

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins
Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Band: 64 (1973)
Heft: 8

Artikel: Erfahrungen mit der Sternpunktterdung im 110-kV-Netz der Bayernwerk AG
Autor: Gompenrieder, R.
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-915544>

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: 17.03.2025

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

Erfahrungen mit der Sternpunktterdung im 110-kV-Netz der Bayernwerk AG

Von R. Gampenrieder

1. Einführung

Die Aufgabe der Bayernwerk AG, der Bayerischen Landesenergieversorgung, besteht in der Grosserzeugung elektrischer Energie, in der Belieferung der bayrischen Regionalversorgungsunternehmen, der chemischen Grossbetriebe im Innviertel sowie der Deutschen Bundesbahn und im Verbundbetrieb innerhalb Bayerns sowie mit den angrenzenden Ländern (Fig. 1).

Abgesehen von Bundesbahn und Grosschemie beliefert das Bayernwerk keine Letztabnehmer.

In Erfüllung dieser Aufgabe betreibt die Gesellschaft ein 220/110-kV-Hochspannungsnetz, das sich nahezu über ganz Bayern erstreckt; eine Ausnahme bildet der Regierungsbezirk Schwaben.

Das derzeitige 110-kV-Netz des Bayernwerks besitzt eine Stromkreislänge von ca. 4000 Systemkilometern, dem jedoch die damit galvanisch verbundenen 110-kV-Netze der Regional- und Stadtwerke hinzugerechnet werden müssen, was insgesamt eine Stromkreislänge von ca. 6200 km Freileitung sowie ca. 300 km Kabel ergibt. Ende der fünfziger Jahre hatte das damalige 110-kV-Netz eine Ausdehnung von ca. 3500 Systemkilometern. Damit war die Grenze der Löschfähigkeit des über Petersen-Spulen geerdeten Netzes nahezu erreicht. Als Lösungsmöglichkeiten boten sich an: 110-kV-Teilnetzbildung unter Einsatz von Isoliertransformatoren bei zeitlich vorgezogenem Ausbau des 220-kV-Netzes oder die Umstellung des weiterhin geschlossen betriebenen 110-kV-Netzes auf Sternpunktterdung. Nach eingehenden Untersuchungen sowie unter Berücksichtigung der guten Erfahrungen mit der Sternpunktterdung im 220-kV-Netz entschloss man sich, auch im 110-kV-Netz die sternpunktgeerdete Betriebsweise einzuführen [1]. Das 110-kV-Netz in Bayern war das erste und blieb bis heute das einzige ausgedehnte 110-kV-Freileitungsnetz, das in der BRD mit Sternpunktterdung betrieben wird.

Die Umstellung des Netzes auf Sternpunktterdung erfolgte, seiner grossen Ausdehnung halber, schrittweise. Das erste umgestellte Teilnetz ging 1962 in Betrieb. Zu Beginn des Jahres 1965 wurde schliesslich das gesamte Netz mit Ausnahme eines Teilnetzes im Südosten mit Sternpunktterdung betrieben.

Im folgenden wird bewusst auf theoretische Betrachtungen verzichtet, welche der Literatur – es gibt auf diesem Gebiet eine Reihe instruktiver Bücher und Veröffentlichungen – entnommen werden können.

Vielmehr sollen dem Thema der heutigen Veranstaltung angepasst, unsere Erfahrungen mitgeteilt werden, welche während der Umstellungsvorbereitungen [2] und hauptsächlich nachher mit der neuen Betriebsweise sammeln konnten [3].

Es wird zu berichten sein über die Betriebsdaten des sternpunktgeerdeten Netzes, über die Kenngrössen der Netzelemente, nicht zuletzt über die bisher gesammelten Betriebserfahrungen und abschliessend über den organisatorischen

Rahmen, in welchem Umstellung und Betrieb durchgeführt wurden bzw. werden.

2. Betriebsdaten des sternpunktgeerdeten Netzes

Wichtiger Ausgangspunkt bei all den folgenden Überlegungen ist die Isolation des Netzes. Infolge der gelöschten Betriebsweise war das umzustellende Netz nach Reihe 110 N isoliert.

Fig. 2 zeigt die Nenn-Stehwechselspannungen sowie die Stosspegel für Freileitungsisolatoren und Transformatoren nach VDE 0111/12.66. Das Bild gibt einen Ausschnitt aus Tafel 1 der erwähnten Bestimmungen wieder. Hervorgehoben die Werte der Reihe 110 N. Die maximale Betriebsspannung beträgt hierfür 125 kV; die Nenn-Stehwechselspannung für Freileitungsisolatoren und Transformatoren 230 kV, der untere Stosspegel liegt bei 550 kV, der obere bei 630 kV. Vergleicht man beispielsweise mit der Reihe 150 SE, so kann festgestellt werden, dass die Stosspegel mit denjenigen der Reihe 110 N identisch sind und die Nenn-Stehwechselspannungen sich nur wenig unterscheiden.

Ein Anreiz, bei der sternpunktgeerdeten Betriebsweise des 110-kV-Netzes auf verringerte Isolation überzugehen, bestand nicht, da dieser Schritt, falls überhaupt Geräte hierfür erhältlich gewesen wären, kostenmässig nicht ins Gewicht fällt. Unter Beibehaltung der Reihe 110 N brauchte damit auf die Erdungszahl keine Rücksicht genommen zu werden. Im Gegensatz hierzu ist nach VDE 0111 bei Netzen mit verringerter Isolation, also der Reihe E, eine Erdungszahl $\leq 0,8$ einzuhalten (wirksam geerdete Netze).

Somit kam man zu folgendem Ergebnis:

Das 110-kV-Netz sollte sternpunktgeerdet, jedoch nicht wirksam geerdet betrieben werden. Es waren nur so viele Transformatorsternpunkte zu erden, dass einerseits die Funktionstüchtigkeit der Schutzeinrichtungen sichergestellt war, andererseits wollte man durch die Begrenzung der Anzahl der zu erdenden Sternpunkte den einpoligen Erdkurzschlussstrom möglichst niedrig halten [4]. So ergab sich hieraus eine Betriebsweise des Netzes, bei welcher lediglich ca. 20% aller Transformatorsternpunkte zu erden waren. Hier stellt sich sofort die Frage nach der Auswahl der zu erdenden Sternpunkte im Netz. Grundsätzlich wurden zur Erdung die Versorgungstransformatoren von 110 kV zur Mittelspannungsebene herangezogen. Diese besitzen Stern-/Dreieckschaltung mit der Schaltgruppe Yd5. Die Nennleistung dieser Transformatoren beträgt im Regelfall 16 bzw. 31,5 MVA. Ein 16-MVA-Transformator besitzt beispielsweise eine Nullimpedanz bezogen auf 110 kV von ca. 95 Ω . Die in unserem Netz installierten 220/110-kV-Netzkuppelumspanner mit 200 bzw. 100 MVA Nennleistung haben die Schaltgruppe Yyo; sie werden auf der 110-kV-Seite infolge ihrer geringen Nullimpedanz zur Erdung

nicht herangezogen. Ein 200-MVA-Transformator weist, auf 110 kV bezogen, eine Nullimpedanz von lediglich rund 16 Ω auf. Desgleichen finden Maschinentransformatoren zur Sternpunktterdung keine Verwendung. Von der Möglichkeit, das 220-kV-Netz mit dem 110-kV-Netz infolge gleicher Stern-

punktbehandlung über Spartransformatoren zu koppeln, machen wir bewusst keinen Gebrauch. Der Einsatz von Spartransformatoren würde die einpoligen Erdkurzschlußströme in beiden Netzen unnützlich vergrößern. Entsprechende Untersuchungen liegen vor.

