leerlaufenden 110-kV-Leitung mit Hilfe des 150-kV-Schalters

Zum Vortrag von E. Trümpy<sup>3)</sup> soll wie folgt Stellung genommen werden:

Auch die NOK stehen nach den vom Vortragenden gegebenen Ausführungen vor der Aufgabe, die Kurzschlussleistung der Netze zu begrenzen. Ein wichtiger Grund soll wie folgt noch hervor-gehoben werden.

Früher wurden nur Kuppeltransformatoren mit getrennten Wicklungen aufgestellt, welche für unendlich starke Netze kurzschlussfest gebaut werden konnten. Heute stehen 220/150-kV-Regulier-Kupplungstransformatoren von 125-MVA-Leistung mit Autoschaltung in Betrieb. Zur Aufstellung gelangen bei den NOK zur Zeit auch 380/220-kV-Transformatoren mit Durchgangsleistungen von 400 und 600 MVA, ebenfalls in dieser Sparschaltung. Diese Auto-Transformatoren wurden und können nur für eine begrenzte Kurzschlussleistung der Netze (10 000...20 000 MVA) kurzschlussfest gebaut werden.

<sup>3)</sup> Siehe S. 399 dieses Heftes.

P. Geiser, Direktor der Bernischen Kraftwerke AG, Bern: Gestatten Sie mir einige kurze Bemerkungen als Diskussionsbeitrag von der Plattform des Betriebes aus gesehen.

Am Vortrag von E. Trümpy<sup>1)</sup> wurde gezeigt, welche Kurzschlussleistungen und -ströme im schweizerischen 380-kV- und 220-kV-Netz zu erwarten sind. Am stärksten wird das in immer engerer Vermaschung begriffene 220-kV-Netz betroffen. Aus den Vorträgen der Schalterkonstruktoren konnte man mit Befriedigung entnehmen, dass sie den Wettlauf mit dem Anwachsen der Kurzschlussleistung in den Netzen für die nächste Zeit gewonnen haben, indem sie den Elektrizitätswerken Schalter zur Verfügung stellen können, die allen Anforderungen gewachsen sind.

Die im Netzschema Fig. 4 des Vortrages von E. Trümpy angegebenen Kurzschlussleistungen sind als Extremwerte zu betrachten, die, wie er erwähnte, durch Netzmodellmessungen ermittelt wurden, wobei man den ungünstigsten Fall annahm. Wie schon G. Jancke<sup>2)</sup> in seinem Vortrag sagte, werden die Schalter in den schwedischen Hochspannungsnetzen erst ausgewechselt, wenn die Kurzschlussleistungen in den betreffenden Schaltanlagen etwa 10% über dem Nennabschaltvermögen der Schalter angelangt sind. Unter Einschluss der Wahrscheinlichkeit, dass der theoretisch höchste Wert nur selten vorkommt, beginnen wir mit der Schalterauswechslung erst, wenn die mit dem Netzmodell gemessenen Kurzschlussleistungen etwa 20% des Nennabschaltvermögens der Schalter überschreiten.

Zusammenstellung der Störungen auf 220-kV-Leitungen mit Schnellwiedereinschaltung

