



Lukas Buxbaum, BSc

Mittelspannungsnetze im Erdschlussfall – Innovative Konzepte, Messungen und Simulationen

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium

Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuerin

Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Katrin Friedl

Institut für elektrische Anlagen und Netze

Inffeldgasse 18/1

8010 Graz

Zweitbetreuer

Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert

Graz, November 2022



© fotopro - Fotolia.com

Mittelspannungsnetze im Erdschlussfall – Innovative Konzepte, Messungen und Simulationen

Eine Masterarbeit von
Buxbaum Lukas, BSc

Betreuer*innen
Friedl, Katrin, Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.
Fickert, Lothar, Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Beurteilende
Friedl, Katrin, Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

November 2022

Technische Universität Graz
Institut für elektrische Anlagen und Netze
Inffeldgasse 18/I
8010 Graz
Österreich

Institutsvorsitzender

Schürhuber, Robert, Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn.

Betreuer*innen

Fiedl, Katrin, Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Fickert, Lothar, Em.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Beurteilende

Fiedl, Katrin, Ass.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn.

Eine Masterarbeit von

Buxbaum Lukas, BSc

November 2022

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am _____

Lukas Buxbaum

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources/resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, _____

Lukas Buxbaum

Kurzfassung

Statistisch ist in verkabelten Mittelspannungsnetzen der einpolige Erdschluss das häufigste Fehlerbild. Diese Art des Fehlers erzeugt einen Fehlerstrom über Erdreich, was in weiterer Folge zu einem Potentialgradienten in der nahen Fehlerumgebung (und am Sternpunkt) führt. Zu hohe resultierende Berührungsspannungen können eine Gefahr für Personen und Nutztiere darstellen, welche es aber laut Normenlage zu jedem Zeitpunkt zu vermeiden gilt.

Derzeit sind die meisten Mittelspannungsnetze in Österreich mit erdschlusskompensierender Resonanzerdung im Sternpunkt versehen. Das erlaubt den zeitbeschränkten Weiterbetrieb im fehlerbehafteten Netzzustand. Gleichzeitig erschwert sie jedoch aufgrund der reaktiven Stromkompensation und des sehr kleinen Reststromes die genaue Abschnittsortung.

Es gibt Arten der Sternpunktbehandlung, z.B. die niederohmige Sternpunkterdung, welche je nach Designwert im Fehlerfall einen kräftigen wattmetrischen Fehlerstrom treibt. Dieser kann anschließend zur genauen Abschnittsortung und selektiven Abschaltung herangezogen werden. Die Gefahr von hohen Berührungsspannungen steigt mit dem Fehlerstrom an. In aktuell bestehenden Netzen gibt es aufgrund moderner Entwicklungen jedoch einige Faktoren, welche den Stromanteil über das Erdreich und somit die Berührungsspannungen begrenzen. Beispiele dafür sind Kabelschirme, Begleiterder oder PEN-Leiter.

In dieser Arbeit wurde untersucht, inwieweit der Betrieb mit kräftigen „Ortungshilfsströmen“ im Erdfehlerfall in Hinblick auf gefährdende Spannungen erlaubt ist. Dazu wurden in verschiedenen realen Mittelspannungsnetzen für kritische Fehlerstellen und Kabelstrecken die Erdfehlersituation mit reduziertem, nicht netzfrequentem Strom beaufschlagt und anhand frequenzselektiver Messmethoden bei 30 Hz und 70 Hz ausgemessen und analysiert.

Außerdem wurde eine Reihe von (transienten) Simulationen der verschiedenen Sternpunktbehandlungen anhand der Prüfsoftware RelaySimTest angestellt.

Teil dieser Arbeit ist auch das Erstellen eines prinzipiellen Erdschlussschutzkonzeptes für ein Mittelspannungsnetz mit 55 km Systemlänge, welches in weiterer Folge vom derzeit resonanzgeerdeten auf niederohmig geerdeten Sternpunkt umgestellt werden soll.

Die Arbeit führt zu dem Schluss, dass Mittelspannungsnetze in Österreich bei Vollverkabelung bereits oft globale Erdungssysteme beinhalten. Diese Situation reduziert den Fehlerstrom durch das physikalische Erdreich so weit, dass es selbst bei kräftigen Ortungshilfsströmen zu keinen relevanten Berührungsspannungen kommt.

Schlagworte:

Mittelspannung, Ortsnetz, Erdschluss, Sternpunktbehandlung, Reduktionsfaktor, Personensicherheit, Berührungsspannung, Schutz

Abstract

Statistically, in medium-voltage networks, the single-pole earth fault is the most frequent fault pattern. This type of fault generates a fault current via earth, which subsequently leads to a potential gradient in the vicinity of the fault (and at the neutral point). Excessive resulting touch voltages can be a hazard for persons and livestock, but according to standards, this must be always avoided.

At present, most medium-voltage networks in Austria are equipped with earth fault compensating resonance grounding at the neutral point. This allows for time-limited continued operation in the faulted network state. At the same time, however, it makes accurate section location difficult due to reactive current compensation and, hence, small residual currents.

There are types of neutral point treatment, e.g. low-impedance neutral point grounding, which drives a strong wattmetric fault current in the event of an earth fault, depending on the design value. This can then be used for accurate section location and selective tripping. The risk of high touch voltages increases with the fault current. However, in currently existing networks, due to modern developments, there are some factors that limit the amount of current through earth and thus the touch voltages. Examples of these are cable shields, earthing conductors or PEN-conductors.

In this work, it was investigated to what extent operation with powerful "auxiliary locating currents" is permitted in the case of an earth fault about hazardous voltages. For this purpose, reduced, non-grid-frequency current was applied to the earth fault situation in various real medium-voltage networks for critical fault locations and cable sections, while measured and analysed using frequency-selective measurement methods at 30 Hz and 70 Hz.

In addition, a series of (transient) simulations of the various neutral point treatments were made using the RelaySimTest testing software.

Part of this work is also the creation of a principal earth fault protection concept for a complete medium voltage network with 55 km system length, which will subsequently be converted from the currently resonance-grounded to low-impedance grounded neutral point.

This work leads to the conclusion that medium-voltage networks in Austria often already include global earthing systems when fully wired. This situation reduces the fault current through the physical earth to such an extent that no significant touch voltages occur even with strong auxiliary locating currents.

Title:

Earth faults in medium-voltage-level networks – innovative concepts, measurements and simulations

Keywords:

Medium-voltage-level, earth fault, neutral point treatment, reduction factor, touch voltage, protection, personal safety

Zeichenliste

$I >$	Bezeichnung einer Schutzfunktion, welche sensibel ist auf: Überstrom
$I >, t$	Bezeichnung einer Schutzfunktion, welche sensibel ist auf: Überstrom und Zeit
$I >, t, \rightarrow$	Bezeichnung einer Schutzfunktion, welche sensibel ist auf: Überstrom, Zeit, Richtung
I_{Σ}	Bezeichnung der Größe Summenstrom , d.h. geometrische Stromsumme aller Phasen
U_E	Erdungsspannung – gemessen gegen unendlich ferne Erde
I_E	Erdungsstrom – über Stationserde, Kabelschirme, Erdreich, PEN-Leiter usw.
I_S	Schirmstrom
U_{Schleife}	Treibende Schleifenspannung
U_T	Berührungsspannung
U_{VT}	Leerlauf-Berührungsspannung
U_{Tp}	Erlaubte Berührungsspannung („Permissible touch voltage“)
U_0	Spannung im Nullsystem
U_{NE}	Sternpunktverlagerungsspannung

Liste von Abkürzungen

ONS/TST	Ortsnetzstation, Transformatorstation
ES	Erdschluss
DES	Doppelerdschluss
RESPE	Resonanzsternpunktterdung
KNOSPE	Kurzzeitige niederohmige Sternpunktterdung
NOSPE	Niederohmige Sternpunktterdung
OSPE	Ohne Sternpunktterdung
KNOPE	Kurzzeitige niederohmige Phasenerdung
NOPE	Niederohmige Phasenerdung
EPR	Earth Potential Rise, d.h. Erdpotentialverlauf gegenüber Referenzelektrode (TST)
MS/Msp.	Mittelspannung

INHALTSVERZEICHNIS

1	Der Sternpunkt in der Mittelspannungsebene	1
1.1	Berührungs- und Erdungsspannungen am Ort des Erdfehlers.....	1
1.2	Ortbarkeit von einpoligen Fehlern	2
1.3	Starr geerdeter Sternpunkt.....	4
1.4	Isoliert betriebener Sternpunkt	5
1.5	Erdschlusskompensation/Resonanzerdung im Sternpunkt	7
1.6	Niederohmig geerdeter Sternpunkt.....	8
2	Entwicklung der Sternpunktbehandlung in der Mittelspannung	11
2.1	Historische Vorgeschichte.....	11
2.2	Derzeitige Betriebsweise mit Vor- und Nachteilen.....	12
2.3	Zukünftige Entwicklungen	13
3	Technisch-physikalische und normative Aspekte.....	15
3.1	Sicherheitsrelevante Forderungen durch ÖVE/ÖNORM EN 50522	15
3.2	Bedeutung der Kabelschirme.....	18
3.3	Bedeutung der Nullungsverordnung (Erdung in der Niederspannungsebene).....	20
3.4	Bedeutung von (teilweise verlegten) Begleiterdern	21
4	Simulationen von klassischen und innovativen Arten der Sternpunktbehandlung	23
4.1	Grundlage der Simulation – RelaySimTest.....	23
4.1.1	Modellbildung des Musternetzes in RelaySimTest	24
4.1.1	Parameter des Musternetzes in RelaySimTest	25
4.2	Isoliertes Netz (OSPE)	26
4.3	Vollkompensiertes Netz (RESPE).....	27
4.4	Erdschlusskompensation mit KNOSPE (Spule + Widerstand)	29
4.5	NOSPE (Widerstand)	31
4.6	NOSPE mit fixer Teilkompensation.....	32
4.7	KNOPE (auf gesunder Phase).....	32
4.8	NOPE	35

5 Schutzbetrachtungen bei Änderung der Sternpunktbehandlung mit Beispiel.....37

5.1	Messmethoden der Erdschlusserfassung (Auswahl).....	37
5.1.1	Gewinnung der Nullsystemgröße der Ströme.....	38
5.1.2	Gewinnung der Nullsystemgröße der Spannungen – offene Dreieckswicklung.....	38
5.2	Erdschlussschutzkonzepte (Auswahl)	39
5.2.1	Erdschlusswischerverfahren	39
5.2.2	Wattmetrische Verfahren	39
5.2.3	Überstromschutz $I >$	40
5.2.4	Überstromzeitschutz $I >, t$	40
5.2.5	Überstromzeitschutz mit Richtungserkennung $I >, t, \rightarrow$	40
5.2.6	Distanzschutz.....	41
5.3	Anwendungsfall: Adaption eines bestehenden Erdschlussschutzkonzepts	41
5.3.1	Festlegung der Auslöseschwellen	42
5.3.2	Methodik der Prüfung.....	43
5.3.3	Fehlerklärung am Beispiel „Netzhälfte links“	43
5.3.4	Variation des Fehlerortes	50
5.3.5	Auslegung für „Netzhälfte rechts“	52

6 Messtechnische Nachweise der Personensicherheit bei Änderung der Sternpunktbehandlung.....55

6.1	Methodik der Messung.....	56
6.1.1	Messaufbau und Messdurchführung	56
6.1.2	Geräteliste	59
6.2	Freischaltung und aufrechter Netzbetrieb während der Messungen	60
6.3	Stromstärke/Messpegel	61
6.4	Mittelung von frequenzabhängigen Messgrößen.....	62
6.5	Hochrechnung auf andere Strompegel	62
6.6	Verallgemeinerung der Messergebnisse auf ganzes Netzgebiet	63

6.7	Ergebnisse durchgeführter Messungen (Auswahl)	64
6.7.1	Großstadt (< 300.000 Einwohner) Strecke A, Netzausläufer, Vorstadt	64
6.7.2	Großstadt (< 300.000 Einwohner) Strecke B, im Ring, dicht bebaut	71
6.7.3	Kleinstadt (< 30.000 Einwohner), Strecke C, Netzausläufer zu Maststation	77
6.7.4	Kleinstadt (< 30.000 Einwohner), Strecke D, im Ring, dicht bebaut	85
6.7.5	Betriebsgelände von Großunternehmen, ausgedehntes Flüssigkeitenlager	89
6.7.6	Netzausläufer im hochalpinen Gelände, Strecke E	94
6.8	Erkenntnisgewinn und Interpretation	98
6.9	Zusammenfassung ausgewählter Messergebnisse	99
7	Zusammenfassung und Ausblick	101
8	Literaturverzeichnis	103
9	Anhang	107
9.1	Der k_0 -Faktor, Mit-, Gegen-, Nullimpedanz und Zusammenhänge	107
9.2	Formelsammlung für (generatorferne) Kurzschlussberechnung	109

1 Der Sternpunkt in der Mittelspannungsebene

Die Behandlung des Sternpunktes, oder allgemeiner, die Relation von Leitungspotentialen im Drehstromnetz zu Bezugserde (als 0 V vereinbarte ferne Erde) ist für den fehlerfreien, symmetrischen Netzbetrieb als Freiheitsgrad festzulegen. Der Sternpunkt ist dabei jener Verbindungsknoten im Transformator, in dem die drei Phasen galvanisch miteinander verbunden sind und im symmetrischen und fehlerfreien Betrieb keine Verlagerungsspannung gegenüber Bezugserde festzustellen ist. Bei Dreieckschaltung der Phasen gibt es Möglichkeiten einen künstlichen Sternpunkt zu schaffen, z.B. mit einem Sternpunktbildner.

Fehlerarten, welche nicht symmetrische Fehlerströme hervorrufen, wie z.B. der einpolige Erdschluss, belasten den Sternpunkt, sofern er auf irgendeine Weise mit Erde verbunden ist. Es kommt zu Verlagerungsspannung (Sternpunktverschiebung) [5], Sternpunktstrom und Ausgleichsvorgängen.

In welchem Ausmaß diese Ausgleichsvorgänge stattfinden [7], bestimmen vor allem die Art des Fehlers und die Sternpunktbehandlung.

1.1 Berührungs- und Erdungsspannungen am Ort des Erdfehlers

Berührungs- und Erdungsspannungen sind Größen, welche in direktem Zusammenhang mit dem Betrag des Erdfehlerstromes stehen. Dem Ohm'schen Gesetz zufolge legt sich der Wert der hervorgerufenen Spannungsdifferenzen über die – in weitester Näherung – betrachtete spannungs- und frequenzunabhängige Erdungsimpedanz am Fehlerort (bei bereits ermitteltem Erdfehlerstrom) fest. Die Erdungsimpedanz am Fehlerort wiederum hängt über den Erdungsstrom I_E von vielen Faktoren wie über den Reduktionsfaktor, Topologie, Bebauungsgrad, Größe des Erdungssystems uvm. ab und kann sich außerdem über die Zeit verändern (bauliche Veränderung in der Umgebung, natürliche Veränderung des Erdreiches, Korrosion von Begleiterdern oder Ableitern, Austausch von angeschlossenen Kabeln, Erweiterung von Niederspannungsabgängen (zusätzliche PEN-Leiter) uvm.).

Aus genau diesem Grund sind reale Kontrollmessungen zu jeder komplexen theoretischen Betrachtung eines Erdungssystems vonnöten.

Die Erdungsspannung U_E ist jene Potentialdifferenz, welche sich zwischen einer Erdungsanlage und ferner Erde, also dem Bezugspotential, aufgrund eines Stromflusses über Erdreich einstellt [1]. Sie ist ein Maß für die maximal an dieser Stelle auftretenden Potentialdifferenzen. Der Verlauf des Erdoberflächenpotentials im Bereich der Erdungsspannung ist außerdem von der Geometrie der Erdungsanlage abhängig.

Im Zuge dieser Arbeit ist eine Berührungsspannung immer nur ein Teil der gesamten Erdungsspannung. Sie ist jene Potentialdifferenz, die zwischen zwei berührbaren Objekten im Berührungsfall anfällt. Durch die Tatsache der Berührung wird ein zusätzlicher 1 k Ω großer Widerstand (als elektrisches Modell des Menschen) dazwischengeschaltet. Dieser Widerstand kann dazu führen, dass die zuvor anliegende Leerlauf-Berührungsspannung U_{vT} auf die Berührungsspannung U_T deutlich einbricht.

1.2 Ortbarkeit von einpoligen Fehlern

Einpolige Fehler, auch als Erdschluss oder Erdfehler bezeichnet, können jederzeit und an jeder Stelle im Energieversorgungsnetz entstehen. Im Falle einer Freileitung ist die häufigste Ursache eine Verbindung zum Erdreich über Pflanzen (umgefallene Bäume, gewachsene Sträucher). Bei einer Kabelstrecke hingegen ist ein Erdschluss aufgrund von unerwartetem Materialversagen (Isolation) oder Grabungsarbeiten (Bagger) statistisch am häufigsten. Ebenso stellen Kabelmuffen und Endverschlüsse, speziell bei zunehmendem Alter, eine mögliche Fehlerstelle im Netz dar. Diese Ursachen sind unvorhersehbar und unplanbar, was eine ständige Erwartungshaltung dahingehend erfordert.

Bestimmt wird das jeweilige spezielle Erdfehlerverhalten durch die Spannungsebene und die Impedanzen bei Netzfrequenz im Fehlerstromkreis, welcher ausgehend von der Fehlerstelle selbst, im Wesentlichen auch das Erdreich inklusive aller Erdungsanlagen, Kabelschirme, PEN-Leiter, Begleiterder, sowie das Erdreich an sich, die Sternpunktverbindung, den Transformator und den Leitungszug inklusive aller Erdkapazitäten (auch der gesunden Phasen) umfasst.

Um nun aktiv Einfluss auf das Fehlerverhalten im Erdschluss zu nehmen, ist es naheliegend, im Fehlerstromkreis zuerst die Sternpunktbehandlung festzulegen. Tatsächlich ist der Sternpunkt hauptverantwortlich für das erwartete Fehlerbild und legt den Grundstein für alle folgenden Betrachtungen.

Der Hauptunterschied der verschiedenen Sternpunktbehandlungen besteht im Fehlerstrom bei Erdfehlern. Der (komplexe) Fehlerstrom ist in Verbindung mit der (komplexen) Phasenspannung die einzige Information über den Fehlerzustand im Netz.

Um die unbekannte Fehlerstelle aufgrund des Fehlerbildes auf einen Ort festzulegen, ist es zielführend, den Fehlerstrom und die Leiterspannungen zu untersuchen. Die Spannung der betroffenen Phase bricht ein, wodurch der Erdschluss auf der Phase festgestellt wird. Der exakte Ort am Abgang („Punktortung“) kann nicht durch die Spannungsinformation allein festgestellt werden. Der betroffene Abschnitt kann wegen des geringen Reststromes nicht genau und verlässlich festgestellt werden.

Für den Fall, dass der Fehlerstrom deutlich kleiner als der Betriebsstrom bzw. der Summenstrom verschwindend gering ist, ist eine genaue Abschnittsortung aus der Ferne oft nur mit technisch hohem Aufwand möglich und der fehlerbehaftete Netzabschnitt bleibt vorerst unbekannt. Im RESPE-Netz ist bei bestehendem Erdfehler ein aktives Suchen in Verbindung mit Zeitaufwand die direkte Folge.

Je näher man sich im erdschlusskompensierten Netz dem Fehlerort entlang des betroffenen Abzweiges annähert, desto kleiner wird der Reststrom bei Vollkompensation und desto unsicherer wird eine Richtungserkennung.

Für den Betrieb im erdschlusskompensierten Netz ist der kleine Summenstrom am betroffenen Sammelschienenabgang im Bereich der Wandlerfehler, was eine Auswertung erschwert. Im erdschlusskompensierten Netz ist daher, ohne technisch großem Aufwand, nur eine großzügige Abschaltung eines Abgangs oder eine Ortungssuchschaltung mit Trennstellenverlegung (d.h. aufwendigem Abfahren der Trafostationen) die Lösung.

Für die grobe Abschnittsortung mit Trennstellenverlegung wird die Netzfahrweise des betroffenen Abganges verändert (Ring/Stich). Eine Ringleitung wird nacheinander an unterschiedlichen Trennstellen (Ortsnetzstationen) geöffnet. Durch das erzeugte Umspringen des Fehlerzustandes auf den beiden Hälften des Ringes wird der Ort des Fehlers zwischen zwei Trennstellen eingeschränkt.

Da die ortsverschiedenen Schalthandlungen im Mittelspannungsnetz oftmals nicht ferngesteuert durchzuführen sind, ist ein zeitaufwändiges Abfahren und Schalten durch das Betriebspersonal bei durchgehend bestehendem Erdschluss notwendig. Während dieser Zeit altern Netzelemente (Kabelisolation, Muffen) schneller bzw. werden durch die gesunden Phasen derart belastet, dass es möglicherweise zu einem weiteren Erdschluss kommt und aufgrund des Doppelerdschlusses sofort abgeschaltet werden muss.

Anstelle der Trennstellenverlegung, für welche die einzelnen Stationen angefahren werden müssen, können auch „Fault passage indicator“ bzw. Überstromanzeiger betrachtet werden. Sie zeigen visuell an, ob ein Fehlerstrom über die Station geflossen ist. In Verbindung mit den Anzeigern der anderen Stationen lässt sich auf den Strompfad und den fehlerhaften Abschnitt schließen. Dazu bedarf es eines ausreichend hohen Fehlerstromes (z.B. durch KNOSPE). Für die Freischaltung des fehlerbehafteten Abschnitts müssen anschließend nur zwei gezielte Schalthandlungen durchgeführt werden.

Bei stromstarken Sternpunktbehandlungen (niederohmig, starr) ist aus dem großen Summenstrom eine zuverlässige Aussage über den Fehlerort möglich. Der Fehlerstrom ist für den einpoligen Fehler an jeder Stelle im lokalen Mittelspannungsnetz etwa gleich groß (siehe Kapitel 4.4).

1.3 Starr geerdeter Sternpunkt

Dabei ist mindestens ein Sternpunkt eines Transformators oder Sternpunktbildners im starren Netz geerdet. Starre Erdung bedeutet eine direkte Verbindung von Sternpunkt mit Erde durch z.B. Kupferschienen. Im einpoligen Erdschluss stellt sich für die starre Sternpunktterdung der größtmögliche Fehlerstrom ein. Dieser ist dem dreipoligen Fehlerstrom etwa gleich. Es stellen sich auch kapazitive Erdfehlerströme ein, welche aber in realen Netzen aufgrund der vergleichsweise geringen Werte (abhängig von Netzausdehnung) im Gegensatz zum ohm'schen Fehlerstrom vernachlässigt werden können. Der hohe Fehlerstrom führt durch die Schutzeinrichtungen jedenfalls zum sofortigen Abschalten des betroffenen Abschnittes.

Während des stromstarken Fehlers stellen sich i.a. hohe Erdungsspannungen am Fehlerort und manchmal auch am Ort der Sternpunktterdung ein. Der Erdungsstrom I_E wird in Kabelnetzen um den Schirmstrom I_S reduziert. Der Schirmstrom stellt sich unter anderem auch aufgrund der induktiven Kopplung zum fehlerstromführenden Leiter ein.

Abbildung 1 ist eine Prinzipdarstellung der im einpoligen Fehlerfall beteiligten Elemente im starr geerdeten Mittelspannungsnetz.

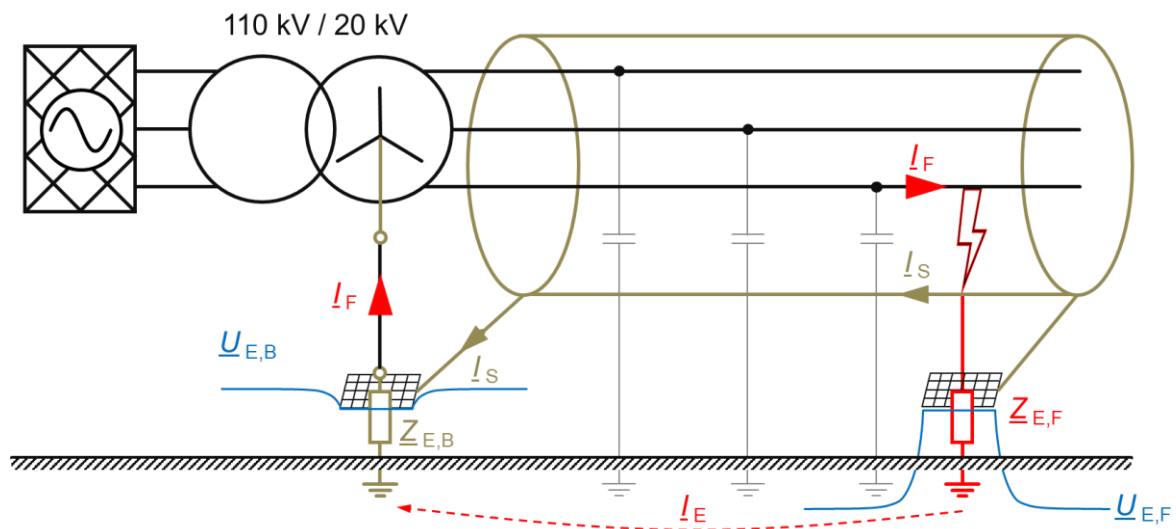


Abbildung 1: Erdfehler in Netz mit starr geerdetem Sternpunkt

Legende zu Abbildung 1:

	...	Erdungssystem des 110/20-kV-Transformatorstandortes bzw. des Sternpunktbildners oder des Fehlerortes (z.B. Trafostation 20 kV / 400 V).
	...	Erdungsimpedanz des Erdungssystems inkl. Begleiterdern, PEN-Leitern, weiteren Kabelschirmen usw.
	...	unendlich ferne Erde, welche durchgehend potentialfrei ist
	...	zusammengefasste, parasitäre Leitungskapazitäten gegen Erde (Erdkapazitäten)
I_S	...	Schirmstrom, welcher unter anderem aufgrund von Induktionswirkung über den Kabelschirm zurückfließt.
I_E	...	Erdungsstrom
I_F	...	Fehlerstrom in Phase, hervorgerufen durch Erdschluss
$\underline{U}_E$	...	Erdungsspannung (Potentialdifferenz von Erdungssystem zu unendlich ferner, neutraler Erde)

1.4 Isoliert betriebener Sternpunkt

Das Netz wird als isoliert betrieben angesehen, sofern weder die Sternpunkte direkt an einem Trafo noch indirekt über Sternpunktbildner mit Erde verbunden sind (siehe Abbildung 2). Für den einpoligen Fehler stellt sich an der Fehlerstelle ein Fehlerstrom in der Höhe des kapazitiven Erdfehlerstromes des Netzes ein. Er beträgt im 20-kV-Kabelnetz etwa 2,5 A bis 3,5 A je km Systemlänge. Für Freileitungsnetze ergibt sich ein kapazitiver Erdfehlerstrom von etwa 1/30 des Kabelnetzes bei gleicher Systemlänge. Der kapazitive Erdfehlerstrom entspringt den parasitären Leitungskapazitäten aller Phasen. Der Anteil des kapazitiven Erdfehlerstromes aus den zwei gesunden Phasen fließt über die Wicklungen des Transformators auf die kranke Phase und über die Fehlerstelle sowie das Erdreich wieder zurück zu den parasitär verteilten Kapazitäten. Der Sternpunkt verlagert sich dabei um die Phasenspannung. Relevante Erdungsspannungen können nur am Fehlerort entstehen. Die stationären Phasenspannungen der gesunden Phasen erhöhen sich um den Faktor $\sqrt{3}$ gegen Erde.

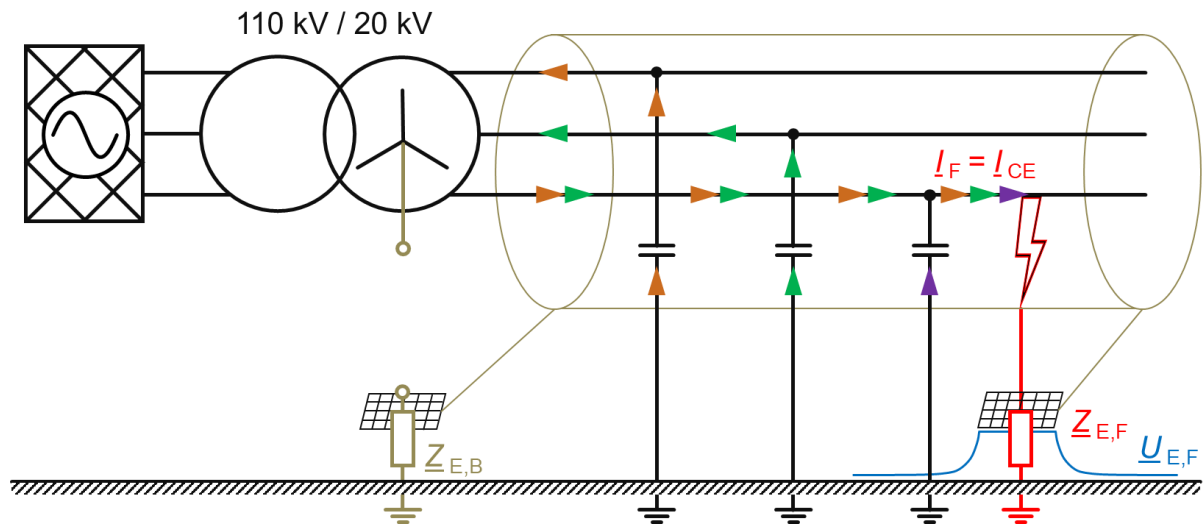


Abbildung 2: Erdfehler in isoliertem Netz mit kapazitivem Erdfehlerstrom

Legende zu Abbildung 2:



... Erdungssystem des 110/20-kV-Transformatorstandortes bzw. des Sternpunktbildners oder des Fehlerortes (z.B. Trafostation 20 kV / 400 V).



... Erdungsimpedanz des Erdungssystems inkl. Begleiterdern, PEN-Leitern, weiteren Kabelschirmen usw.



... unendlich ferne Erde, welche durchgehend potentialfrei ist



... zusammengefasste, parasitäre Leitungskapazitäten gegen Erde (Erdkapazitäten)

$$I_F = I_{CE}$$

... Kapazitiver Erdfehlerstrom in Phase, hervorgerufen durch Erdschluss

$$U_E$$

... Erdungsspannung (Potentialdifferenz von Erdungssystem zu unendlich ferner, neutraler Erde)

Legende zu Abbildung 3:

	...	Erdungssystem des 110/20-kV-Transformatorstandortes bzw. des Sternpunktbildners oder des Fehlerortes (z.B. Trafostation 20 kV / 400 V).
	...	Erdungsimpedanz des Erdungssystems inkl. Begleiterdern, PEN-Leitern, weiteren Kabelschirmen usw.
	...	unendlich ferne Erde, welche durchgehend potentialfrei ist
	...	zusammengefasste, parasitäre Leitungskapazitäten gegen Erde (Erdkapazitäten)
$\underline{I}_S$	...	Schirmstrom, welcher unter anderem aufgrund von Induktionswirkung über den Kabelschirm zurückfließt.
$\underline{U}_E$	...	Erdungsspannung (Potentialdifferenz von Erdungssystem zu unendlich ferner, neutraler Erde)
$\underline{Z}_L$	...	(Erdschluss-)Kompensationsspule, Petersenspule, Arc Suppression Coil (ASC)
$\underline{I}_L$	...	Induktiver (Erdschluss-)Kompensationsstrom
$\underline{I}_{CE}$	...	Kapazitiver Erdfehlerstrom aufgrund der parasitären Erdkapazitäten

1.6 Niederohmig geerdeter Sternpunkt

Die niederohmige Sternpunkterdung ist der Kompromiss zwischen isoliertem und starr geerdetem Netz. Der einpolige Erdfehlerstrom ist in diesem Fall i.d.R. über den Sternpunktwidestand begrenzt. Es bilden sich vor allem am Ort des Erdfehlers als auch am Ort der Sternpunkterdung Erdungs- und Berührungsspannungen aus. Diese lassen sich durch die Strombegrenzung beeinflussen.

Gleichzeitig kann der Erdungswiderstand im Sternpunkt so niederohmig gewählt werden, dass die Schutzrichtungen im Netz mit Sicherheit selektiv, eindeutig und schnell ansprechen. Diese Art der Sternpunkterdung bietet also den Vorteil der Ortbarkeit und der Strombegrenzung gleichzeitig. Vor allem in Kabelnetzen, welche eine weitere Reduktion des Erdungsstromes an der Fehlerstelle aufgrund der Kopplung von Schirm zu Phase bewirken, bietet sich diese Art der Sternpunkterdung wegen der weiter verringerten Erdungs- und Berührungsspannungen an.

Abbildung 4 ist eine Prinzipdarstellung der im einpoligen Fehlerfall beteiligten Elemente im niederohmig geerdeten Mittelspannungsnetz.

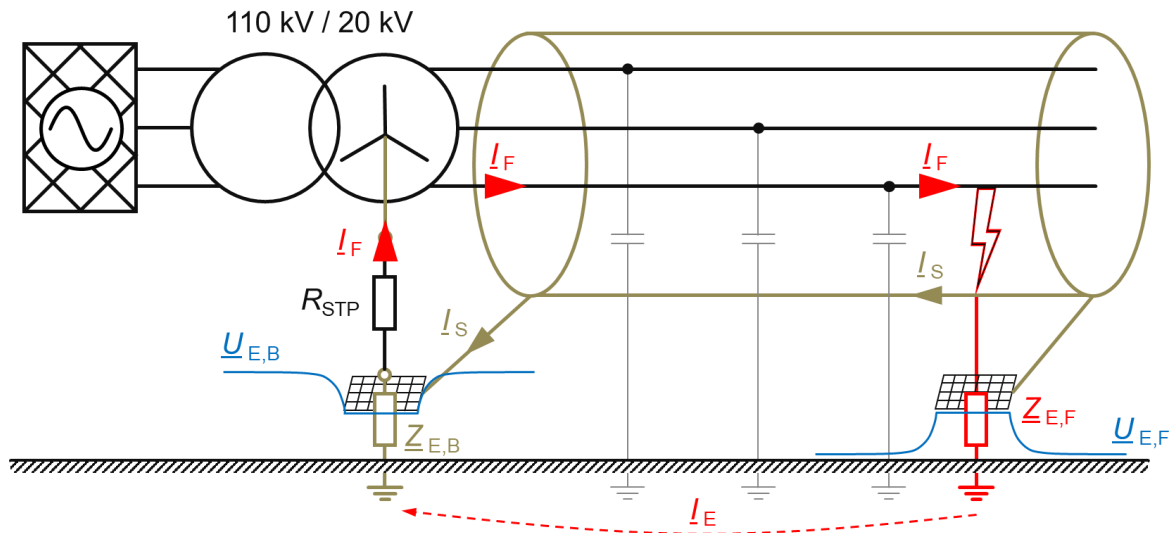


Abbildung 4: Erdfehler im dauerhaft niederohmig geerdeten Netz

Legende zu Abbildung 4:



... Erdungssystem des 110/20-kV-Transformatorstandortes bzw. des Sternpunktbildners oder des Fehlerortes (z.B. Trafostation 20 kV / 400 V).



... Erdungsimpedanz des Erdungssystems inkl. Begleiterdern, PEN-Leitern, weiteren Kabelschirmen usw.



... unendlich ferne Erde, welche durchgehend potentialfrei ist



... zusammengefasste, parasitäre Leitungskapazitäten gegen Erde (Erdkapazitäten)



... Schirmstrom, welcher unter anderem aufgrund von Induktionswirkung über den Kabelschirm zurückfließt.



... Erdungsstrom



... (Erd-) Fehlerstrom in Phase



... Erdungsspannung (Potentialdifferenz von Erdungssystem zu unendlich ferner, neutraler Erde)



... Niederohmiger Sternpunktwiderstand

2 Entwicklung der Sternpunktbehandlung in der Mittelspannung

Sobald die elektrische Energieübertragung über ein symmetrisches, dreiphasiges Drehstromsystem erfolgt, existiert definitionsgemäß im Mittelpunkt der drei Spannungszeiger der sogenannte Sternpunkt. Dieser wird je nach Netzgröße und -art auf eine definierte Weise mit dem Erdpotential verbunden, um die erwünschte Fehlercharakteristik für Fehler mit Erdbeteiligung zu erhalten.