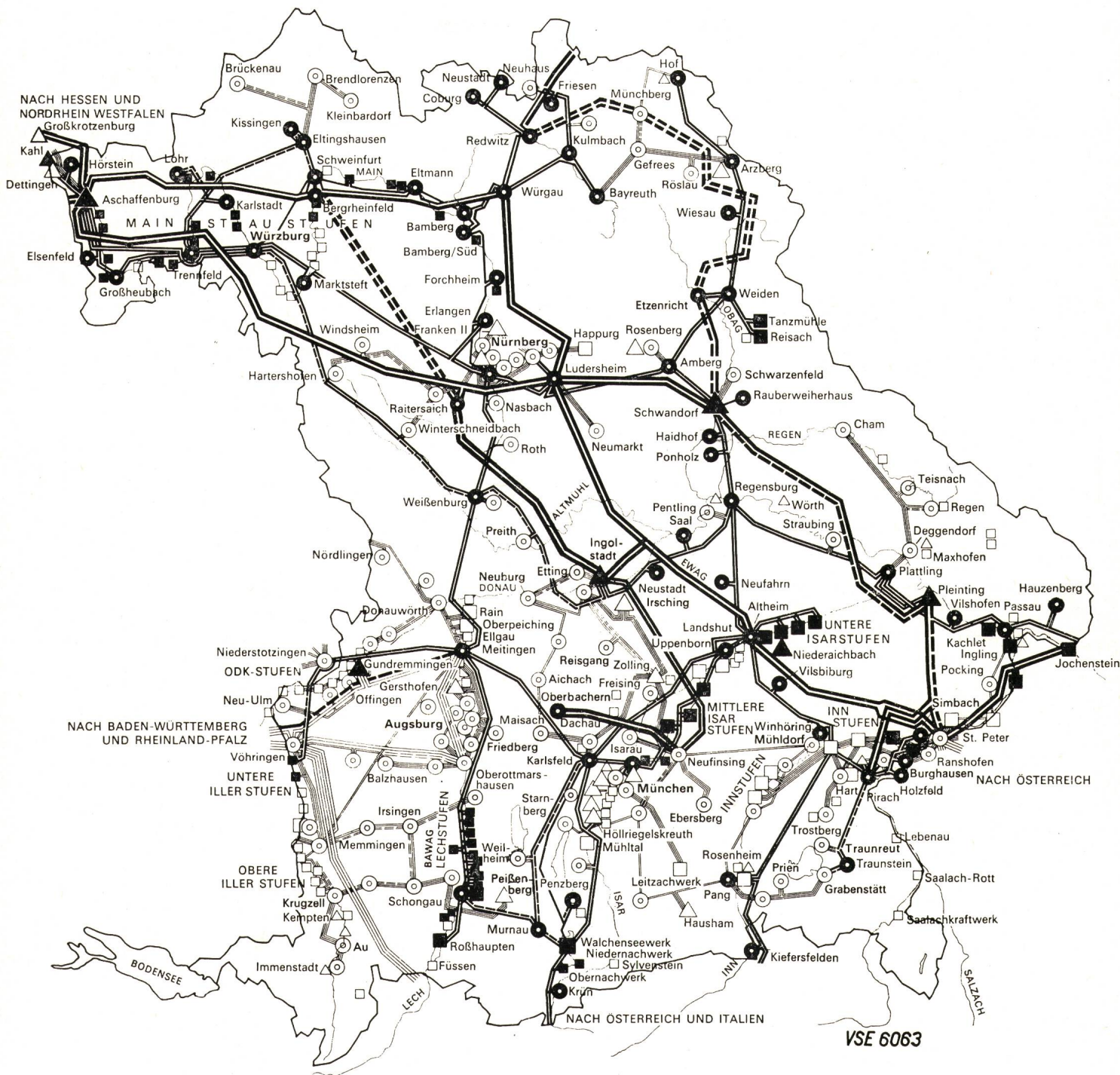


Fig. 1
Kraftwerke und Übertragungsanlagen in Bayern
Stand 1972

Hochspannungsnetz

	Eigene Anlagen ¹⁾	Fremde Anlagen	projektiert
Umspannwerk Schaltwerk	●	○	
110 000-Volt-Leitung	—	—	- - - -
220 000-Volt-Leitung	—	—	- - - -

¹⁾ einschliesslich solcher, die dem Bayernwerk ganz oder teilweise zur Verfügung steht

Kraftwerke

Dampfkraftwerk
von 200 bis 10 000 Kilowatt
über 10 000 Kilowatt

Wasserkraftwerk
von 2000 bis 10 000 Kilowatt
über 10 000 Kilowatt

	Eigene Anlagen ²⁾	Fremde Anlagen
Dampfkraftwerk von 200 bis 10 000 Kilowatt	▲	△
Dampfkraftwerk über 10 000 Kilowatt	■	□
Wasserkraftwerk von 2000 bis 10 000 Kilowatt	■	□
Wasserkraftwerk über 10 000 Kilowatt	■	□

²⁾ einschliesslich solcher, deren Leistung dem Bayernwerk ganz oder teilweise zur Verfügung steht

Reihe	Maximale Betriebsspannung	Nenn-Stehwechselspannung (Effektivwert) Freileitungsisolatoren Transformatoren	Unterer Stosspiegel	Oberer Stosspiegel
60 N 60 S	72	140	325 250	375 290
110 NE	125	185	450	520
110 SE	125	185	380	430
110 N	125	230	550	630
110 S	125	230	450	520
150 NE	170	275	650	750
150 SE	170	275	550	630
150 N	170	325	750	860
150 S	170	325	650	750

Fig. 2
Nenn-Stehwechselspannungen
sowie Stosspiegel nach VDE 0111

Das beschriebene Konzept wird seit Einführung der Sternpunktterdung angewendet. Wir glauben, dass wir unter Berücksichtigung aller Einflussgrößen für die vorliegenden Netzverhältnisse ein Optimum erreicht haben. Letzteres wird aus der Erfahrung in der Betriebsführung gewonnen; von einer echten Optimierung der Sternpunktterdung im mathematischen Sinn kann man hier nicht sprechen.

Im folgenden sollen die Kurzschlusskenngrößen des derzeitigen 110-kV-Netzes näher erläutert werden.