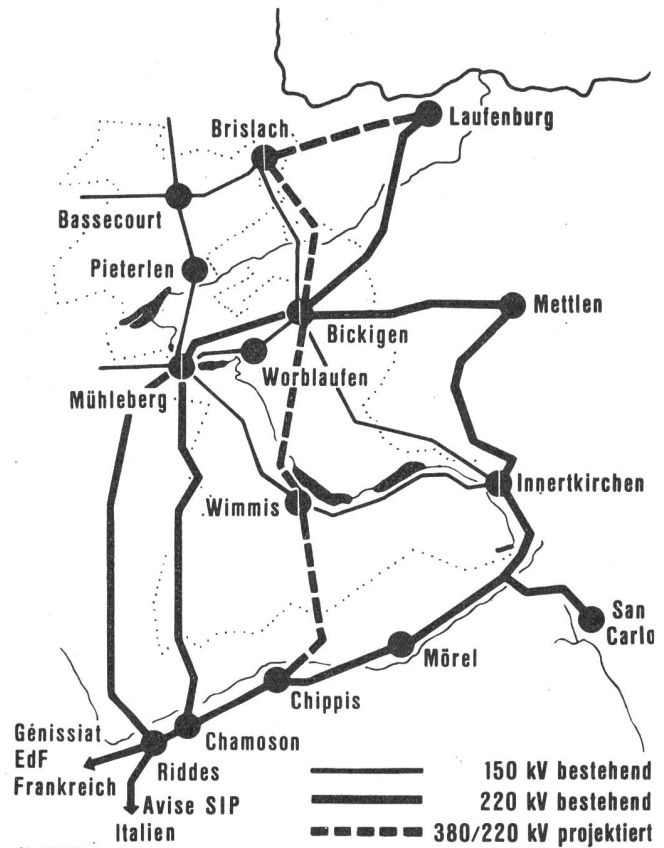
Tabelle I

Leitung	Total der Störungen	nach Wiedereinschaltung Abschaltungen	Zahl der erfolgreichen Wiedereinschaltungen	Von den erfolgreichen Wiedereinschaltungen waren	
				einph.	dreiph.
Riddes-Chamoson-Mühleberg ab 21. 11. 56	10	2	8	7	1
Riddes-Chamoson-Mühleberg ab 21. 11. 56	4	—	4	1	3
Mühleberg-Laufenburg ab 29. 5. 57	27	4	23	23	—
Riddes-Mühleberg ab 15. 10. 59	1	—	1	—	1
Mühleberg-Bickigen ab 10. 11. 59	—	—	—	—	—
Innertkirchen-Mettlen 2 ab 30. 11. 59	—	—	—	—	—
Bickigen-Laufenburg ab 30. 5. 60	6	1	5	5	—
Bickigen-Mettlen 2 ab 15. 2. 61	2	—	2	2	—
<b>Total</b>	<b>50</b>	<b>7<sup>1)</sup></b>	<b>43</b>	<b>38</b>	<b>5</b>
<b>in %</b>	<b>100</b>	<b>14,0</b>	<b>86,0</b>	<b>88</b>	<b>12</b>

<sup>1)</sup> Die 7 definitiven Abschaltungen haben die folgenden Störungsursachen: 3 × Gewitter, 1 × Rauhreif, 1 × Vögel, 1 × Isolatorenbruch und 1 × unbekannt.

In den vorangegangenen Referaten wurde des öftern auf die verschiedenen möglichen Kurzschlussarten Bezug genommen. Wie aus der Tabelle I hervorgeht, ist der einphasige Kurzschluss die häufigst vorkommende Art (88%). Mit Hilfe der Schnellwiedereinschaltvorrichtungen über leistungsgerichtete Hochfrequenzkupplungen ist es möglich die allermeisten Kurzschlüsse ohne Betriebsunterbrüche erfolgreich zu beherrschen. Von den dreiphasigen Kurzschlüssen führten 12% zu erfolgreichen Wiedereinschaltungen. In Fig. 1 ist das Hochspannungsnetz der BKW 1961 (eigene Leitungen und Gemeinschaftsleitungen) abgebildet, auf

<sup>1)</sup> Siehe S. 399 dieses Heftes.  
<sup>2)</sup> Siehe S. 391 dieses Heftes.



SEV 30 985

Fig. 1

Hochspannungsnetz der BKW 1961  
Eigene und Gemeinschaftsleitungen

welchem Wiedereinschalteinrichtungen eingebaut sind und sich auf die Angaben der Tabelle I beziehen.