Ein dreipoliges Mittelspannungserdkabel liefert je Kilometer Ausbaulänge einen kapazitiven Erdfehlerstrom im Bereich von $I_{CE} = 2,5$ bis $3,5$ A/km. Im Gegensatz dazu beteiligt sich ein Freileitungssystem mit nur einem Dreißigstel davon, also mit etwa $0,1$ A/km an einem einpoligen Erdschluss.

Das Verhältnis von Kabel- zu Freileitungslänge in Österreichischen Mittelspannungsnetzen hat über die Zeit stark zugenommen. Diese Entwicklung drängt auf eine Neubetrachtung bei der Behandlung von einpoligen Fehlern.

Quellen [8], [10], [12] sind zu den Kapiteln 2.1, 2.2 und 2.3 teilweise sinngemäß übernommen worden

2.1 Historische Vorgeschichte

Die Art der elektrischen Energieübertragung über Drehstromsysteme begleitet uns (erst) seit einigen Jahrzehnten (Ende 19. Jhdt.). Damals wurden erstmals zentrale Werksgeneratoren verwendet, welche mechanische Leistung in elektrische Leistung umwandelten. Das Konzept der zuerst kurzen Stickleitungen setzte sich durch und die elektrische Kraftkupplung wurde Gebäudeübergreifend bis zu kleinen Inselnetzen ausgebaut.

Zu dieser Zeit waren elektrische Energienetze aufgrund mangelnder Kabeltechnologie vorwiegend als reine Freileitungsnetze bei meist isoliertem Generatorsternpunkt ausgeführt.

Mit fortlaufend ansteigender Netzausdehnung steigen auch die parasitär vorhandenen Erdkapazitäten von Übertragungsleitungen und somit der kapazitive Erdfehlerstrom linear an. Untersuchungen zur Lichtbogenlöschung zeigen, dass ein 50-Hz-frequenter Lichtbogen in Luft bis zu einem Wert von etwa 60 A selbsttätig erlischt, was als Löschgrenze bezeichnet wird. Das bedeutet im Erdfehlerfall kann ein Lichtbogen nicht dauerhaft bestehen, solange ein reines Freileitungsnetz eine Leitungslänge von ca. $60 \text{ A} / (0,1 \text{ A/km}) = 600 \text{ km}$ nicht übersteigt. Ein Kabelnetz würde hingegen bereits bei etwa $600 \text{ km} / 30 = 20 \text{ km}$ Ausdehnung einen kapazitiven Erdfehlerstrom von 60 A hervorrufen.

Mit der Erfindung der Erdschlusskompensationsspule (auch „Petersenspule“) konnte die Ausbaugrenze weitgehend eliminiert werden, da der kapazitiv anfallende Erdschlussstrom durch einen induktiven Sternpunktstrom (teil-) kompensiert bzw. entgegengewirkt wird und somit die „60-A-Grenze“ unter Berücksichtigung des wattmetrischen Stromanteils (pythagoreische Addition) stets eingehalten werden kann.

Im folgenden 20. Jhdt. stieg auch der Verkabelungsgrad in der Mittelspannungsebene. Ein Erdfehlerstrom von 60 A ist in (gemischten) Kabelnetzen in Hinblick auf die Löschgrenze als Designwert nicht mehr sinnhaft einzuhalten, da ein Lichtbogen im Kabel nicht von selbst erlischt bzw. der Schaden in der Isolation nicht selbstheilend ist, im Gegensatz zur Luft bei Freileitungen.

Bis heute wurde im deutschsprachigen mitteleuropäischen Raum trotz gemischter Netze vorwiegend die Erdschlusskompensation weiter beibehalten, da der Vorteil der Weiterversorgung im erdschlusskompensierten Netz gegen eine Systemumstellung mit großem Aufwand und ungewohnten Veränderungen (z.B. Schutzkonzept, Sicherheitsfragen usw.) abgewogen werden muss.

2.2 Derzeitige Betriebsweise mit Vor- und Nachteilen

Derzeit nimmt sowohl der Rückbau von Freileitungen, sowie der Umstieg und der Ausbau auf Kabelnetze stetig zu. Aufgrund neuer Netzzugänge werden auch laufend neue Ortsnetz-Trafostationen errichtet, welche in ein bestehendes Netz oft über neue (Kabel-) Verbindungen eingebunden werden. Netzzusammenschlüsse- oder Netzauftrennungen sind in der 20-kV-Ebene ebenso denkbar. Kabel werden stets dort verlegt, wo Sicherheitsabstände zu Freileitungen nicht eingehalten werden können oder die Sichtbarkeit des Systems störend ist. Dies ist vor allem in städtischem oder dicht verbautem Gebiet gängige Praxis.

In vielen Teilen Österreichs hat die Erdschlusskompensation bereits mehrere hundert Ampere (d.h. > 50 km Systemlänge) bei oft 100 % Verkabelungsgrad in der Mittelspannungsebene erreicht. Sowohl die Kompensationsspule als auch der Regelapparat sind kostspielig und bedürfen weiterer Wartung und erhöhtem Platzbedarf. Es kann eine zentrale (große, konzentrierte Spule) oder dezentrale Erdschlusskompensation (mehrere kleine, verteilte Spulen über Sternpunktsbildner verschaltet) stattfinden.

Die vielen im 20. Jhdt. verlegten Kabel haben einen erhebliche Alterungsprozess durchwandert und sind zusätzlich zu den beiden Endmuffen an ehemaligen Schadstellen über immer zwei weitere Muffen und ein neues Kabelstück ausgebessert worden. Darüber hinaus werden Kabellängen aufgrund von Transportierbarkeit in begrenzter (300 bis 1000 m) Länge auf Kabeltrommeln gefertigt. Muffen stellen stets eine elektrische Schwachstelle dar. Für kompensierte Netze gilt, dass sich bei einem einpoligen Erdfehler die Spannungen der zwei gesunden Phasen um 73 % der Betriebsspannung (also auf $\sqrt{3} \cdot U_{\text{Str},n}$) anheben. Dank der Fehlerstromkompensation darf das Netz vorerst weiter betrieben werden; die Muffen und das Kabel werden dadurch aber stark beansprucht und altern somit schneller. Während dieser Zeit kommt es oft nach einigen Minuten zum zweiten Erdschluss, welcher in Kombination mit dem ersten Erdschluss zum Doppelerdschluss wird.

Diese Art von Fehler muss aufgrund seiner hohen Stromstärke (in der Mittelspannung bis typischerweise 5 kA) schnellstmöglich abgeschaltet werden. In der Folge gibt es zwei auszubessernde Schadstellen (d.h. 4 weitere Muffen im System) und mindestens einen nicht bespannten Netzabschnitt.

Da der genaue Fehlerort auf der Kabelstrecke beim einpoligen Erdfehlerfall aufgrund der geringen Fehlerströme in erdschlusskompensierten Netzen nicht erkennbar ist, und der Doppelerdschluss statistisch häufig vor der genauen Kenntnis des ersten Erdfehlers und dessen selektive Abschaltung entsteht, verliert die Sternpunktbehandlung „Erdschlusskompensation“ für Kabelnetze den wesentlichen Vorteil des Weiterbetriebs im Fehlerfall. Für Mittelspannungsnetze gilt, dass die Wahrscheinlichkeit für den Eintritt des Doppelerdschlusses mit zunehmender Netzgröße quadratisch [11] steigt.

Aufgrund der 60-A-Löschgrenze wurden Erdungsanlagen stets so ausgeführt, dass ein Strom von maximal 60 A, welcher ins Erdreich eindringt, schlechtestenfalls eine Erdungsspannung von der doppelten zulässigen Berührungsspannung ($2 \cdot U_{Tp} = 2 \cdot 80 \text{ V} = 160 \text{ V}$) hervorruft. Für bspw. 2Ω Erdungsimpedanz einer Anlage ist dies gewährleistet: $60 \text{ A} \cdot 2 \Omega = 120 \text{ V}$. Darüber hinaus werden normalerweise keine weiteren Kosten aufgewendet, um überproportional gute Erdungsverhältnisse zu schaffen.

2.3 Zukünftige Entwicklungen

Für die kommenden Jahre wird ein weiterer Rückbau von Freileitungen und Neubau von Kabelstrecken erwartet. Lediglich in ländlichen und entlegenen Gebieten finden Freileitungen wegen ihrer Vorteile und geringeren Kosten weiter Anwendung. Verkabelte Netze werden laufend erneuert und weiter gestückt. Eine Mischung aus alten Öl-Papier-Kabeln und aus neuen Kunststoffkabeln mit gewissen Muffenproblemen wird noch einige Jahrzehnte lang Stand der Technik sein. Immer mehr Netzgebiete werden 100 % Verkabelungsgrad vorweisen können.

Diese Bedingungen unterstützen die Betriebsart mit induktiv geerdetem Sternpunkt nicht unbedingt. Ein einpoliger Erdschluss soll in Zukunft oft beim Eintreten bereits zielgenau geortet und rasch abgeschaltet werden. Netze werden in offenen Ringstrukturen betrieben, sodass durch das gezielte Abschalten eines einzelnen Fehlers (eines Verbindungskabels im Ring) keine dauerhafte Versorgungsunterbrechung einhergeht. Nach Behebung des Erdfehlers wird wieder in den Zustand der Vollversorgung übergegangen.

Um dem Wunsch der sofortigen und genauen Ortung und Abschaltung nachzugehen, ist es vonnöten, einen einerseits ausreichend hohen (Ortung!), andererseits aber möglichst geringen (Berührungsspannungen!) Fehlerstrom im einpoligen Erdschluss zu erzeugen. Dieser Strom kann in Verbindung mit der Spannungsmessung dazu beitragen, recht einfache und kostengünstige Einrichtungen zur Richtungsanzeige anzuwenden. Ebenso ist eine Fernortung durch die Warte möglich.

Ausreichend hohe einpolige Fehlerströme stellen in vielen Fällen eine neue Art des Netzbetriebes dar. Der kapazitive Erdfehlerstrom kann weiterhin teilkompensiert werden. Jedenfalls wird der Sternpunkt in diesem Konzept parallel zu einer möglichen Kompensation niederohmig geerdet. Es ist zu überlegen, ob der Sternpunkt dauerhaft niederohmig geerdet (NOSPE) betrieben wird, oder zwecks der Ortung nur kurzzeitig niederohmig geerdet wird (KNOSPE).

Da Erdungsstrukturen und (über Kabel) angeschlossene Verbraucheranlagen in ihrer Vielzahl mit Sicherheit zunehmen werden, jedoch kaum Rückbau bestehender Anlagen durchgeführt wird, kann davon ausgegangen werden, dass Erdungssysteme stets verbessert (bzw. „globaler“) werden. Diese Situation erlaubt eine konsequente Umstellung, bei der nacheinander Erdschlusskompensationsspulen ausgebaut und durch Sternpunktwidestände ersetzt werden.

In dieser Arbeit wird ebenso ein Blick auf die Kurzzeitige Niederohmige Phasenerdung (KNOPE) geworfen. Sie ermöglicht es, einen gezielten zweiten Fußpunkt für einen kontrolliert strombegrenzten Doppelerdschluss zu setzen. In der Folge kann geortet und abgeschaltet werden. Außerdem muss im Netz nur ein Fußpunkt anstelle von zwei Fußpunkten gesucht und repariert werden.

In allen Fällen wird die bestehende Schutztechnik beibehalten. Der (dreipolige) Kurzschlusschutz bleibt dabei sogar völlig unangetastet. Es handelt sich bei den behandelten Konzepten um sinnvolle und gewinnbringende Erweiterungen. Da diese Möglichkeiten keine Umbauten sind, kann für unvorhersehbare Entwicklungen jederzeit und ohne Rückbau wieder die bestehende und bekannte reine Erdschlusskompensation alleinstehend angewendet werden.

3 Technisch-physikalische und normative Aspekte

Bei der Wahl der passenden Sternpunktbehandlung gibt es einige Randbedingungen zu beachten. Es gibt sowohl technische Gegebenheiten als auch Forderungen, welche sicherheitsrelevante Grenzen von Fehlerstrom und -zeit aufzeigen. Gleichzeitig gibt es auf den ersten Blick begünstigende Effekte hinsichtlich eines höheren Fehlerstromes.

3.1 Sicherheitsrelevante Forderungen durch ÖVE/ÖNORM EN 50522

Die Norm [1] „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“ legt fest, wie eine Erdungsanlage ausgelegt sein muss, um sicherheitsrelevante Grenzwerte einzuhalten.

„Diese Europäische Norm ist anwendbar zur Festlegung von Anforderungen für die Projektierung und Errichtung von Erdungsanlagen für Starkstromanlagen in Netzen mit Nennwechselspannungen über 1 kV und einer Nennfrequenz bis einschließlich 60 Hz, um damit eine sichere und störungsfreie Funktion im bestimmungsgemäßen Betrieb sicherzustellen.“ [1]

In umgekehrter Betrachtung zeigt sie Grenzwerte auf, welche die Betriebsweise des Sternpunktes insoweit einschränken, als dass ein Fehlerstrom in bereits bestehenden Erdungsanlagen limitiert werden muss, um die sicherheitsrelevanten Grenzwerte im Hinblick auf zulässige Berührungsspannung U_{Tp} durch Überprüfung der Erdungsspannung U_E bzw. der Berührungsspannung U_T einzuhalten.

Zur Bestimmung eines maximal zulässigen Erdungsstromes I_E in ein bestehendes Erdungssystem (mit unbekannter Erdungsimpedanz Z_E) ist, für den Fall, dass für die betrachtete Erdungsanlage kein Globales Erdungssystem vorliegt [1], [4], das Flussdiagramm in Abbildung 5 ab dem dritten Block von Interesse. Die Auslegung von I_E und Z_E gilt als sicher, solange $U_E \leq 2 \cdot U_{Tp}$ gilt. Sollte dies nicht der Fall sein, wird ab dem nächsten Block weiter unterschieden.

U_T ist die Berührungsspannung, welche einen Meter vom berührbaren Teil entfernt gemessen wird und durch den Zustand der Berührung im Gegensatz zur Leerlauf-Berührungsspannung U_{vT} einbricht. Der menschliche Körper wird mit einer Impedanz von 1 k Ω modelliert und wird bei einer Berührungssituation parallel zur Spannungsmessung zwischen den Kontaktpunkten eingebracht.

Da U_E aus physikalischen Gründen stets größer (oder gleich) als U_T sein muss, darf U_E durch U_T in der Bedingung aus Block drei in Abbildung 5 substituiert werden. Somit gilt bereits der Vergleich $U_T < 2 \cdot U_{Tp}$ als Abbruchkriterium. Daraus folgt: Wenn $U_T < 2 \cdot U_{Tp}$ an den kritischsten Stellen messtechnisch festgestellt werden kann, ist der untersuchte Erdungsstrom I_E für vorliegende Erdungsimpedanz Z_E erlaubt. Der Grenzwert U_{Tp} ist zeitabhängig und ist Abbildung 6 zu entnehmen.

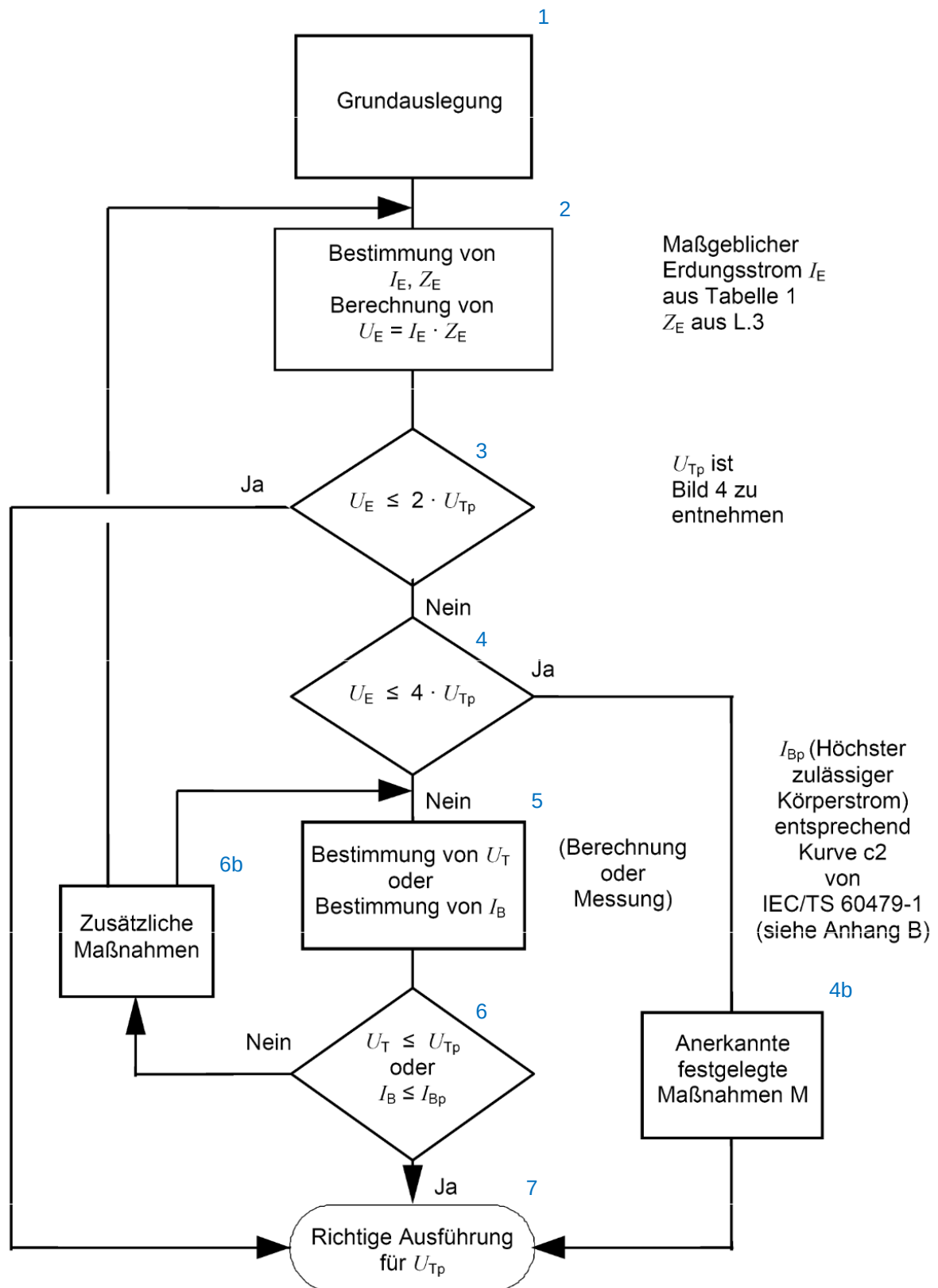


Abbildung 5: Bild 5 aus ÖVE/ÖNORM EN 50522: „Auslegung von Erdungsanlagen, die nicht Teil eines Globalen Erdungssystems [...] sind, im Hinblick auf zulässige Berührungsspannung U_{Tp} durch Überprüfung der Erdungsspannung U_E oder der Berührungsspannung U_T “ [1] ergänzt um den blauen Text.

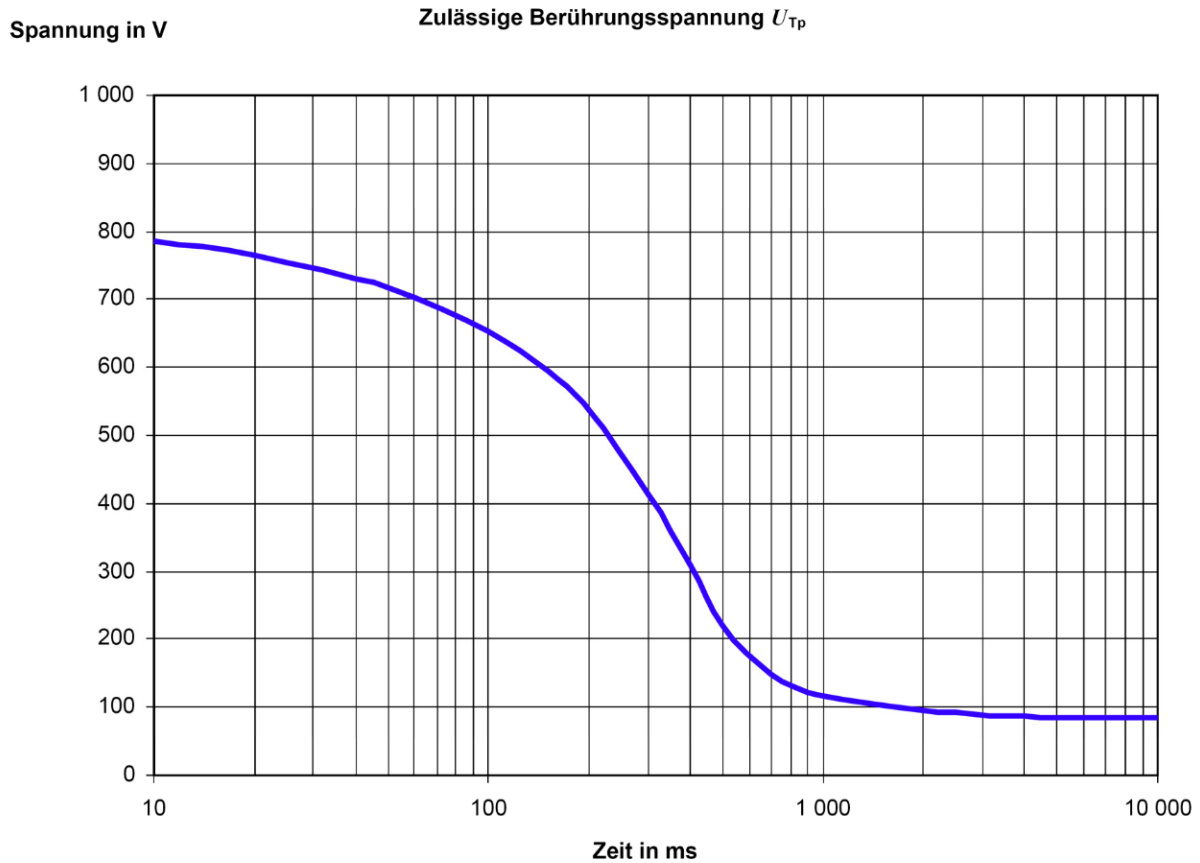


Abbildung 6: Bild 4 aus [1]: „Zulässige Berührungsspannung“

Die Wirkungskette $\underline{Z}_{STP} \rightarrow U_T$ [10] lautet wie folgt:

	Festlegung der Sternpunktbehandlung	$\underline{Z}_{STP}$
↪	Fehlerstrom und gesunde Phasenspannung	$\underline{I}_F, \underline{U}_{\text{gesund}}$
↪	Erdungsstrom	$\underline{I}_E$
↪	Erdungsimpedanz	$\underline{Z}_E$
↪	Erdungsspannung	$\underline{U}_E$
↪	Berührungsspannung	U_T
↪	Fehlerdauer/Schutztechnik	t_F

3.2 Bedeutung der Kabelschirme

Mittelspannungskabel sind stets mit Kabelschirm(en) ausgeführt. Je nach Bauart ist jede Phase ein separates Einleiterkabel mit eigenem Schirm oder alle drei Phasen sind in einem Kabel von einem gemeinsamen Schirm mit Mantel umgeben. Darüber hinaus gibt es verschiedene Querschnittsflächen und Materialien der Schirme.

Schirme sind im Mittelspannungs-Netzbetrieb i.d.R. beidseitig geerdet, d.h. es ist permanent eine geschlossene Schleife über Erdreich, Erdungsanlagen der Trafostationen und Kabelschirm hergestellt (ähnlich dem Erdseil bei Hochspannungsmasten).

Tritt ein einpoliger Fehler in z.B. der Trafostation auf, dann bildet der betroffene Leiter ebenfalls eine geschlossene Leiterschleife mit der Fehlerstelle, dem Transformatorsternpunkt und Erde. Die zwei beschriebenen Schleifen sind parallel zueinander. Der Fehlereintritt verursacht aufgrund der geschlossenen Fehlerstromschleife eine induktive Kopplung zwischen fehlerstromführender Phase und dazugehörigem Leiterschirm. Dabei ist anzumerken, dass die Wirkung (der Stromfluss im Schirm) der Ursache (dem magnetischen Feld des Fehlerstromes) entgegenwirkt („Lenz’sche Regel“), d.h. der Schirmstrom fließt in entgegengesetzter Richtung zum Fehlerstrom. Aufgrunddessen wird der in das Erdreich eindringende Erdungsstrom reduziert.

Je geringer der Abstand zwischen Kabelschirm und betroffener Phase, oder je höher die Frequenz (transiente Vorgänge), desto stärker ist die Kopplung der Schleifen und desto größer ist der Schirmstrom ausgeprägt. Der Schirmstrom kann den Fehlerstrom in keinem Fall übersteigen. Um den Anteil des Erdungsstromes an der Fehlerstelle zu erlangen, muss eine geometrische Subtraktion von Fehlerstrom und Schirmstrom erfolgen.

Abbildung 8 veranschaulicht die Anwendung der Knotenregel auf Abbildung 7.

In Abbildung 8 wird ein potenziell größtmöglicher Anteil des Erdfehlerstromes dargestellt, weil der tatsächliche Erdungsstrom (durch das Erdreich) sich abzüglich unbekannter Stromanteile in z.B. Begleiterder, PEN-Leiter und Hauserder, Schirme von Nachbarkabeln uvm. ergeben würde.

Die Reduktionsfaktoren von Leitungen werden unter anderem in [1] – Anhang I diskutiert.

Eine kritische Analyse der Schirmquerschnitte in Bezug auf den höchstmöglichen Schirmstrom sollte durchgeführt werden, falls die Schirmbelastung im Erdfehlerfall über längere Zeit hoch ist.

Freileitungen in der Mittelspannung hingegen bieten diesen Vorteil der hohen Reduktion (d.h. geringer Reduktionsfaktor [1]: $I_E = r \cdot 3 I_0$) nicht, da Mittelspannungsfreileitungsmasten nicht konsistent geerdet sind und üblicherweise kein Erdseil, welches die Erdungssysteme parallel verbinden würde, mitgeführt wird.

Die Erdungssysteme aller beteiligten Trafostationen und Schaltwerke mit Kabelstrecken sind also aufgrund von Kabelschirmen und vorhandenen Begleiterdern permanent verbunden, was vorteilhaft gegenüber Freileitungsnetzen ist.

Abbildung 7 zeigt die prinzipiellen Strompfade über Leiter, Schirme und Erdschleif im Kabelnetz.

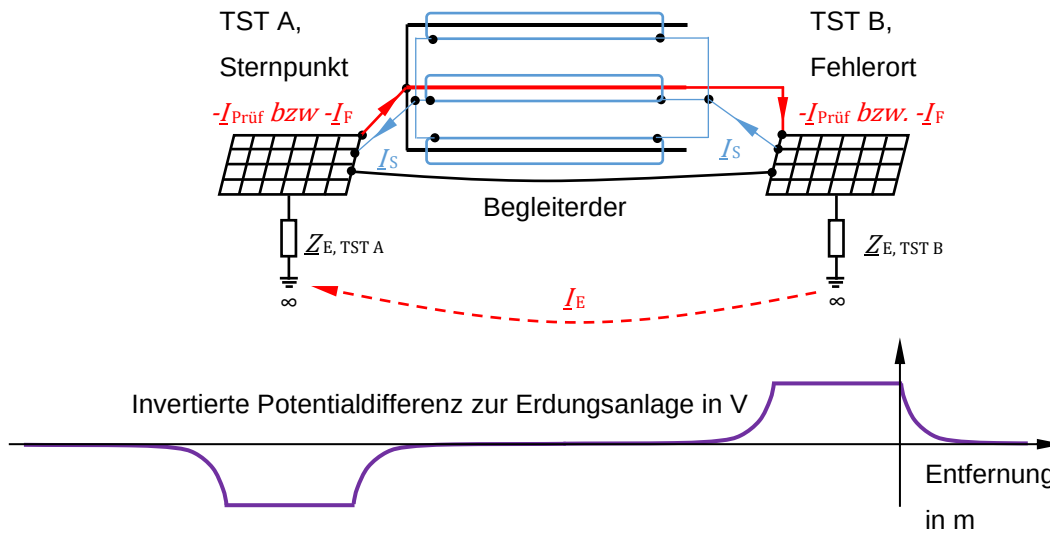


Abbildung 7: Veranschaulichung der Stromaufteilung an der Erdschlussstelle

Abbildung 8 veranschaulicht die Anwendung der Knotenregel auf Abbildung 7.

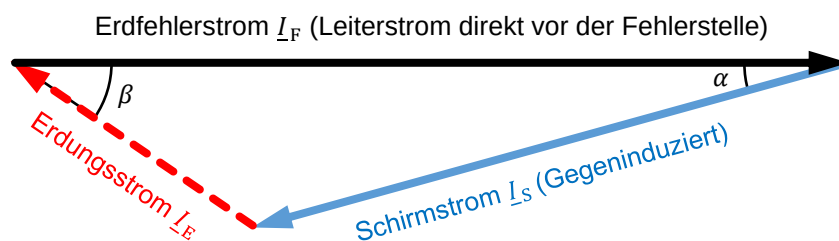


Abbildung 8: Stromaufteilung an der Fehlerstelle im Kabelnetz

Legende zu Abbildung 7 und Abbildung 8:

$I_{\text{Prüf}}$ bzw. I_F ... ist der Prüf- bzw. Fehlerstrom im Leiter

I_S ... ist jener Stromanteil, welcher, hervorgerufen durch Gegeninduktion, im Schirm fließt.

I_E ... ist jener Teil des Prüfstromes, welcher über Z_E und Erde fließt.

Er erzeugt die Erdungsspannung.

Z_E ... Erdungsimpedanz einer Trafostation (TST)



... stellt die Erdungsanlage der Trafostation bzw. Maststation dar



... Kabel mit Schirm



... ferne Erde (als Nullpotential vereinbart)

3.3 Bedeutung der Nullungsverordnung (Erdung in der Niederspannungsebene)

Derzeit findet die Niederspannungsnetzform TN-C-S in Österreich weitestgehend Anwendung. Das bedeutet, Häuser und andere Verbrauchsstätten der Niederspannung werden über vier Leiter (L1, L2, L3 und PEN) versorgt, wobei die geltende Nullungsverordnung bewirkt, dass der PEN-Leiter an allen Anlagen mit dem jeweiligen Anlagenerder verbunden sein muss (Nullungsverbindung am Hauptpotentialausgleich).

Demzufolge ist das Niederspannungsnetz in Österreich durch eine verpflichtende und unauftrennbare Parallelschaltung aller Anlagenerder mit den damit verbundenen Betriebserdern charakterisiert. Über dies hinaus sind die Betriebserder der Trafostationen über Kabelschirme (und Begleiterder) miteinander verbunden. In dicht bebautem Gebiet entsteht dadurch i.d.R. ein globales Erdungssystem, welches vor allem auf die Nullungsverordnung zurückzuführen ist. Über die versorgenden Trafostationen und Kabelschirme ist es ebenso in der Mittelspannungsebene wirksam.

Abbildung 9 zeigt das Zustandekommen des globalen Erdungssystems (hier am Ende eines Stichabzweigs im Kabelnetz).

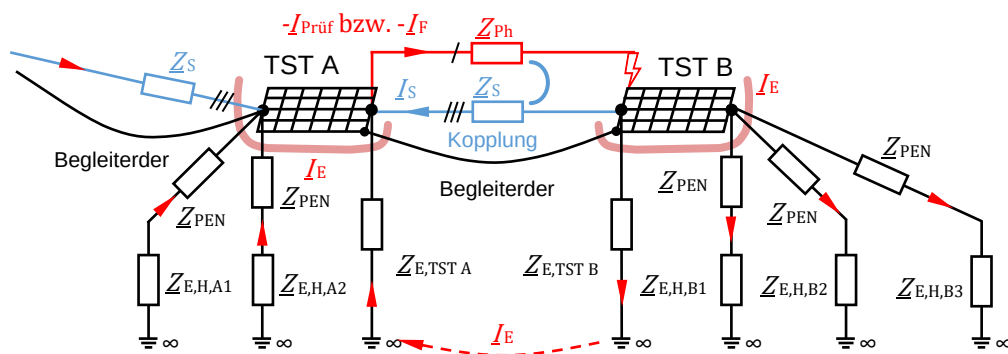


Abbildung 9: Prinzipielles Ersatzschaltbild für zwei benachbarte Trafostationen inkl. PEN-Leiter

Legende zu Abbildung 9:

$I_{\text{Prüf}}$ bzw. I_{F} ... ist der Prüf- bzw. Fehlerstrom im Leiter

I_{S} ... Strom in den Schirmen des 20-kV-Kabels (getrieben durch Gegeninduktion)

Unbeschriftete Strompfeile ... sind Teilströme, welche über Erdungsanlagen und Erdreich fließen und dabei Erdungsspannungen im Erdreich hervorrufen

I_{E} ... Summe der Teilströme durch Erde, Begleiterder, PEN-Leiter, Nachbarkabelschirme, usw.

Z_{Ph} ... Längsimpedanz der betroffenen Phase

Z_{S} ... Einphasige Darstellung der Schirme: Impedanz eines Kabelschirms

Z_{PEN} ... Längsimpedanz des PEN-Leiters

$Z_{\text{E, TST}}$... Erdungsimpedanz einer Trafostation (niederohmig)

$Z_{\text{E, H}}$... Erdungsimpedanz eines Hauses/Verbrauchers; PEN-Leiter angeschlossen an die TST-Erde



... stellt die Erdungsanlage der Trafostation bzw. Maststation dar



... ferne Erde (als Nullpotential vereinbart)

3.4 Bedeutung von (teilweise verlegten) Begleiterdern

Bei Kabelstrecken werden oftmals Begleiterder mitverlegt. Diese können durchgehend von Station zu Station verlegt und beidseitig geerdet sein, oder sie begleiten das Kabel einige Meter weit weg von der Station und enden dort. Wann und wo sie verlegt werden, variiert teils stark, auch innerhalb eines gleichen Netzes.

Begleiterder werden beispielsweise rund, viereckig, als Volldraht, als Litze, in Aluminium, Stahl oder Kupfer mit verschiedenen Querschnitten ausgeführt. Sie sind in das Erdungssystem der Trafostation über eine Erdungsklemme eingebunden. Der Verlegeabstand und somit die induktive Kopplung zum Kabel im Fehlerfall sind meistens unbekannt. Daher spielen Kabelschirme im Gegensatz zu Begleiterdern durch die viel engere induktive Kopplung eine weitaus größere Rolle bei der Berechnung [1] des Reduktionsfaktors $r = I_{\text{E}} / (3 \cdot I_0)$.

Im Zuge der Messungen dieser Arbeit kann die Aussage getätigt werden, dass Begleiterder keinen universell anwendbaren Beitrag zum Reduktionsfaktor oder zu den Erdungsverhältnissen als stromführendes Element beitragen.

Begleiterder verbessern aber bis zu einem gewissen Grad die Erdungsanlage der betroffenen Station. Eine direkte Untersuchung war im Zuge der Arbeiten aber nicht möglich, da das Abtrennen bzw. Aufgraben eines Begleiterders nicht vorgesehen war.

4 Simulationen von klassischen und innovativen Arten der Sternpunktbehandlung

Für die einheitliche Vergleichbarkeit von verschiedenen Betriebsarten wird für jede der möglichen Sternpunktbehandlungen das gleiche fiktive Musternetz betrachtet.

Die Simulationen werden anhand der Software RelaySimTest von Fa. Omicron durchgeführt.

4.1 Grundlage der Simulation – RelaySimTest

Das Simulations- und Prüfprogramm RelaySimTest wurde durch OMICRON electronics GmbH geschaffen und veröffentlicht. Seit 2015 unterliegt es ständiger Weiterentwicklung und Verbesserung.

RelaySimTest ermöglicht das systembasierte Prüfen von Schutzgeräten. Dabei ist es ohne Belangen, welcher Hersteller, welche Parameter oder welcher Relaisstyp geprüft werden sollen. Für die Hardware-In-The-Loop Prüfung (HiL) wird zuerst eine Kommunikation mit einem Relaisprüfgerät, z.B. dem CMC 356 (von Fa. Omicron) aufgebaut. Das CMC 356 ermöglicht im Wesentlichen das Ausgeben von stromstarken Signalen bei gleichzeitigem Einlesen von transienten Spannungen.

Nachdem die zu prüfende Netzstruktur im Programm nachgebildet wurde, können allorts Fehler beaufschlagt werden. Durch das CMC 356 erhält das Programm RelaySimTest Zugang zu den realen Reaktionen der Schutzgeräte, welche auf einen simulierten (und durch das CMC 356 vorgetäuschten) Fehler im Programm reagieren.