Fig. 3 zeigt Ihnen die Häufigkeitsverteilung der im Fehlerfall in den Stationen auftretenden einpoligen Erdkurzschlussströme. Wie Sie dem Bild entnehmen können, liegt der minimale Kurzschlußstrom bei knapp 2 kA, der maximale bei ca. 13,5 kA. Untersuchungen haben indes ergeben, dass, geschlossene Betriebsweise des 110-kV-Netzes vorausgesetzt, mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate des einpoligen Fehlerstromes von rund 4% zu rechnen ist.

Fig. 4 enthält die Häufigkeitsverteilung des Quotienten Z_0/Z_m sowie der Erdungszahl für den derzeitigen Netzausbauzustand. Die höchsten Werte treten jeweils in Kraftwerken auf, wo zwar die Maschinentransformatoren einerseits nicht geerdet sind, aber andererseits durch die Generatoren eine kleine Mitimpedanz vorhanden ist. Die niedrigsten Werte gelten im Normalfall für Netzausläuferstationen mit geerdeten Transformatorsternpunkten. Interessant sind jeweils die 50%-Werte. Demnach liegt der 50%-Wert für Z_0/Z_m bei 2,9, also ca. 3, für die Erdungszahl bei rund 0,72.

Fig. 5 beinhaltet den Zusammenhang zwischen I_{k1}'' und I_{k3}'' für die oben erwähnten Z_0/Z_m -Verhältnisse. Wichtig für die weiteren Betrachtungen ist die Umrechnungskurve für den 50%-Wert von $Z_0/Z_m = 3$. Anhand dieser wird bei uns beispielsweise die Auslegung des Erdungsnetzes neuer Anlagen vorgenommen. Ausgehend von der vorgesehenen Kurzschlussfestigkeit der Anlage, beispielsweise 5 GVA, kann der maximale Erdkurzschlußstrom ermittelt werden; er beträgt in diesem Fall ca. 16 kA. Bei Stationen in der Nähe von Kraftwerken kann aus den oben erwähnten Gründen noch eine Korrektur angebracht werden. Diesen Ansatz verwendet man auch für die Dimensionierung der Erdseilquerschnitte abgehender Freileitungen in Anlagennähe.

Die Betriebsdaten des sternpunktgeerdeten Netzes, Erdkurzschlußströme, Erdungszahlen, Erdungsstellen usw. werden durch Netzberechnungen gewonnen; als Hilfsmittel hierzu dient ein Digitalrechner. Es ist sicherlich nicht übertrieben, zu behaupten, dass das Vorhandensein einer leistungsfähigen Rechenanlage in Verbindung mit den entsprechenden Rechenprogrammen ein unentbehrliches Hilfsmittel hierfür ist. Die ersten Studien für die Umstellung wurden auf einem Wechselstromnetzmodell durchgeführt. Als bald erfolgte ein Übergang auf digitale Rechenmethoden, als ein Rechner im eigenen Hause zur Verfügung stand. Die zugehörigen Rechenprogramme wurden zum grössten Teil selbst entwickelt.

3. Kerngrößen der Netzelemente

3.1 Transformatoren

Die Schaltung und die Kennwerte der im Netz eingesetzten Umspanner wurden bereits erwähnt. Sie sind nach Reihe 110 N isoliert; das gilt ebenfalls für die Sternpunktisolation. Um bei Sonderschaltungen im Netz oder bei Störungen die Sternpunktterdungen sehr rasch an andere Punkte verlegen zu können, besitzen alle Transformatoren Sternpunktterder und parallel hierzu Überspannungsableiter.

Die Sternpunktterdungen werden über einpolige Erdungsschalter der Reihe 110 N hergestellt. Die Bedienung erfolgt ferngesteuert über Druckluft oder Motorantrieb. Ihre Stossstromfestigkeit liegt in der Regel bei 75 kA; der zugehörige Nennkurzzeitstrom beträgt 30 kA. Es sei darauf hingewiesen, dass das Einlegen und das Ausschalten der Sternpunktterder, sofern dies über Fernbedienung geschieht, was bei uns in der Regel der Fall ist, bei im Betrieb befindlichen Transformatoren vorgenommen werden kann.

3.2 Netzschutz

Bei der Umstellung des Netzes auf Sternpunktterdung wurde eine möglichst weitgehende Verwendung der einpoligen Kurzunterbrechung (KU) angestrebt. Überall dort, wo zum Umstellungszeitpunkt aus gerätetechnischen Gründen eine einpolige KU noch nicht durchgeführt werden konnte, sah man

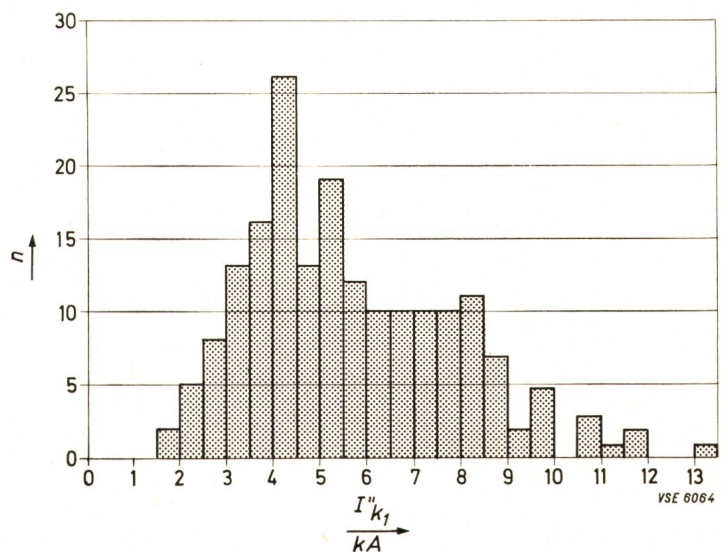


Fig. 3
Erdkurzschlußströme in 110-kV-Anlagen
Anzahl der Stationen

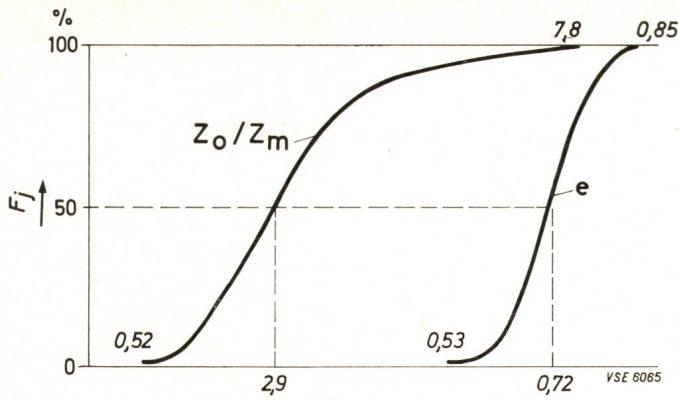


Fig. 4
Häufigkeitsverteilung von Z_0/Z_m und e
Summenhäufigkeit

dreipolige KU vor. In allen übrigen Fällen führt die Erfassung einpoliger Fehler durch den Schutz zur Definitivabschaltung.