Es wurde auch erwähnt, dass es nicht nur darauf ankommt, dass der Leistungsschalter den Kurzschluss einwandfrei unterbricht, sondern, dass auch alle in die vom Kurzschlussstrom durchlaufene Bahn eingebauten Anlagenteile den grossen dynamischen Kräften gewachsen sein müssen. In erster Linie will der Betriebsmann, dass an der Kurzschlussstelle möglichst geringe Schäden entstehen, was nur erreicht werden kann, wenn die Abschaltzeiten 0,1 s oder weniger betragen. Aus dem hohen Prozentsatz der erfolgreichen Wiedereinschaltungen ist zu ersehen, dass die eingebauten Anlagenteile den Anforderungen gerecht werden.

In den Fig. 2 und 3 ist die 220-kV-Anlage Mühleberg dargestellt, wobei an einem Strang eine ölarme Schaltergruppe und an andern eine Druckluftschaltergruppe eingebaut sind. In Fig. 2 ist die oben an der Leitungsabspannung angebrachte Hochfrequenzsperre ersichtlich. Auch sie ist ein Apparateteil, der den dynamischen Kräften der Kurzschlussströme zu widerstehen hat.

Ein selten vorkommender Kurzschlussfall ist auf der doppelsträngigen 220-kV-Leitung Riddes-Chamoson-Mühleberg im Sommer 1961 aufgetreten, indem auf dem Sanetschpass, Richtung Rhonetal ein direkter Blitzschlag in eine Mastspitze erfolgte. Da in gebirgigen Gegenden die Erdwiderstände der Leitungsmasten ziemlich hohe Werte annehmen können, erfolgten Rücküberschläge über die Isolatoren aller sechs Phasenleiter, womit ein doppelsträngiger dreiphasiger Kurzschluss eintrat. Die Schalter Seite Riddes und Mühleberg haben mit Hilfe der Hochfrequenzkupplung und dem Schnelldistanzschutz diese dreiphasigen Kurzschlüsse erfolgreich eliminiert, so dass der Betrieb und auch die Stabilität des Netzes nicht beeinträchtigt wurden.

Um in den Schaltanlagen die bei auftretenden Kurzschlüssen betroffenen Anlagenteile vor den thermischen Einwirkungen des Lichtbogens schützen zu können, wenden wir in vermehrtem Masse auch den Sammelschienenschutz an, wie von E. Trümpy ebenfalls erwähnt wurde.



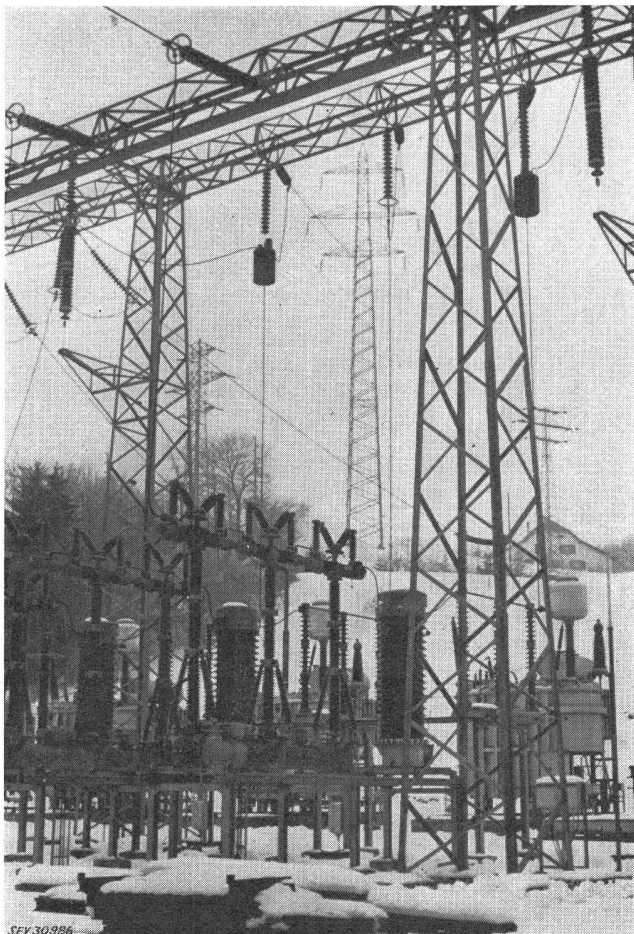


Fig. 2  
220-kV-Anlage Mühleberg

Zum raschen und sicheren Abschalten der Leistungsschalter gehören entsprechend robuste und einfache Antriebe für das einphasige und dreiphasige Wiedereinschalten.