Im Zuge der vorliegenden Arbeit wurde das Programm allerdings ohne Geräteinterface als reines Netzberechnungstool mit dynamischer Simulationsmöglichkeit herangezogen. RelaySimTest bietet eine sehr intuitive Oberfläche, auf der die Netzelemente simpel angeordnet und parametrisiert werden können. Die Möglichkeit der Fehleranalyse in Null-, Mit- und Gegensystem bei grafischer Zeigerdarstellung ist dabei äußerst benutzerfreundlich. Hierbei fand die Version 4.00 Anwendung.

4.1.1 Modellbildung des Musternetzes in RelaySimTest

Zur Untersuchung der verschiedenen Methoden der Sternpunktbehandlung wurde ein einfaches Musternetz konstruiert. Das Simulationsmodell soll bereits alle zu untersuchenden Sternpunktbehandlungen frei zu- und abschaltbar beinhalten. Hinzu kommt, dass das reine Kabelnetz mindestens zwei unterschiedlich lange Abgänge vom Umspannwerk vorweisen muss, um die möglichen Richtungsunterschiede von kapazitivem und wattmetrischem Fehlerstrom aufzuzeigen. Am Ende der Stickleitung soll sich jeweils eine Trafostation mit einer zu- und abschaltbaren sowie veränderbaren Niederspannungslast befinden.

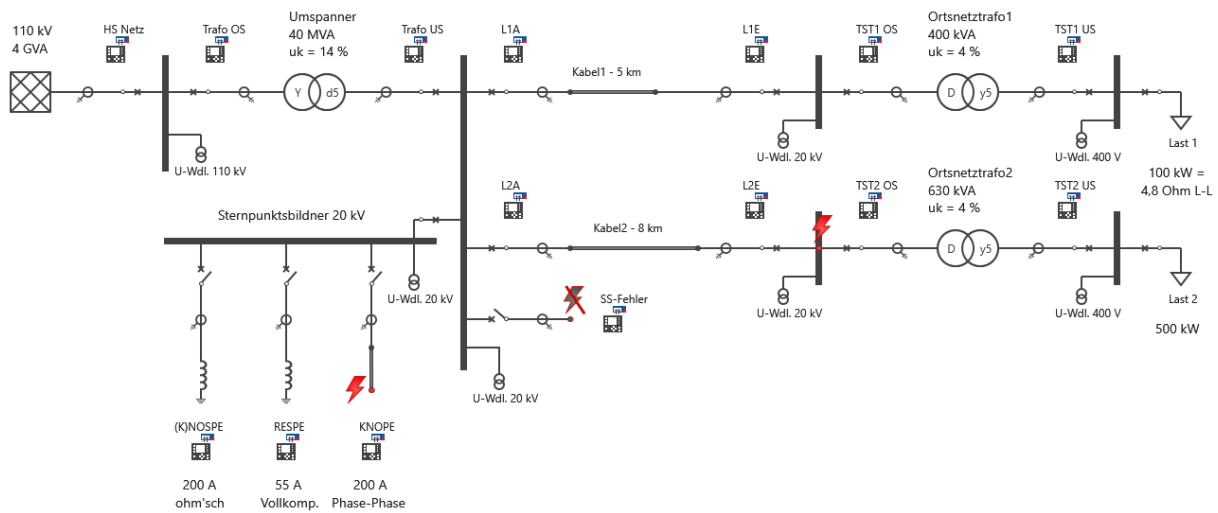


Abbildung 10: Musternetz zur Fehlersimulation In RelaySimTest (Version: Musternetz_V9.rstx)

Die korrekte Netzberechnung des Programmes wurde zu Beginn der Analyse durch manuelles Nachrechnen ausgewählter Netzzustände überprüft. Die Vorgehensweise ist, Schritt für Schritt von der Quelle zur Last zu modellieren und die Simulation stückweise zu vergleichen. Begonnen wird daher mit dem dreipoligen Sammelschienenkurzschluss nach dem 110/20-kV-Umspanner. Dabei stellte sich heraus, dass die Software für alle Schaltkontakte, Sammelschienenimpedanzen usw. in realistischer Form einen sehr geringen Widerstandswert annimmt. Dies verhindert in der Programmberechnung Divisionen durch Null und beeinflusst das Ergebnis in nicht nennenswertem Ausmaß.

Eine Auswahl der wichtigsten Netzberechnungsformeln zur manuellen Überprüfung befindet sich in Anhang 9.2.

Alle Strom- und Spannungswandler des Simulationsmodells sind mit einer Übersetzung von 1:1 festgelegt. Die Messpunkte der angezeigten Strom-/Spannungsverläufe befinden sich an den Stellen der Relais „HS-Netz“, „Trafo OS“, „Trafo US“, „L1A“ usw.

4.1.1 Parameter des Musternetzes in RelaySimTest

Die grundsätzlichen Parameter des Simulationsmodells „Musternetz_V9.rstx“ (Abbildung 10) wurden wie folgt festgelegt:

- OMICRON RelaySimTest Programmversion: 4.00.2248
- 110-kV-Netz
 - $S_{k, \max} = 4 \text{ GVA}$
 - Sternpunkt: Starr geerdet
 - $X_1/R_1 = 3,5$ (üblich für Freileitungsnetze)
- Umspanner: 110 kV / 20 kV
 - Nennleistung: 40 MVA
 - Schaltgruppe¹⁾: Yd5
 - Übersetzung: 110 kV : 20 kV
 - Kurzschlussspannung = 14 %, verlustfrei, ohne Sättigung
- Ortsnetztransformatoren: 20 kV / 0,4 kV
 - Nennleistungen: 400 kVA und 630 kVA
 - Schaltgruppe¹⁾: Dy5
 - Übersetzung: 20 kV : 400 V
 - Kurzschlussspannung = 4 %, verlustfrei, ohne Sättigung
- Kompensationsspule für Vollkompensation RESPE (55 A kapazitiver Fehlerstrom)
 - $\underline{Z}_1$ hochohmig (100 k Ω)
 - $\underline{Z}_0 = 627 \Omega \angle 89^\circ$ ²⁾
- Niederohmige Sternpunkterdung: (K)NOSPE für 200 A Ortungshilfsstrom
 - $\underline{Z}_1$ hochohmig (100 k Ω)
 - $\underline{Z}_0 = 170 \Omega \angle 1^\circ$ ²⁾
- Niederohmige Phasenerdung: KNOPE für 200 A Ortungshilfsstrom
 - Kabel mit Erdschluss als einphasiger Widerstand gegen Erde
 - $\underline{Z}_1 = 100 \Omega \angle 1^\circ$ ²⁾
 - $\underline{Z}_0 = 100 \Omega \angle 1^\circ$ ²⁾

¹⁾ Durch diese Schaltgruppe wird auf der Mittelspannungsseite erreicht, dass eine klare Trennung zwischen Mit-/Gegensystem und Nullsystem gegenüber anderen Spannungsebenen besteht

²⁾ Es wird aus Grundsatzüberlegungen $\neq 0^\circ$ und $\neq 90^\circ$ festgelegt

- Leitungen (100 % Kabel) – übliche Werte
 - Länge Kabel1: 5 km
 - Länge Kabel2: 8 km
 - Impedanzen als Beläge angegeben (Werte gelten für $\underline{k}_0 = 1$)
 - $R_1' = 130 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $X_1' = 130 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $R_0' = 420 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $X_0' = 420 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - Kapazitäten aktiviert (Werte entsprechend für 3 Stk. Einleiterkabel)
 - $C_1' = 0,39 \text{ }\mu\text{F} / \text{km}$
 - $C_0' = 0,39 \text{ }\mu\text{F} / \text{km}$
 - Mutuelle Kopplung zwischen den Einleiterkabel zur Nachvollziehbarkeit deaktiviert
- Lasten sind 100 kW und 500 kW

Das Musternetz wird zum Verständnis der Simulation zunächst als isoliert und anschließend als vollkompensiert betrachtet.

4.2 Isoliertes Netz (OSPE)

Zuerst sind alle Sternpunktbehandlungen freigeschaltet (isolierter Sternpunkt). Der einpolige Fehler befindet sich am Ende des Kabel2 auf der Sammelschiene zwischen L1-N. Der Eintrittswinkel wird in Abbildung 11 bei einem Eintrittswinkel von 0° bei $t = 49,4 \text{ ms}$ festgelegt. Da die Spannung der betroffenen Phase zu diesem Zeitpunkt 0 V beträgt, ist das in vielen Fällen kein realistischer Fehlereintrittszeitpunkt. In der Simulation wird der Eintrittswinkel von 0° angenommen, um die größtmöglichen Ausgleichsvorgänge zu sehen.

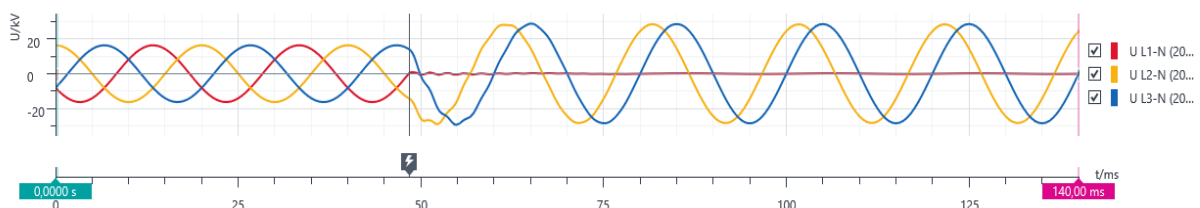


Abbildung 11: Trafo US: Spannung auf 20-kV-SS im isolierten Netz bei Erdschluss auf L1

Die Spannung im Mittelspannungsnetz verhält sich überall gleich: die Spannung der kranken Phase bricht auf 0 V zusammen, während die gesunden Phasen eine Spannungsanhebung um den Faktor $\sqrt{3}$ erfahren.

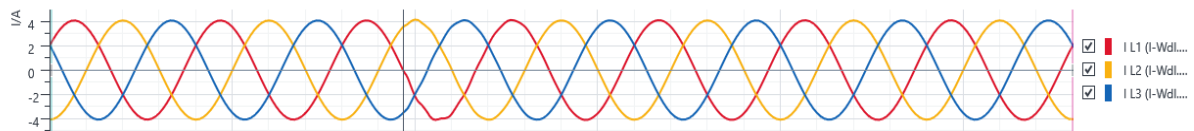


Abbildung 12: L1E: Strom am Ende des gesunden Abgangs „Kabel1“ bei normalen Lastverhältnissen

Da der Fehler am Ende des Kabel2 ist, bleibt der Strom am Ende des Kabel1, wie in Abbildung 12 ersichtlich, von der Situation unberührt.

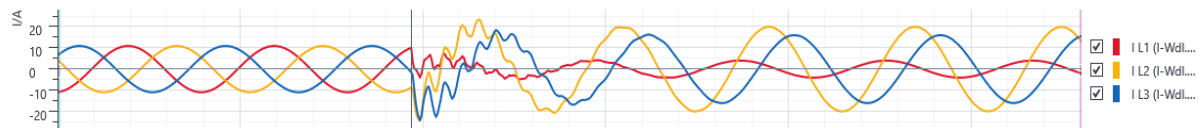


Abbildung 13: L1A: Kapazitiver Strom mit Betriebsstrom überlagert am Anfang des Kabel1

Am Anfang des (gesunden) Kabel1 überlagern sich in L2 und L3 kapazitive Ströme mit dem Betriebsstrom der Last. Der kapazitive Strom aus Kabel1 fließt in (der fehlerbehafteten) Phase L1 Richtung 20-kV-SS ab. Der gleiche kapazitive Strom überlagert sich in Kabel2 hin zur Fehlerstelle (weg von der SS, also mit umgekehrtem Vorzeichen).

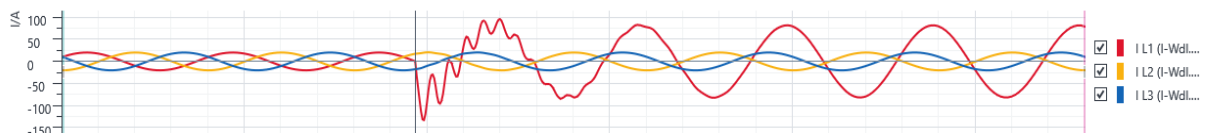


Abbildung 14: L2E: Kapazitiver Strom mit Betriebsstrom überlagert am Ende des Kabel2

Sowohl der kapazitive Fehlerstrom aus Kabel1 als auch aus Kabel2 summieren sich am Ende des Kabel2 zum gesamten kapazitiven Fehlerstrom von 55 A in L2 an der Fehlerstelle.

4.3 Vollkompensiertes Netz (RESPE)

Der einpolige Fehler befindet sich am Ende des Kabel2 auf der Sammelschiene zwischen L1-N und der netzweite Spannungseinbruch der kranken Phase gilt ebenso gleich für RESPE wie für das isolierte Netz. Die Betriebsbedingungen bleiben am Ende des Kabel1 weiter unbeeinflusst, da sich der Fehler am Ende des Kabel2 befindet. Der Fehler tritt, wie in Abbildung 15 ersichtlich, bei $t = 49,4$ ms bei einem Eintrittswinkel von 0° ein.

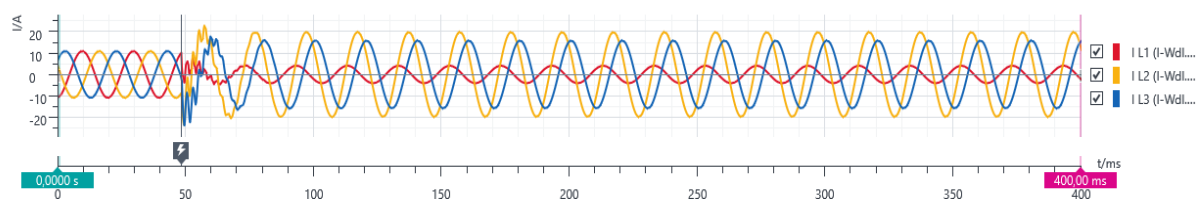


Abbildung 15: L1A: Kapazitiver Strom mit Betriebsstrom überlagert am Anfang des Kabel1

Am Anfang des (gesunden) Kabel1 (Abbildung 15) überlagern sich in L2 und L3 kapazitive Ströme mit dem Betriebsstrom der Last. Der kapazitive Strom aus Kabel1 fließt in (der fehlerbehafteten) Phase L1 Richtung 20-kV-Sammelschiene ab.

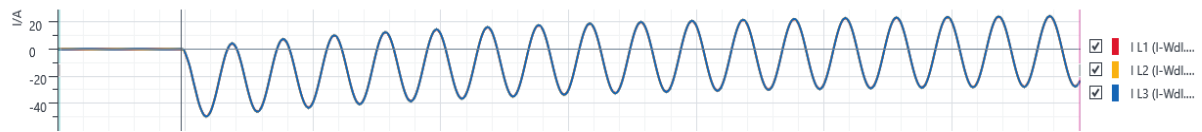


Abbildung 16: RESPE: Kompensationsstrom (Nullsystem) mit Ausgleichsvorgang aus RESPE

Der Fehlereintritt wird auf 0° (Spannungsnulldurchgang) der Phase L1 festgelegt. Da der Kompensationsstrom einem stetigen Verlauf folgen muss und zum Spannungsnulldurchgang sein Maximum erreicht hätte (induktiver Strom), ergibt sich hier der größtmögliche Ausgleichsvorgang [5]. Der Kompensationsstrom beträgt (wie hier dargestellt) 18,3 A im Nullsystem, also 55 A durch die kranke Phase.

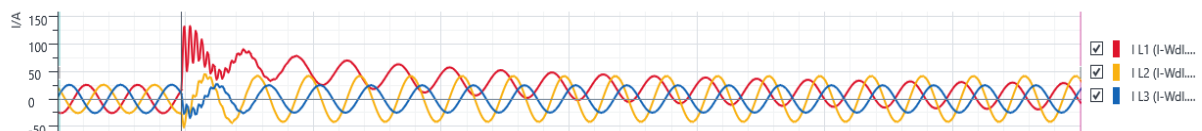


Abbildung 17: L2A: Überlagerte Ströme am Anfang des Kabel2

Am Anfang des Kabel2 überlagern sich die Summe von kapazitivem Strom aus Kabel1 und der Kompensationsstrom aus dem Sternpunkt mit dem Betriebsstrom des Kabel2 selbst.

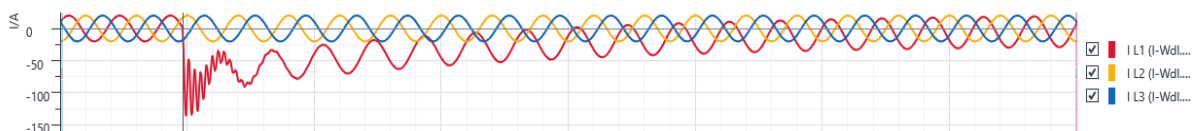


Abbildung 18: L2E: Überlagerte Ströme am Ende des Kabel2

Der kapazitive Fehlerstrom aus Kabel1, der kapazitive Fehlerstrom aus Kabel2 sowie der Kompensationsstrom summieren sich am Ende des Kabel2 nach den Ausgleichsvorgängen zu 0 A Fehlerstrom in L2 an der Fehlerstelle. Dies zeigt der symmetrische Betrieb am Ende der Ausgleichsvorgänge in Abbildung 18.

Der Vorzeichenwechsel der Ströme ergibt sich durch die von der Sammelschiene weg messenden Stromwandler.

Für alle Fehlerarten und Netzformen gilt im „Musternetz_V9.rstx“ im Simulationsprogramm RelaySimTest: das Hochspannungsnetz und auch das Niederspannungsnetz sind von asymmetrischen Verhältnissen im Mittelspannungsnetz unberührt, da es sich um Yd-Transformatoren bzw. Dy-Transformatoren handelt. Diese können kein Nullsystem in eine andere Netzebene übertragen.

Für weitere Betrachtungen wird der Übersichtlichkeit halber der Zündwinkel des Fehlers stets auf 90° festgelegt. Somit geschehen keine zusätzlichen Ausgleichs- bzw. Einschwingvorgänge.

4.4 Erdschlusskompensation mit KNOSPE (Spule + Widerstand)

KNOSPE ist die Abkürzung von „**K**urzzeitige **N**ieder**O**hmige **S**tern**P**unkt**E**rdung“. Dazu wird im Sternpunkt parallel zu einer Erdschlusskompensationsspule ein Widerstand zwischen Sternpunkt und Erde eingelegt.

Im Simulationsmodell wird dazu Vollkompensation eingestellt. Der Fehler befindet sich wie oben am Ende vom 8 km langen Kabel2 auf der Sammelschiene. Zum Zeitpunkt $t = 53,4 \text{ ms}$ tritt ein einpoliger Erdschluss in Phase L1 auf (Eintrittswinkel 90°). Der Fehler wird erkannt und z.B. 0,1 s später wird die KNOSPE aktiviert (siehe Abbildung 19). Der Fehler wird anschließend präzise geortet und nach weiteren 0,1 s geklärt.

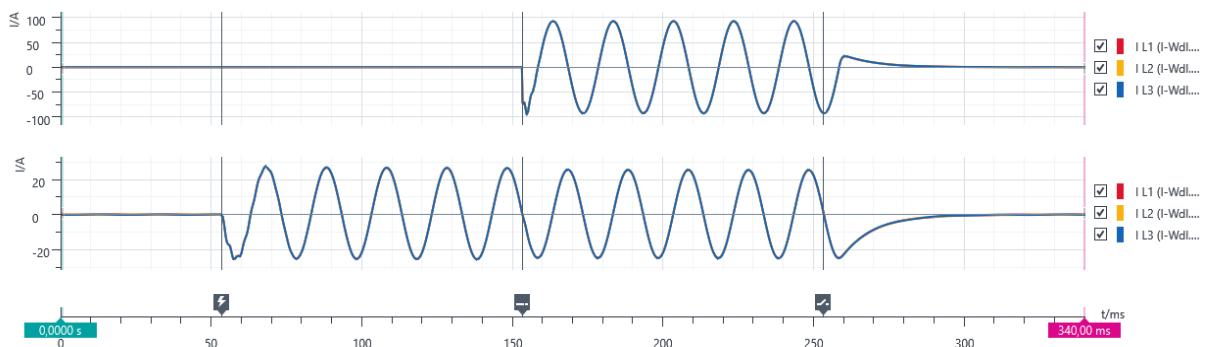


Abbildung 19: Oben: Wattmetrischer Ortungshilfsstrom der KNOSPE (Nullsystem).
 Unten: Kompensationsstrom (RESPE) während des Fehlers (Nullsystem)

Der wattmetrische Ortungshilfsstrom (200 A in real / 67 A im Nullsystem) aus der KNOSPE ist aktiv, solange der Fehler besteht und die KNOSPE über den KNOSPE-Leistungsschalter eingelegt ist. Der induktive Kompensationsstrom der RESPE (18,3 A im Nullsystem, aber 55 A durch die kranke Phase) ist gleich lange aktiv, wie der Erdschluss besteht.

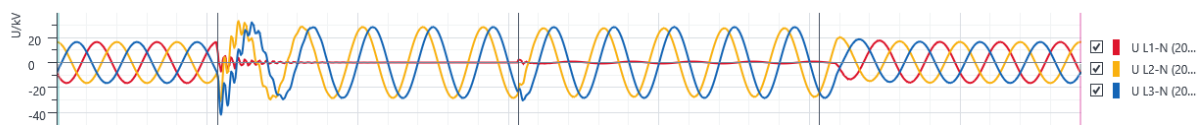


Abbildung 20: Trafo US: Spannungsverhältnisse an der 20-kV-Sammelschiene

Die Spannung der kranken Phase L1 ist während des Erdschlusses im gesamten Netz annähernd Null.

Beide Ströme aus dem Sternpunkt schließen sich ausschließlich über den kranken Abgang (Erdschleife). Kabel1 erfährt sowohl am Anfang als auch am Ende der Leitung keine Beeinflussung durch die KNOSPE oder RESPE. Der wattmetrische Ortungshilfsstrom der KNOSPE ist am Anfang und am Ende von Kabel2 genau gleich groß (Serienschaltung) und kann daher vom Schutzkonzept einwandfrei nachvollzogen werden.

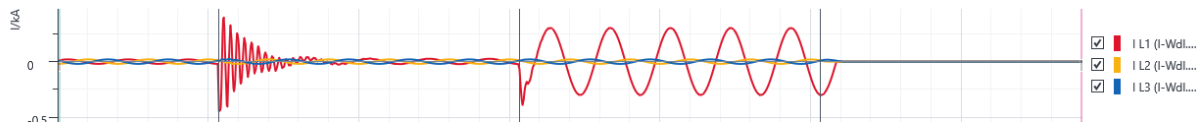


Abbildung 21: L2E: Stromfluss am Ende des Kabel2 vor, während und nach dem Fehler

Man erkennt die folgenden Zustände am Fehlerort:

- Vor dem Fehler: normaler, symmetrischer Betriebsstrom
- Nach Fehlereintritt bei RESPE-Betriebszustand: kompensierter, kapazitiver Fehlerstrom (bzw. kein Fehlerstrom an der Fehlerstelle ersichtlich) mit Betriebsstrom. Hier kann der genaue Ort wegen fehlendem Fehlerstrom nicht geklärt werden.
- Nach Fehlereintritt bei RESPE + KNOSPE-Betriebszustand: Der Ortungshilfsstrom überlagert sich dem Betriebsstrom in der kranken Phase. Dieser Strom kann problemlos geortet und zur selektiven Abschaltung herangezogen werden.
- Nach Fehlerklärung: kein Fehlerstrom, aber auch kein Betriebsstrom mehr, da die Verbraucher abgeschaltet wurden.

Die niederohmige Sternpunktterdung dämpft dabei (wie auch die Last) den Umlade- und Einschwingvorgang im Netz. Der Sternpunkt Widerstand muss auf ausreichende Energieaufnahme ausgelegt sein. In der NOSPE muss er bei allfälligen dauerhaften Unsymmetrien im fehlerfreien Betrieb dimensioniert sein.

Für weitläufige Netze spielt die Impedanz der Fehlerschleife, also der Kabelstrecke zwischen dem geografischen Ort der KNOSPE-Schaltung und dem Fehlerort eine Rolle. Diese können in größeren Städten ohne weiteres einige Kilometer auseinander liegen.

Der KNOSPE-Widerstand muss so ausgelegt werden, dass er für alle Fehlerorte im betrachteten Netz den dominanten und strombestimmenden Faktor darstellt.

Das Abschalten von Abgang oder Widerstand, sobald der fehlerbehaftete Abschnitt mithilfe des Ortungshilfsstromes gefunden oder nicht gefunden wurde, hängt von der Betriebsphilosophie und der Betriebserfahrung ab.

Beispielrechnung zur Sensibilität bzgl. Fehlerort (Kabelimpedanz):

Fehlerort A: z.B. 20 km entfernt, mit 3x150 mm² Alu-Kabel versorgt.

Kabelwiderstand aus Datenblatt NA2XS2Y: $R_{\text{Kabel}, 20 \text{ km}} = 4,12 \, \Omega$

Fehlerort B: z.B. 1 km entfernt, mit 3x150 mm² Alu-Kabel versorgt.

Kabelwiderstand aus Datenblatt NA2XS2Y: $R_{\text{Kabel}, 1 \text{ km}} = 0,206 \, \Omega$

KNOSPE Widerstand für 200 A: $\frac{12000 \text{ V}}{200 \text{ A}} = 60 \, \Omega$

$$\frac{U_n/\sqrt{3}}{R_{\text{Kabel}} + R_{\text{KNOSPE}}} = I_{\text{Ortungshilfsstrom}}$$

$$\frac{12000 \text{ V}}{4,1 \, \Omega + 60 \, \Omega} = 187 \text{ A}$$

$$\frac{12000 \text{ V}}{0,2 \, \Omega + 60 \, \Omega} = 199 \text{ A}$$

Es zeigt sich, dass der Ortungshilfsstrom in ausgedehnten Netzen nicht für alle Fehlerorte gleich kräftig ist. Das Schutzkonzept muss aber jedenfalls alle Fehlerorte gleichermaßen abdecken können. Der Unterschied des nahen (1 km) zum fernen (20 km) Erdschluss ist 12 A, also 6 %.

Die Anwendung der KNOSPE kann, wie bereits beschrieben, zusätzlich („on top“) zur RESPE stattfinden. Die ursprüngliche Betriebsart der Erdschlusskompensation bleibt dabei unangetastet und kann jederzeit wieder hergestellt werden.

Für den Einsatz der KNOSPE gibt es mehrere Szenarien:

- Forcierte (automatische) Abschaltung nach Erdschlusseintritt
(Dauerhaft aktive NOSPE parallel zur RESPE)
- Manuelle Abschaltung nach Erdschlussortung
- Kurzzeitig aktiver Ortungshilfsstrom für genaue Ortung

4.5 NOSPE (Widerstand)

NOSPE ist die Abkürzung von „**N**ieder**O**hmige **S**tern**P**unkt**E**rdung“. Dabei ist und bleibt der Sternpunkt dauerhaft über einen Widerstand niederohmig geerdet. Vorteil dieser Konfiguration ist die Wirtschaftlichkeit und der stets begrenzte Erdschlussstrom. Bei Netzauftrennungen oder Netzabschaltungen kommt es ohne geregelten Kompensationsspulen zu unterschiedlich hohen einpoligen Fehlerströmen. Es muss sichergestellt werden, dass das Schutzkonzept in allen Situationen sicher, selektiv und richtig anspricht.

Die NOSPE ist speziell in reinen Kabelnetzen sinnvoll, in denen eine sofortige Abschaltung durch den Netzbetreiber und dem damit einhergehenden Entgegenwirken von sowohl der weiteren Schädigung (der Muffen) als auch dem Risiko des Doppelerdschlusses vorgezogen wird.

4.6 NOSPE mit fixer Teilkompensation

Gleich wie die alleinige niederohmige Sternpunktterdung besitzt die NOSPE mit fixer Teilkompensation auch einen unauffentbar niederohmig geerdeten Sternpunkt, wobei hier parallel zur NOSPE zusätzlich der Großteil des kapazitiven Fehlerstromes erdschlusskompensiert wird. Die Ortung und automatisierte Abschaltung kann selektiv aufgrund der wattmetrischen Fehlerstromerfassung erfolgen. Diese ist wegen des großen (Wattrest-)Stromes ohne weitere Probleme möglich.

Die fixe Teilkompensation ist, verglichen mit dem Konzept der (vollständigen) Erdschlusskompensation, eine kostengünstige Lösung zur Reduktion des kapazitiven Fehlerstromes, da der Regelapparat und die verstellbare Erdschlusskompensationsspule wegfallen.

4.7 KNOPE (auf gesunder Phase)

KNOPE ist die Abkürzung für „**K**urzzeitige **N**ieder**O**hmige **P**hasen**E**rdung“. Hierbei wird ein Strombegrenzungswiderstand zwischen einer gesunden Phase und dem Erdungssystem eines z.B. Umspannwerkes eingeschaltet. Diese Schalthandlung erzeugt aus dem einpoligen Fehler einen zweipoligen Fehler mit Erdbeteiligung (Doppelerdschluss). Der strombegrenzte Fehlerstrom fließt in der kranken Phase des betroffenen Abganges, welcher mithilfe von Schutzfunktionen wie z.B. Überstromschutz oder Distanzschutz einfach erfasst und selektiv abgeschaltet werden kann.

Diese Anwendung ist sinngemäß keine Sternpunktbehandlung, stellt aber ebenso einen Bezug zwischen Netz und Erde her. Die KNOPE ist wie die KNOSPE eine kurzzeitig aktive Hilfsschaltung und findet erst bei Fehlereintritt Anwendung.

Vorteil der KNOPE gegenüber der KNOSPE bzw. der NOSPE ist die höhere verfügbare Spannung über den KNOPE-Hilfswiderstand gegen Erde. Während die Verlagerungsspannung im Sternpunkt maximal der Phasenspannung entsprechen kann, nimmt die Spannung über die KNOPE Werte bis maximal der Außenleiterspannung an.

Der Doppelerdschluss wird hierbei bewusst über einen Erdungswiderstand geschaffen. Damit wird dem natürlichen Eintreten eines Doppelerdschlusses aufgrund eines einpoligen Erdfehlers im Netz vorgegriffen. Der zweite Fußpunkt des Doppelerdschlusses (jener über die KNOPE) ist zum einen vorhersehbar und ortsfest, und zum anderen beliebig stark strombegrenzend. Der Ort der KNOPE kann daher in unbedenklicher Umgebung, z.B. auf Betriebsgelände des Netzbetreibers (Umspannwerk, Schaltanlage usw.) festgelegt werden.

Eine Phasenauswahl zur Erkennung der fehlerbehafteten Phase und Zuschaltung der KNOPE auf eine gesunde Phase muss vorhanden sein.

Die dominierende Größe im Fehlerstrompfad ist der KNOPE-Widerstand. Er bestimmt maßgeblich den Fehlerstrom, welcher beliebige Werte bis zum Fehlerstrom des „satten“ Doppelerdschlusses annehmen kann.

Für die Simulation befindet sich nach wie vor der Erdschluss zwischen L1-N am Ende des Kabel2. Die KNOPE befindet sich an der 20-kV-Sammelschiene des Umspannwerks zwischen L3-N.

Der Zeitstrahl in Abbildung 22 veranschaulicht den Ablauf der Simulation:

- Fehlereintritt bei $t = 0$ ms: Programmtechnische Notwendigkeit zur Erzeugung der (K)NOPE.
- Fehlereintritt bei $t = 33,4$ ms: Erdschluss (L1-N) im Netz. Um Ausgleichvorgänge zu vermeiden, tritt dieser bei 90° Eintrittswinkel auf.
- Leistungsschalter zu bei $t = 103,4$ ms: z.B. 100 ms nach Fehlereintritt wird die KNOPE aktiviert.
- Leistungsschalter auf bei $t = 203,4$ ms: weitere 100 ms später öffnet der Leistungsschalter der KNOPE wieder.

Der Fehler ist anschließend geortet und kann selektiv abgeschaltet oder weiterversorgt werden.

Die Wahl fiel auf eine reine Ortung des Fehlers ohne darauffolgende Abschaltung des kranken Abgangs.

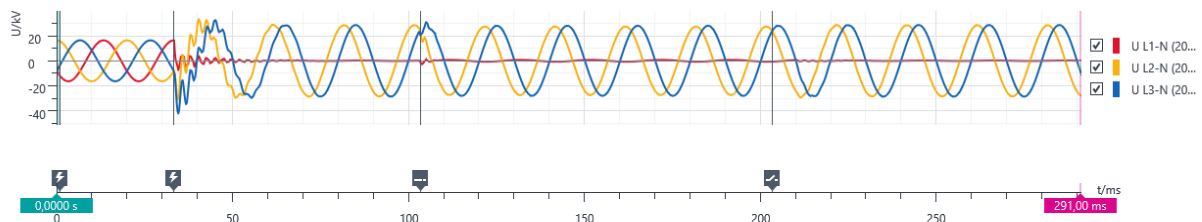


Abbildung 22: Trafo US: Spannungen an der Unterspannungsseite des 110/20-kV-Umspanners

Die Spannungen der 20-kV-SS verhalten sich im isolierten KNOPE-Netz gleich wie im isolierten Netz.

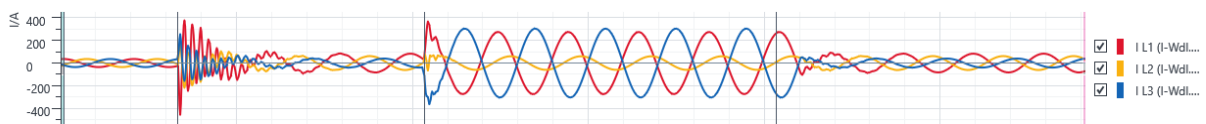


Abbildung 23: Trafo US: Ströme an der Unterspannungsseite des 110/20-kV-Umspanners

Der Ortungsstrom aus Phase L3 der KNOPE über die Dreieckschaltung des Trafos in die Phase L1 des Fehlers belastet die Unterspannungsseite des Umspanners.



Abbildung 24: L1A: Ströme am Anfang des Kabel1

Der Fehler am Ende von Kabel2 zeigt, abgesehen von den kapazitiven Fehlerstromanteilen des Kabel1, trotz KNOPE keine Auswirkung im Restnetz.

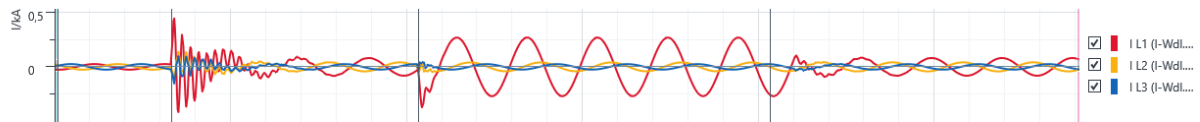


Abbildung 25: L2A: Ströme am Anfang von Kabel2

Während der aktivierten KNOPE tritt nur in Kabel2 der gewünschte Ortungshilfsstrom auf. Während des gesamten Fehlers fließt der kapazitive Erdfehlerstrom in Phase L1.

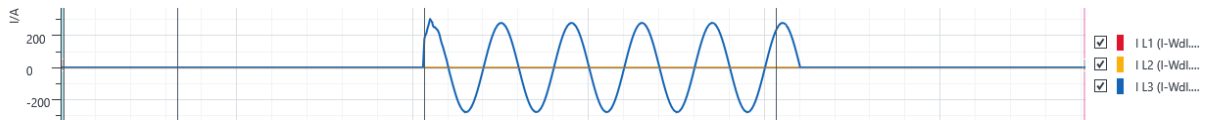


Abbildung 26: KNOPE: Fehlerstrom aus KNOPE

Vor dem Aktivieren und nach der Abschaltung der KNOPE ist die Ortungshilfsschaltung völlig unbeteiligt am Fehlergeschehen.

Beispielrechnung zur Sensibilität bzgl. Fehlerort (Kabelimpedanz):

Fehlerort A: z.B. 20 km entfernt, mit 150 mm² Alu Kabel versorgt.