Die mit einpoliger Kurzunterbrechung betriebenen Leitungen schalten nach Fehlereintritt in Schnellzeit, d.h. im vorliegenden Fall unter 150 ms den Fehlerstrom einpolig ab. Der Schnellzeitabschaltung der fehlerbehafteten Phase folgt eine Pausenzeit von rund 500 ms. Dabei erstreckt sich die Schnellzeitstufe über die gesamte Leitungslänge. Bleibt der Störungsanlass über die Pausenzeit hinweg bestehen oder tritt der Fehler bei Wiedereinschaltung erneut auf, wird eine definitive dreipolige Abschaltung eingeleitet. Während der Pausenzeit der einpoligen KU schaltet das Distanzrelais so um, dass nunmehr vom Relaisbauort her gesehen lediglich für rund 85 % der Leitungslänge eine Schnellzeitabschaltung gegeben ist.

Die Betriebserfahrungen mit der einpoligen KU, und nur von dieser soll nachstehend infolge ihrer dominierenden Rolle berichtet werden, sind ausgezeichnet. Eine für das Gesamtnetz erstellte Statistik sagt aus, dass rund 98 % aller einpoligen Störungen in Schnellzeit, d.h. kürzer 150 ms, abgeschaltet wurden [5]. Dies ist besonders im Hinblick auf die Gefährdungsspannungen von grösster Wichtigkeit. Anfänglich ergaben sich an einigen wenigen Stellen des Netzes Schwierigkeiten hinsichtlich der Anregung der Netzschutzrelais. Bei Fehlern am Ende langer Leitungen kamen beispielsweise die Relais nicht zum Ansprechen. Der Einsatz von Grossbereichswandlern, Zwischenstromwandlern u.ä. stellte die Schutzanregungen wieder sicher. Auch neue Anregesysteme, die im Erdkurzschlussfall eine hohe Empfindlichkeit aufweisen, wurden in Zusammenarbeit mit den Firmen entwickelt. Als besonders empfindlicher Schutz gegen einpolige Fehler kam probeweise auch ein Nullstrom-Richtungsvergleichsschutz zum Einsatz. Hierbei fehlt jedoch die Zuordnung zum gestörten Leiter, so dass mit diesem Schutz allein keine einpolige KU gesteuert werden kann.

3.3 Leistungsschalter

Das vorhin beschriebene Schutzkonzept verlangte soweit als möglich den Einsatz einpolig KU-fähiger Schalter in den Freileitungsabzweigen, wohingegen in den Transformatorabzweigen Schalter mit dreipoligem Antrieb verbleiben konnten.

Der steigenden Kurzschlussbeanspruchung im Netz sowie der neuen Betriebsweise entsprechend, wurden die Schalter im notwendigen Umfang gegen solche höherer Abschaltleistung und Einzelpolantrieb ausgetauscht. Allein im 110-kV-Netz des

Bayernwerkes sind etwa 400 Schalter eingebaut. Im Mittel werden pro Jahr etwa 800 Einzelpole zur Fehlerbeseitigung geschaltet.

3.4 Wandler

Vor Umstellung des Netzes auf Sternpunktterdung wurde bei allen älteren Wandlern eine $\text{tg}\delta$ -Messung durchgeführt, um so einen Überblick über deren Isolationszustand zu bekommen. Die nicht mehr als betriebssicher deklarierten Wandler unterzog man je nach Untersuchungsergebnis einer Vakuumbehandlung, oder sie wurden von vornherein ausgemustert [6]. Über den Erfolg dieser Massnahme werde ich später noch berichten.

3.5 Überspannungsableiter

Überspannungsableiter sind im 110-kV-Netz des Bayernwerkes an Transformatoren, hier wiederum an den Phasen wie auch am Sternpunkt, und am Übergang Freileitung/Kabel eingesetzt. Im gelöscht betriebenen Netz waren Ableiter mit einer Löschespannung von 132 kV an den Phasen bzw. von 108 kV an den Transformatorsternpunkten verwendet worden. Mit dem Übergang auf Sternpunktterdung hätten allerdings Ableiter mit geringerer Löschespannung etwa 115 bis 120 kV bzw. 85 kV eingebaut werden können, da sich ja insbesondere die im Fehlerfall auftretende maximale Spannungserhöhung entsprechend der Erdungszahl verringert. Nach Fig. 4 beträgt die höchste Erdungszahl in unserem Netz 0,85; demgemäss errechnet sich als maximale Spannungserhöhung im einpoligen Fehlerfall ein Wert von $0,85 \times 125 = 106$ kV gegenüber 125 kV im gelöscht betriebenen Netz.

Wir entschieden uns für die Beibehaltung der Löschespannung von 132 bzw. 108 kV auch im sternpunktgeerdeten Netz. Aus dem oben erwähnten Grund war zu erwarten, dass Ableiterschäden infolge Überschreitens der Löschespannung weniger häufig auftreten würden. Verbunden mit der Wahl einer höheren Löschespannung ist ein höheres Ansprechniveau der Ableiter. Dadurch, sowie durch die geringeren Überspannungsfaktoren im sternpunktgeerdeten Netz, war eine geringere Ansprechhäufigkeit der Ableiter zu erwarten.

Da wir glauben, dass die Pegelsicherheit zwischen Transformator und Ableiter bei Verwendung von Ableitern mit einer Löschespannung von 132 bzw. 108 kV ausreicht, wurde zugunsten einer höheren Betriebssicherheit der Ableiter auf eine höhere Pegelsicherheit verzichtet. Gleichzeitig bedingt dann die Ableiterlöschespannung keine Einschränkung in der Höhe der zulässigen Erdungszahl.

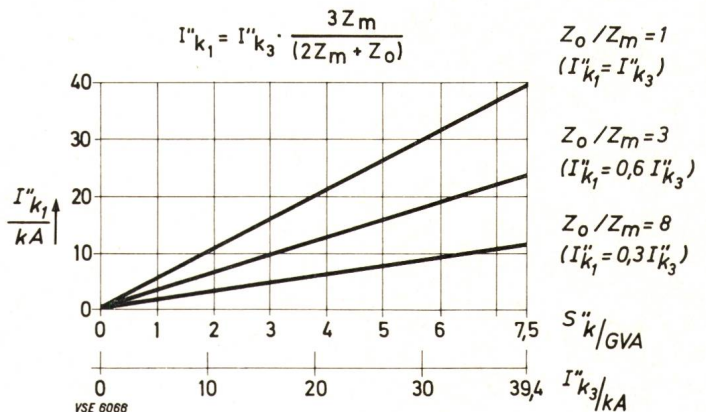


Fig. 5
 $I_{k1}'' = f(I_{k3}'')$ Parameter: Verhältnis Z_0/Z_m

Ergänzend sei bemerkt, dass die heute zum Einbau gelangenden Ableiter für 40 kA symmetrischen Strom bemessen sind (Prüfstrom für die Druckentlastung über 0,2 s).