G. Jancke und J. Dietlin erwähnten, dass Druckluftantriebe für hohe Drücke verwendet werden können. Tatsächlich hat die Technik in den letzten Jahren grosse Fortschritte in der Entwicklung der Bauelemente für hohe Drücke gemacht, so dass sie auch in der Starkstromtechnik zur Anwendung gelangen können.

Damit die Industrie solche Prototypen antriebe im anlagemässigen Dauerbetrieb ausprobieren konnte, haben wir an einer 150-kV-ölarmlen-Schaltergruppe einen Öldruckantrieb für 300 kg/cm<sup>2</sup> eingebaut, welcher etwa 3 Jahre in Betrieb steht und schon 500 Abschaltungen ausgeführt hat. An Hand der zuweilen aufgetre-

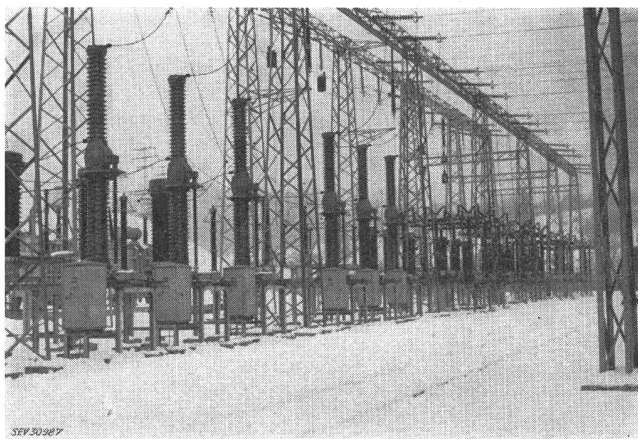


Fig. 3  
Wie Fig. 2, aber aus anderer Sicht

tenen Störungen konnten die noch schwachen Bauelemente auffindig gemacht werden, die nach Verbesserung zur definitiven Konstruktion führen dürften.

Dies möge als kleines Beispiel dienen, wie die Elektrizitätswerke der Industrie mithelfen, betriebstüchtige Apparate zu entwickeln.

Ch. Jean-Richard, Ingenieur der Bernischen Kraftwerke AG, Bern: In den Vorträgen wurde die Reduktion der Kurzschlussleistungen durch Aufteilen der Hochspannungsnetze gestreift. Nachstehend seien einige Gedanken zu diesem Thema vorgetragen. Die Wahrscheinlichkeit, dass eine Sammelschiene spannungslos wird, wurde zu  $10^{-5}$  angegeben, diejenige, dass eine Hochspannungsleitung spannungslos werde, zu  $10^{-3}$ . Daraus wurde gefolgert, dass bei zwei Leitungen die Wahrscheinlichkeit nur noch  $10^{-6}$  betrage, also schon kleiner sei als diejenige der Sammelschiene. Die Schlussfolgerung daraus lautete, dass es sinnvoll ist, eine Sammelschiene über ein bis zwei Leitungen und nicht mehr zu speisen.

Die Betrachtung der gleichen Situation von einer anderen Seite zeigt, dass bei nur zweiseitiger Speisung einer Sammelschiene, in einem Störfall die verbleibende Leitung doppelt soviel Leistung führt als vor der Störung. Sind es drei Leitungen, dann verbleiben zwei Leitungen, deren Belastung nur um 50 % gegenüber der Belastung vor der Störung ansteigt. Es hat also einen Sinn, mehr als zwei Leitungen zur Speisung einer Sammelschiene zu verwenden.