Kabelwiderstand aus Datenblatt NA2XS2Y: $R_{\text{Kabel}, 20 \text{ km}} = 4,12 \, \Omega$

Fehlerort B: z.B. 1 km entfernt, mit 150 mm² Alu Kabel versorgt

Kabelwiderstand aus Datenblatt NA2XS2Y: $R_{\text{Kabel}, 1 \text{ km}} = 0,206 \, \Omega$

KNOPE Widerstand für 200 A: $\frac{20000 \text{ V}}{200 \text{ A}} = 100 \, \Omega$

$$\frac{U_n}{R_{\text{Kabel}} + R_{\text{KNOPE}}} = I_{\text{Ortungshilfsstrom}}$$

$$\frac{20000 \text{ V}}{4,1 \, \Omega + 100 \, \Omega} = 192 \text{ A}$$

$$\frac{20000 \text{ V}}{0,2 \, \Omega + 100 \, \Omega} = 199 \text{ A}$$

Im Gegensatz zur Sensibilitätsbetrachtung der KNOSPE in Kapitel 4.4 beträgt der Unterschied des nahen (1 km) zum fernen (20 km) Erdschluss bei der KNOPE nur 7 A, also 3,5 %. Das entspricht in diesem Beispiel beinahe einer Halbierung der Sensitivität auf die Netzausdehnung.

4.8 NOPE

Eine weitere Methode der Fehlererkennung auf einer gesunden Phase besteht darin, die zuvor erklärte kurzzeitige niederohmige Phasenerdung (zu Ortungszwecken) dauerhaft anzuwenden. NOPE ist dabei die Abkürzung für „**N**ieder**O**hmige **P**hasen**E**rdung“. Bei dieser Art des Netzbetriebes müssen alle Sternpunkte und alle Sternpunktbildner isoliert sein. Die Betriebsart ist in Freileitungsnetzen zu Übertragungszwecken in Sonderfällen geeignet. Dabei wird die Einspeisung durch ein 400-V-Notstromaggregat übernommen. Für symmetrische Bedingungen sowohl bei der Einspeisung (Generator), als auch bei der Belastung (Verbraucher) wird über einen Dy- bzw. Yd-Transformator jeweils ein symmetrisches Drehstromsystem in der Niederspannung (400 V) hergestellt.

In der Übertragungsstrecke besteht die dauerhafte NOPE als Art „Isolationswächter“ der anderen Phasen. Anschließend kann die übertragene Energie wieder in ein symmetrisches Niederspannungsdrehstromsystem heruntertransformiert werden.

Aufgabe der NOPE ist es, einen dauerhaften Erdschluss im sonst isolierten Mittelspannungsnetz zu schaffen. Bei Eintritt eines zufälligen Erdfehlers in den nicht geerdeten Phasen im Netz wird aufgrund des sofort bestehenden Doppelerdschlusses wegen Überstromauslösung des Generators abgeschaltet.

Durch das hohe Übersetzungsverhältnis des Transformators werden die Leitungskapazitäten der Mittelspannungsleitung durch Umrechnen in die 400-V-Ebene stark vergrößert. Dies hat bei ungünstiger Konstellation zur Folge, dass der Betrag der Generatorreaktanz den kapazitiven Leitungsreaktanzen (bei bereits wenigen km Systemlänge) entspricht und Serienresonanz mit unzulässig hohen Betriebsspannungen entsteht.

Die detaillierte Ausarbeitung und reale Untersuchung einer NOPE wurde im Zuge dieser Arbeit aus Zeitgründen nicht durchgeführt.

Der prinzipielle Aufbau des lokalen Übertragungsnetzes mit NOPE ist in Abbildung 27 dargestellt.

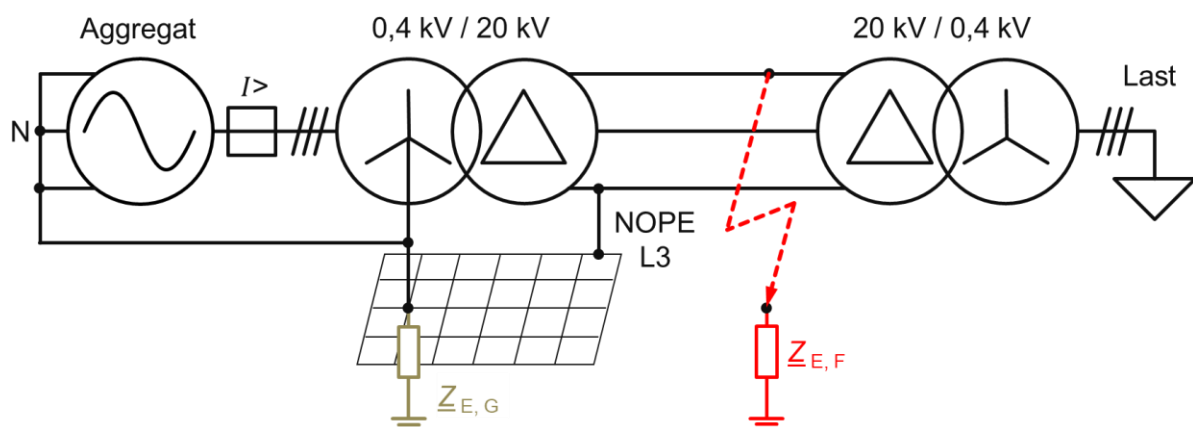


Abbildung 27: Prinzipielle Darstellung der NOPE im Mittelspannungsnetz

5 Schutzbetrachtungen bei Änderung der Sternpunktbehandlung mit Beispiel

Der Netzschutz ist die wichtigste Instanz, um Schaden durch Netzfehler oder äußere Einwirkungen zu begrenzen. Demzufolge sorgen Schutzeinrichtungen für das Erkennen und Abschalten von entstandenen Fehlern, um einen störungsfreien Betrieb im Restnetz zu gewährleisten. Dabei gilt es unter anderem Selektivität, Schnelligkeit, Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit der Geräte bestmöglich auszulegen.

Der Erdschlussschutz erfasst selbsterklärend ausschließlich den (einpoleigen) Erdfehler, wohingegen der Kurzschlussschutz den mehrpoligen Kurzschlusszustand (Isolationsverlust in mehreren Phasen) behandelt. In der Regel ist der dreipolige Kurzschluss der stromstärkste Fehler. Je nach Sternpunktbehandlung kann der Fehlerstrom im Erdschlussfall unterhalb des Betriebsstromes liegen (ohm'sch geerdeter Sternpunkt, isoliertes Netz, erdschlusskompensiertes Netz).

Es wird zwischen Verfahren zur Erfassung des Erdschlusszustandes und dem Schutzkonzept im Ganzen unterschieden. Das Erfassungsverfahren ist die technische Methode den Fehler zu detektieren und wenn möglich gleich zu lokalisieren, wohingegen das Schutzkonzept die Auslöseverzögerung, Selektivität, Zuverlässigkeit und im Allgemeinen die Abwendung der Folgen des Fehlers behandelt.

5.1 Messmethoden der Erdschlusserfassung (Auswahl)

Die Vielzahl an verschiedenen Verfahren zur Erkennung von Erdschlüssen zeigt auf, dass es keine allumfassende Lösung gibt. Speziell in Netzen mit Erdschlusskompensationsspulen ist der Fehlerstrom als Informationsquelle problematisch.

Zur Erkennung von Erdschlüssen auf problematischen Verbindungsleitungen oder in Trafostationen werden im Folgenden die wichtigsten und gängigsten Methoden kurz vorgestellt. Die kostengünstigste, schnellste, bzw. beste Lösung kann auch eine Kombination verschiedener Arten sein, bei der die jeweiligen Vorteile gemeinsam [14] genutzt werden.

5.1.1 Gewinnung der Nullsystemgröße der Ströme

5.1.1.1 Kabelumbauwandler

Der Kabelumbauwandler ist sinngemäß eine alleinstehende Sekundärwicklung. Er kann im Nachhinein und während des Normalbetriebs um jedes beliebige Kabel ohne galvanische Verbindung montiert werden. Ein Kabelumbauwandler umfasst alle drei Phasen excl. Schirme und Mantel.

Die gewonnene Information ist der Summenstrom, welcher im symmetrischen, fehlerfreien Betrieb 0 A ist. Der Summenstrom entspricht definitionsgemäß dem dreifachen Wert des Nullstromes [2], [6] $\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} = 3 \cdot \underline{I}_0$ über das Kabel. Die überlagerten Magnetfelder der Phasen werden primärseitig vektoriell addiert und anschließend im Kabelumbauwandler umgesetzt. Dadurch entsteht erst nach der Summenbildung ein möglicher Messfehler. Für wattmetrische Verfahren (z.B. cos-φ-Schaltung) ist diese genaue Messmethode essenziell. An Freileitungen ist der Kabelumbauwandler nicht anwendbar.

5.1.1.2 Holmgreenschaltung

Die Holmgreenschaltung erzeugt, wie auch der Kabelumbauwandler, den Summenstrom aus den drei Phasen. Dazu wird bei vorhandenem dreipoligen Stromwandlersatz keine zusätzliche Hardware benötigt. Die drei Leiterstromwandler am Sammelschienenabgang werden sekundärseitig so verschaltet (Parallelschaltung), dass es zu einer vektoriellen Addition der Ströme (Knotenregel) kommt.

Der Nachteil dieser Methode zur Summenstrombestimmung ist, dass die Addition erst auf der Sekundärseite inkl. der Wandlerfehler [16] in Betrag und Winkel erfolgt.

Für kompensierte Netze ist der Wert des Summenstromes i.a. klein und kann im Bereich der Wandlerfehler liegen. Für diese Netzform ist die Holmgreenschaltung mit der Information des fehlerbehafteten Summenstromes als alleiniges Auslösekriterium nicht sicher geeignet und kann schlimmstenfalls zu Fehllansprechen oder Unterfunktionen führen. Für das transiente Erdschlusswischerverfahren ist die Holmgreenschaltung wegen der anfänglich hohen Stromamplituden (siehe Abbildung 21) allerdings ausreichend genau.

5.1.2 Gewinnung der Nullsystemgröße der Spannungen – offene Dreieckswicklung

Wie auch in der Holmgreenschaltung werden die sekundärseitigen Spannungen der drei Spannungswandler zusammengezählt (Maschenregel). Dies geschieht in einer Serienschaltung mit offenen Klemmen, welche als offene Dreieckswicklung bezeichnet wird (vektorielle Addition).

Es gilt physikalisch: $\underline{U}_{L1E} + \underline{U}_{L2E} + \underline{U}_{L3E} = 3 \cdot \underline{U}_0 = \underline{U}_{NE}$ (siehe Theorie der symmetrischen Komponenten)

Zur Gewinnung der Spannung im Nullsystem kann in modernen Wandlern auch die digitale vektorielle Addition durchgeführt werden.

5.2 Erdschlussschutzkonzepte (Auswahl)

Zur selektiven, schnellen und zuverlässigen Erfassung und automatischen Abschaltung der fehlerbehafteten Betriebsmitteln muss ein im ganzen Netz stimmiges Schutzkonzept erstellt werden. Je mehr Fehlerkriterien wie Strom, Zeit, Spannung, Phasenverschiebung usw. miteinbezogen werden, desto komplexer und aufwändiger wird ein Schutzkonzept.

5.2.1 Erdschlusswischerverfahren

Das Erdschlusswischerverfahren befasst sich mit der Erkennung eines Erdschlusses vor allem im erdschlusskompensierten oder isolierten Netz. Da in diesen Netzformen die Fehlerströme sehr klein, aber die Einschwingströme sehr groß sind, wird das einmalige transiente Einschwingverhalten bei Erdschlusseintritt untersucht.

Die Spannung des betroffenen Leiters bricht bekanntermaßen im Erdschluss auf bis zu 0 V zusammen. Die gesunden Phasen erfahren gleichzeitig eine bleibende Spannungserhöhung auf bis zu $\sqrt{3} \cdot U_N$.

Die schlagartigen Spannungsänderungen haben Umladevorgänge der parasitären Leiter-Erde-Kapazitäten zur Folge. Durch Kenntnis der Richtung des Umladestromstoßes aus Analyse von Verlagerungsspannung und Winkel zum Stromstoß kann der Fehlerort im Netz eingegrenzt werden.

Während 90 bis 95 % [9] der Periodenzeit (20 ms) ist der Spannungswert der betroffenen Phase hoch genug, um mit dieser Methode das Schutzrelais auszulösen.

5.2.2 Wattmetrische Verfahren

Wattmetrische Verfahren befassen sich naheliegenderweise mit der ohm'schen Komponente des Summenstroms, welcher markant im kranken Abgang auftritt. Dieser Anteil hängt in erster Linie von den Joul'schen Verlusten der Petersenspule, den Transformatorresistanzen, den resistiven Leitungsbelägen von Phasenleiter und Schirmen in Verbindung mit der Entfernung und dem Fehlerwiderstand (Fehlerart) ab.

Dieser nicht kompensierbare (kleine) Anteil heißt wattmetrischer Reststrom. Aus der Kenntnis von den komplexen Werten der Nullspannung und Nullstrom lässt sich mithilfe der $\cos\varphi$ -Schaltung der kranke Abgang und die Richtung des Wirkleistungsflusses im Netz bestimmen. Bei hohem Blindanteil können große Fehler aufgrund kleiner Winkelungenauigkeiten entstehen. Zur Optimierung der Messung mit anschließender Auswertung kann daher ein Widerstand parallel zur Petersenspule eingebracht werden (KNOSPE, „Wattreststromerhöhung“) oder gleich eine andere Sternpunktbehandlung, z.B: NOSPE angewendet werden.

5.2.3 Überstromschutz $I >$

Der Überstromschutz erhält seine einzige Information zur Auslösung vom angeschlossenen Stromwandler. Das Schutzgerät wird vor der Inbetriebnahme auf einen Auslösewert (Schwellenstrom) eingestellt. Liegt die Information des Stromwandlers darüber, löst das Relais unverzüglich aus.

Überstromschutz kann auch durch Schmelzsicherungen erreicht werden. Diese sind bei erneuter Inbetriebnahme nach Fehlerklärung auszutauschen.

Selektivität ist wegen unterschiedlicher Fehlerimpedanzen durch reinen Überstromschutz nicht zu erreichen.

Neben der Überstromschutzeinrichtung gibt es Überstromanzeiger („Fault Passage Indicator“). Diese sind an der Auslösung nicht beteiligt, zeigen aber in der Station an, ob ein Fehlerstrom durch die beobachtete Leitung geflossen ist. Diese Information ist bei der Ortung und Fehleranalyse nützlich.

5.2.4 Überstromzeitschutz $I >, t$

Der Überstromzeitschutz verwendet als Auslösekriterien den Summenstrom durch die Schutzeinrichtung und wertet während der Überstromanregung die abgelaufene Zeit aus. Sowohl der Ansprechwert des Summenstroms als auch die Verzögerungszeit sind zwei Parameter, die im Schutzgerät als feste Werte voreingestellt sind. Man nennt den üblichen Überstromzeitschutz auch unabhängig, da die Auslösezeit unabhängig vom Wert des Summenstromes ist.

Die Verzögerungszeit kann im gleichen Schutzkonzept und im gleichen Netz gestaffelt eingestellt werden, um erwünschte Selektivität zu erlangen. So können mehrere Überstromzeitschutzeinrichtungen hintereinandergeschaltet werden. Die Fehlerklärungsdauer kann im ungünstigsten Fall (Umschlagfehler) länger als die längste Verzögerungszeit im Schutzkonzept sein.

5.2.5 Überstromzeitschutz mit Richtungserkennung $I >, t, \rightarrow$

Der Überstromzeitschutz mit Richtungserkennung ist die logische Erweiterung des reinen Überstromzeitschutzes um die Richtungsbedingung (UND-Verknüpfung). Die Anregung erfolgt in Echtzeit, während die Auswertung der Richtungsbedingung, Summenstrombildung und $\cos\phi$ -Schaltung während des Ablaufens der Verzögerungszeit geschieht.

Die Verzögerungszeit kann im gleichen Schutzkonzept und im gleichen Netz gestaffelt eingestellt werden, um erwünschte Selektivität zu erlangen. So können mehrere Überstromzeitschutzeinrichtungen hintereinandergeschaltet werden. Die Fehlerklärungsdauer kann im ungünstigsten Fall (Umschlagfehler) länger als die längste Verzögerungszeit im Schutzkonzept sein.

Die Richtungsbedingung für die Auslösung ermöglicht in vielen Fällen eine erhebliche Zeitersparnis in der maximalen Fehlerklärungsdauer.

Für Netze mit Ringleitungen [3] ist es unerlässlich, Richtungsbedingungen festzulegen, um irreführende Fehlauflösungen und Nichtselektivitäten zu vermeiden.

5.2.6 Distanzschutz

Der Distanzschutz befindet sich i.a. am Anfang einer Stickleitung und wertet dort Strom und Spannungsverhältnisse des Abgangs aus. Das überwachte Leitungsstück wird mathematisch auf den komplexen Wert einer Impedanz reduziert. Besagter Impedanzwert wird im Distanzschutz mit voreingestellten Grenzen für Normalbetrieb bzw. Unterimpedanz verglichen.

Durch die immerwährende Überwachung der Leitung und das Errechnen des Fehlerortes über die eingegebenen Leitungsparameter, kann – im Gegensatz zum Überstromzeitschutz – die nötige Auslösung ohne Verzögerung und dennoch selektiv erfolgen. Üblicherweise wird die Schnellauslösung des Distanzschutz wegen Ungenauigkeiten und Toleranzen auf ca. 85 % der überwachten Leitungslänge festgelegt, wohingegen weiter entfernte Fehler (z.B. im Bereich des nachfolgenden Distanzschutzes) mit einer Verzögerungszeit auslösen würden.

Im Gegensatz zu den vorher genannten Schutzelementen ist der Distanzschutz kostenaufwendiger. Für sehr kurze Leitungsabschnitte [13] sowie für unbekannte Reduktionsfaktoren ist die Einstellung der Parameter im Distanzschutz schwierig.

Überdies ist eine Anwendung des Distanzschutzes auf verzweigte Strukturen eingeschränkt.

5.3 Anwendungsfall: Adaption eines bestehenden Erdschlussschutzkonzeptes

Im Zuge der Masterarbeit wurde ein prinzipielles und grundlegendes Engineering des Erdschlussschutzkonzeptes des 20-kV-Verteilnetzes einer Kleinstadt (< 30.000 Einwohner) in Österreich durchgeführt.

Das Netz ist 100 % vollverkabelt und weist eine Ausdehnung von etwa 55 km Systemlänge mit meist 95 mm² oder 150 mm² Leiterquerschnitt aus Aluminium auf. Das führt im Falle eines Erdschlusses zu einem kapazitiven Erdschlussstrom von etwa 250 A.

Eine derzeit vorhandene Erdschlusskompensationsspule soll in Zukunft durch einen niederohmigen Sternpunktwiderstand von 35 Ω mit den Stufen $\pm 10\%$ und $\pm 20\%$ für zukünftige Anpassungen ersetzt werden. Infolgedessen wird wegen der realen Betriebsspannungen > 20 kV durch den Erdschluss ein wattmetrischer Fehlerstrom von etwa 350 A hervorgerufen, zu welchem sich der kapazitive Fehlerstrom geometrisch addiert.

Die Struktur ermöglicht den Betrieb in vermaschter Ringstruktur und lässt sich grundlegend in zwei Netzhälften mit jeweils eigener Anbindung zum 110-kV-Netz unterteilen. Das sehr vereinfacht dargestellte Netz ist in Abbildung 28 wiedergegeben.

Der Übersichtlichkeit halber wurde im Folgenden die linke Hälfte des Bildes mit Stationen A und B als „linker Netzteil“ und das restliche Netz mit den Stationen C, D und E als „rechter Netzteil“ bezeichnet.

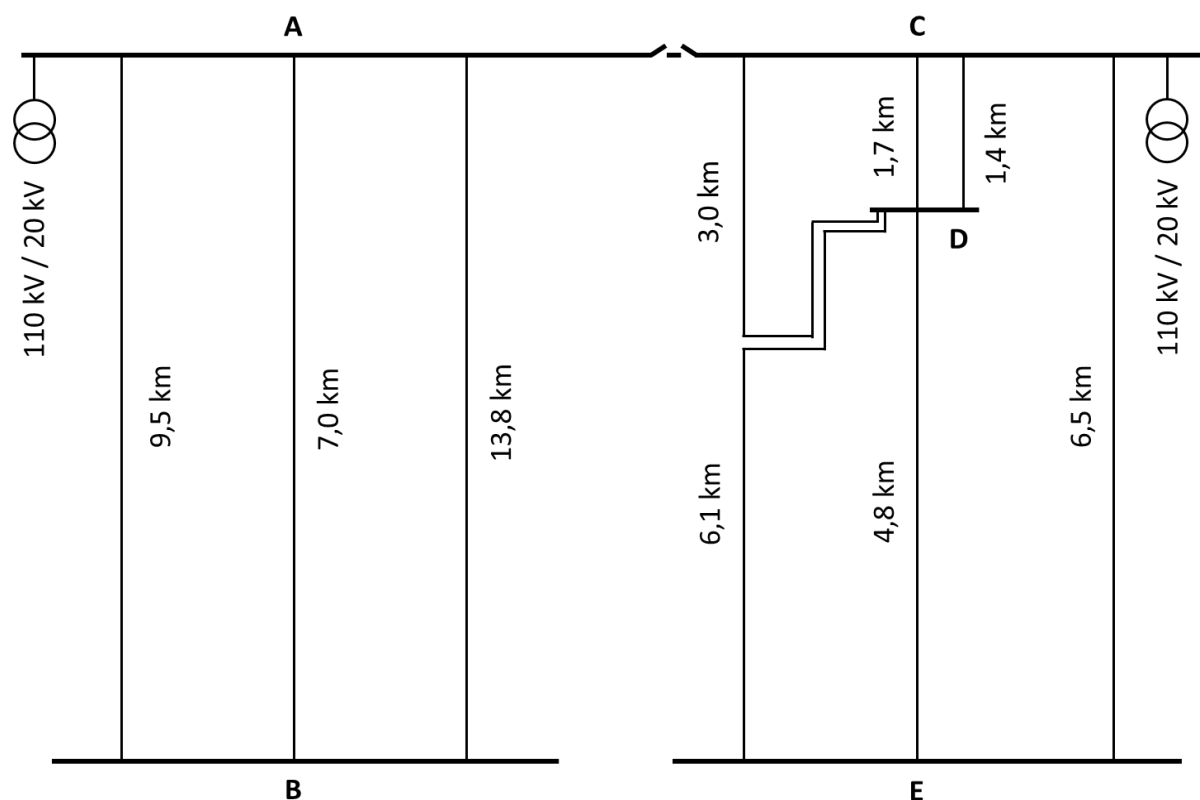


Abbildung 28: Netzstruktur des 20-kV-Netzes einer Kleinstadt (< 30.000 EW) in Österreich

Begleitend zur Umstellung der Sternpunktbehandlung muss ein neues Schutzkonzept für den Erdschlussschutz erstellt werden. Dabei bleibt das Kurzschlusschutzkonzept für mehrpolige Fehler unangetastet!

5.3.1 Festlegung der Auslöseschwellen

Es gilt als gängige Praxis, die Auslöseschwelle aller Schutzgeräte im selben Netz gleich anzusetzen. Dazu muss ein Wert deutlich unterhalb des kleinstmöglichen Fehlerstromes gewählt werden. Um sicheres Ansprechverhalten zu garantieren, wird im Basiskonzept daher eine Auslöseschwelle bei $\leq 50\%$ des kleinsten Fehlerstromes durch die betroffene Schutzeinrichtung angesetzt. Gleichzeitig soll aber keine Fehlauslösung durch Einkoppelung, Störung, Asymmetrie o.ä. möglich sein. Die Auslöseschwelle wird daher andererseits unter der Berücksichtigung der Messungenauigkeiten entsprechend hoch angesetzt. Aufgrund einer detaillierten Analyse der Aufteilung des wattmetrischen Summenstroms mithilfe von RelaySimTest wird eine **Auslöseschwelle** von **35 A** (wattmetrische Messung) gewählt.

Eine Anregung erfolgt durch den gesamten Summenstrom (inkl. kapazitiven Anteilen). Die Auslösung wird durch den wattmetrischen Anteil des Summenstromes („dreifacher Nullstrom“) und dessen Richtung hervorgerufen. Der wattmetrische Teil wird bis zur Auslösung während einer Verzögerungszeit evaluiert und mit der eingestellten Auslöseschwelle verglichen.

Die kürzeste Verzögerungszeit ist 0,1 s, um die Staffelzeiten gering zu halten und gleichzeitig noch die Selektivität mit den Transformatorsicherungen sicherzustellen.

5.3.2 Methodik der Prüfung

Um die Funktion des Schutzkonzepts aufbauend zu beschreiben, werden zunächst zwei repräsentative Fehlerfälle beschrieben, nämlich Fall „Erdschluss nahe der Gegenstation SS-B“ (Abbildung 30 bis Abbildung 34) bzw. der Fall „Erdschluss nahe der Einspeisestation SS-A“ (Abbildung 36 bis Abbildung 40), jeweils in der linken Netzhälfte. Wie gezeigt wird, unterscheiden sich die Fehlerklärungsdauern in Abhängigkeit des Ortes.

Anschließend werden die Umschlagpunkte mittels Variation des Fehlerabstandes von der SS-A bestimmt. Dazu wird die Software RelaySimTest von Fa. Omicron verwendet. Die Umschlagpunkte sind jene Orte, welche als Grenzen zwischen einstufiger und zweistufiger Fehlerklärung gelten. Dabei wird der Bereich zwischen Einspeisestation und Umschlagpunkt als Bereich der zweistufigen Auslösung (mit Umschlagen des Fehlerstrompfades in Ringleitungen) bezeichnet und soll stets minimiert werden.

Für die komplexere, rechte Netzhälfte wird die detaillierte Fehleranalyse in dieser Arbeit nicht weiter behandelt.

Der hellblaue Werte neben den Schutzeinrichtungen steht für die Verzögerungszeit in Sekunden. Der hellblaue Pfeil gibt an in welche Richtung der Fehlerstrom passieren muss, um eine Auslösung nach der gegebenen Zeit hervorzurufen.

5.3.3 Fehlerklärung am Beispiel „Netzhälfte links“

Die linke Netzhälfte setzt sich prinzipiell aus drei Strängen zusammen, welche in der Gegenstation SS-B als Ringleitungen konfiguriert werden können und üblicherweise parallelgeschaltet sind.

Die drei Drehstromkabel werden zur Darstellung der Stromaufteilung und des nachvollziehbaren prinzipiellen Ablaufs im Längenverhältnis 1:1:1 modelliert.

Für die später folgende Variation der Fehlerorte, welche in der anschließenden Betrachtung zu einem Umschlagfehler führen, wurden im Simulationsprogramm die genauen Kabellängen modelliert.

5.3.3.1 Erdschluss nahe der Gegenstation SS-B (schnelle Auslösung):

○ Phase 0 – Vorzustand

Dies ist der normale Netzbetrieb. Er zeigt die Auslegung des Schutzkonzepts in Ruhestellung.

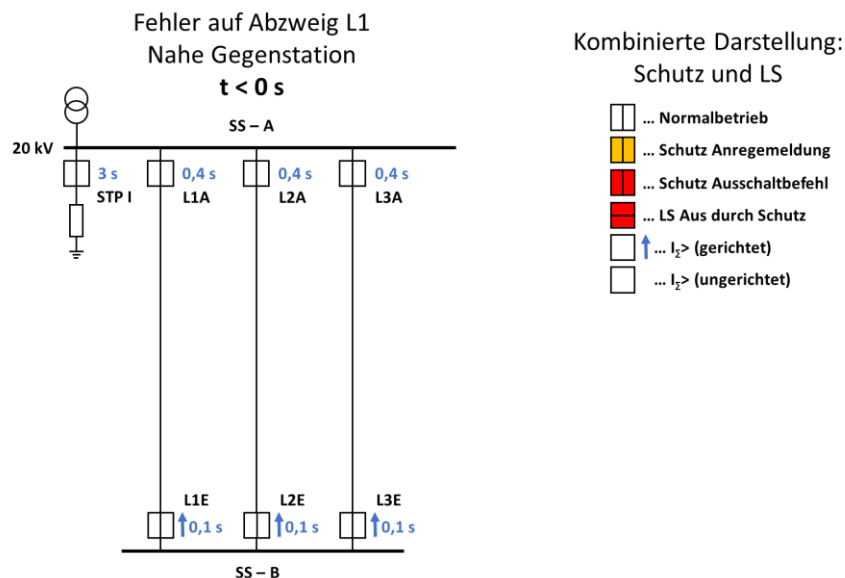


Abbildung 29: Linke Netzhälfte, Phase 0 – Vorzustand

○ Phase 1 – Fehlereintritt

Alle Schutzeinrichtungen erkennen den großen Summenstrom (inkl. kapazitiver Ströme) und regen an. Richtung und Auslöseschwelle (wattmetrische Messung) werden zu diesem Zeitpunkt nicht geprüft.

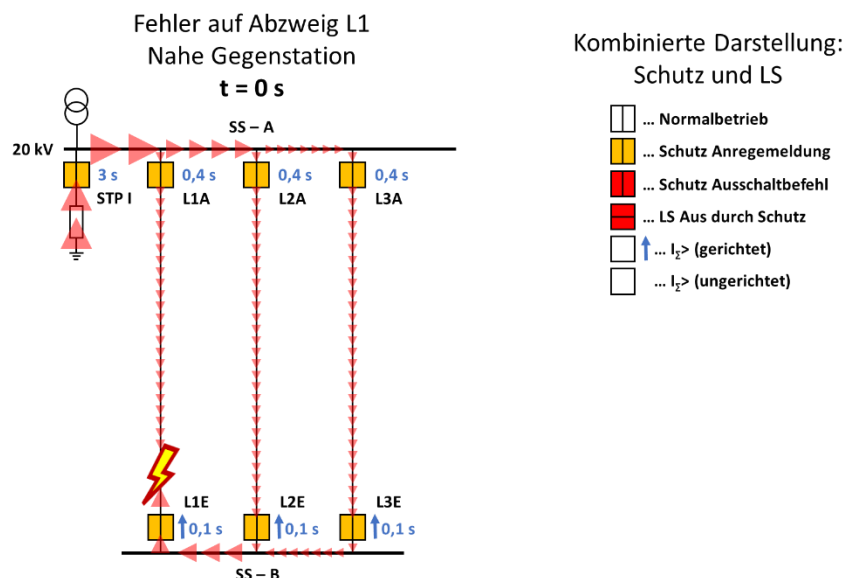


Abbildung 30: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Gegenstation SS – B, Phase 1 – Fehlereintritt

○ **Phase 2 nach $t = 0,1$ s**

Zwischenzeitlich überprüft: Für L1E sind die Ausschaltbedingung (Zeit abgelaufen, Richtung stimmt und wattmetrischer Summenstrom zu groß) erfüllt. Ausschaltbefehl wird durch den Schutz an den Leistungsschalter L1E abgegeben.

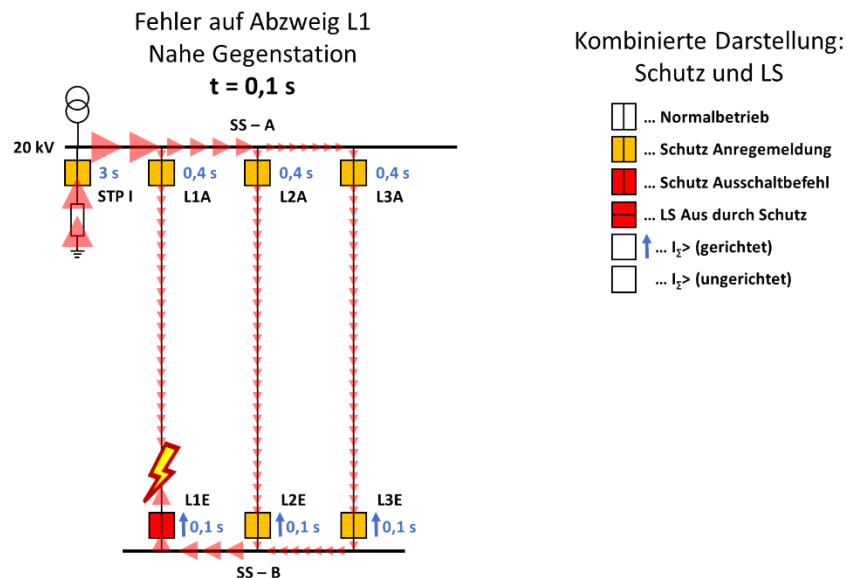


Abbildung 31: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Gegenstation SS – B, Phase 2 nach $t = 0,1$ s

○ **Phase 3 nach $t = 0,18$ s**

Zwischen Ausschaltbefehl und ausgeschaltetem Zustand (stromlos) verstreichen etwa 80 ms (Ausschaltzeit des Leistungsschalters). Die Stromaufteilung verändert sich nun, und L1A bleibt angeregt. Die restlichen Schutzeinrichtungen sind nicht mehr aktuell angeregt, behalten aber die Meldung.

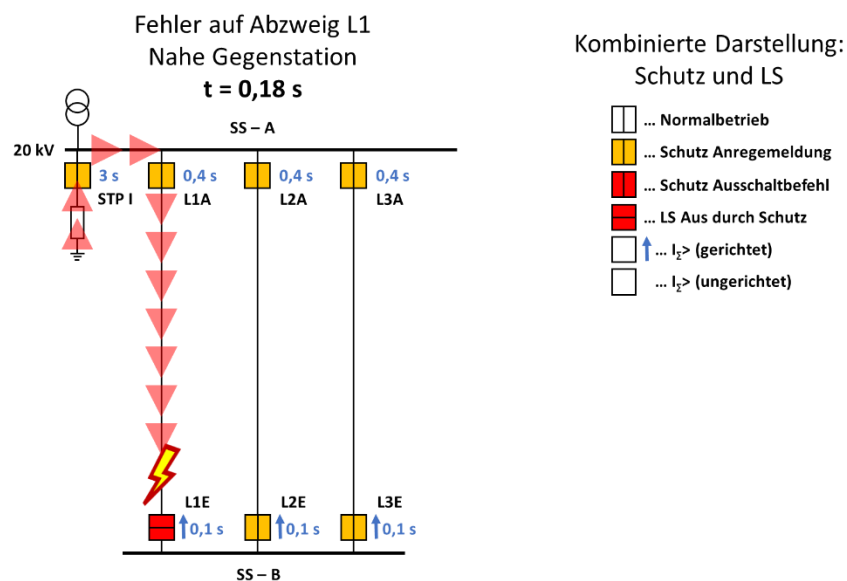


Abbildung 32: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Gegenstation SS – B, Phase 3 nach $t = 0,18$ s

○ **Phase 4 nach $t = 0,4$ s**

L1A hat bereits bei Fehlereintritt angeregt und bleibt durchgehend angeregt, bis die Verzögerungszeit von 0,4 s abgelaufen ist. Danach erteilt die Schutzeinrichtung den Ausschaltbefehl.

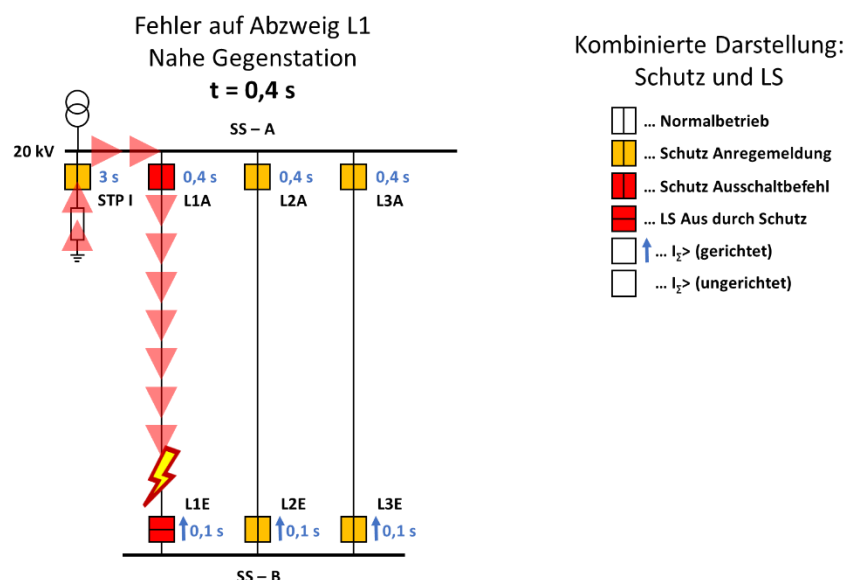


Abbildung 33: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Gegenstation SS – B, Phase 4 nach $t = 0,4$ s

○ **Phase 5 – Fehler geklärt nach $t = 0,48$ s**

Wiederum 80 ms später ist der Leistungsschalter ausgeschaltet (stromlos) und der Fehler ist geklärt.