An jedem Ableiter ist eine Kontrollfunkenstrecke eingebaut, welche jährlich nach der Gewitterperiode überprüft, gegebenenfalls ausgewertet wird [7]. Schliesslich sei noch erwähnt, dass fremschichtbehaftete Ableiter in sternpunktgeerdeten Netzen infolge der dort nur kurzzeitig und regional begrenzt auftretenden Spannungserhöhung im Fehlerfall weniger gefährdet sind als in gelöscht betriebenen Netzen.

3.6 Freileitung

Die eingangs erwähnten 4000 Systemkilometer Freileitung des Netzes der Bayernwerk AG entstanden in der Zeitspanne von 1923 bis etwa 1962. Dementsprechend sind die verschiedensten Bauformen vertreten.

Fig. 6 zeigt mehrere Mastkopfbilder am Beispiel eines Tragmastes. Dem Bild können Sie entnehmen, dass in der Regel Doppelleitungen erstellt wurden. Die Anordnung der Leiter erfolgte in vielen Fällen nach der Tannenbaum- oder Donaumastbauweise.

Ab Mitte der sechziger Jahre ging der 110-kV-Leitungsbau, abgesehen von kleineren Ergänzungen bzw. Umbauten vorhandener Leitungen, in die Hände der Regionalversorgungsunternehmen über.

Die Beseilung reicht von Al/St 120/20 älterer Leitungen über Al/St 150/25, 185/32, 230/30 bzw. 240/40 bis zu Al/St 560/50 mm². Letztere ist zumindest bis heute bei uns eine Sonderausführung für Verbindungsleitungen von Netzkupplentransformatoren zu entfernt davon liegenden 110-kV-Schaltanlagen.

Als Erdseil fand früher in der Regel ein Stahlseil mit 50 mm² Querschnitt Verwendung, welches allerdings Zug um Zug gegen hochleitfähige Stahl-Aluminium-Seile ausgetauscht wurde. Bei Leitungen jüngerer Datums verwendete man Al/St-Seile 90/55 bzw. 50/30 mm². Alle unsere Doppelleitungen sind mit einem Erdseil ausgerüstet. Dem Erdseil kommt im sternpunktgeerdeten Netz ja eine besondere Bedeutung zu. Hochleitfähige Erdseile beeinflussen den Kettenleiterwiderstand der Leitung, welcher aus den Elementen Erdseil und Maste gebildet wird, ausserordentlich stark [8]. Sie tragen im hohen Mass zur Herabsetzung der Masterdungsimpedanzen bei. Darüber hinaus bringt der gute Reduktionsfaktor hochleitfähiger Erdseile eine willkommene Verringerung der im einpoligen Fehlerfall in Fehlermeldeanlagen induzierten Längsspannungen.

Die Freileitungsisolierung

In der Hauptsache sind unsere 110-kV-Freileitungen mit Vollkern-Langstäben 75/14 bzw. 75/22 bestückt; und zwar zu ca. 32% mit Isolatoren der Type LP 75/14 und zu ca. 50% der Type LP bzw. LG 75/22. In Verschmutzungsgebieten, die in unserem Bereich nur sehr selten vorkommen, fand der LP 75/27 Verwendung. Neubauten bzw. Umbeseilungen werden mit dem Langstab LG 60/22 ausgerüstet. Auch Glaskappen sind, wenn auch nur in geringer Zahl eingebaut. Insgesamt ist das 110-kV-Netz unserer Gesellschaft mit ca. 110000 Isolatoren bestückt. Ein Wort zu den elektrischen Kennwerten: Der Mittelwert der Überslagwechselspannung eines Vollkernlangstabes der Type 75/22 liegt im berechneten Zustand ohne Schutzarmaturen bei ca. 320 kV; die 50%-Überslagstossspannung bei mindestens 630 kV. Die Werte der Reihe 110 N sind natürlich auch hier voll erfüllt.

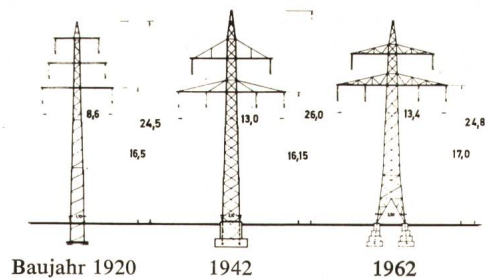


Fig. 6
110-kV-Tragmaste

3.7 Erdungsanlagen

Um bei den Freileitungen zu bleiben, sei erwähnt, dass alle der rund 10000 110-kV-Maste der Bayernwerk AG den sogenannten 1-m-Ringerder besitzen. In all jenen Fällen, wo er von Anfang an noch nicht vorhanden war, wurde er nachträglich eingebaut. Darüber hinaus sind in vielen Fällen noch Band- und/oder Staberder verlegt. Auf den günstigen Einfluss hochleitfähiger Erdseile auf die Erdungsanlagen wurde vorher schon verwiesen. Die Höhe der zulässigen Schritt- sowie Berührungsspannungen sind in der BRD in der VDE-Vorschrift 0141 «Bestimmungen und Richtlinien für Erdungen in Wechselstromanlagen für Nennspannungen über 1 kV» festgelegt. Von den vorher erwähnten 10000 Masten befinden sich ca. 1100 an exponierten Stellen im Sinne von VDE 0141.

Um Ihnen einen kurzen Überblick über die bei uns vorhandenen 110-kV-Mastausbreitungswiderstände zu geben, sollen folgende Werte genannt werden:

Im Mittel liegen die Mastausbreitungswiderstände bei 5 bis 6 Ω ; ein Mast erreicht allerdings 150 Ω , die kleinsten Werte belaufen sich auf rund 1 Ω . Die Zahlenangaben verstehen sich ohne Berücksichtigung des Erdseiles, d.h., die Maste wurden entweder bei abgehobenem Erdseil durch eine normale Strom-/Spannungsmessung oder bei aufliegendem Erdseil mittels Hochfrequenzmessbrücke gemessen.

Die Dimensionierung der Erdungsanlage in den Stationen erfolgt nach der Stromtragfähigkeit im einpoligen Fehlerfall. Wie schon anhand von Fig. 5 gezeigt, wählen wir als Ausgangspunkt die vorhandene oder geplante Kurzschlussfestigkeit der Anlage und ermitteln hieraus über das Z_0/Z_m -Verhältnis den maximal zu erwartenden einpoligen Kurzschlusswechselstrom I_{k1} . Unter Berücksichtigung dieser Werte wird als Erdungsnetz in unseren 110-kV-Stationen ein Maschennetz, bestehend aus verzinktem Flachkupfer mit dem Querschnitt 40×3 mm², verlegt. Der gleiche Querschnitt findet für den Geräteanschluss Verwendung. Je nach zu erwartendem I_{k1} schliesst man die Geräte ein- oder zweimal an das Erdungsnetz an. Bei den abgehenden Freileitungen wird das Erdseil über die Stationsgerüste an die Erdungsanlage angeschlossen; darüber hinaus verlegt man zusätzlich zwischen der Station und dem ersten Freileitungsmast ein Erdband des oben genannten Querschnittes [9]. Die auf der Freileitung verwendeten Erdseile werden im Stationsbereich auf thermische Überlastung im Fehlerfall bei stationsnahen Erdkurzschlüssen überprüft.