Dazu kommt, dass bei nur zwei Leitungen oder allgemein bei ungenügender Speisung die verbleibende Leitung nicht mehr nur mit Distanzschutz und vernünftig rascher Ausschaltung ausgerüstet sein darf, sondern dass noch ein thermischer Überlastschutz und frequenzabhängige Lastabschaltungen notwendig sind, welche soweit gehen können, dass sog. Inselbetriebe gebildet werden. Solche Betriebe müssen sich selbst genügen, damit die Frequenz möglichst rasch ihren Normalwert wieder erreicht. Erst dann kann der Lastverteiler den normalen Schaltzustand wiederum aufbauen.

Übrigens tritt die Wahrscheinlichkeit von  $10^{-5}$  der Spannungslosigkeit einer Sammelschiene nur ein, wenn die Transformatoren der betreffenden Sammelschiene ein separates Netz speisen. Beim Verbundbetrieb ober- und unterspannungsseitig sind die Transformatoren benachbarter Stationen einander Reserve.

Noch eine andere Erschwerung tritt bei Aufteilen der Netze ein. Es handelt sich um die Spannungs- und Blindleistungsregulierungen, welche bei aufgeteiltem Übertragungsnetz schwieriger sind. Damit kommen wir in das Gebiet der konstruktiven Ausbildung der verschiedenen Teile, aus welchen ein Netz aufgebaut wird. Darüber hat G. Jancke gesprochen<sup>1)</sup>, womit sich in zweckmässiger Weise «Verbundbetrieb» ergibt.

Zum Schluss sei festgehalten, dass die Aufteilung der Netze betrieblich und konstruktiv Nachteile bringt, welche durch den Vorteil der kleineren Kurzschlussleistungen auch in engbegrenzten Netzen, wie in der Schweiz, in der Regel nicht aufgewogen werden.

Dr. G. Jancke, Chefingenieur, Schwedische Staatliche Kraftwerkverwaltung, Stockholm: E. Trümpy hat in seinem Vortrag<sup>2)</sup> den Zuwachs der Kurzschlussleistung und die damit verbundenen Probleme behandelt. Er hat hiebei zu einer Begrenzung der Leistung und einer Abkürzung der Relais- und Schalterzeiten geraten.

Wir haben gleichartige Probleme in Schweden, wo heute die grösste Kurzschlussleistung im 400-kV-Netz 12 000 MVA, im 220-kV-Netz 9000 MVA und im 130-kV-Netz 5000 MVA beträgt. Diese Werte können nach den Berechnungen allmählich auf 20 000, 14 000 bzw. 8000 MVA steigen, d. h. etwas höher als die entsprechenden schweizerischen Werte. Strommässig haben wir die schwersten Verhältnisse auf der Generatorseite in einigen Kraftwerken, wo jetzt bis zu 4500 MVA bei 18 kV vorkommen.

In unserem Fall, wo die Stabilität ein Hauptproblem darstellt, ist es wichtig, die Reaktanzen der Generatoren, Transfor-

<sup>1)</sup> Siehe S. 391 dieses Heftes.

<sup>2)</sup> Siehe S. 399 dieses Heftes.

matoren und Leitungen im Hauptnetz niedrig zu halten. Weiterhin haben wir auf Grund der guten Betriebssicherheit bei unse- ren Leitungen und Transformatoren es gewagt sehr grosse Ein- heiten zu wählen. Unsere grösste Transformatorgruppe hat eine Leistung von 1000 MVA für Transformierung von 400 auf 220 kV. Auch die Transformatoren der Verteilerstationen werden immer grösser gewählt. Bisher hat jede wirtschaftliche Untersuchung ge- zeigt, dass eine freiwillige Begrenzung der Kurzschlussleistung in unserem Netz sich, mit Ausnahme gewisser Fälle im Verteil- ungsnetz nicht lohnt.