Es wurde ausschließlich Leitung1 selektiv mit einer Fehlerklärungsdauer von 0,48 s abgeschaltet.

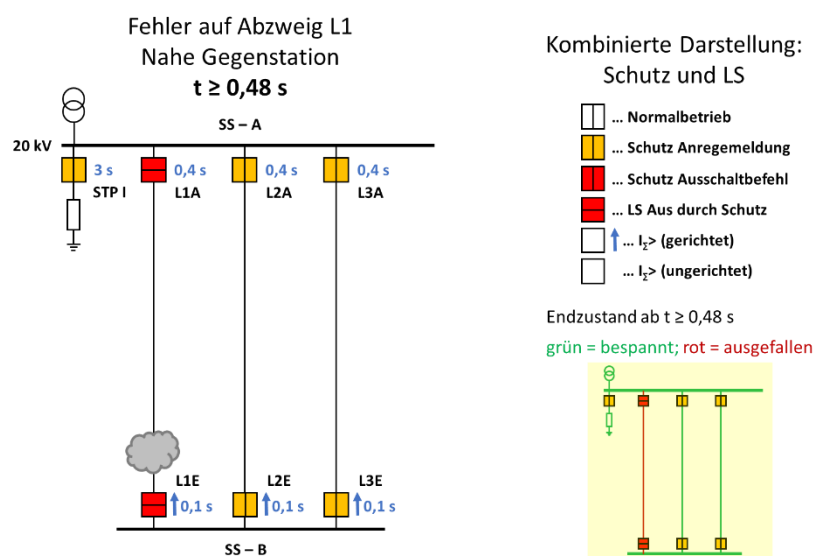


Abbildung 34: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Gegenstation SS – B, Phase 5 – Fehler geklärt nach $t = 0,48$ s

5.3.3.2 Erdschluss nahe der Einspeisestation SS-A (Umschlagfehler):

○ Phase 0 – Vorzustand

Dies ist der normale Netzbetrieb. Er zeigt die Auslegung des Schutzkonzepts in Ruhestellung.

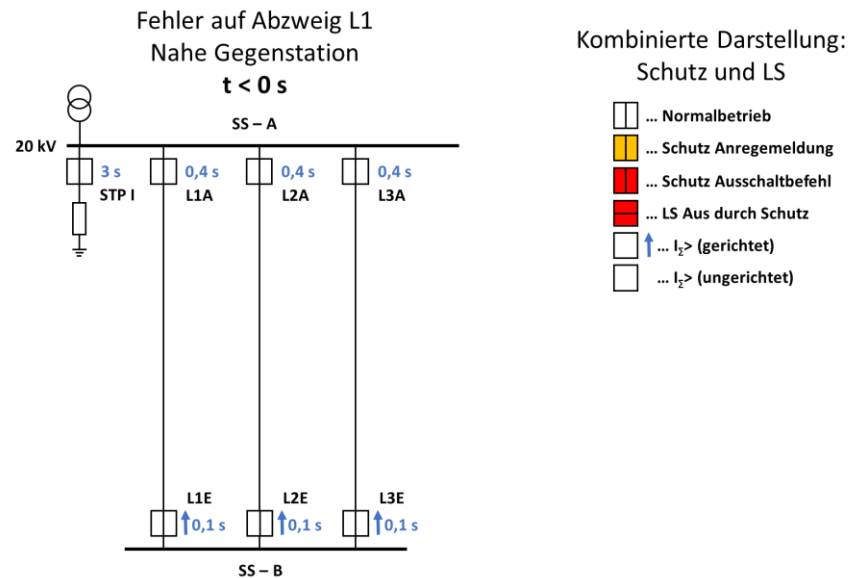


Abbildung 35: Linke Netzhälfte, Phase 0 – Vorzustand

○ Phase 1 – Fehlereintritt

Ein Fehler tritt kurz hinter L1A ein. Der Stromanteil, welcher „von unten“ zur Fehlerstelle kommt, ist so gering, dass die restlichen Schutzeinrichtungen nicht anregen.

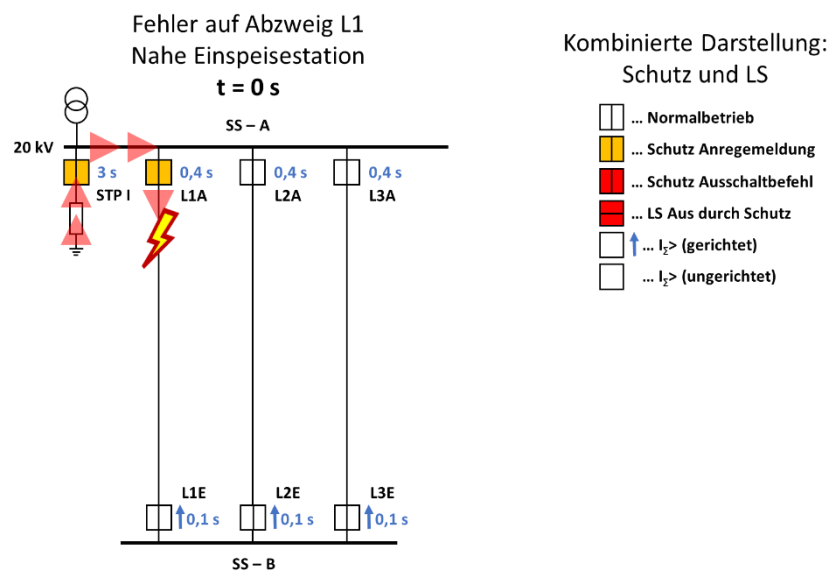


Abbildung 36: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Einspeisestation SS – A, Phase 1 – Fehlereintritt

○ **Phase 2 nach $t = 0,4$ s**

L1A gibt nach abgelaufener Zeit (0,4 s) wegen der passenden Ausschaltbedingungen (Zeit abgelaufen und wattmetrischer Summenstrom zu groß) den Ausschaltbefehl ab.

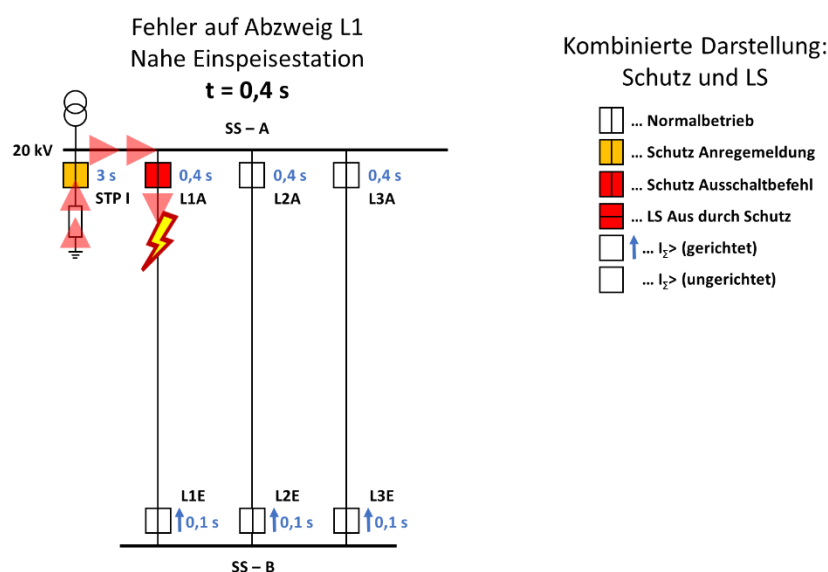


Abbildung 37: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Einspeisestation SS – A, Phase 2 nach $t = 0,4$ s

○ **Phase 3 – Umschlagen des Fehlers nach $t = 0,48$ s**

Zwischen Ausschaltbefehl und ausgeschaltetem Zustand verstreichen etwa 80 ms (Ausschaltzeit des Leistungsschalters). Der Strompfad „schlägt um“. Die nun beteiligten Schutzeinrichtungen beginnen erst jetzt, 0,48 s nach Fehlereintritt, anzuregen und auszuwerten.

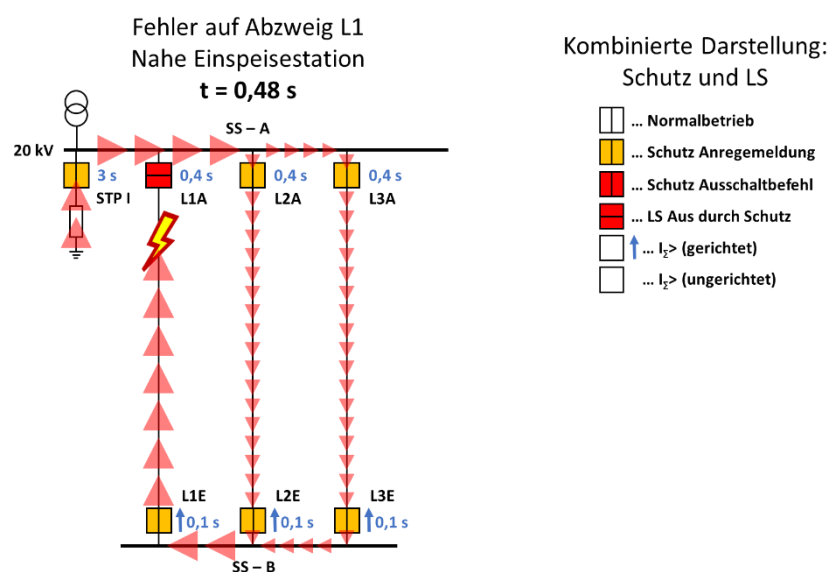


Abbildung 38: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Einspeisestation SS – A,
Phase 3 – Umschlagen des Fehlers nach $t = 0,48$ s

○ **Phase 4 nach $t = 0,58$ s**

L1E misst den einpoligen Fehlerstrom. Die Richtungsbedingung für den Ausschaltbefehl ist erfüllt, und die Schutzeinrichtung gibt nach der eingestellten Verzögerungszeit von 0,1 s den Ausschaltbefehl ab.

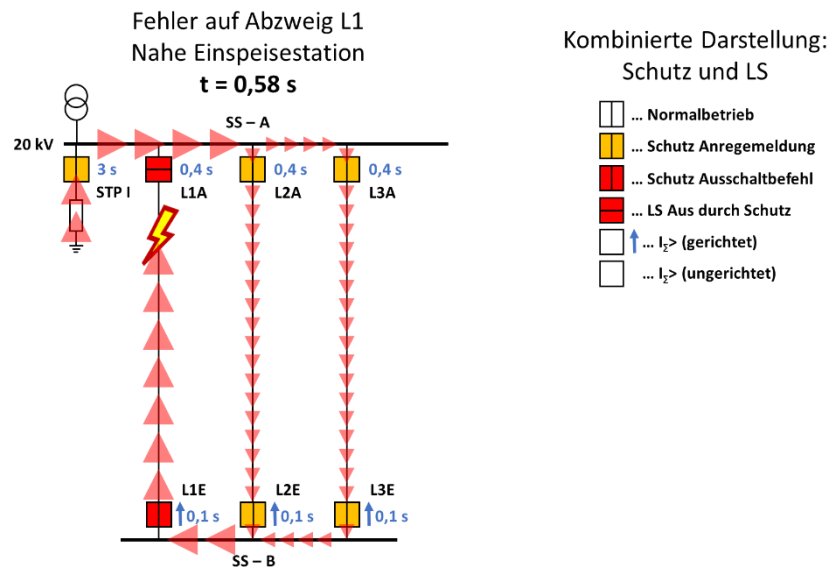


Abbildung 39: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Einspeisestation SS – A, Phase 4 nach $t = 0,58$ s

○ **Phase 5 – Fehler geklärt nach $t = 0,66$ s**

Nach weiteren 80 ms (Leistungsschalter) ist die Leitung selektiv abgeschaltet (stromlos). Die Fehlerklärungsdauer beträgt 0,66 s. Die Fehlerzeit setzt sich aus zwei Stufen zusammen: vor und nach dem Umschlagen des Fehlerstrompfades.

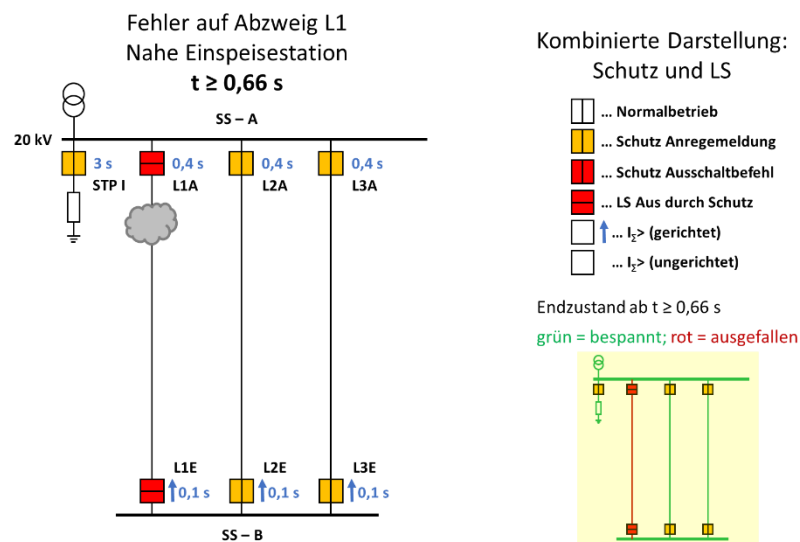


Abbildung 40: Linke Netzhälfte, Fehler nahe Einspeisestation SS – A, Phase 5 – Fehler geklärt nach $t = 0,66$ s

5.3.4 Variation des Fehlerortes

Untersucht wird der Einfluss der Entfernung des Fehlers von der Einspeisestation A in Richtung Gegenstation B, ab der eine mehrstufige Auslösung erfolgt. Die Umschlaggrenze ergibt sich aus der Betrachtung des wattmetrischen Summenstromes in RelaySimTest. Hierfür werden die genauen Kabellängen modelliert (9,5 km für Leitung1, 7 km für Leitung2 und 13,8 km für Leitung3). Auswertungen werden durch iteratives Platzieren eines Erdschlusses in 10-%-Schritten der jeweiligen Kabellänge durchgeführt.

Die grundsätzlichen Parameter der Simulation (Version: Basisschutz_V17_mod.rstx) in Abbildung 41 sind:

- OMICRON RelaySimTest Programmversion: 4.00.2248
- 110-kV-Netz
 - $S_{k,max} = 4 \text{ GVA}$
 - Sternpunkt: Starr geerdet
 - $X_1/R_1 = 3,5$ (üblich für Freileitungsnetze)
- Umspanner: 110 kV / 20 kV
 - Nennleistung: 40 MVA
 - Schaltgruppe: Yy0 zur Nachvollziehbarkeit der Phasenlagen auf beiden Seiten
 - Übersetzung: 110 kV : 20 kV
 - Kurzschlussspannung = 15 %, verlustfrei, ohne Sättigung
- Kompensationsspule links für Vollkompensation (132 A kapazitiver Fehlerstrom) ³⁾
 - $\underline{Z}_1$ hochohmig (100 kΩ)
 - $\underline{Z}_0 = 263 \text{ } \Omega \angle 89^\circ$ ⁴⁾
- Kompensationsspule rechts für Vollkompensation (100 A kapazitiver Fehlerstrom) ³⁾
 - $\underline{Z}_1$ hochohmig (100 kΩ)
 - $\underline{Z}_0 = 347 \text{ } \Omega \angle 89^\circ$ ⁴⁾
- Niederohmige Sternpunktterdung: Ortungswiderstand für 350 A jeweils links und rechts
 - $\underline{Z}_1$ hochohmig (100 kΩ)
 - $\underline{Z}_0 = 99 \text{ } \Omega \angle 1^\circ$ ⁴⁾

³⁾ Der Einbezug der Kompensationsspulen in den Netzaufbau der Simulation erfolgte, um allfällige Fragen betreffend RESPE und Betrieb abzudecken. Gäbe es im Netz Freileitungsstrecken, die eine Begrenzung des Erdfehlerstromes erfordern, wäre die fixe Teilkompensation eine robuste Lösung. Im gegenständlichen Fall ist dies derzeit nicht erforderlich. Für die weiterführende Betrachtung wurde die RESPE nicht zugeschaltet (d.h. reine NOSPE im simulierten Netz)

⁴⁾ Es wird aus Grundsatzüberlegungen $\neq 0^\circ$ und $\neq 90^\circ$ festgelegt

- Leitungen (100 % Kabel) – übliche Werte
 - Impedanzen als Beläge angegeben (Werte gelten für $\underline{k}_0 = 1$)
 - $R_1' = 130 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $X_1' = 130 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $R_0' = 420 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - $X_0' = 420 \text{ m}\Omega / \text{km}$
 - Kapazitäten (Werte entsprechend für 3 Stk. Einleiterkabel)
 - $C_1' = 0,39 \text{ }\mu\text{F} / \text{km}$
 - $C_0' = 0,39 \text{ }\mu\text{F} / \text{km}$
 - Mutuelle Kopplung zwischen den Einleiterkabeln zur Nachvollziehbarkeit deaktiviert

Abbildung 41 zeigt die Netzstruktur in RelaySimTest zu Simulationszwecken und zur Schutzauslegung.

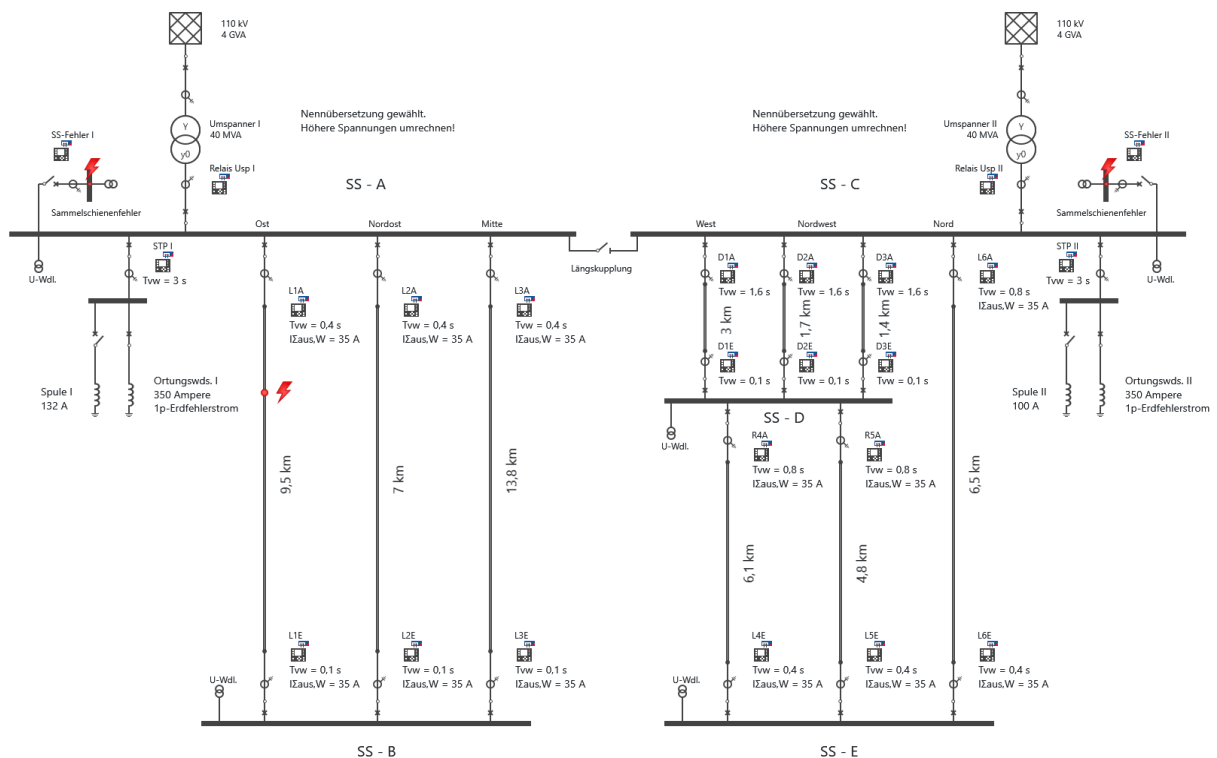


Abbildung 41: In RelaySimTest modelliertes Ersatznetz (Version: Basisschutz_V17_mod.rstx)

Das Ergebnis der Auswertung der Umschlagpunkte ist der Tabelle 1 zu entnehmen. Es wird der Summenstrom, also der dreifache Nullstrom betrachtet.

Tabelle 1: Bestimmung der Fehlerklärungsauern links – Analyse des Summenstromes ($= 3 \cdot I_0$)

Betrachtete Leitung	Fehlerort von Einspeisung	Summenstrom am Leitungsende	Ohm'scher Anteil am Leitungsende	Gesamtzeit	Zweistufige Auslösung?
L1	20 %	52 A $\angle 16,4^\circ$	50 A	0,48 s	Nein
	10 %	26 A $\angle 15,6^\circ$	25 A	0,66 s	Ja
L2	20 %	50 A $\angle 34,5^\circ$	41 A	0,48 s	Nein
	10 %	30 A $\angle 46,0^\circ$	21 A	0,66 s	Ja
L3	20 %	55 A $\angle 3,3^\circ$	55 A	0,48 s	Nein
	10 %	27 A $\angle -11,1^\circ$	26 A	0,66 s	Ja

Bewertung: Die Umschlagpunkte befinden sich auf allen Abgängen der linken Netzhälfte bei etwa 15 % der jeweiligen Leitungslänge. Das bedeutet, auf etwa 85 % der Strecken erfolgt eine „schnelle“ Auslösung. Die Fehlerklärungsauer beträgt in diesen Fällen stets 0,48 s.

5.3.5 Auslegung für „Netzhälfte rechts“

Die Fehler der linken Netzhälfte lassen sich sinngemäß auf die komplexere, vermaschte rechte Struktur des Netzes übertragen. Die Staffelzeiten und notwendigen Arten der Schutzeinrichtungen ergeben sich durch genaue Analysen und Variation des Fehlerortes. Auch hier wird die einheitliche **Auslöseschwelle** von **35 A** (wattmetrische Messung) des Summenstroms angesetzt.

Die selektive Auslegung der Schutzfunktionen ist in Abbildung 42 veranschaulicht. Die längeren Leitungen (Leitung4, Leitung5 und Leitung6) werden für den prinzipiellen Fehlerablauf mit dreifacher Länge der kürzeren Leitungen (D1, D2 und D3) angenommen. Das Verhältnis ist also 3:1.

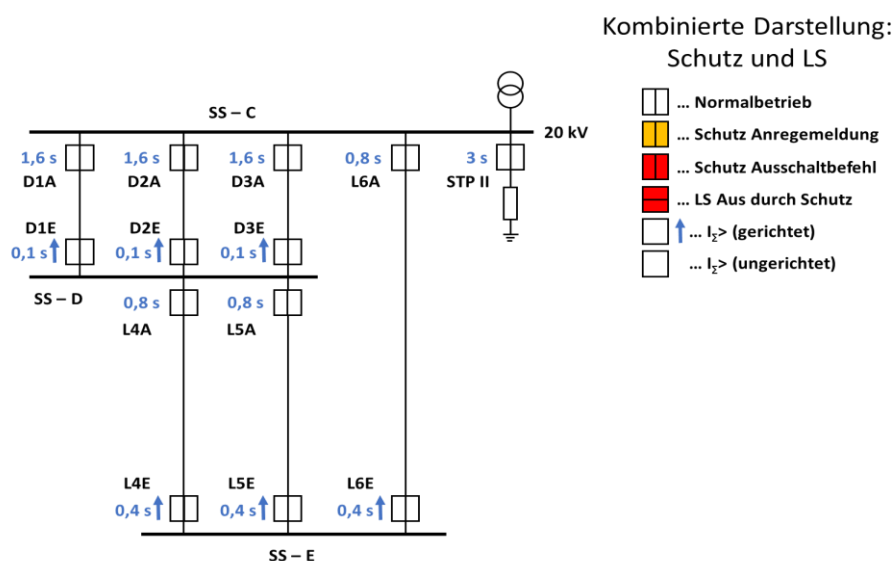


Abbildung 42: Auslegung des Schutzkonzepts für die rechte Netzhälfte

Wie bereits für die linke Netzhälfte vorgezeigt, werden auch die Umschlagpunkte der rechten Netzhälfte aus Abbildung 41 mit evaluiert. Zur Analyse der Umschlagpunkte je Leitung werden die Leitungslängen anschließend mit den genauen Distanzen in Abbildung 41 modelliert.

Tabelle 2: Bestimmung der Fehlerklärungsdauern rechts – Analyse des Summenstromes ($= 3 \cdot I_0$)

Betrachtete Leitung	Fehlerort von Einspeisung	Summenstrom am Leitungsende	Ohm'scher Anteil am Leitungsende	Gesamtzeit	Zweistufige Auslösung?
L6	20 %	49 A $\angle$ 14,3°	47 A	0,88 s	Nein
	10 %	25 A $\angle$ 15,4°	24 A	1,36 s	Ja
L5	20 %	57 A $\angle$ 15,3°	55 A	0,88 s	Nein
	10 %	36 A $\angle$ 16,7°	34 A	0,88 / 1,36 s	Grenze
	0 %	14 A $\angle$ 22,1°	13 A	1,36 s	Ja
L4	20 %	59 A $\angle$ 10,1°	58 A	0,88 s	Nein
	10 %	35 A $\angle$ 8,2°	35 A	0,88 / 1,36 s	Grenze
	0 %	10 A $\angle$ -5,1°	10 A	1,36 s	Ja
D1	20 %	62 A $\angle$ 18,4°	59 A	1,68 s	Nein
	10 %	32 A $\angle$ 22,9°	29 A	1,86 s	Ja
D2	20 %	57 A $\angle$ 30,6°	49 A	1,68 s	Nein
	10 %	34 A $\angle$ 42,4°	25 A	1,86 s	Ja
D3	20 %	55 A $\angle$ 36,6°	44 A	1,68 s	Nein
	10 %	36 A $\angle$ 50,1°	23 A	1,86 s	Ja

Bewertung: Die Umschlagpunkte befinden sich auf den Abgängen der rechten Netzhälfte bei etwa 10 bis 15 % der jeweiligen Leitungslänge. Das bedeutet, auf etwa 85 % der Strecken erfolgt eine „schnelle“ Auslösung. Die „schnelle“ Fehlerklärungsdauer hängt von der betroffenen Leitung ab und ist entweder 0,88 s oder 1,68 s.

6 Messtechnische Nachweise der Personensicherheit bei Änderung der Sternpunktbehandlung

Nachdem in Kapitel 5 das Schutzkonzept entwickelt wurde, ist somit die Stromflussdauer für den einpoligen Fehlerfall verlässlich begrenzt. Da die Sicherheitsbetrachtung der Auslegung von Erdungsanlagen für Starkstromanlagen in Netzen mit Nennwechselspannungen über 1 kV (siehe Kapitel 3.1) sowohl Höhe der Berührungsspannung und Fehlerdauer gleichzeitig umfassen (siehe Abbildung 6), muss dem Schutzkonzept eine messtechnische Untersuchung in Hinblick auf u.a. Berührungsspannungen erfolgen.

Einer jeden theoretischen Betrachtung eines jeden Erdungssystems sollte ein messtechnischer Nachweis zur Verifikation folgen. Nach dem derzeitigen Wissensstand sind Erdungsmodelle und rein theoretische Analysen des Erdreichs noch nicht genügend universell anwendbar und zuverlässig. Diese Gegebenheit hängt von vielen Parametern ab wie fehlende Messdaten, schwankende Umgebungsbedingungen wie Wetter und Witterung, stetige bauliche Veränderungen des Erdreichs, Alterung der Anlagen, Unwissenheit über getätigte Arbeiten in der Umgebung uvm.

Als Anhaltspunkt zur Orientierung kann die Erstmessung der Erdungsimpedanz beim Stationsbau herangezogen werden. Diese Daten unterliegen allerdings keiner wiederkehrenden Prüfungspflicht. Nach Einbindung in das Kabelnetz und einhergehendem Anschluss von Begleiterdern, PEN-Leiter, Kabelschirmen, Blitzableiter usw. ist eine getrennte Messung der Stationserdung auch nicht mehr durchführbar.

Darüber hinaus ist es in Zweifelsfällen erforderlich, den theoretischen Überlegungen und den Vormessungen im Regelbetrieb einen scharfen Netzversuch in der neuen Betriebskonfiguration folgen zu lassen. Idealerweise würde der Netzversuch an den gleichen Orten wie für die Vormessung angedacht werden und eine abermals begleitende Messung der gleichen Spannungen und Ströme stattfinden.

Im Zuge der vorliegenden Masterarbeit wurden unter anderem Mittelspannungsnetze in folgenden Strukturen untersucht:

- eine Großstadt in Österreich (< 300.000 Einwohner)
- eine Kleinstadt in Österreich (< 30.000 Einwohner)
- Betriebsgelände eines Großunternehmens in Österreich
- Netzausläufer im hochalpinen Gelände

Die Messergebnisse der Strecke A in der Großstadt (siehe Kapitel 6.7.1) werden zur Nachvollziehbarkeit ausführlich hergeleitet und kommentiert. Für die restlichen Messstrecken werden nur die berechneten und 50-Hz-relevanten Ergebnisse aufgezählt.

6.1 Methodik der Messung

Für die Gewinnung von 50-Hz-relevanten Messergebnissen wurde die frequenzselektive Methode der Strom-/Spannungsmessung bei zwei benachbarten Frequenzen und anschließender Mittelwertbildung ausgewählt. Dabei sollen die Messfrequenzen nicht zu weit von der Zielfrequenz entfernt liegen. Ebenso dürfen sie nicht dem einfachen oder Vielfachen anderer Betriebsfrequenzen entsprechen (Bahnstrom 16,7 Hz oder 60 Hz). Die Messfrequenzen wurden auf 30 Hz und 70 Hz festgelegt.

6.1.1 Messaufbau und Messdurchführung

Für die Untersuchung der Spannungsverhältnisse und der Stromaufteilung im Erdreich im Fehlerfall wird die zu untersuchende Struktur (Auswahl der Orte siehe Kapitel 6.6) vom restlichen Netz freigeschaltet. Die freigeschaltete Leitung wird anschließend auf einer Seite allpolig kurzgeschlossen und geerdet, um den – in dieser Messung äquivalenten – einpoligen Erdfehler zu erzeugen. Auf der anderen Seite des Kabels wird ein Überspannungsableiter (CP GB1 von Fa. Omicron) gegen Erde an die zu untersuchende Phase angeschlossen. Dadurch werden mögliche, während der Messung von außen eingekoppelte gefährlichen Überspannungen abgeleitet, um Personen und Messeinrichtungen zu schützen.

In das Kabel wird nun mit einer geregelten Stromquelle (CPC oder Compano von Fa. Omicron) ein Fehlerprüfstrom $I_{\text{Prüf}}$ mit gewünschter Amplitude und gewünschter Frequenz eingeprägt. Dabei ist es irrelevant, an welchem Kabelende sich die Stromquelle bzw. der Kurzschluss befinden, da die Prüfschleife in Serie mit der Quelle verschaltet ist (siehe Abbildung 44 und Abbildung 45).

Gleichzeitig wird der zurückfließende Schirmstrom durch eine Strommesszange erfasst. Ebenso kann der durch die Station inkl. angeschlossener Erdverbindungen abfließende Erdungsstrom I_E direkt gemessen werden, indem eine Rogowskispule sowohl Phasen als auch Schirme gemeinsam umschlingt (siehe Abbildung 43).

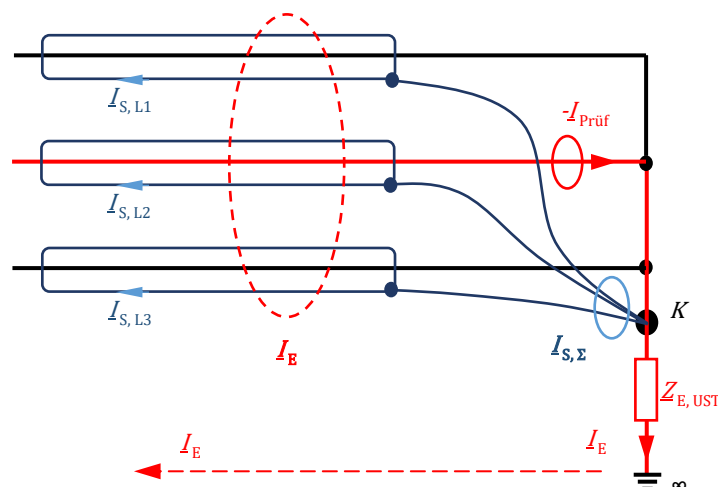


Abbildung 43: Strommessungen in der Station mit Rogowskispule

Die Schleifenimpedanz der Speiseschleife z.B. L2-E kann über Fehlerprüfstrom und Schleifenspannung berechnet werden.

Des Weiteren werden die durch den Erdfehlerprüfstrom erzeugten Erdungsspannungen (EPR) an den untersuchten Stationen ausgemessen. Das geschieht mit einem Erdspieß, dem frequenzselektiven Spannungsmessgerät HGT1 von Fa. Omicron und einer Kabelrolle. Alle Werte werden dann wegen der Vergleichbarkeit linear auf einen zu erwartenden Fehlerstrom I_F mit dem Faktor $(I_F/I_{Prüf})$ hochgerechnet.

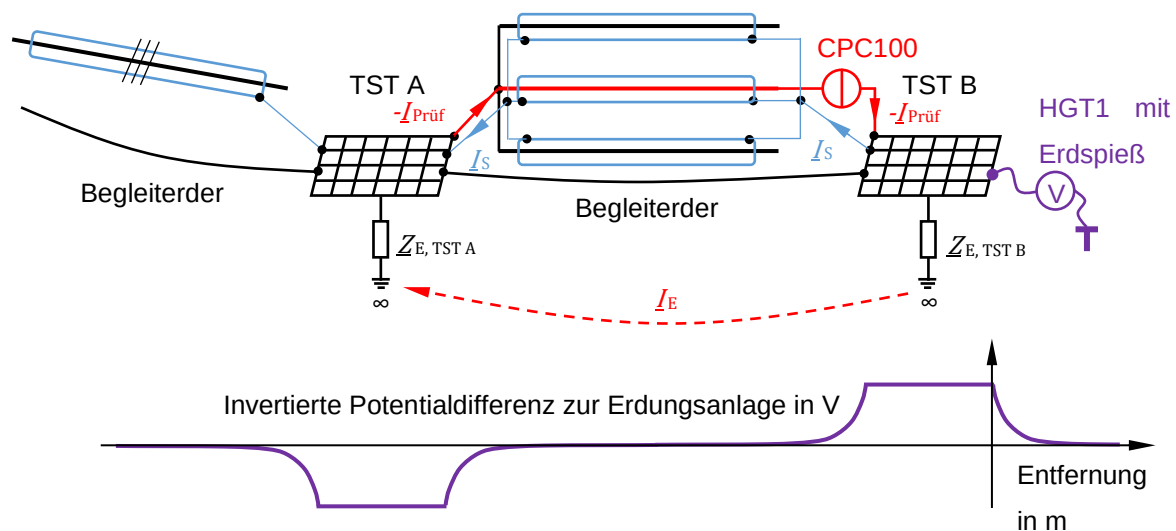


Abbildung 44: Prinzipieller Messaufbau für Kabelstrecke am Ende einer Stichleitung

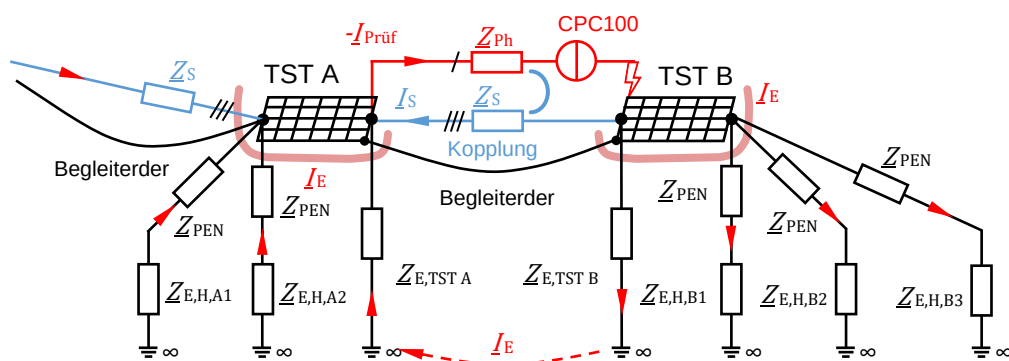


Abbildung 45: Prinzipielles Ersatzschaltbild zur Stromaufteilung am Ende einer Stichleitung

Die Legende(n) von Abbildung 7 und Abbildung 9 gelten ebenfalls an dieser Stelle.