Die Stationserdungsimpedanzen, also unter Berücksichtigung des Kettenleiters der in die Anlagen eingeführten Freileitungen, liegen im Mittel bei 0,16 Ω . Diesen Wert ermittelten wir aus den insgesamt ca. 70 110-kV-Anlagen des Bayernwerks. Im ungünstigsten Fall erreicht die Stationserdungsimpedanz,

infolge der dort vorliegenden geologischen Verhältnisse, $0,87 \Omega$; im günstigsten Fall wurden in einem Wasserkraftwerk $0,03 \Omega$ gemessen [10].

Unter Berücksichtigung der für den derzeitigen Netzausbau errechneten Kurzschlußströme können folgende Stationserdungsspannungen genannt werden: maximal 3,2 kV, im Mittel 616 V und schliesslich minimal 90 V.

4. Betriebserfahrungen mit der Sternpunktterdung

Die mit dem sternpunktgeerdeten Netz gesammelten Betriebserfahrungen sind am besten anhand eines Vergleiches der aufgetretenen Störungen und Schäden im ehemals gelöscht betriebenen mit denen im nunmehr sternpunktgeerdeten Netz zu verdeutlichen.

4.1 Analyse der aufgetretenen ein- und zweipoligen Störungen

Der Untersuchungszeitraum erstreckt sich von 1959 bis einschliesslich 1969, also über insgesamt 11 Jahre. Er erfasst somit die gelöschte Betriebsweise des Netzes, die Umstellungsphase, während der induktiv und sternpunktgeerdete Netze nebeneinander betrieben wurden, und das sternpunktgeerdete Netz. Insgesamt traten in diesem Zeitraum 2817 selbsterlöschende Erdschlüsse, Dauer- und Doppelerdschlüsse sowie Erdkurzschlüsse auf. Die genannte Zahl sowie die nachstehenden Ausführungen beziehen sich allein auf das 110-kV-Netz der Bayernwerk AG ohne die galvanisch damit verbundenen Regional- und Stadtwerksnetze.

Es sei noch bemerkt, dass zwischen der Anzahl der einpoligen Fehler und der Sternpunktbehandlung im Normalfall kein Zusammenhang besteht. Zunächst schien es so, als würde die Fehlerhäufigkeit im sternpunktgeerdeten Netz ansteigen. Dieser Anstieg war nach genauerer Untersuchung jedoch auch bei anderen deutschen 110-kV-Netzen, die nach wie vor gelöscht betrieben werden, festzustellen. Die mittlere Fehlerhäufigkeit bei einpoligen Erdkurzschlüssen liegt bei ca. 7,1 Fehler pro 100 Systemkilometer und Jahr. Der entsprechende Wert im 220-kV-Netz beträgt nebenbei bemerkt ca. 1,9 Fehler pro 100 Systemkilometer und Jahr.

Fig. 7 zeigt die spezifische Fehlerhäufigkeit in den Stationen, bezogen auf 100 Felder und Jahr. Beachtlich ist die Verringerung der in den Stationen aufgetretenen Fehler nach Einführung der Sternpunktterdung. Diese deutliche Verbesserung hängt aber nur mittelbar mit der Änderung der Sternpunkt-

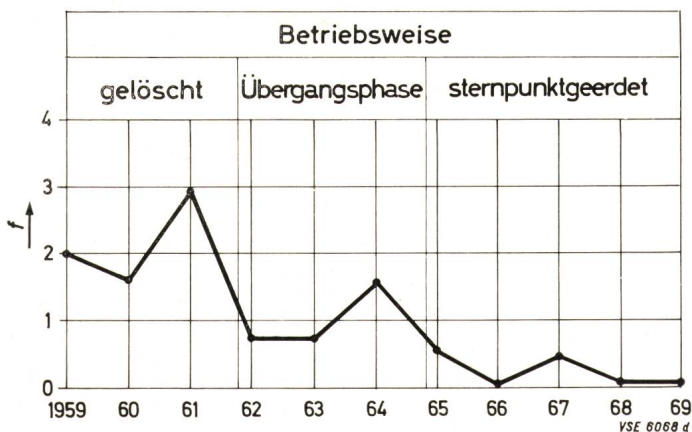


Fig. 7
Spezifische Fehlerhäufigkeit in den 110-kV-Stationen
Fehler je 100 Felder und Jahr

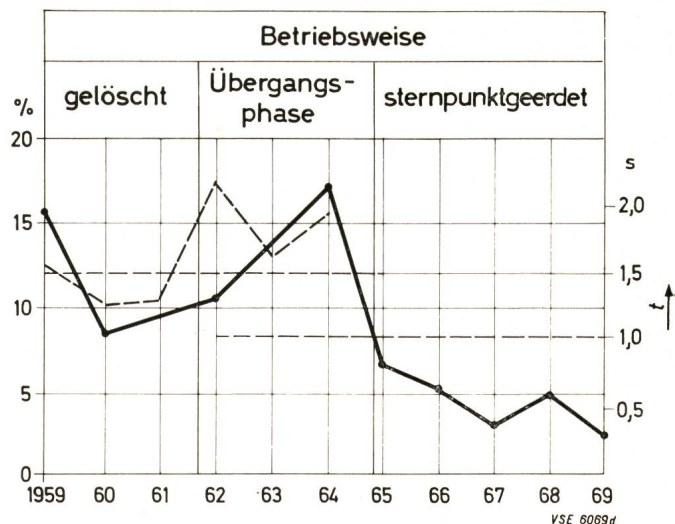


Fig. 8
Dauer- und Doppelerdschlüsse sowie Erdkurzschlüsse
mit erfolgloser KU in % der Gesamtfehlerzahl (linker Maßstab)
sowie mittlere Dauer der selbsterlöschenden Erdschlüsse (rechter Maßstab)

behandlung zusammen. Die vorhin erwähnten Geräteüberprüfungen bzw. Auswechslungen waren an diesem Erfolg wesentlich beteiligt.