Bei einer zukünftigen Begrenzung der Kurzschlussleistung auf einen gewissen Wert ist eine Erhöhung der Impedanzen er- forderlich, was durch die Wahl höherer Impedanzen von klei- neren Transformatoren oder durch Aufteilung des Netzes aus- geführt werden kann. Alle diese Massnahmen verursachen er- höhte Kosten bei gleichzeitiger Verschlechterung der Qualität. Die Transformatoren müssen für einen grösseren Regelungs- bereich ausgelegt werden, wodurch diese mit einer grösseren Fehleranfälligkeit behaftet sind.

Trotz allem kommt man leicht in ein Stadium, wo diese Massnahmen für die Begrenzung der Kurzschlussleistung nicht mehr genügend sind. Man hat einen steigenden Bedarf an Mass- nahmen, welche, wenn sie einmal benötigt werden, sich sowohl als teuer als schwer durchführbar erweisen. Wir ziehen deshalb vor, die Kurzschlussleistung nicht zu beschränken, in der An- nahme, dass die Erzeuger Apparate herstellen, die die hohen Kurzschlussleistungen aushalten können.

Was die Relais- und Schalterzeiten betrifft, suchten wir vor 5...10 Jahren extrem kurze Werte zu erreichen: eine Periode für den Relaischutz und höchstens 3 Perioden für die Schalter. Das geschah im Zusammenhang mit den kritischen Stabilitäts- verhältnissen. Da jetzt das Netz theoretisch und praktisch ganz stabil geworden ist, legen wir, trotz den steigenden Fehlerströ- men, nicht mehr so grossen Wert auf extrem kurze Abschalt- zeiten. Wir hatten einige unselektive Funktionen der schnellen Relais und ausserdem mechanische Schwierigkeiten mit den Schaltern. Deshalb sind wir jetzt für den Relaischutz auf 3 Pe- rioden zurückgekehrt und legen für die Schalter grösseren Wert auf eine einfache und betriebssichere Konstruktion als auf kurze Schaltzeiten.

A. Moser, Ingenieur der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG, Baden: Die Ansprüche, die an die Trenner in Freiluftschalt- anlagen gestellt werden, sind im Vortrag von H. Schiller be- reits ausführlich erörtert worden.

Die Wahl des Trennertyps ist massgebend für die Gestaltung der Anlagen in bezug auf Übersichtlichkeit und Betriebssicher- heit. In den neuen Höchstspannungsanlagen mit Einfach- oder Doppelsammelschienen spielt bei den heutigen Bodenpreisen der Geländebedarf eine grosse Rolle. Untersuchungen haben ge- zeigt, dass durch Verwendung von Pantographentrennern unter Umständen beträchtliche Flächen-Einsparungen erzielt werden können, da für diese praktisch kein zusätzlicher Raum benötigt wird.

Die Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) verwendeten bis heute beim Bau ihrer 220- und 380-kV-Anlagen in den abge- henden Linienfeldern den klassischen Schwenktrenner und für

den Anschluss an die Sammelschienen vorwiegend Pantographen- trenner.

Die in letzter Zeit leider vorgekommenen Isolatorenbrüche an Schwenktrennern haben gezeigt, dass den Trennerstützern ver- mehrte Aufmerksamkeit geschenkt werden muss. Werden als Sammelschientrenner Schwenktrenner eingebaut, so kann bei einem Isolatorenbruch ein Sammelschienenkurzschluss auftreten und zudem bedingt die Reparatur eines solchen Apparates unter Umständen die Ausserbetriebnahme der ganzen Anlage.

Pantographentrenner haben den Vorteil, dass in geöffneter Stellung das ganze Feld von der Sammelschiene abgetrennt ist und Reparaturen oder Revisionen jederzeit ausgeführt werden können; Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass die Sammelschie- nen oben angeordnet sind. Bei Anlagen mit Doppelsammelschie- nen kann bei Verwendung von Pantographentrennern die Bau- höhe der Anlage verringert werden, was natürlich eine beträcht- liche Preisreduktion für die Gerüste und Fundamente ergibt.