Bei gleichem Ort von Stromquelle und Erdschluss können aufgrund des seriellen Messaufbaus die Erdungsspannungen beider Stationen ausgemessen werden. Für nicht erdfühliges Kabel (z.B. kunststoffisolierte Kabel) spielt es keine Rolle, an welcher Seite des Kabels der Schirmstrom bestimmt wird.

Aus Erdungsspannung und Erdungsstrom folgt der berechnete Wert der Erdungsimpedanz der Station. Der Erdungsstrom beinhaltet dabei den Strom ins Erdreich sowie auch alle nicht dezidiert erfassbaren Teilströme über benachbarte Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. (siehe Abbildung 45).

Abschließend werden bei aufrechter Strominjektion nahegelegene, realistische Berührungssituationen ausgemessen. Dazu wird mit dem HGT1 und einem Erdspeiß (oder Bodenplatte) auf 1 m Entfernung zum berührbaren Objekt eine mit 1 k Ω belastete Spannungsmessung durchgeführt.

Da das restliche Netz während der Messung in Betrieb bleibt und daher Erdströme mit 50 Hz vagabundieren, welche nicht gemessen werden sollen, wird die Messung bei 30 Hz, 70 Hz und – im Falle vernachlässigbarer 50-Hz-Störpegel zur Kontrolle – auch fallweise bei 50 Hz durchgeführt.

Der Mittelwert aus 30 Hz und 70 Hz liefert mit ausreichender Genauigkeit das Ergebnis für 50 Hz.

Der Rückstrom durch den Schirm ist nach dem Prinzip der induktiven Kopplung (Gegeninduktion) zweier paralleler Schleifen von der Frequenz nichtlinear abhängig und steigt mit steigender Frequenz, wodurch der Erdungsstrom und in Folge die Erdungsspannung der Station abnehmen. Daher unterscheiden sich die für 50 Hz linear gemittelten Messergebnisse zum erwarteten Erdfehler im Netzbetrieb (bei 50 Hz) um wenige Prozent.

An dieser Stelle wird darauf verwiesen, dass die verwendete frequenzselektive Messmethode nicht die einzige Möglichkeit darstellt. Darüber hinaus können die gleichen Daten durch z.B. [27] Schwebungsmethode, Kompensationsmethode, Ein-/Aus- bzw. Umpolmethode oder durch den realen Netzversuch mit Nennspannung erzeugt werden.

6.1.2 Geräteliste

Tabelle 3: Auflistung der verwendeten Messgeräte mit Einsatzzweck

Gerätebezeichnung	Verwendungszweck(e)
CPC 100	○ Portable, einstellbare Prüfstromquelle
Compano 100	○ Strom-/Spannungsmessgerät, frequenzselektiv
HGT1	○ Mobiles Spannungsmessgerät, frequenzselektiv ○ Belastungswiderstand 1 kΩ zuschaltbar ○ Messung von Potentialverläufen und Berührungsspannungen im Feld
CP CU1	○ Impedanzanpassung der Prüfstrecke an die Quelle
CP GB1	○ Überspannungsableiter, sicherheitsrelevante Erdungseinheit
Rogowskispule Type: Chauvin Arnoux, A 110	○ Messung von (komplexen) Stromsummen wie Schirmstrom, Leiterstrom, Erdungsstrom
Zangenamperemeter Type: Chauvin Arnoux, C 173	○ Einzelne Schirmstrommessungen
Verschiedene Digitalmultimeter	○ Zur doppelten Kontrolle von Messgrößen ○ Direkte Spannungsmessung ○ Strommessung in Kombination mit Zangenamperemeter ○ Strommessung in Kombination mit Rogowskispule

Zum weiteren Messequipment zählen auch noch Erdspeiße, Fußelektrode 20 × 20 cm (Bodenplatte), Kabeltrommeln 80 m und 300 m, Krokoklemmen, Kelvinklemmen, Laborstrippen, Maßband, Hammer uvm.

6.2 Freischaltung und aufrechter Netzbetrieb während der Messungen

Wie in Kapitel 6.6 noch ausgeführt wird, finden die Enden eines Netzausläufers besondere Beachtung hinsichtlich Personensicherheit im Fehlerfall, weshalb an diesen Orten eine Messung stattfinden sollte. Für die Messung muss z.B. ein Teil der 20-kV-Leitungsstrecke freigeschaltet und geerdet werden. Im Falle einer Stickleitung müssen die „stromabwärts liegenden“ Verbrauchsstätten für die Dauer der Messung über ein Notstromaggregat versorgt werden (LKW mit aufgebautem 400-V-Niederspannungsgenerator).

Alternativ kann durch das Legen einer Ersatzleitung und demselben Prüfstrom mit einer von 50 Hz abweichenden Injektionsfrequenz ein vergleichbares Resultat erzielt werden.

Für den Fall, dass Trafostationen innerhalb eines vermaschten Netzes in einer Ringleitung untersucht werden, wird nur das Verbindungskabel der beiden Stationen freigeschaltet, was die Niederspannungsversorgung nicht weiter beeinträchtigt, da die Stationen im Ring von der anderen Seite weiter versorgt werden. Zur Netzstützung kann auch hier ggf. ein Notstromaggregat eingebunden werden.

Zu beachten ist, dass während der Messung im 20-KV-Netz das restliche Netz in Betrieb bleibt.

Parallele, stromführende Leitungszüge, atmosphärische Einwirkungen oder Schalthandlungen im Restnetz können zu gefährlichen Einkopplungen in die untersuchte (geschlossene) Messschleife führen. Es ist daher unerlässlich, Schutzmaßnahmen dagegen anzuwenden. Eine Erdungseinheit „CP GB1“ von Fa. Omicron beinhaltet phasenweise Überspannungsableiter, welche im Fall einer Einkopplung sowohl Messeinrichtung und Personal schützen. Die CP GB1 muss parallel zur Quelle in die Messschleife eingebunden werden. Sinnvollerweise wird der Überspannungsableiter mit einem Seil angebunden, um elektromagnetischen Kräften und einem eventuellen Herumschleudern im Ernstfall entgegenzuwirken.

Grundlegend müssen beim Anschließen der Messeinrichtungen an die Messschleife ohnehin die fünf Sicherheitsregeln angewendet werden (Freischalten; gegen Wiedereinschalten sichern; Spannungsfreiheit feststellen; Erden und Kurzschließen; benachbarte, unter Spannung stehende Teile abdecken oder abschränken)

6.3 Stromstärke/Messpegel

Prinzipiell soll bei jeder Messung/Voruntersuchung/Analyse ein Prüfstrom im Bereich des simulierten Ereignisses (dem Erdfehlerstrom) eingespeist werden. Dadurch bleiben zufällige Fehler im Vergleich zum Nutzsignal klein und mögliche systematische Fehler werden bei späterer Hochrechnung ebenfalls nicht vervielfacht.

Es gilt aber zu beachten, dass die Messung aus jener Motivation heraus durchgeführt wird, die eine theoretische Überlegung bezüglich Sicherheit untermauern oder widerlegen soll. Eine Vormessung mit ungefährlichen Messpegeln ist daher angebracht um einen realen Anhaltspunkt zu erzeugen.

Ein weiteres Argument für kleine Messpegel (im Vergleich zum erwarteten Fehlerstrom) ist der Aufwand der Messung. Zur Erzeugung des Prüfstromes wird eine einstellbare Stromquelle herangezogen. Die treibende Spannung der Prüfstromquelle stellt sich anschließend selbständig ein. Aus dem Produkt von Spannung und Strom errechnet sich die benötigte Prüfleistung. In jeder Trafostation gibt es ein verfügbares Niederspannungsnetz, welches durch eine 16 A abgesicherte Steckdose $230\text{ V} \cdot 16\text{ A} = 3680\text{ kVA}$ Leistung zur Verfügung stellt. Für solche Leistungen gibt es bereits einstellbare Stromquellen von z.B. Fa. Omicron, nämlich das CPC100. Für einige Messungen fand auch das Compano100 von Fa. Omicron Anwendung.

Das CPC100 ist ein portables Gerät, welches unter anderem in Stromstärke und Frequenz frei eingestellt werden kann. Der Ausgang der Stromquelle treibt bis zu 100 A in große Erdungssysteme und ist dabei von 15 Hz bis 400 Hz stufenlos einstellbar. Für Prüflinge mit zu hoher Impedanz (wie z.B. lange Leitungen) oder kleine, unwirksamere Erdungssysteme gibt es das Zusatzmodul CPC CU1 (Coupling Unit) von Fa. Omicron, welches im Grunde ein Anpasstrafo für die Prüfstrecke ist.

Für die Prüfleistung existieren mehrere Grenzen der Prüfstromquelle:

- Der für die Quelle thermisch maximal mögliche Prüfstrom
- Die durch die Quelle maximal mögliche treibende Spannung
- Die maximal zwischen Prüfling und Quelle umsetzbare Leistung

Als übliche Prüfpegel haben sich Messungen bei 20 A oder 50 A für direkt vergleichbare Wertesets angeboten und bewährt.

Durch die Verwendung des 50-A-Strompegels ergibt sich für Messwerte ein Hochrechnungsfaktor von bis zu $1000\text{ A} / 50\text{ A} = 20$, um die Ergebnisse für z.B. hier 1000 A Fehlerstrom zu erhalten. Alle Systematischen oder stochastischen Fehler werden somit ebenfalls verzwanzigfacht.

6.4 Mittelung von frequenzabhängigen Messgrößen

Erdungsmessungen, wie sie im Rahmen dieser Arbeit im laufenden Netzbetrieb durchgeführt wurden, müssen aufgrund ihrer Methodik (siehe Kapitel 6.1) nachbereitet werden. Praktischen Nutzen bieten wegen der immer gleichen Netzfrequenz nur die aus den Messwerten errechneten 50-Hz-Mittelwerte, da das reale Fehlerverhalten im Netzbetrieb, abgesehen von Oberwellen und transienten Anteilen, ausschließlich aus 50-Hz-frequenten (d.h. netzfrequenten) Größen besteht.

Da anschließend weitere Hochrechnungen, Erkenntnisse und Aussagen auf der linearen Mittelung der Messwerte beruhen, ist die Richtigkeit dieser mathematischen Vorgehensweise zu hinterfragen.

An dieser Stelle wird auf Kapitel 6.7.3.4 (Abbildung 58) verwiesen. Die Messergebnisse sind nicht linear von der Messfrequenz abhängig. Geometrie und frequenzabhängige Impedanzen sind dafür verantwortlich.

Die lineare Mittelung von zwei symmetrisch von 50 Hz entfernten Messpunkten (z.B. 30 Hz und 70 Hz) liefert grafisch den Schnittpunkt der Verbindungslinie mit der vertikalen $f = 50$ -Hz-Linie. Diese Sehne liegt wegen der stetig negativen Krümmung durchgehend unterhalb der tatsächlichen Kurve des frequenzabhängigen Schirmstromes. Zwangsläufig muss also auch der linear gemittelte 50-Hz-Wert unterhalb des tatsächlichen 50-Hz-Wertes bei direkter Messung liegen. Der getätigte (systematische) Rechenfehler wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter untersucht, wird aber bei der vorliegenden Messung in Abbildung 58 bei 11,6 A auf max. 0,6 A (ca. 5 %) herausgelesen. Da der Schirmstrom nach der linearen Mittelung geringer ausfällt, als er tatsächlich ist, muss der Erdungsstrom in Wirklichkeit gutmütiger (niedriger) sein als laut Berechnung angenommen. Demzufolge ist die Sicherheitsbetrachtung der Berührungsspannungen mit einer Reserve versehen.

Da die Methode der linearen Mittelung zweier nichtlinear frequenzabhängiger Ergebnisse (Schirmstrom) bei symmetrisch auseinanderliegenden Nachbarfrequenzen sowohl in Unternehmen als auch in der Wissenschaft gängige Praxis ist, wurde der Rechenfehler ohne weitere Untersuchungen hingenommen.

6.5 Hochrechnung auf andere Strompegel

Nach Erhalt der 50-Hz-frequenten Spannungs- und Stromverhältnisse im Erdfehlerfall kann unter Annahme eines linearen Fehlerverhaltens von den stromschwachen Messbedingungen (20 A bzw. 50 A) auf jeden beliebigen echten Fehlerstrom hochgerechnet werden (z.B. 1000 A).

Das bedeutet, dass eine gemessene Berührungsspannung von z.B. 1 V bei 20 A Prüfstrom, eine reale Berührungsspannung von 50 V bei 1000 A Fehlerstrom hervorrufen würde.

Wie in Kapitel 6.7.3.4 ebenfalls gezeigt werden kann, folgt dies im Rahmen der Messungen tatsächlich einem linearen Verhalten. Dort wurde eine direkte Verdreifachung des Schirmstromes bei dreifachem Phasenstrom gemessen. Das bedeutet, es fließt auch einen dreifachen Erdungsstrom, welcher eine dreifache Berührungsspannung bewirkt.

6.6 Verallgemeinerung der Messergebnisse auf ganzes Netzgebiet

Wünschenswerterweise sollten im gesamten Netzgebiet in der Nähe aller Trafostationen in Hinblick auf potenziell kritische Berührungssituationen (Metallarmaturen, verschleppte Spannungen usw.) gemessen werden. Wegen des unmöglichen Aufwands muss eine Auswahl auf wenige Orte stattfinden.

Jedenfalls sind Freileitungsabschnitte, speziell Stichleitungen am Rand des Versorgungsgebietes zu untersuchen. Mittelspannungsfreileitungen weisen keinen Rückleiter auf, was zu maximalem Erdungsstrom und maximaler Erdungsspannung führt. Ergänzend sind auch Kabelstrecken am Ende einer Stichleitung zu untersuchen. Da am Ausläufer nur eine einseitige Verbindung von Erdungssystemen über Schirm und Begleiter vorhanden sein kann, erwartet man hier höhere Erdungsspannungen. Ebenso können Kalbelaufführungsmasten, Masttrennschalter oder Maststationen in ländlichem Gebiet mit wenigen Niederspannungsanschlüssen (nicht globales Erdungssystem) relevant sein. Je kleiner ein Erdungssystem (z.B. einer Maststation) ausgedehnt ist, desto steiler ist der Verlauf der Erdungsspannung und desto höher ist der Anteil der Berührungsspannung.

Generell kritisch sind Orte, die folgende Merkmale aufweisen:

- Schlechte galvanische Verbindung mit anderen Teilen eines globalen Netzes, z.B. größeres Siedlungsgebiet in einer geschlossenen Bebauung (Freileitung ohne Erdseil, lange Kabel mit Bleimantel, ...) UND
- ungünstige Fehlerortsbedingungen aufweisen, wie z.B. schlechte Bodenleitfähigkeit, wenige metallische erdfühige Einbauten UND
- von Menschen häufig frequentiert werden oder bei denen andere Aspekte Beachtung, i.S. von exponierter Lage, finden sollen.

Auf jeden Fall gehören dazu nach Möglichkeiten der jeweiligen lokalen Gegebenheit:

- 1.) Metalltüren (z.B. der eigenen Station),
- 2.) Metalltore an Zufahrten (Portierhäuschen usw.)
- 3.) PEN-Leiter von privaten Außensteckdosen (oft fehlende Zutrittsgenehmigung)
- 4.) (ersatzweise) PEN-Schienen von Hausanschlussverteilern (bei 1-m-Messung mitverlegte Runderder etc. berücksichtigen)
- 5.) Außen-Wasserhähne an Gebäuden
- 6.) Straßenbeleuchtungsmasten
- 7.) Brückengeländer
- 8.) Schwimmbäder (fallweise)
- 9.) Nutztieransammlungen (Reitställe o.ä.)
- 10.) Kabelaufführungsmasten, Masttrennschalter, Maststationen

Für den Nachweis der Sicherheit in einer bestimmten Fehlerumgebung, z.B. Ortsnetzstationen auf steinigem Boden, Anspeisungen über Freileitung(en), sollten mindestens 5 ausgewählte Orte gemessen werden.

Werden im Netz diese Umgebungen als Messorte ausgewählt, kann man davon ausgehen, dass im restlichen Teil des Netzes bessere oder zumindest gleich gute Erdungsbedingungen herrschen. Demzufolge ergeben sich zumindest gleich hohe oder niedrigere Berührungsspannungen. Man kann sagen, dass, wenn die kritischsten Orte im Netz sicher sind, ist auch das gesamte Netz hinsichtlich Berührungsspannungen bei gleichem einpoligen Erdfehlerstrom sicher.

6.7 Ergebnisse durchgeführter Messungen (Auswahl)

6.7.1 Großstadt (< 300.000 Einwohner) Strecke A, Netzausläufer, Vorstadt

- Erdschlusskompensiertes 20-kV-Netz
- Kompensationsstrombedarf:
120 A – 300 A Erdschlusskompensationsspule für diesen Netzbezirk installiert
- Messtag war ein Wintertag 2021
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge) zwischen Station 1 und 2: 710 m
- Drei einphasige 150 mm² Aluminiumleiter VPE-Kabel mit jeweils eigenem Kupferschirm (≥ 25 mm²). Bezeichnung: 3x E-A2XHC2Y 1x150
- Injektionsstrom für Messungen: 50 A
- Trafostation 1 ist eine nicht begehbare, etwa 3,5 m lange $\times$ 1,5 m breite, metallische Station am Rand des 20-kV-Netzes. Dies ist bei den Messungen die Einspeiseseite. Es ist nur ein einzelnes ankommendes Mittelspannungskabel an der Station angeschlossen.
- Trafostation 2 ist ein begehbare, etwa 6,5 m langes $\times$ 4,5 m breites, gemauertes Bauwerk. Hier ist das Kabel bei den Messungen dreipolig geerdet. Es ist ein ankommendes und ein abgehendes Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.

6.7.1.1 Schleifenimpedanz:

Messungen: Schleifenspannung bei 50 A Strominjektion

- 30 Hz $\rightarrow$ 10,44 V
- 70 Hz $\rightarrow$ 14,36 V

Berechnungen: linear gemittelt auf 50 Hz, 50 A

- 50 Hz – Schleifenspannung: 12,4 V
- 50 Hz – Schleifenimpedanz: $12,4 \text{ V} / 50 \text{ A} = 0,25 \text{ } \Omega$

Plausibilität:

- Typisches Mittelspannungskabel 150 mm² Alu
 - Typische spezifische Kabelreaktanz: 0,14 Ω/km
 - Spezifischer Kabelwiderstandsbelag laut Datenblatt [15]: 0,2 Ω/km
 - Spezifische Kabelimpedanz (Betrag): $Z'_1 = \sqrt{0,14^2 + 0,2^2} \text{ Ω/km} = 0,24 \text{ Ω/km}$
- Niedrig angesetzter $\underline{k}_0$ -faktor im Kabelnetz (gute Erdung), z.B. $\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_1$:
 - Betrag: $k_0 = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right) = 0,3$ (Ansatz siehe Kapitel 9.1)
- Errechnete spezifische Schleifenimpedanz Leiter-Erde-Schleife (Beträge):
 - $Z'_{\text{Schleife}} = Z'_1 \cdot (1 + 3 \cdot k_0) = 0,48 \text{ Ω/km}$ (Herleitung siehe Kapitel 9.1)
 - Für 710 m Kabellänge: $0,48 \text{ Ω/km} \cdot 0,71 \text{ km} = 0,34 \text{ Ω}$... passt etwa zur Messung

6.7.1.2 Erdungsspannungen:

An der Trafostation 1 wurden zwei Trassen, jeweils bei 50 A Strominjektion bei 30 Hz und 70 Hz gemessen. Anschließend wurden die Messwerte linear gemittelt (Ergebnis gültig für 50 Hz).

- Trasse 1 – Station 1 – Nordöstliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 623 mV
 - 2 m → 687 mV
 - 5 m → 786 mV
 - 10 m → 862 mV
 - 20 m → 915 mV

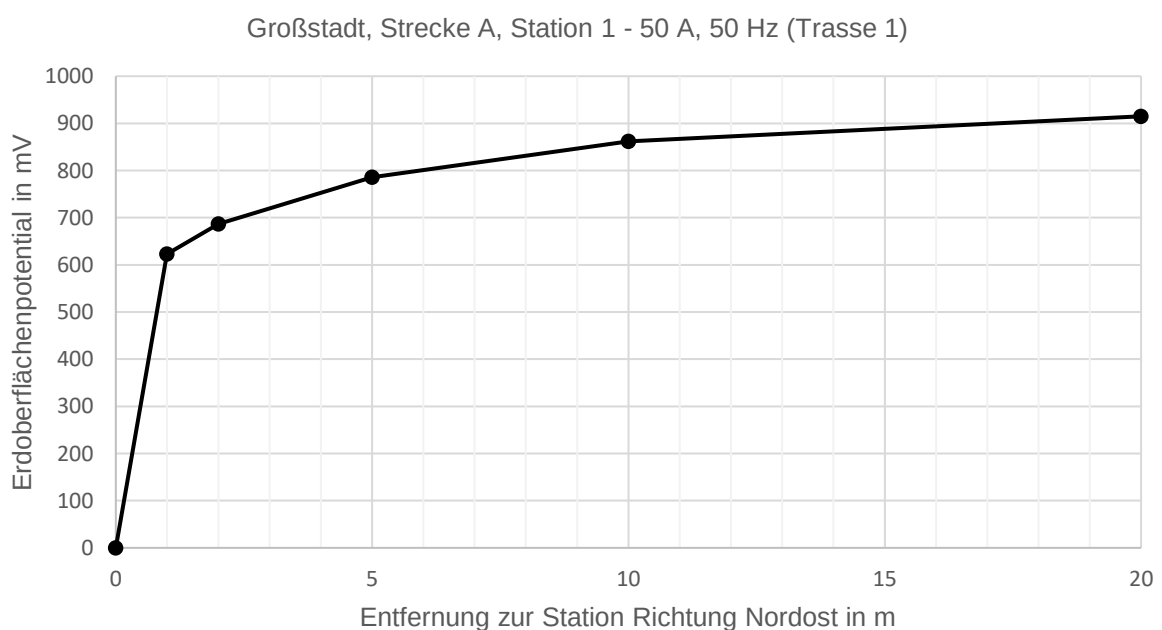


Abbildung 46: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke A, Station 1, Trasse 1

- Trasse 2 – Station 1 – Östliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 654 mV
 - 2 m → 721 mV
 - 5 m → 805 mV
 - 10 m → 860 mV
 - 20 m → 924 mV

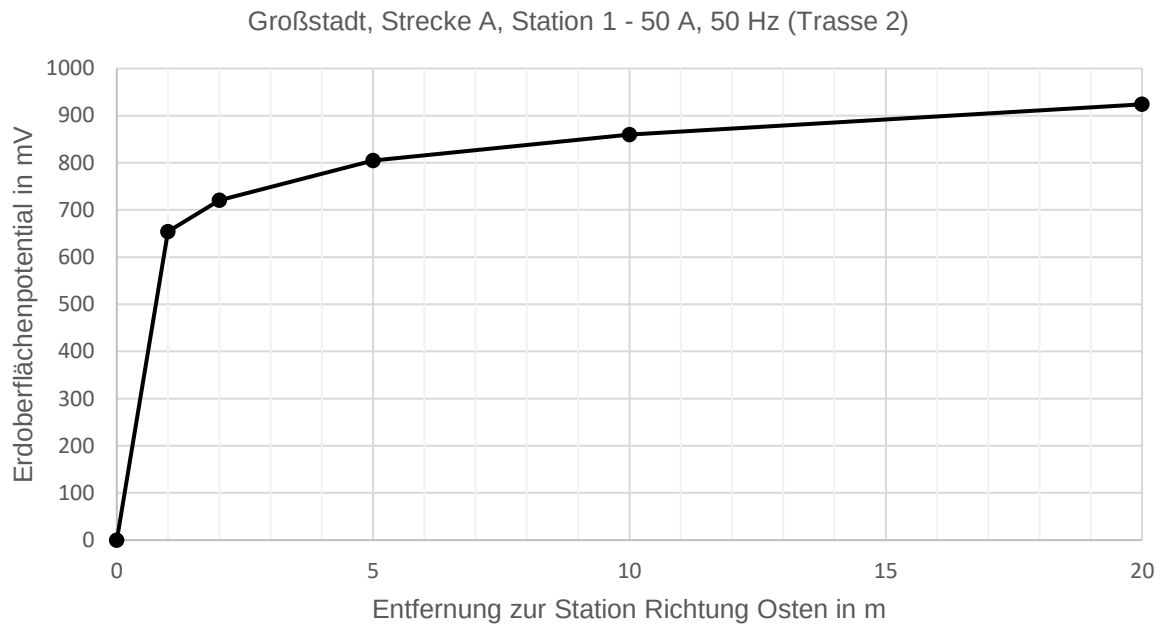


Abbildung 47: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke A, Station 1, Trasse 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 1 bereits nach 5 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 1 in der Größenordnung von etwa 1 V bei 50 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

An der Trafostation 2 wurde nur eine Trasse bei 50 A Strominjektion bei 30 Hz und 70 Hz gemessen. Anschließend wurden die Messwerte linear gemittelt (Ergebnis gültig für 50 Hz).

- Station 2 – Nordöstliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 166 mV
 - 2 m → 181 mV
 - 5 m → 204 mV
 - 10 m → 230 mV
 - 20 m → 258 mV

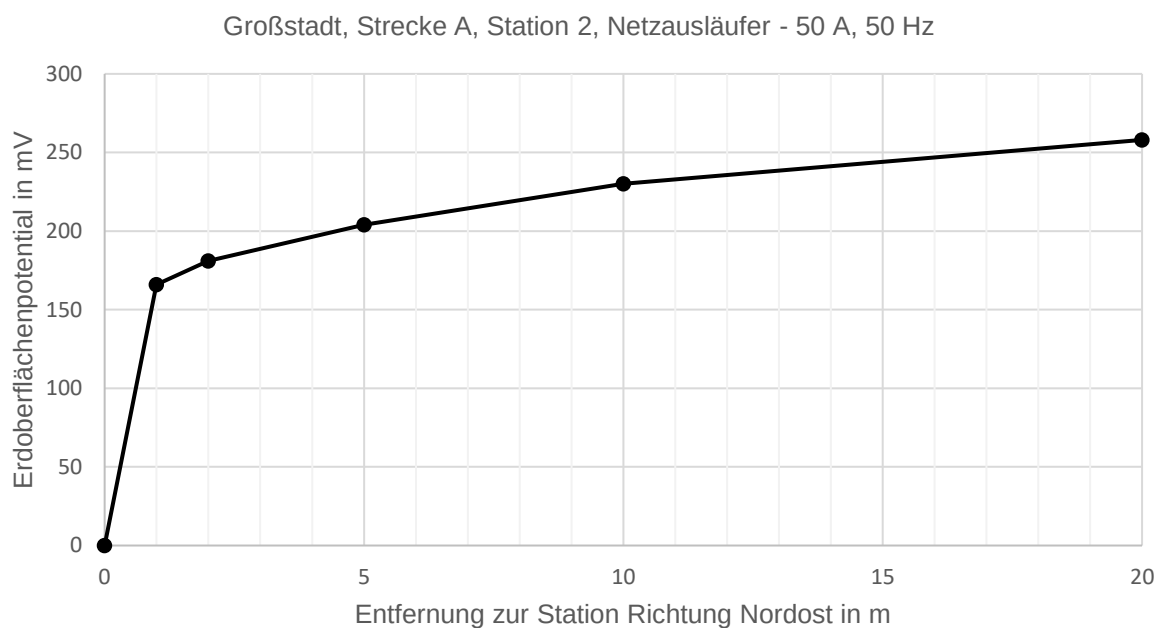


Abbildung 48: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke A, Station 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 2 bereits nach ca. 10 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 2 in der Größenordnung von etwa 0,3 V bei 50 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

Im Gegensatz zu Station 1 ist diese Station (Station 2) mehrfach mit Kabelschirmen verbunden und weist einige PEN-Leiter Abgänge auf. Ebenso ist das Stationsgebäude (Bodenfläche) größer und damit besser geerdet.

6.7.1.3 Berührungsspannungen:

Bei aufrechter Strominjektion von 50 A werden Berührungsspannungen für 30 Hz und 70 Hz gemessen. Daraus lassen sich mathematisch Berührungsspannungen für eine 50-Hz-Fehlersituation bilden. Die reale Berührungssituation, welche schlussendlich das ausschlaggebende Kriterium für die Sicherheit einer Anlage sein kann, ist jene mit 1 k Ω Belastung auf 1 m Abstand zu berührbaren, metallischen Objekten mit Bodenplatte bei 50 Hz. ⁵⁾

- Berührungsspannungen nahe Station 1
 - Messsituation A: Metalltüre Station 1 gegen Spieß
 - 30 Hz → 439 mV
 - 70 Hz → 473 mV
 - 50 Hz → 456 mV
 - Messsituation B: Metalltüre Station 1 gegen Bodenplatte auf Unterlage aus Schneematsch
 - 30 Hz → 452 mV
 - 70 Hz → 485 mV
 - 50 Hz → 469 mV
- Berührungsspannungen nahe Station 2
 - Messsituation A: Lüftungsgitter Station 2 gegen Spieß
 - 30 Hz → 48 mV
 - 70 Hz → 54 mV
 - 50 Hz → 51 mV
 - Messsituation B: Metalltüre Station 2 gegen Spieß
 - 30 Hz → 110 mV
 - 70 Hz → 124 mV
 - 50 Hz → 117 mV

Darüber hinaus wurden in dieser Messschleife annäherungsweise die Erdungsspannungen zwischen den beiden Stationen (an Kabelmasten, Kabelverteilschränken usw.) ermittelt. Damit könnte der Erdoberflächenpotentialverlauf zwischen den Stationen analysiert werden.

⁵⁾ Es wurden ebenso unbelastete Spannungsmessungen durchgeführt, welche den Einbruch bei Belastung nachvollziehen lassen. Auf eine Anführung und weitere Betrachtung wird an dieser Stelle verzichtet.

6.7.1.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.) in Station 1:

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurde der Leiterstrom, die Schirmströme einzeln, die Summe der Schirmströme zusammen und der Erdungsstrom in die Station inkl. Pen-Leiter, Begleiterder usw. ausgemessen. Die Messungen wurden für 30 Hz und 70 Hz bei einem Injektionsstrom von stets 50 A durchgeführt. Durch lineare Mittelung wird der Erwartungswert für 50 Hz gebildet.

- Phasenströme
 - L1 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L2 → immer 50 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L3 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
- Schirmströme
 - Schirm von L1
 - 30 Hz → 6,0 A
 - 70 Hz → 9,7 A
 - 50 Hz → 7,9 A
 - Schirm von L2
 - 30 Hz → 8,2 A
 - 70 Hz → 14,3 A
 - 50 Hz → 11,3 A
 - Schirm von L3
 - 30 Hz → 5,9 A
 - 70 Hz → 9,3 A
 - 50 Hz → 7,6 A
 - Messung aller Schirme gemeinsam
 - 30 Hz → 20,0 A
 - 70 Hz → 33,5 A
 - 50 Hz → 26,8 A
- Erdungsstrom (komplexer Prüfstrom abzüglich komplexer Schirmstromsumme)
 - 30 Hz → 37,0 A
 - 70 Hz → 29,3 A
 - 50 Hz → 33,2 A

Aus der Kenntnis der drei Stromanteile kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 49 veranschaulicht werden.

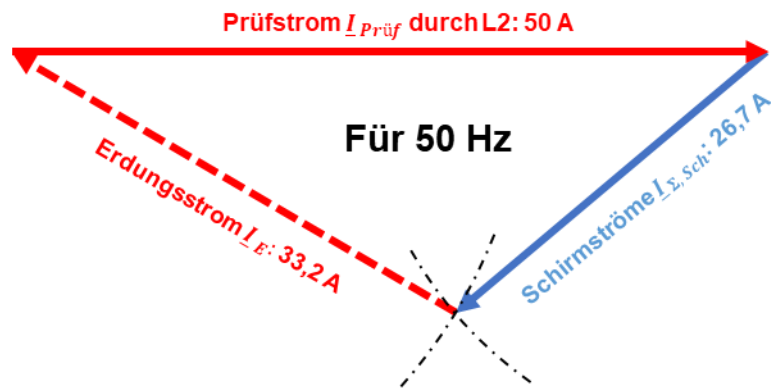


Abbildung 49: Stromaufteilung für Großstadt, Strecke A, 3x1x 150 mm² Alu Kabel

Des Weiteren wurden im Niederspannungs-Abgangsfeld der Station 1 die Anteile der Erdungsströme über die einzelnen PEN-Leiter zu den Verbrauchern mit der gleichen „30/70-Hz-Methode“ bestimmt. Ohne weitere Information über Anzahl und Art der Verbrauchsstätten je Abgang ist eine weitere Anführung und Auswertung an dieser Stelle nicht zielführend.

6.7.1.5 Erdungsimpedanzen:

Anhand der zuvor bestimmten Werte können nun die Erdungsimpedanzen der beiden Trafostationen inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. bei 50 Hz berechnet werden.

- Trafostation 1 (am Ende des 20-kV-Kabels)
 - Erdungsstrom → 33,2 A
 - Erdungsspannung Station 1 → 1,0 V
 - Erdungsimpedanz Station 1 → 1,0 V / 33,2 A = 30 mΩ
- Trafostation 2 (vorletzte Station der Kabelstrecke)
 - Erdungsstrom → 33,2 A
 - Erdungsspannung Station 2 → 0,3 V
 - Erdungsimpedanz Station 2 → 0,3 V / 33,2 A = 9 mΩ

6.7.2 Großstadt (< 300.000 Einwohner) Strecke B, im Ring, dicht bebaut

- Erdschlusskompensiertes 20-kV-Netz
- Kompensationsstrombedarf:
120 A – 300 A Erdschlusskompensationsspule für diesen Netzbezirk installiert
- Messtag war ein Wintertag 2021
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge): 470 m
- Drehstromkabel mit 150 mm² Aluminiumleiter; bleiummantelt, Öl-Papier isoliert mit gemeinsamer, erdfühler Stahlarmierung. Bezeichnung: E-APHMEBU 3x150.
- Injektionsstrom für Messungen: 50 A
- Trafostation 1 ist ein begehbare, etwa 14,5 m langes × 4,5 m breites, gemauertes Bauwerk mit anbei stromstarken Umrichtern im Gebäude. Dies ist bei den Messungen die Einspeiseseite. Es ist ein ankommendes und ein abgehendes Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.
- Trafostation 2 ist ein begehbare, etwa 8 m langes × 6 m breites, gemauertes Bauwerk. Hier ist das Kabel bei den Messungen dreipolig geerdet. Es sind ein ankommendes und zwei abgehende Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.

Es werden im Folgenden nur die Ergebnisse und Auswertungen bei 50 Hz angeführt.

6.7.2.1 Schleifenimpedanz:

Aus der treibenden Schleifenspannung und dem getriebenen, zuvor eingestellten Injektionsstrom wird die Impedanz der Schleife aus Leiter, Schirm, Erdreich und beteiligten Erdungselementen für 50 Hz bestimmt.

Gemessen: $\underline{Z}_{\text{Schleife}} = 13,95 \text{ V} / 50 \text{ A} = 0,34 \Omega$

6.7.2.2 Erdungsspannungen:

An der Trafostation 1 wurden zwei Trassen bei 50 A Strominjektion gemessen. Trasse 1 wurde auf 50 Hz linear gemittelt. Trasse 2 erfuhr ausschließlich eine 30-Hz-Messung, was durch die geringere Kopplung von Leiter und Schirm zu einer höheren Erdungsspannung führt.