Betrachtet man hingegen in Fig. 8 den Anteil der Dauer- bzw. Doppelerdschlüsse einerseits sowie der Erdkurzschlüsse mit erfolgloser Kurzunterbrechung und Definitivabschaltung andererseits an der Gesamtfehlerzahl, also vergleichbare Fehlerarten, so kann man hier folgendes erkennen:

Machen beim gelöschten Netz die Dauer- bzw. Doppelerdschlüsse von 1959 bis einschliesslich 1964 rund 12% der Gesamtfehlerzahl aus, so sinkt dieser entsprechende Anteil nach Umstellung auf Sternpunktterdung in den Jahren 1963 einschliesslich 1969 im Mittel auf rund 8%. Dies bedeutet, dass sich seit Einführung der Sternpunktterdung die Anzahl der Dauerfehler auf rund zwei Drittel derjenigen im gelöschten betriebenen Netz verringert hat. Dem Bild ist weiterhin die mittlere Dauer der selbsterlöschenden Erdschlüsse zu entnehmen. Sie wies steigende Tendenz auf.

4.2 Versorgungssicherheit im gelöschten betriebenen sowie im sternpunktgeerdeten 110-kV-Netz

Die Versorgungssicherheit der Abnehmer, die aus dem untersuchten Netz ihre Energie beziehen, ist letztlich der wichtigste Gesichtspunkt in der Beurteilung des Erfolges der jeweiligen Netzbetriebsweise.

Fig. 9 zeigt eine Statistik der Ausfallminuten je Jahr für die Abnehmer aus dem 110-kV-Netz der Bayernwerk AG. Sie kennzeichnet die Versorgungssicherheit und berücksichtigt sämtliche Störungen, bei denen die den Abnehmern vorzuhaltende Vertragsleistung ganz oder teilweise ausfiel. Es ist deutlich der Sprung nach Einführung der Sternpunktterdung zu erkennen. Im sternpunktgeerdeten Netz verringerte sich die Ausfallzeit auf ca. 30% der Vorjahre. Die Hauptursache dieser erfreulichen Entwicklung dürfte bei dem starken Rückgang der Dauerfehler zu suchen sein. Allerdings hat auch die weitere Vermaschung des Netzes in den äusseren Gebieten im Laufe der Jahre zur Verbesserung der Versorgungssicherheit beigetragen. Neben einer erheblichen Beruhigung des Netzbetriebes im Vergleich zur früheren Betriebsweise stellt die Sternpunktterdung den ersten grundlegenden Schritt zu einer automati-

schen Betriebsführung des 110-kV-Netzes dar. Einpolige Fehler werden eben automatisch und im Normalfall in Schnellzeit abgeschaltet.

4.3 Schäden an den Geräten beim Vergleich der beiden Betriebsweisen

An dieser Stelle möchte ich darauf verweisen, dass wir es im gelöschten Netz im allgemeinen mit einer Spannungsbeanspruchung, hingegen im sternpunktgeerdeten Netz mit einer Strombeanspruchung im einpoligen Fehlerfall zu tun haben. Die stationären und nicht stationären Spannungserhöhungen sind im gelöschten Netz in Amplitude, Einwirkdauer und Beanspruchungsbereich höher als im sternpunktgeerdeten Netz [11]. Im Gegensatz hierzu werden im sternpunktgeerdeten Netz die Geräte häufiger mit hohen Strömen beansprucht.

Fig. 10 gibt uns einen Überblick über den Verlauf der Schadenhäufigkeit an Geräten in den Jahren 1959 bis 1969. Es sind einander gegenübergestellt das gelöschte betriebene Netz der Jahre 1959 bis 1964 und das sternpunktgeerdete Netz der Jahre 1965 bis 1969. Wie Sie dem Bild entnehmen können, gingen die Gerätefehler mit Einführung der Sternpunktterdung sehr stark zurück. Diese Entwicklung wurde zweifelsfrei durch die Überprüfung bzw. den Austausch älterer, für die neue Betriebsweise ungeeigneter Geräte gefördert. Der Einfluss dieser Massnahmen überdeckt bei weitem alle übrigen Parameter. Zu den in Fig. 10 aufgeführten Geräten ist hinsichtlich ihres Schadenverhaltens zu bemerken:

Bei den Transformatoren hat die 1963 begonnene und ab 1965 an allen Klemmen durchgeführte Stoßspannungsprüfung bei der Abnahme neuer oder reparierter Transformatoren sicher dazu beigetragen, die Ausfallrate ab diesem Zeitpunkt

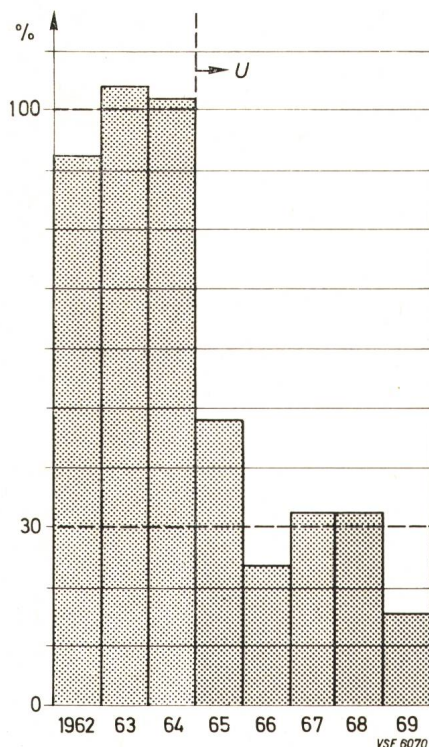


Fig. 9
Ausfallminuten-Statistik
für 110-kV-BAG-Abnehmer
Ausfallminuten pro Jahr in %
U = Umstellungszeitpunkt

	gelöscht betriebenes Netz	sternpunktgeerdetes Netz	Verhältnis Spalte 2/ Spalte 1
Spalte	1	2	3
Transformatoren	4,45	1,30	0,29
Leistungsschalter	2,45	1,10	0,45
Spannungswandler	0,65	0,14	0,22
Stromwandler	0,15	0,02	0,13
Ableiter	0,47	0,08	0,17
Trenner	0,73	0,21	0,29

Fig. 10
Gerätefehler in % der eingebauten Geräte
(Mittelwerte für den Betrachtungszeitraum)

erheblich zu vermindern [12]. Bei den Leistungsschaltern ist zu berücksichtigen, dass alte Schalter infolge der steigenden Kurzschlussleistung im Netz und unter Berücksichtigung des Schutzkonzeptes ausgetauscht wurden. Die günstige Entwicklung der Schadenzahlen bei den Strom- und Spannungswandlern ist sicherlich zu einem wesentlichen Teil auf die bereits erwähnten Kontrollmessungen zurückzuführen. Um die Gefahr von Wandlerexplosionen zu beseitigen, wurden, wie bereits erwähnt, alle 110-kV-Wandler älterer Bauart mittels tg δ -Messung auf ihren Isolationszustand untersucht. Von den überprüften 750 Spannungs- und 800 Stromwandlern waren 75 wegen zu schlechter Isolation auszuwechseln.

Im sternpunktgeerdeten Netz trat nur zweimal im Verlauf von Netzstörungen eine Überlastung von Ableitern infolge Anstiegs der Netzspannung über die Löschespannung auf. Trotz des nachfließenden Erdkurzschlussstromes kam es aber nicht zur explosionsartigen Zerstörung der Porzellane. Bei den Ableitern lässt sich vermuten, dass sich die geringere Spannungsbeanspruchung im Erdkurzschlussfall bei den zu verzeichnenden Schäden bemerkbar gemacht hat.