Die NOK haben den verschiedenen Pantographentypen, die die Schweizer Industrie auf den Markt gebracht hat, grosse Auf- merksamkeit in bezug auf den mechanischen Aufbau und das Verhalten bei Vereisung geschenkt. Die primäre und wichtigste Bedingung, die ein Trenner in vereistem Zustand erfüllen muss, besteht darin, dass er fähig ist, die Eisschicht in den Gelenken zu brechen, und dass er unter der Zusatzlast einzuschalten ver- mag. Nach den Empfehlungen der CEI beträgt die zulässige Verei- sung 0,5 g/cm<sup>2</sup>.

Bereits im Winter 1959/60 haben wir ausgedehnte Vereisungs- versuche an allen Trennerfabrikaten ausgeführt. Die damaligen Ergebnisse haben uns erstmals Anhaltspunkte über Anforderungen an die Konstruktion des Pantographentrenners gegeben. So er- achten wir als für die Eisbrechung günstig, wenn beim Trenner kurz vor der Kontaktgabe die Bewegung beschleunigt wird, bzw. beim Öffnen die Bewegung am Anfang rasch ist und am Ende gedämpft wird.

Im Winter 1960/61 wurde die zweite Versuchsanlage mit be- reits teilweise verbesserten Konstruktionen in Tierfeld bei Lin- thal erstellt. Leider hatte uns dann der milde Winter einen argen Streich gespielt. Die Versuche konnten nicht ausgeführt werden, weil überhaupt keine tiefen Temperaturen während der Dauer von einigen Tagen gemessen wurden.

Neue Versuche sind indessen im Gange und wir hoffen, nach deren Abschluss klarer zu sehen, was für Anforderungen an Pan- tographentrenner gestellt werden müssen.

Eine weitere Forderung, welche vom Pantographentrenner erfüllt werden muss, besagt, dass bei starken Windstössen die Schere des Trenners den Gegenkontakt noch sicher einfängt. Die beste Lösung liegt darin, dass die Kontaktarme sehr gross ge- halten werden. An einem stürmischen Tag wurden in einer An- lage mit Pantographentrennern Ausschwenkungen der Gegenkon- take bis max. 25 cm gemessen, d. h. die totale Ausschwenkung betrug 50 cm.

Ob sich dieser neue Trennertyp bewähren wird, kann erst auf Grund mehrjähriger praktischer Erfahrung beurteilt werden. Der dringlich notwendige Bau weiterer Anlagen erlaubt uns aber leider nicht, vorerst langjährige Betriebserfahrungen zu sam- meln. Wir hoffen aber, dass es gelingen wird, in Zusammenar- beit mit der Industrie auch die Pantographentrenner auf den heu- tigen Stand der bereits bekannten Schwenk- und Drehtrenner zu bringen.

## Technische Mitteilungen — Communications de nature technique

### Anwendung eines «predictive-control»-Systemes

621—526  
[Nach H. Chestnut, W. E. Sollecito, P. H. Troutman: Predictive- Control System Application. Trans. AIEE, Part II, 80(1961)55, S. 128...139]

«Predictive-control»-Systeme gehören neben den «bang-bang»- Systemen und den «adaptive-control»-Systemen zu den neueren Entwicklungen der Regelungstechnik.

Das Kennzeichen eines «predictive-control»-Systems ist, dass die Polarität der Stellgrösse derart variiert wird, dass die Regel- grösser der Leitgrösse nach minimaler Zeit folgt. Dabei geschieht

die Umschaltung der Polarität der Stellgrösse auf Grund der Ergebnisse der Vorausberechnung des Vorganges in einem «Mo- dell». In diesem Modell wird der Vorgang in viel kürzerer Zeit als er sich in Wirklichkeit abspielt, vorausberechnet. Das Modell kann in der Praxis ein Programm für einen digitalen Rechenauto- maten sein, «predictive-control»-Systeme sind deshalb eine der vielversprechendsten Möglichkeiten für den «on-line»-Gebrauch digitaler Computer.

An Hand eines einfachen Beispiels, der Landung eines Flug- zeuges entlang einer vorgeschriebenen, exponentiell verlaufenden