- Trasse 1 – Station 1 – Nordöstliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 2 m → 242 mV
 - 5 m → 294 mV
 - 10 m → 262 mV
 - 20 m → 220 mV
 - 40 m → 247 mV

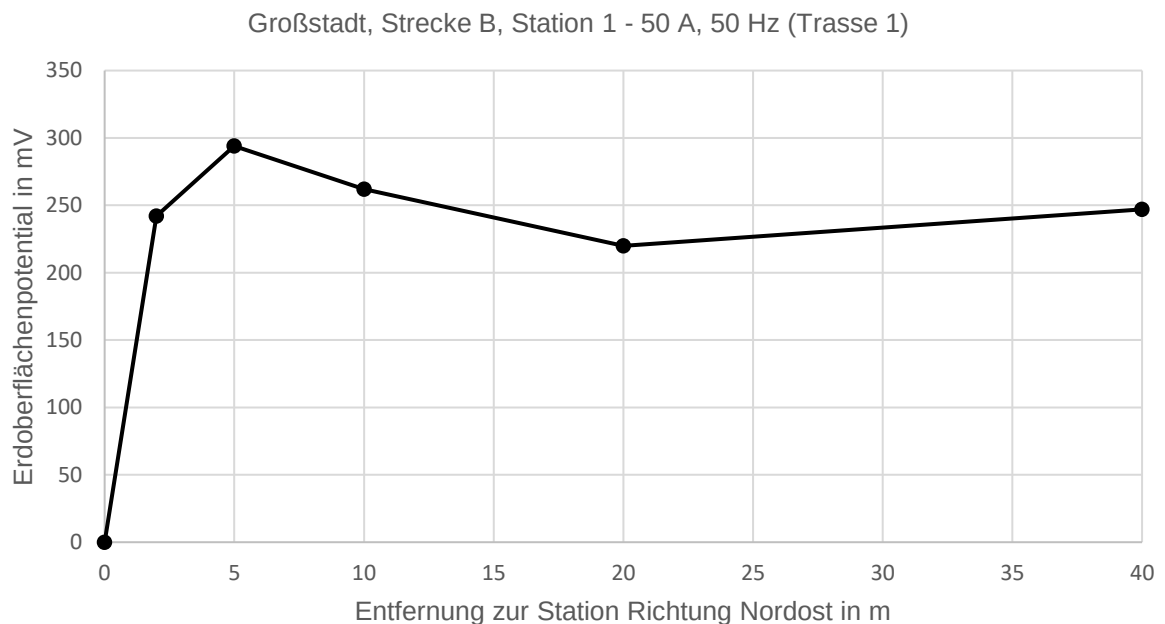


Abbildung 50: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke B, Station 1, Trasse 1

- Trasse 2 – Station 1 – Südliche Richtung (30 Hz)
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 196 mV
 - 2 m → 223 mV
 - 5 m → 264 mV
 - 10 m → 320 mV

Es wurde lediglich eine 30-Hz-Messung durchgeführt. Es tritt aufgrund der verminderten Reduktionswirkung des Schirms bei niedriger Frequenz ein höherer Erdungsstrom und eine höhere Erdungsspannung als bei 50 Hz auf.

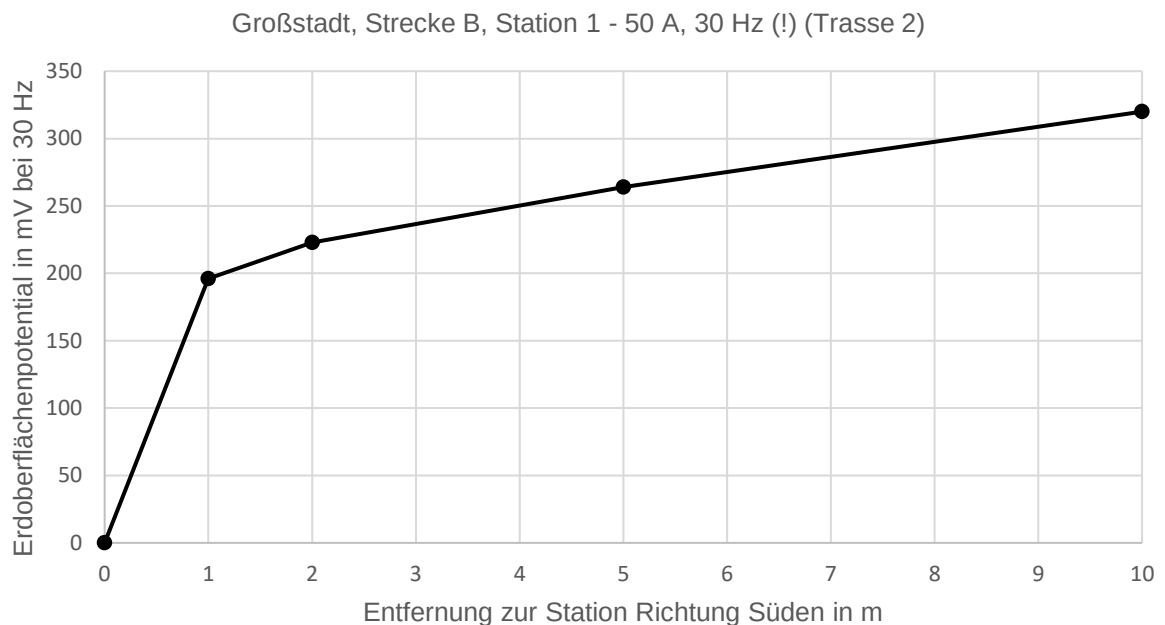


Abbildung 51: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke B, Station 1, Trasse 2 (30 Hz)

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 1 bereits nach 5 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 1 in der Größenordnung von etwa 0,3 V bei 50 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

An der Trafostation 2 wurde nur eine Trasse bei 50 A Strominjektion gemessen. Die angeführten Werte gelten für 50 Hz.

- Station 2 – Nordwestliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 140 mV
 - 2 m → 135 mV
 - 5 m → 128 mV
 - 10 m → 168 mV
 - 20 m → 240 mV
 - 40 m → 285 mV

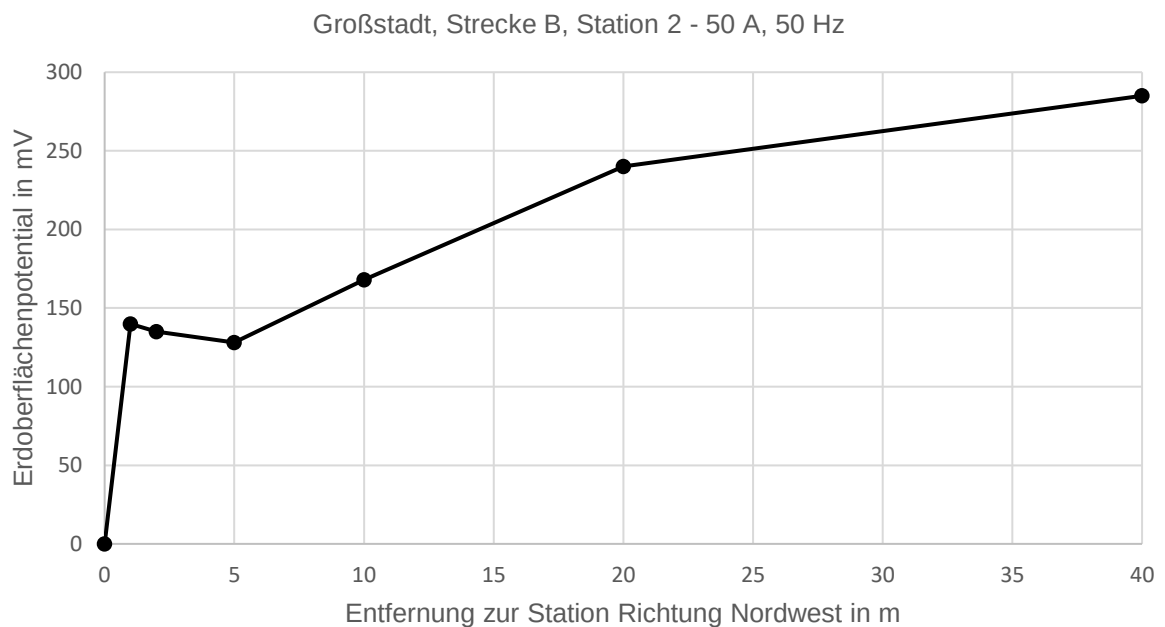


Abbildung 52: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Großstadt, Strecke B, Station 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 2 bereits nach 20 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 2 in der Größenordnung von etwa 0,3 V bei 50 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

6.7.2.3 Berührungsspannungen:

Die reale Berührungssituation, welche schlussendlich das ausschlaggebende Kriterium für die Sicherheit einer Anlage sein kann, ist jene mit 1 k Ω Belastung auf 1 m Abstand zu berührbaren, metallischen Objekten mit Bodenplatte bei 50 Hz. Aus Zeitgründen wurde im Zuge dieser Messserie teilweise nur die 30-Hz-Messung durchgeführt, welche höhere Erdungsströme und höhere Berührungsspannungen im Gegensatz zu 50 Hz hervorruft. Es wurden weiterhin 50 A Fehlerprüfstrom injiziert.

- Nahe Station 1
 - Messituation A: Anzeigetafel Wartebereich Öffi gegen Kanaldeckel
 - 30 Hz → 45 mV
 - Messituation B: Oberleitungsmast gegen Spieß im Erdreich
 - 30 Hz → 700 mV
 - Messituation C: Lichtgitter Station Kellerfenster gegen Zaun am Gehsteig
 - 30 Hz → 90 mV
- Nahe Station 2
 - Messituation D: Türe südostseitig gegen Spieß in Erde (1,5 m entfernt)
 - 50 Hz → 104 mV
 - Messituation E: Tor südwestseitig gegen Spieß in Erde (1,5 m entfernt)
 - 50 Hz → 45 mV

6.7.2.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.):

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurden der Leiterstrom sowie der komplexe Erdungsstrom in die Station inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw. ausgemessen. Die Messungen wurden für 30 Hz und 70 Hz bei einem Injektionsstrom von stets 50 A durchgeführt. Durch lineare Mittelung wird der Erwartungswert für 50 Hz gebildet.

- Phasenströme
 - L1 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L2 → immer 50 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L3 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
- Erdungsstrom (Leiter und Schirm mit Rogowski-Spule umfasst)
 - 30 Hz → $-(24,4 \angle -42^\circ)$ A
 - 70 Hz → $-(15,2 \angle -57^\circ)$ A
 - 50 Hz → $-(19,8 \angle -50^\circ)$ A

Aus der Kenntnis der zwei komplexen Stromanteile kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 53 veranschaulicht werden.

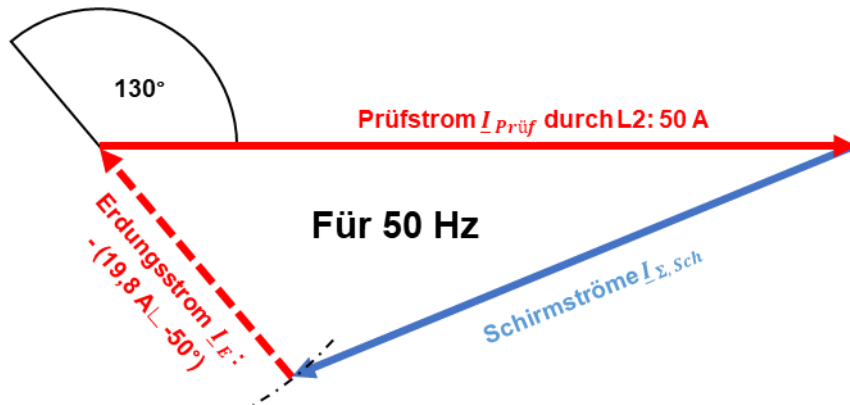


Abbildung 53: Stromaufteilung für Großstadt, Strecke B, 150 mm² Alu Kabel, ein Schirm

6.7.2.5 Erdungsimpedanz:

Anhand der zuvor bestimmten Werte können nun die Erdungsimpedanzen der beiden Trafostationen inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. bei 50 Hz berechnet werden.

- Trafostation 1
 - Erdungsstrom $\rightarrow 19,8 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 1 $\rightarrow 0,3 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 1 $\rightarrow 0,3 \text{ V} / 19,8 \text{ A} = 15 \text{ m}\Omega$
- Trafostation 2
 - Erdungsstrom $\rightarrow 19,8 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 2 $\rightarrow 0,3 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 2 $\rightarrow 0,3 \text{ V} / 19,8 \text{ A} = 15 \text{ m}\Omega$

Beide Stationen befinden sich innerhalb einer Kabelstrecke mit weiteren ankommenden und abgehenden Mittelspannungskabeln, sowie einer etwa gleich großen Anzahl von Verbrauchsstätten in der Niederspannung. Die Erdungsimpedanzen sind in diesem Falle gleich groß.

6.7.3 Kleinstadt (< 30.000 Einwohner), Strecke C, Netzausläufer zu Maststation

- Derzeit erdschlusskompensiertes 20-kV-Netz – Umstellung auf reine NOSPE geplant
- Derzeitiger kapazitive Erdschlussstrom: ca. 250 A bei ca. 55 km Systemlänge
- Messtag war ein Sommertag 2021
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge): 415 m
- Drehstromkabel mit 95 mm² Aluminiumleiter, Kunststoffisoliert, ein gemeinsamer Schirm ($\geq 16 \text{ mm}^2$). Bezeichnung: E-A2YHCE2Y 3x95.
- Injektionsstrom für Messungen: 20 A
- Trafostation 1 ist ein begehbare und unterkellertes, etwa 5 m langes $\times$ 4,5 m breites, gemauertes Bauwerk am Grundstück eines Wasserwerks. Dies ist die Einspeiseseite bei den Messungen. Es ist sowohl ein ankommendes als auch zwei abgehende Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage, sowie mindestens 35 Einfamilienhäuser und das Wasserwerk an die 400-V-Schaltanlage angeschlossen.
- Trafostation 2 eine Maststation in Freiluftbauweise. Der A-Mast ist aus imprägniertem Holz. Hier ist das Kabel bei den Messungen direkt an den Transformatordurchführungen dreipolig kurzgeschlossen und an der Masterdung geerdet.

Es werden im Folgenden nur 50-Hz-relevante Ergebnisse und Auswertungen angeführt.

6.7.3.1 Schleifenimpedanz

Aus der treibenden Schleifenspannung und dem getriebenen, zuvor eingestellten Injektionsstrom wird die Impedanz der Schleife aus Leiter, Schirm, Erdreich und beteiligten Erdungselementen für 50 Hz bestimmt.

Gemessen: $Z_{\text{Schleife}} = 3,9 \text{ V} / 9,7 \text{ A} = 0,4 \Omega$

6.7.3.2 Erdungsspannungen

An der Trafostation 1 (Einspeiseseite) wurden zwei Trassen bei 20 A Strominjektion gemessen. Die angeführten Werte gelten bereits für 50 Hz.

- Trasse 1 – Station 1 – östliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 356 mV
 - 2 m → 439 mV
 - 5 m → 451 mV
 - 10 m → 472 mV
 - 20 m → 423 mV

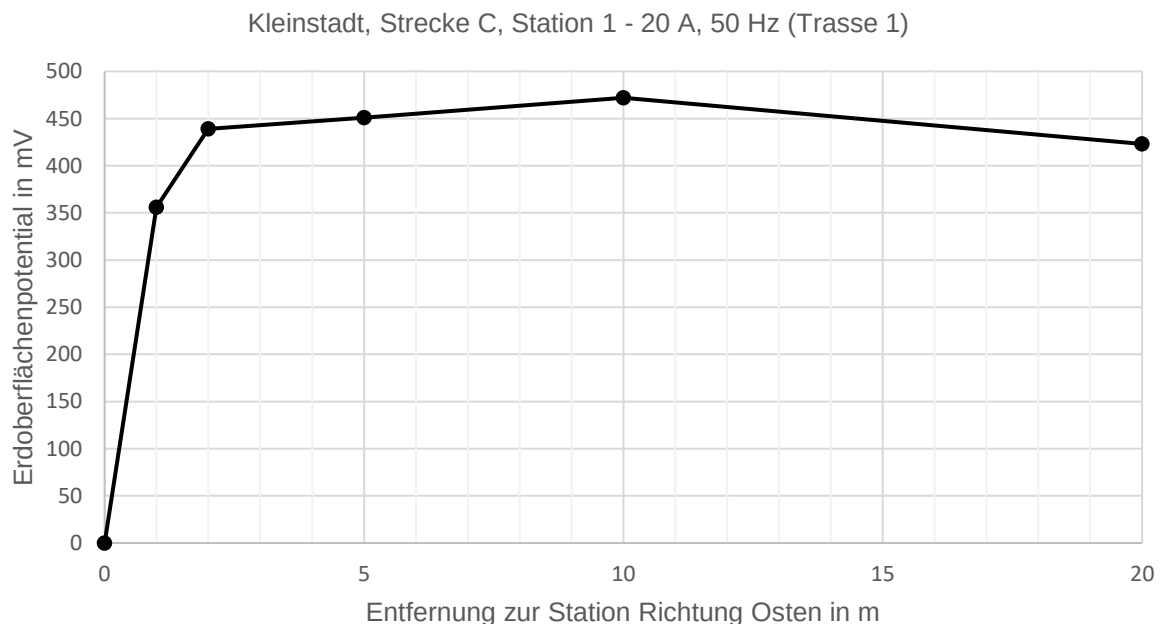


Abbildung 54: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke C, Station 1, Trasse 1

- Trasse 2 – Station 1 – nördliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 5 m → 571 mV
 - 10 m → 679 mV
 - 20 m → 789 mV
 - 50 m → 910 mV
 - 60 m → 894 mV

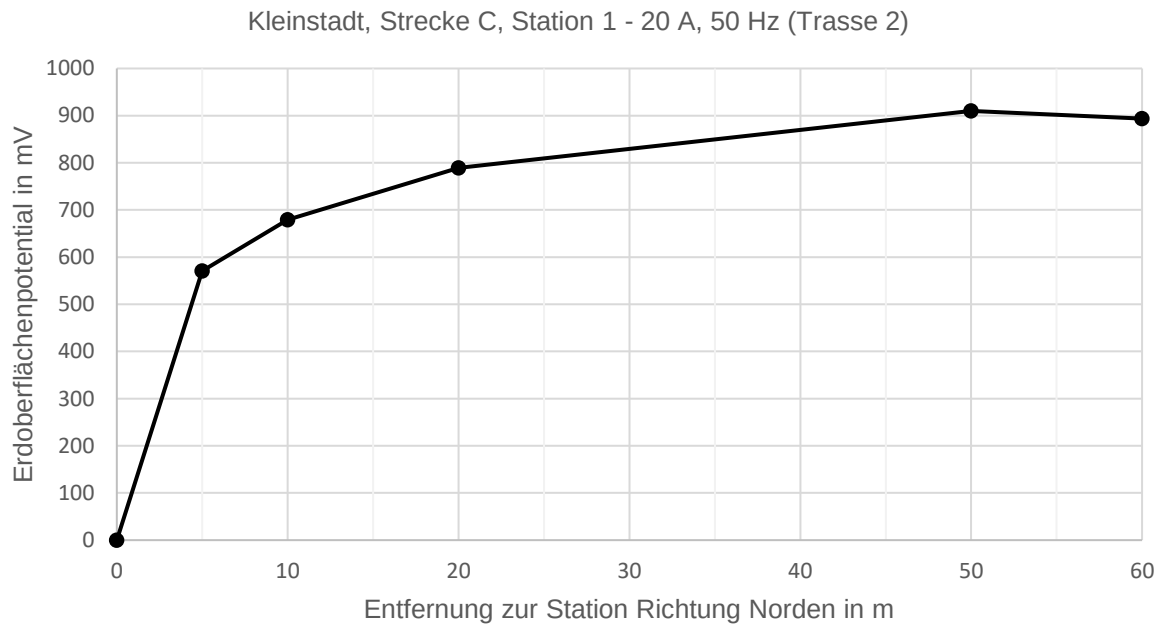


Abbildung 55: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke C, Station 1, Trasse 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 1 bereits nach 20 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 1 in der Größenordnung von etwa 0,9 V bei 20 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

An der Trafostation 2 (Maststation) wurden ebenso zwei Trassen bei 20 A Strominjektion gemessen. Allerdings wurde aufgrund von Zeitmangel pro Trasse nur eine Messreihe bei 55 Hz aufgenommen. Eine Betrachtung der Erdungsspannung für 50 Hz fällt hierbei also weg, muss jedoch unterhalb der 55-Hz-Werte liegen (wegen geringerer Kopplung von Schirm zu Leiter).

- Trasse 1 – Station 2 – westliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 235 mV
 - 2 m → 255 mV
 - 5 m → 633 mV
 - 10 m → 1250 mV
 - 20 m → 1260 mV
 - 40 m → 1570 mV

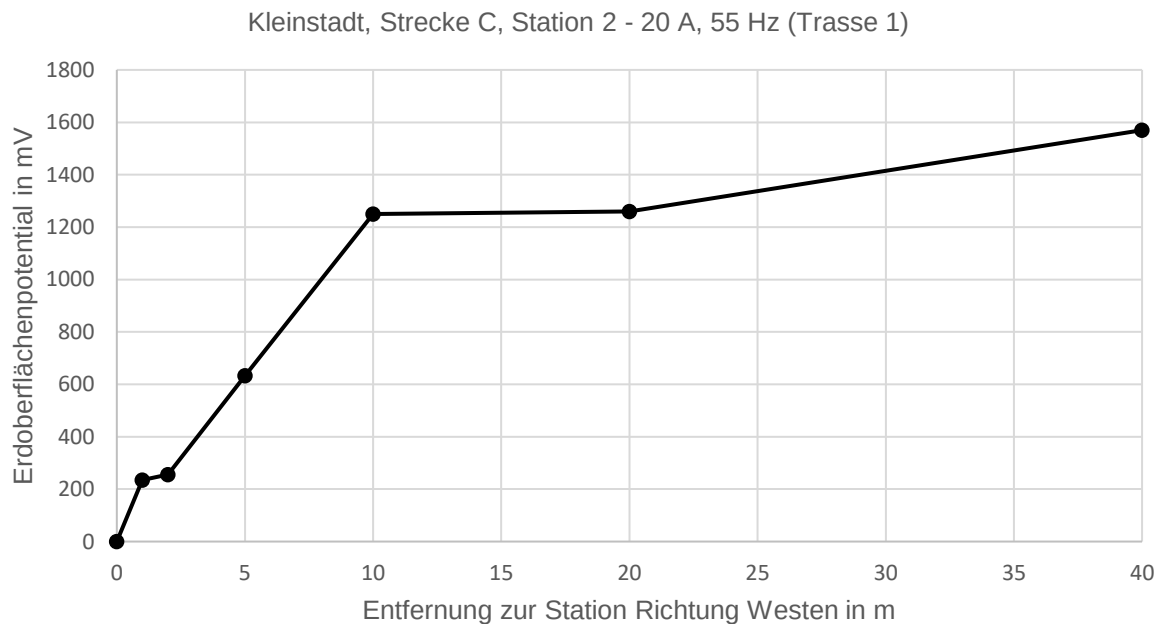


Abbildung 56: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke C, Station 2, Trasse 1, 55 Hz

- Trasse 2 – Station 2 – östliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 10 m → 720 mV
 - 20 m → 1350 mV
 - 50 m → 1625 mV

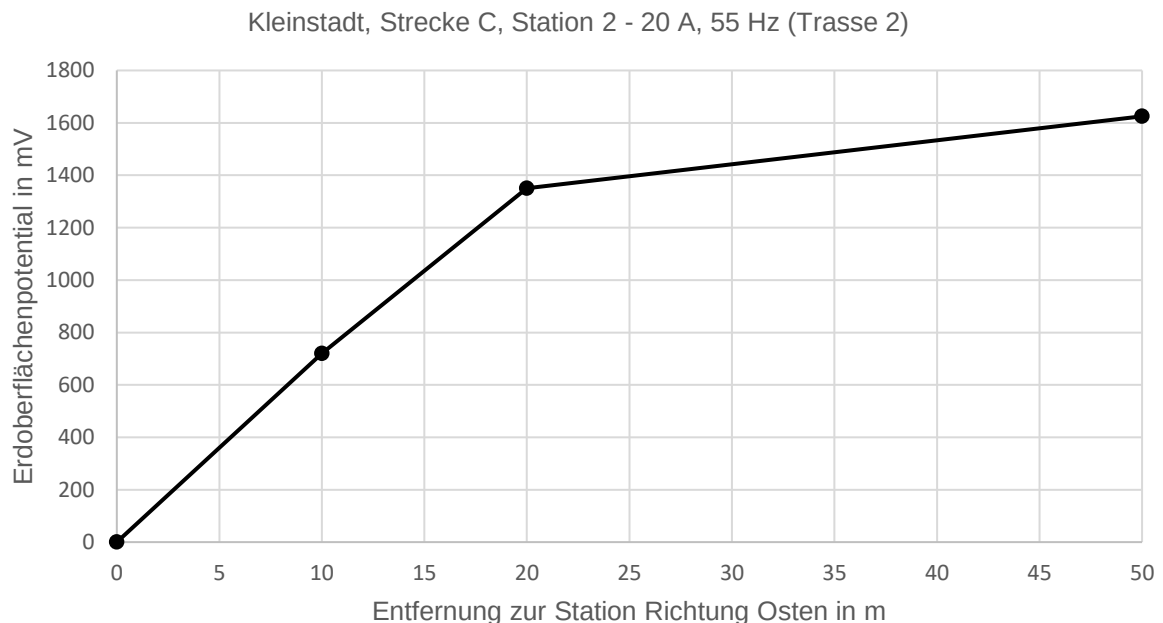


Abbildung 57: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke C, Station 2, Trasse 2, 55 Hz

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 2 bereits nach ca. 20 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 2 in der Größenordnung von etwa 1,6 V bei 20 A, 55 Hz Fehlerprüfstrom.

6.7.3.3 Berührungsspannungen

Die reale Berührungssituation, welche schlussendlich das ausschlaggebende Kriterium für die Sicherheit einer Anlage sein kann, ist jene mit 1 k Ω Belastung auf 1 m Abstand zu berührbaren, metallischen Objekten mit Bodenplatte bei 50 Hz. An diesen Messorten wurde eine Messung knapp neben 50 Hz, nämlich bei 55 Hz durchgeführt. Es wurden weiterhin 20 A Fehlerprüfstrom injiziert.

- Nahe Station 1
 - Messituation A1: Regenrinne/Fallrohr südwestliche Ecke Station gegen Spieß
 - 55 Hz → 34 mV
 - Messituation A2: Regenrinne/Fallrohr südwestliche Ecke gegen Bodenplatte
 - 55 Hz → 5 mV

- Nahe Station 2 (Maststation)
 - Messituation B1: Straßenlaterne im Versorgungsgebiet gegen Spieß
 - 55 Hz → 106 mV
 - Messituation B2: Straßenlaterne im Versorgungsgebiet gegen Bodenplatte
 - 55 Hz → 23 mV

6.7.3.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.):

Für dieses 415 m lange Drehstromkabel mit 3x95 mm² Aluminiumleiter und einem gemeinsamen Kabelschirm wurde die Frequenzabhängigkeit von Schirmstrom zur fehlerstromführenden Phase genauer untersucht (siehe Abbildung 58).

Der Fehlerstrom blieb stets bei 20 A in Phase L2. Die Frequenz des Fehlerstroms wurde erhöht. Der Schirmstrom wurde jeweils gemessen.

- 30 Hz → $-(9,4 \pm 39^\circ)$ A
- 55 Hz → $-(12,8 \pm 34^\circ)$ A
- 70 Hz → $-(13,9 \pm 28^\circ)$ A
- 150 Hz → $-(16,9 \pm 17^\circ)$ A
- 250 Hz → $-(17,8 \pm 11^\circ)$ A

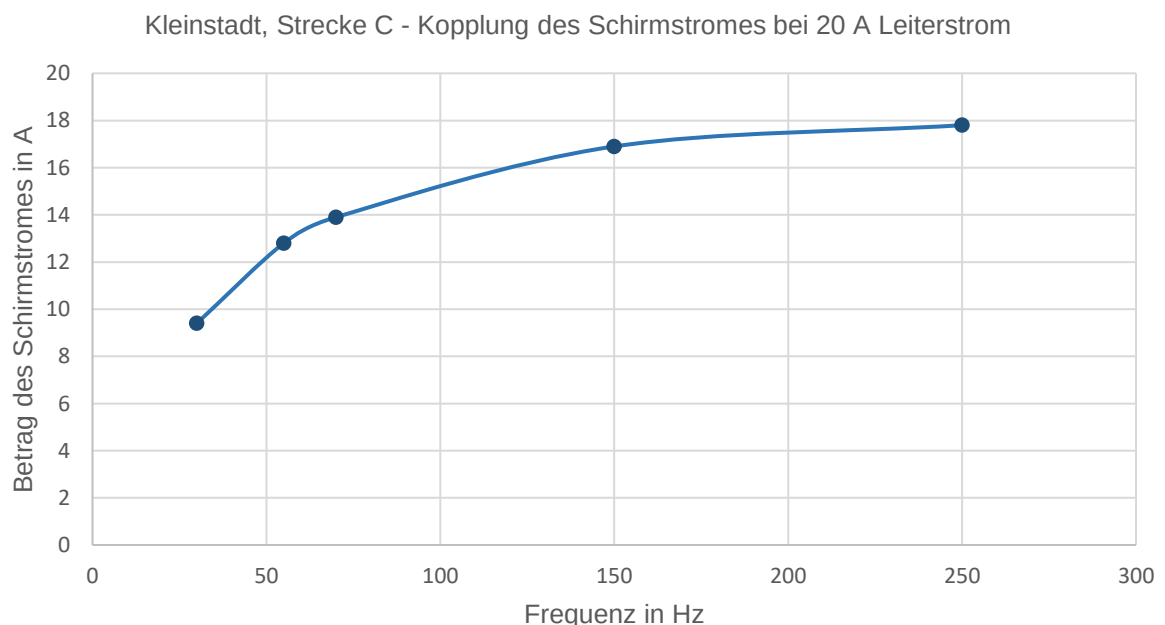


Abbildung 58: Kopplung des Schirmstromes zu konstantem Leiterstrom von 20 A über die Frequenz

Das Verhalten der induktiven Kopplung zwischen Phase und Schirm ist somit sichtbar nichtlinear von der Frequenz abhängig und zeigt bei steigender Frequenz zunehmend Ohm'sches Verhalten (abnehmende, geringe Phasenverschiebung zwischen Leiterstrom L2 und Schirmstrom).

Im Übrigen zeigt Abbildung 58, dass eine lineare Mittelung von 30-Hz- und 70-Hz-Werten nicht auf den exakten Wert für 50 Hz führt, da dieser nicht linear dazwischen liegt (siehe Kapitel 6.4).

Im Anschluss wurde die 55-Hz-Messung mit dreifachem Fehlerstrom in der Phase L2 wiederholt.

- 20,0 A, 55 Hz → $-(12,8 \pm 34^\circ)$ A
- 59,3 A, 55 Hz → $-(39,0 \pm 34,4^\circ)$ A

Das Ergebnis des Schirmstroms ist für 60 A, 55 Hz im Gegensatz zur 20 A, 55 Hz Messung dreimal so hoch und somit linear vom Betrag des Fehlerstromes abhängig.

Somit wurde gezeigt, dass die durchgeführte lineare Hochrechnung von Fehlerprüfstrom auf den real zu erwartenden Erdfehlerstrom im Netzbetrieb korrekt ist (siehe Kapitel 6.5).

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurden sowohl der Leiterstrom als auch der komplexe Schirmstrom ausgemessen. Die Messungen wurden für 30 Hz und 70 Hz bei einem Injektionsstrom von stets 20 A durchgeführt. Durch lineare Mittelung wird der Erwartungswert für 50 Hz gebildet.

- Phasenströme
 - L1 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L2 → immer 20 A (30 Hz und 70 Hz)
 - L3 → immer 0 A (30 Hz und 70 Hz)
- Schirmstrom
 - 30 Hz → $-(9,4 \pm 39^\circ)$ A
 - 70 Hz → $-(13,9 \pm 28^\circ)$ A
 - 50 Hz → $-(11,6 \pm 32^\circ)$ A

Aus der Kenntnis der zwei komplexen Stromanteile kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 59 veranschaulicht werden.

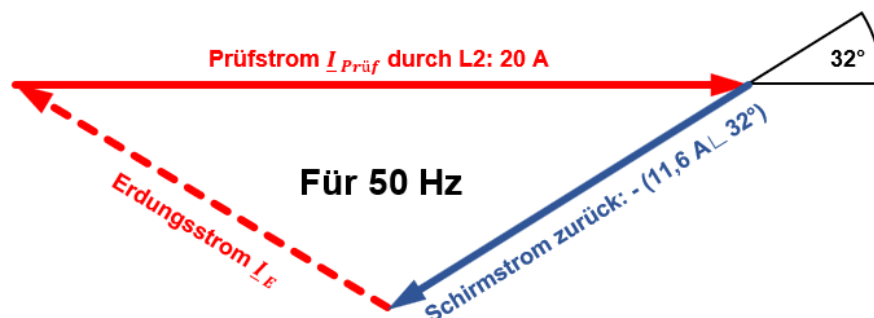


Abbildung 59: Stromaufteilung für Kleinstadt, Strecke C, 95 mm² Alu Kabel, ein gemeinsamer Schirm

6.7.3.5 Erdungsimpedanz

In dieser Messung muss der Erdungsstrom aus Prüfstrom und gemessenem Schirmstrom erst ermittelt werden. Die Knotenregel lautet hier: $\underline{I}_E + \underline{I}_{\text{Prüf}} + \underline{I}_{\text{Sch}} = 0$

$$\begin{aligned} \text{Edrungsstrom:} \quad -\underline{I}_E &= \underline{I}_{\text{Prüf}} + \underline{I}_{\text{Sch}} = (20 \angle 0^\circ) \text{ A} + (-(11,6 \angle 32^\circ) \text{ A}) = (11,9 \angle -31^\circ) \text{ A} \rightarrow \\ &\rightarrow \underline{I}_E = (11,9 \angle 149^\circ) \text{ A} \end{aligned}$$

Anhand der zuvor bestimmten Werte können nun die Erdungsimpedanzen der beiden Trafostationen inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. berechnet werden.

- Trafostation 1 (für 50 Hz)
 - Erdungsstrom $\rightarrow 11,9 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 1 $\rightarrow 0,9 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 1 $\rightarrow 0,9 \text{ V} / 11,9 \text{ A} = 76 \text{ m}\Omega$
- Trafostation 2, Maststation (für 55 Hz)
 - Erdungsstrom $\rightarrow 11,9 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 2 $\rightarrow 1,6 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 2 $\rightarrow 1,6 \text{ V} / 11,9 \text{ A} = 134 \text{ m}\Omega$

Station 1 befindet sich in der Mitte einer Kabelstrecke mit einer großen Anzahl (ca. 30 - 40) an angeschlossenen Verbrauchsstätten. Im Gegensatz dazu ist die Station 2 (Maststation) am Ende eines Kabelstichs und versorgt weniger Niederspannungsverbraucher. Dies zeigt sich in den wesentlich unterschiedlichen Erdungsimpedanzen der Stationen inkl. angeschlossener Erdungselemente.

6.7.4 Kleinstadt (< 30.000 Einwohner), Strecke D, im Ring, dicht bebaut

- Derzeit erdschlusskompensiertes 20-kV-Netz – Umstellung auf reine NOSPE geplant
- Derzeitiger kapazitive Erdschlussstrom: ca. 250 A bei ca. 55 km Systemlänge
- Messtag war ein Sommertag 2021
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge): ca 840 m
- Drehstromkabel mit 95 mm² Aluminiumleiter, Kunststoffisoliert, je Phase ein eigener Schirm (≥ 16 mm²). Bezeichnung: N-A2YS(F)2Y 3x1x95.
- Injektionsstrom für Messungen: 20 A
- Trafostation 1 ist ein begehbares und unterkellertes, etwa 5,5 m langes × 5 m breites, betonierte Bauwerk neben Schnellstraße und Bauernhöfen. Dies ist die Einspeiseseite bei den Messungen. Es ist sowohl ein ankommendes als auch ein abgehendes Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.
- Trafostation 2 ist ein begehbares und unterkellertes, etwa 4,5 m langes × 4,5 m breites, betonierte Bauwerk. Hier ist das Kabel bei den Messungen dreipolig geerdet. Es ist sowohl ein ankommendes als auch ein abgehendes Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.

Es werden im Folgenden nur 50-Hz-relevante Ergebnisse und Auswertungen angeführt.

6.7.4.1 Schleifenimpedanz

Aus der treibenden Schleifenspannung und dem getriebenen, zuvor eingestellten Injektionsstrom von 20 A bei wird die Impedanz der Schleife aus Leiter, Schirm, Erdreich und beteiligten Erdungselementen für 50 Hz bestimmt.