Bei den Trennschaltern wird der Rückgang der Schadenzahlen u. a. einmal durch die Auswechslung alter Hohlstützer gegen ultraschallgeprüfte Vollkernstützer, zum anderen durch die Verwendung feuerverzinkter Temperglasschrauben anstelle von Graugussarmaturen erklärt.

4.4 Gefährdungsspannungen

Das Problem der Gefährdungsspannungen im sternpunktgeerdeten 110-kV-Netz, also die Beachtung der zulässigen Schritt- und Berührungs- sowie Beeinflussungsspannungen, wurde in diesem Zusammenhang bewusst ausgeklammert, da dieser Fragenkomplex für alle sternpunktgeerdeten Netze gleich zu behandeln ist und Ihnen hier in der Schweiz ja selbst diese Probleme zur Genüge bekannt sind [13-16]. Es sei an dieser Stelle nur kurz vermerkt, dass seit Einführung der Sternpunktterdung im 110-kV-Netz des Bayernwerks kein Fall von Personengefährdung oder Schädigung, herrührend von Gefährdungsspannungen, bekanntgeworden ist. Wenn man berücksichtigt, dass seit der Umstellung des ersten Teilnetzes im Jahre 1962 bis heute weit über 2000 einpolige Fehler registriert wurden, so beweist dies u. a. die Sicherheit der neuen Betriebsweise hinsichtlich der Gefährdung.

5. Organisatorische Massnahmen

Vielleicht ist es abschliessend für Sie ganz interessant, dass ich ein paar Worte über die organisatorische Bewältigung der Netzumstellung verliere.

Die Umstellung eines Netzes von der gelöschten auf die sternpunktgeerdete Betriebsweise greift in alle Bereiche des Netzbaues und -betriebes ein. Diese Tatsache vor Augen, entschloss man sich beim Bayernwerk, eine Stelle im Hause mit der Koordinierung und Federführung der Aufgabe zu betrauen. In dieser Abteilung wurden und werden auch heute noch die entsprechenden Netzberechnungen, Erdungs- und Beeinflussungsmessungen usw. durchgeführt sowie alle mit der Sternpunktterdung zusammenhängenden Fragen studiert. Andererseits führten die einzelnen Netzbauabteilungen die erforderlichen Umbauarbeiten und Ergänzungen im Benehmen mit dieser Stelle durch.

Diese Organisationsform hatte sich rasch eingespielt und hat sich bis heute bestens bewährt.

6. Zusammenfassende Beurteilung

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass unsere Betriebserfahrungen mit der Sternpunktterdung im 110-kV-Netz die Vorteile dieser Betriebsweise, die man sich zum Umstellungszeitpunkt versprach, voll und ganz bestätigen.

Darüber hinaus sind wir der Überzeugung, dass von allen damals zur Verfügung stehenden Lösungsmöglichkeiten die Umstellung des Netzes auf Sternpunktterdung auch aus heutiger Sicht die wirtschaftlichste Lösung war.

Literatur

- [1] *H. Zaduk*: Umstellung des im 110-kV-Netz des Bayernwerks zusammengeschlossenen 110-kV-Grossverbundnetzes auf starre Sternpunktterdung. SfH-Tagung Hamburg, Juni 1957.
- [2] *E. Kuhnert*: Erfahrungen mit der Sternpunktterdung in einem 110-kV-Netz. *Elektrizitätswirtschaft* 63(1964), S. 746...758.
- [3] *R. Gampenrieder, W. Gehring, T. Weinmann*: Betriebserfahrungen mit der Sternpunktterdung im 110-kV-Netz der Bayernwerk AG. *Elektrizitätswirtschaft* 66(1970)11, S. 570...576.
- [4] *G. Funk*: Strom- und Spannungsbeanspruchungen von Hochspannungsnetzen je nach Art der Sternpunktterdung. *ETZ-A*, 79(1958)2, S. 46...52.
- [5] *R. Gampenrieder*: Die Häufigkeitsverteilung der Einwirkdauer einpoliger Fehlerströme und ihre Bedeutung für Beeinflussungsfragen. *Elektrizitätswirtschaft* 71(1972), S. 245...247.
- [6] *A. Wieder*: Überprüfung der Betriebssicherheit von Strom- und Spannungswandlern in Feiluftschaltanlagen. *ETZ-A*, 84(1963), S. 804...806.
- [7] *G. Kaiser*: Betriebserfahrungen mit Überspannungen in Hochspannungsnetzen. Ergebnisse der Auswertung von Zählfunkenstrecken. *Elektrizitätswirtschaft* 68(1969)11, S. 352...356.
- [8] *E. Kuhnert, G. Latzel*: Die Berechnung der Stromverteilung auf Erdseil, Maste und Erdrückleitung bei einpoligen Fehlern im Hochspannungsnetzen mit Sternpunktterdung. *Elektrizitätswirtschaft* 66(1967)22, S. 684...690.
- [9] *E. Kuhnert, G. Latzel*: Die Verteilung des Fehlerstromes auf Erdseil und Masterdungen bei stationsnahe Fehler in Hochspannungsnetzen mit Sternpunktterdung. *Elektrizitätswirtschaft* 67(1968)23, S. 681...685.
- [10] *K.-H. Feist*: Erdungsmessungen in öffentlichen und industriellen Stromversorgungsanlagen. *Siemens-Zeitschrift*, 42(1968)6, S. 486...491.
- [11] *H. Dorsch*: Spannungsbeanspruchungen und Isolationsbemessung von Hochspannungsschaltanlagen mit Betriebsspannungen bis 110 kV. *ETZ-A*, 83(1962), S. 180...186.
- [12] *G. Kaiser*: Erfahrungen mit der Stoßspannungsprüfung von grossen Transformatoren. *Elektrizitätswirtschaft* 66(1967)25, S. 761...771.
- [13] *E. Homberger*: Die Erdung im modernen Hoch- und Niederspannungsnetz. *Bull. SEV* 61(1970)4, S. 187...191.
- [14] *W. Erbacher*: Zulässigkeit von Beeinflussungen durch Höchstspannungsanlagen unter Berücksichtigung der Wahrscheinlichkeit. *ETZ-A*, 90(1969), S. 564...568.
- [15] *A. Denhardt*: Zur Frage der Optimierung der Modelle für elektrische Sicherheit im Bereich der Informations- und Beeinflussungstechnik. *ETZ-A*, 91(1970), S. 274...278.
- [16] *W. Neumann*: Einfluss der Wahrscheinlichkeitsfaktoren bei der Behandlung von Beeinflussungsproblemen. *Elektrizitätswirtschaft* 63(1964), S. 712...716.

Adresse des Autors:

R. Gampenrieder, Leiter der Studiengruppe Netz bei der Bayernwerke AG, Blütenburgstrasse 6, 8000 München.