Gemessen: $\underline{Z}_{\text{Schleife}} = (11,0 \angle 20^\circ) \text{ V} / 20 \text{ A} = (0,55 \angle 20^\circ) \Omega$

Das bedeutet: $R_{\text{Schleife}} = 0,52 \Omega$

$$X_{\text{Schleife}} = 0,19 \Omega$$

6.7.4.2 Erdungsspannungen

An der Trafostation 1 (Einspeiseseite) wurde nur eine Trasse bei 20 A, 55 Hz Strominjektion gemessen.

- Station 1 – südliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 2 m → 1240 mV
 - 5 m → 1260 mV
 - 10 m → 1260 mV
 - 20 m → 1250 mV
 - 50 m → 1300 mV

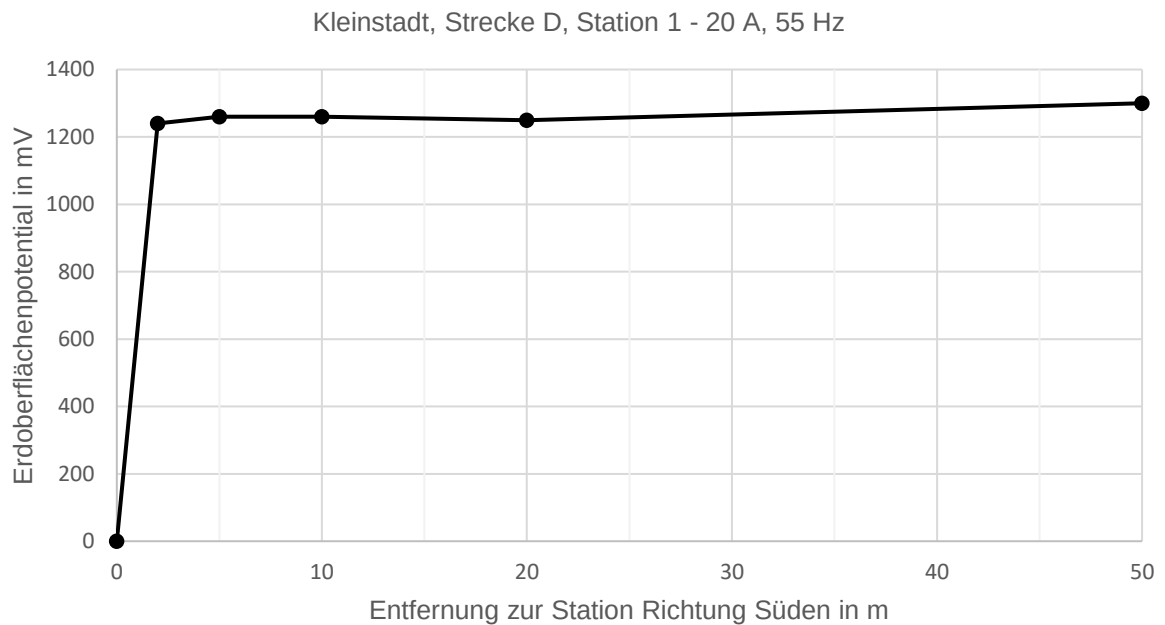


Abbildung 60: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke D, Station 1

An der Messreihe fällt auf, dass die Spannungsanhebung nur sehr engräumig (< 2 m) um die Station auftritt. Bei der Ausdehnung der Stationserdung mit einem Durchmesser von etwa 4 m sollte der EPR jedoch flacher verlaufen.

Die Potentialdifferenz ist nach 2 m bereits abgeklungen. Die Erdungsspannung beträgt etwa 1,3 V bei 20 A, 55 Hz Strominjektion.

An der Trafostation 2 (Fehlerseite) wurde nur eine Trasse bei 20 A, 55 Hz Strominjektion gemessen.

- Station 2 – westliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 5 m → 280 mV
 - 10 m → 291 mV
 - 20 m → 320 mV
 - 50 m → 360 mV

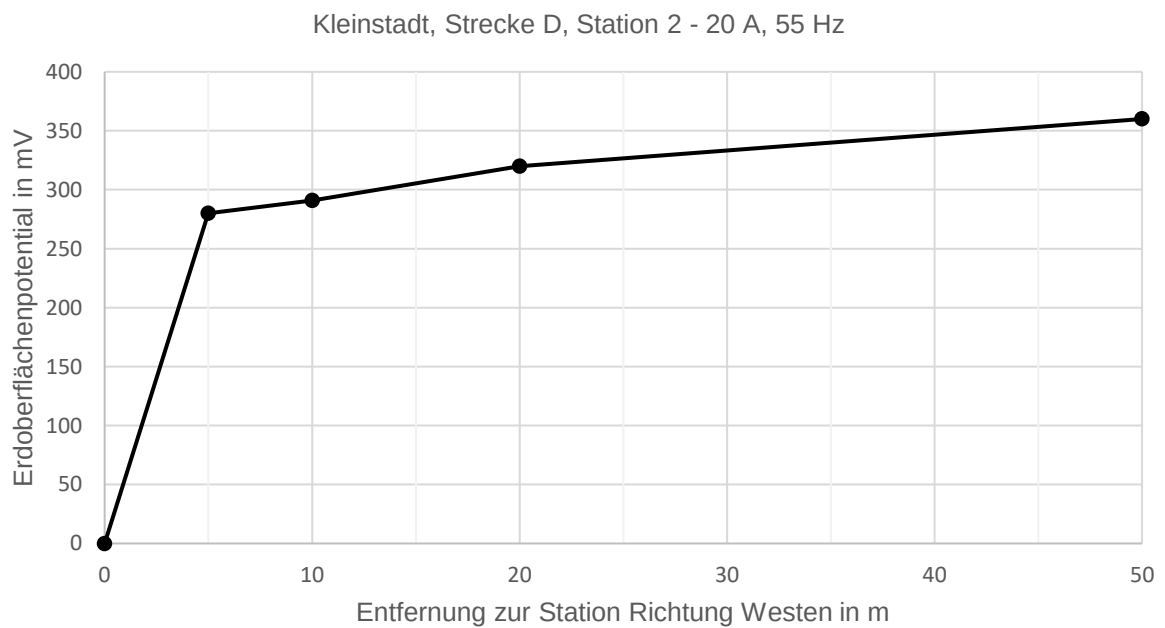


Abbildung 61: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Kleinstadt, Strecke D, Station 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 2 bereits nach ca. 20 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 2 in der Größenordnung von etwa 0,4 V bei 20 A, 55 Hz Fehlerprüfstrom.

6.7.4.3 Berührungsspannungen

Im Zuge der Messungen an Strecke D wurden aus Zeitgründen keine Messungen der auftretenden Berührungsspannungen durchgeführt.

6.7.4.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.):

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurden der Leiterstrom sowie der komplexe Schirmstrom ausgemessen. Die Messungen wurden für 30 Hz und 70 Hz bei einem Injektionsstrom von stets 20 A durchgeführt. Durch lineare Mittelung wird der Erwartungswert für 50 Hz gebildet.

- Phasenströme
 - L1 → immer 0 A
 - L2 → immer 20 A
 - L3 → immer 0 A
- Schirmströme
 - Schirm von L1 → $-(4,7 \angle 18^\circ)$ A
 - Schirm von L2 → $-(5,2 \angle 30^\circ)$ A
 - Schirm von L3 → $-(4,7 \angle 16^\circ)$ A

Aus der Kenntnis der komplexen Stromanteile kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 62 veranschaulicht werden.

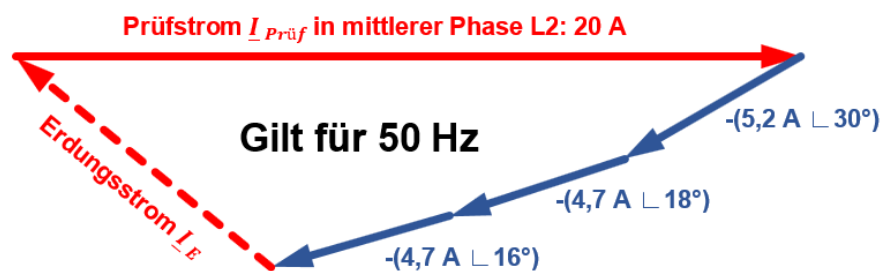


Abbildung 62: Stromaufteilung für Kleinstadt, Strecke D, 3x1x95 mm² Kabel

6.7.4.5 Erdungsimpedanz

In dieser Messung muss der Erdungsstrom aus Prüfstrom und gemessenen Schirmströmen erst ermittelt werden. Die Knotenregel lautet hier: $\underline{I}_E + \underline{I}_{\text{Prüf}} + \underline{I}_{\Sigma, \text{Sch}} = 0$

$$\begin{aligned}
 \text{Summe der Schirmströme: } \underline{I}_{\Sigma, \text{Sch}} &= \underline{I}_{\text{Sch, L1}} + \underline{I}_{\text{Sch, L2}} + \underline{I}_{\text{Sch, L3}} = \\
 &= (- (4,7 \angle 18^\circ) \text{ A}) + (- (5,2 \angle 30^\circ) \text{ A}) + (- (4,7 \angle 16^\circ) \text{ A}) \rightarrow \\
 &\rightarrow \underline{I}_{\Sigma, \text{Sch}} = - (14,5 \angle 22^\circ) \text{ A}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Erdungsstrom: } -\underline{I}_E &= \underline{I}_{\text{Prüf}} + \underline{I}_{\Sigma, \text{Sch}} = (20 \angle 0^\circ) \text{ A} + (- (14,5 \angle 22^\circ) \text{ A}) \rightarrow \\
 &\rightarrow \underline{I}_E = (8,5 \angle 140^\circ) \text{ A}
 \end{aligned}$$

Anhand der zuvor bestimmten Werte können nun die Erdungsimpedanzen der beiden Trafostationen inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. berechnet werden.

- Trafostation 1
 - Erdungsstrom $\rightarrow 8,5 \text{ A}$ (für 50 Hz)
 - Erdungsspannung Station 1 $\rightarrow 1,3 \text{ V}$ (für 55 Hz)
 - Erdungsimpedanz Station 1 $\rightarrow 1,3 \text{ V} / 8,5 \text{ A} = 153 \text{ m}\Omega$
- Trafostation 2
 - Erdungsstrom $\rightarrow 8,5 \text{ A}$ (für 50 Hz)
 - Erdungsspannung Station 2 $\rightarrow 0,4 \text{ V}$ (für 55 Hz)
 - Erdungsimpedanz Station 2 $\rightarrow 0,4 \text{ V} / 8,5 \text{ A} = 47 \text{ m}\Omega$

Beide Stationen befinden sich innerhalb einer Kabelstrecke mit weiteren ankommenden und abgehenden Mittelspannungskabeln. Der Unterschied der Erdungsimpedanzen erklärt sich aus den angeschlossenen Verbrauchsstätten. Station 2 versorgt eine dicht gebaute Siedlung, wohingegen an Station 1 wenige verteilte Bauernhöfe angeschlossen sind.

Das Verrechnen von 50-Hz-Strom mit 55-Hz-Spannung wird in dieser Ausnahme als vertretbar und aufgrund mangelnder Messdaten als sinnvoll angesehen.

6.7.5 Betriebsgelände von Großunternehmen, ausgedehntes Flüssigkeitenlager

- Derzeit isoliert betriebenes 20-kV-Netz – Umstellung nicht geplant
- Messung erfolgte zu Kontrollzwecken nach Umbau einer Schaltanlage
- Kapazitiver Erdfehlerstrom: ca. 60 A bei etwa 20 km Kabellänge
- Messtag war ein Sommertag 2022
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge): ca. 1000 m
- Drehstromkabel mit 70 mm^2 Aluminiumleiter, einzeladergeschirmt ($\text{Cu} \geq 16 \text{ mm}^2$) mit gemeinsamen Bleimantel. Bezeichnung: PAHKBU 3x70.
- Injektionsstrom für Messungen: 20 A
- Trafostation 1 ist ein begehbare und unterkellertes, etwa 11 m langes $\times$ 10 m breites, betoniertes Bauwerk. Dies ist die Einspeiseseite bei den Messungen. Es ist eine Vielzahl an Mittelspannungskabeln und Niederspannungsabgängen an den jeweiligen Schaltanlagen angeschlossen. Eine von drei Haupteinspeisungen des Betriebsgeländes ist an der untersuchten Station 1 angeschlossen.
- Trafostation 2 ist ein begehbare und unterkellertes, etwa 21 m langes $\times$ 12 m breites, betoniertes Bauwerk. Hier ist das Kabel bei den Messungen dreipolig geerdet. Es sind mehrere Mittelspannungskabel an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen.

Es werden im Folgenden nur 50-Hz-relevante Ergebnisse und Auswertungen angeführt.

6.7.5.1 Schleifenimpedanz

Aus der treibenden Schleifenspannung und dem getriebenen, zuvor eingestellten Injektionsstrom von 20 A wird die Impedanz der Schleife aus Leiter, Schirm, Erdreich und beteiligten Erdungselementen für 50 Hz bestimmt.

Gemessen: $\underline{Z}_{\text{Schleife}} = (19,5 \pm 23^\circ) \text{ V} / 20 \text{ A} = 0,98 \Omega$

6.7.5.2 Erdungsspannungen

An der Trafostation 1 (Einspeiseseite) konnte aufgrund mangelnder Wiesenflächen (nicht versiegelter Boden) nur eine Trasse bei 20 A Strominjektion gemessen werden. Die angeführten Werte gelten bereits für 50 Hz.

- Station 1 – nordwestliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 51 mV
 - 2 m → 58 mV
 - 28 m → 70 mV
 - 50 m → 108 mV
 - 65 m → 107 mV

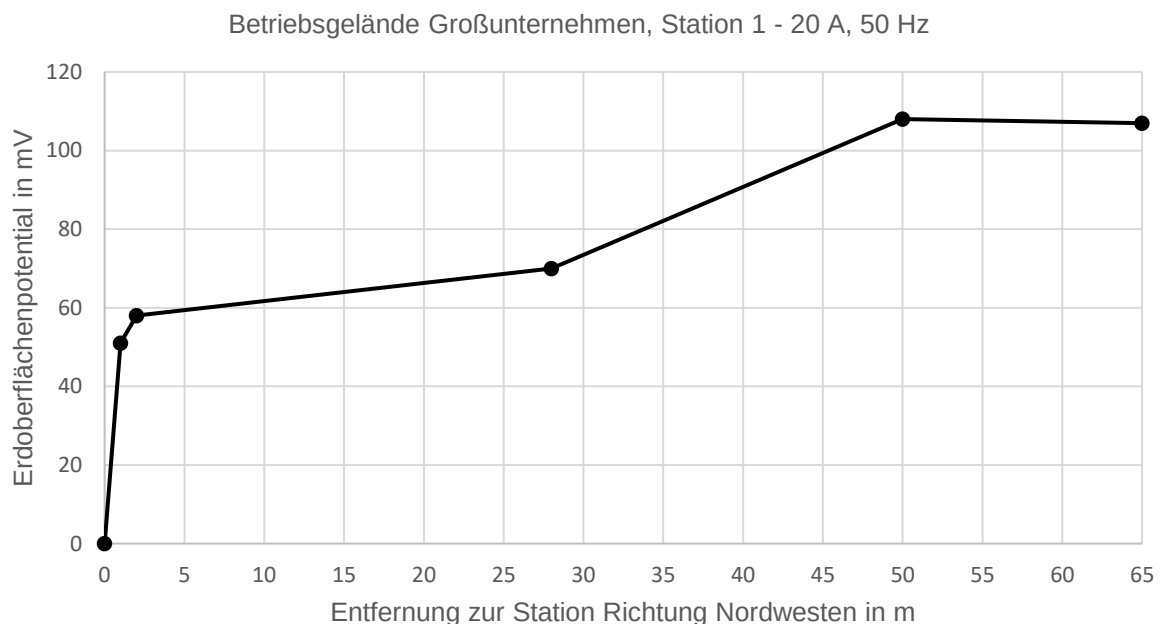


Abbildung 63: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Betriebsgelände Großunternehmen, Station 1

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 1 ab 40 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 1 in der Größenordnung von etwa 0,11 V bei 20 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

An der Trafostation 2 (Fehlerseite) wurde nur eine Trasse bei 20 A Strominjektion gemessen. Die angeführten Werte gelten bereits für 50 Hz.

- Station 2 – nordwestliche Richtung
 - 0 m → 0 mV
 - 1 m → 7 mV
 - 2 m → 27 mV
 - 5 m → 35 mV
 - 10 m → 45 mV
 - 20 m → 53 mV
 - 50 m → 49 mV
 - 100 m → 53 mV

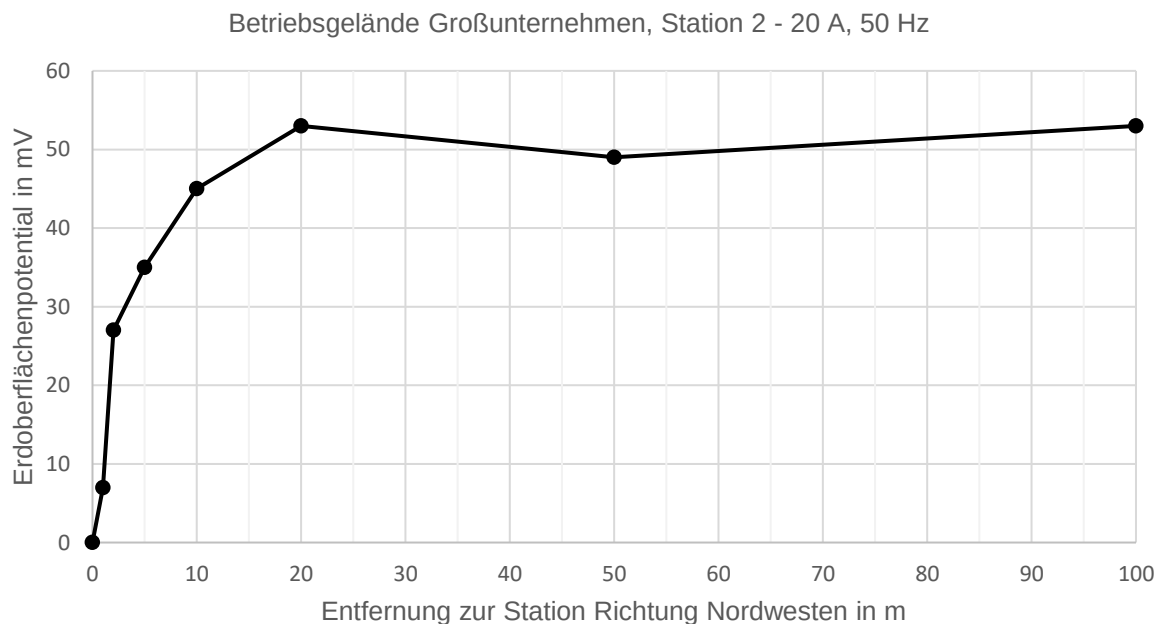


Abbildung 64: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Betriebsgelände Großunternehmen, Station 2

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 2 bereits nach ca. 10 m der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 2 in der Größenordnung von etwa 0,05 V bei 20 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

Es fällt auf, dass an beiden Stationen bei moderatem Erdungsstrom sehr geringe Erdungsspannungen auftreten. Die Stationen sind alle untereinander und mit leistungsstarken Betriebsmitteln mit eigenen Erdungssystemen leitend verbunden (globales Erdungssystem). Außerdem ist die recht weite Ausdehnung des „Spannungstrichters“ auf die geometrischen Abmessungen der Stationen zurückzuführen.

6.7.5.3 Berührungsspannungen

Die reale Berührungssituation, welche schlussendlich das ausschlaggebende Kriterium für die Sicherheit einer Anlage sein kann, ist jene mit 1 k Ω Belastung auf 1 m Abstand zu berührbaren, metallischen Objekten mit Bodenplatte bei 50 Hz. Während den Messungen wurden weiterhin 20 A Fehlerprüfstrom injiziert.

- Nahe Station 1
 - Messituation A1: Stieggeländer Station 1 gegen Spieß
 - 50 Hz $\rightarrow$ 4,4 mV
 - Messituation A2: Stieggeländer Station 1 gegen Bodenplatte mit 80 kg Belastung
 - 50 Hz $\rightarrow$ 1,2 mV

Aufgrund der gezeigten Messergebnisse und gesammelten Erfahrung bei Station 1, wurde auf weitere Messungen der Berührungsspannung nahe Station 2 verzichtet.

6.7.5.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.):

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurden der Leiterstrom sowie der komplexe Schirmstrom ausgemessen. Die Messungen wurden für 30 Hz und 70 Hz bei einem Injektionsstrom von stets 20 A durchgeführt. Durch lineare Mittelung wird der Erwartungswert für 50 Hz gebildet.

- Phasenströme
 - L1 $\rightarrow$ immer 0 A
 - L2 $\rightarrow$ immer 20 A
 - L3 $\rightarrow$ immer 0 A
- Schirmstromsumme
 - Schirme von L1, L2 und L3 gemeinsam $\rightarrow$ $-(15,0 \angle 31^\circ)$ A

Aus der Kenntnis der komplexen Stromanteile kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 65 veranschaulicht werden.

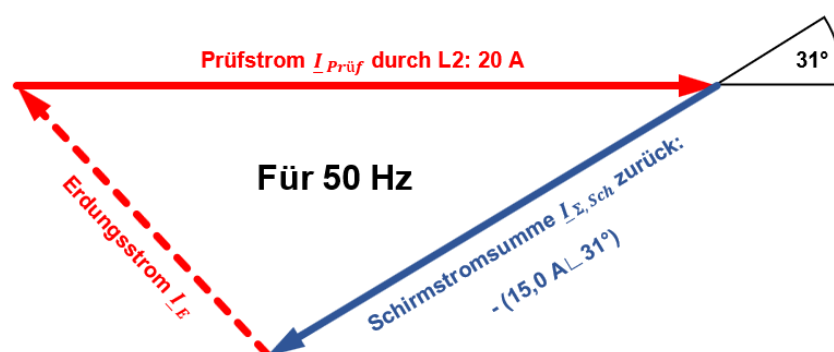


Abbildung 65: Stromaufteilung für Kabel in ausgedehntem Betriebsgelände 3x70 mm² Kabel

6.7.5.5 Erdungsimpedanz

Erdungsstrom berechnet: $-\underline{I}_E = \underline{I}_{\text{Prüf}} + \underline{I}_{\Sigma, \text{Sch}} = (20 \angle 0^\circ) \text{ A} + (-(15,0 \angle 31^\circ) \text{ A}) \rightarrow$
 $\rightarrow \underline{I}_E = (10,5 \angle 133^\circ) \text{ A}$

Erdungsstrom gemessen (50-Hz-gemittelt): $\underline{I}_E = -(9,9 \angle -49^\circ) \text{ A} = (9,9 \angle 131^\circ) \text{ A}$

Die direkte Messung des Erdungsstroms durch gemeinsames Umschlingen von Phase und Schirm mit der Rogowski-Spule liefert einen ähnlichen Wert wie die Berechnung über Injektionsstrom und Schirmstrom.

Anhand der zuvor bestimmten Werte können nun die Erdungsimpedanzen der beiden Trafostationen inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. berechnet werden.

- Trafostation 1
 - Erdungsstrom $\rightarrow 10,5 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 1 $\rightarrow 0,11 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 1 $\rightarrow 0,11 \text{ V} / 10,5 \text{ A} = 10 \text{ m}\Omega$
- Trafostation 2
 - Erdungsstrom $\rightarrow 10,5 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 2 $\rightarrow 0,05 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 2 $\rightarrow 0,05 \text{ V} / 10,5 \text{ A} = 5 \text{ m}\Omega$

6.7.6 Netzausläufer im hochalpinen Gelände, Strecke E

- Derzeit erdschlusskompensiertes 20-kV-Netz
- Maximal verfügbarer Kompensationsstrom: ca. (400+400+120+120+120) A dezentrale Löschruppen in zwei Netzhälften
- Messtag war ein Herbsttag 2021
- Länge der Injektionsschleife (Kabellänge): 7,5 km
- Drei Einleiterkabel mit Kupferleiter 50 mm², Kunststoffisoliert, mit jeweils eigenem Schirm ≥ 16 mm².
Bezeichnung: TMCWÖU 3x1x50
- Durchgehend verlegter Begleiterder: Stahl, Runddraht mit Durchmesser 10 mm
- Injektionsstrom für Messungen: 20 A
- Trafostation 1: Hier ist das Kabel bei den Messungen freigeschaltet und dreipolig geerdet. Das restliche Versorgungsgebiet des Kabelstichs (Talschluss) ist während der Messungen unversorgt.
- Trafostation 2 ist ein metallischer 2,5 m × 2 m großer Container. Dies ist die Einspeiseseite für den Injektionsstrom bei den Messungen und befindet sich am Ende des Kabelstichs. Es ist nur ein einziges Mittelspannungskabel (das Ankommende) an die 20-kV-Schaltanlage angeschlossen. Niederspannungsseitig werden ein großes Bergrestaurant sowie zwei kleine Berghütten versorgt. Es wurde ausschließlich am Ende des Kabelstichs (Station 2) gemessen.
- Mittig in der Injektionsschleife gibt es eine Zwischenstation, welche während den Messungen unversorgt blieb und nicht weiter berücksichtigt wurde.

Es werden im Folgenden nur die Ergebnisse und Auswertungen bei 50 Hz angeführt.

6.7.6.1 Schleifenimpedanz

Aus der treibenden Schleifenspannung und dem getriebenen, zuvor eingestellten Injektionsstrom von 20 A wird die Impedanz der Schleife aus Leiter, Schirm, Erdreich und beteiligten Erdungselementen für 50 Hz bestimmt.

Gemessen: $\underline{Z}_{\text{Schleife}} = 48 \text{ V} / 20 \text{ A} = 2,4 \Omega$

Außerdem wurde eine Messreihe bei weiteren Frequenzen aufgenommen, um die Frequenzabhängigkeit der Schleifenimpedanz zu untersuchen. Abbildung 66 zeigt das Verhalten der Schleifenspannung über die Frequenz.

- Schleifenspannung und Schleifenimpedanz bei 20 A Strominjektion
 - 30 Hz → $\underline{U}_{\text{Schleife}} = 44 \text{ V} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Schleife}} = 2,2 \Omega$
 - 70 Hz → $\underline{U}_{\text{Schleife}} = 52 \text{ V} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Schleife}} = 2,6 \Omega$
 - 90 Hz → $\underline{U}_{\text{Schleife}} = 55 \text{ V} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Schleife}} = 2,8 \Omega$
 - 110 Hz → $\underline{U}_{\text{Schleife}} = 57 \text{ V} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Schleife}} = 2,9 \Omega$
 - 130 Hz → $\underline{U}_{\text{Schleife}} = 58 \text{ V} \rightarrow \underline{Z}_{\text{Schleife}} = 2,9 \Omega$

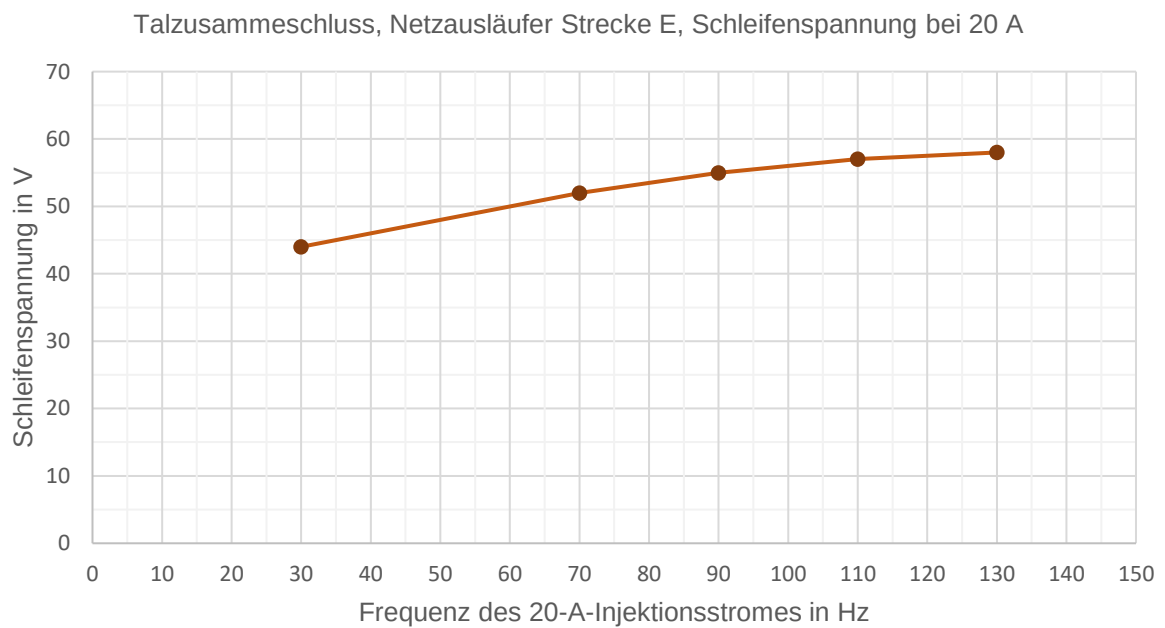


Abbildung 66: Verlauf der Schleifenspannung bei steigender Frequenz, Strecke E

6.7.6.2 Erdungsspannungen

An der Trafostation 1 (Einspeiseseite und Messort) wurde nur eine Trasse bei 20 A Strominjektion gemessen. Die angeführten Werte gelten bereits für 50 Hz.

- Station 1 – Trasse 1 – östliche Richtung
 - 0 m → 0 V
 - 1 m → 4,5 V
 - 1,5 m → 5,5 V
 - 5 m → 6,8 V
 - 10 m → 5,1 V
 - 25 m → 6,5 V
 - 40 m → 6,8 V

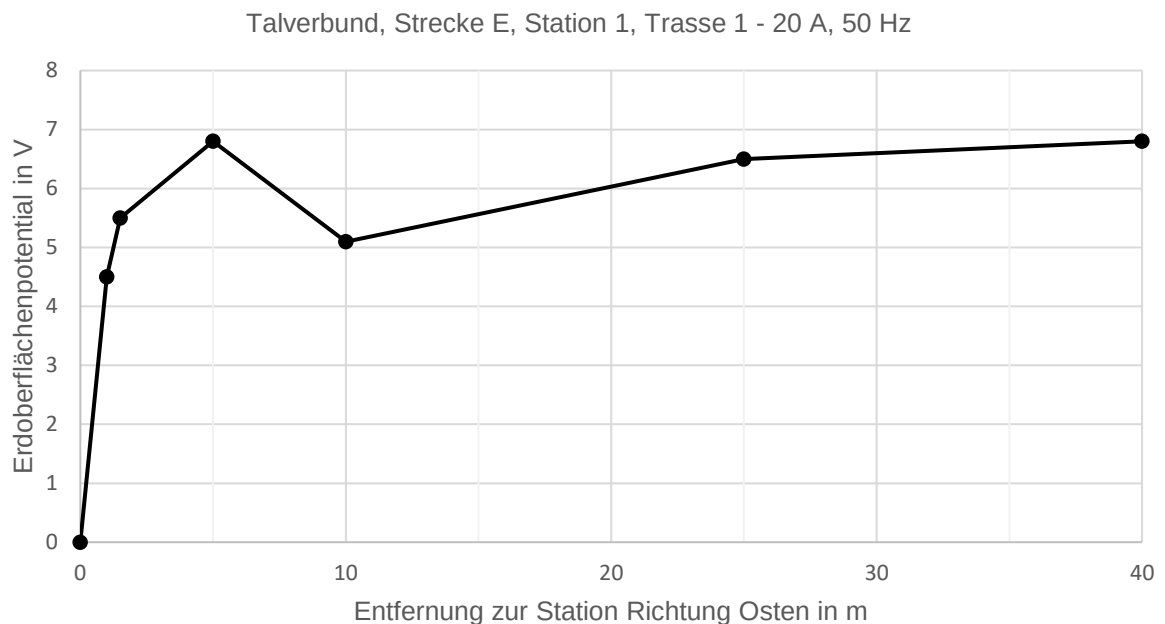


Abbildung 67: Verlauf des Erdoberflächenpotentials Strecke E, Station 1, Trasse 1

Wie man erkennt, ist in der Umgebung der Station 1 bereits nach einem Meter der Großteil (> 80 %) der Erdungsspannung abgebaut.

Die Erdungsspannung (welche nach Definition gegen unendlich ferne Erde auftritt) bewegt sich bei Station 1 in der Größenordnung von etwa 7 V bei 20 A, 50 Hz Fehlerprüfstrom.

6.7.6.3 Berührungsspannungen

Die reale Berührungssituation, welche schlussendlich das ausschlaggebende Kriterium für die Sicherheit einer Anlage sein kann, ist jene mit 1 k Ω Belastung auf 1 m Abstand zu berührbaren, metallischen Objekten mit Bodenplatte bei 50 Hz. Während den Messungen wurden weiterhin 20 A Fehlerprüfstrom injiziert.

- Nahe Station 1
 - Messituation A: Schanier des Metallcontainers Station 1 gegen Spieß
 - Unbelastet, 50 Hz $\rightarrow$ 5,0 mV
 - 1 k Ω belastet, 50 Hz $\rightarrow$ 0,8 mV
 - Messituation B: Südwestlicher Blitzableiter der Hütte gegen Spieß
 - Unbelastet, 50 Hz $\rightarrow$ 1,9 mV
 - 1 k Ω belastet, 50 Hz $\rightarrow$ 0,1 mV

Man erkennt den starken Spannungseinbruch durch Schaffung der echten Berührungssituation (Belastung mit 1 k Ω). Dies lässt auf das sehr hochohmige, felsige Erdreich rückschließen.

6.7.6.4 Schirmstrom und Erdungsstrom (inkl. PEN-Leiter, Begleiterder usw.):

Mit einer einzigen Rogowski-Spule wurden der Leiterstrom sowie die komplexe Schirmstromsumme ausgemessen. Anschließend wurde der Erdungsstrom der Station 1 durch gemeinsames Umschlingen von Leiter und Schirmen mit der Rogowski-Spule bestimmt. Die Messungen wurden aus Zeitmangel nur bei einem Injektionsstrom von 20 A bei 53 Hz durchgeführt. Diese Werte können im Rahmen der Toleranzen als netzfrequente 50-Hz-Werte angesehen werden.

- Phasenströme
 - L1 $\rightarrow$ immer 0 A
 - L2 $\rightarrow$ immer 20 A (mit 53 Hz)
 - L3 $\rightarrow$ immer 0 A
- Schirmstromsumme
 - Schirme von L1, L2 und L3 gemeinsam $\rightarrow$ 14,0 A (bei 53 Hz)
- Erdungsstrom
 - $I_E = 6,8$ A

Aus der Kenntnis der Stromaufteilung kann die Knotenregel (gemessen in der Station 1) in Abbildung 68 veranschaulicht werden.

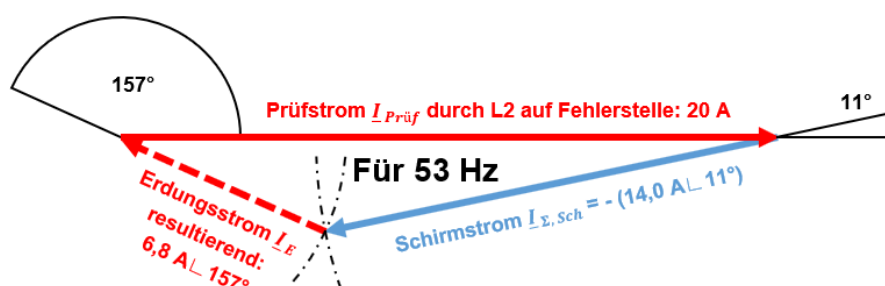


Abbildung 68: Stromaufteilung für 7.5 km langes Kabel (Netzausläufer), Strecke E

6.7.6.5 Erdungsimpedanz

Anhand der zuvor bestimmten Werte kann nun die Erdungsimpedanz von Trafostation 1 inkl. aller angeschlossenen Erder, Kabelschirme, Begleiterder, PEN-Leiter usw. berechnet werden.

- Trafostation 1
 - Erdungsstrom $\rightarrow 6,8 \text{ A}$
 - Erdungsspannung Station 1 $\rightarrow 7 \text{ V}$
 - Erdungsimpedanz Station 1 $\rightarrow 7 \text{ V} / 6,8 \text{ A} = 1,0 \Omega$

6.8 Erkenntnisgewinn und Interpretation

Wie alle Messreihen gezeigt haben, war der Maximalwert der Trassenmessung, welcher in Folge annähernd als Erdungsspannung herangezogen wurde, stets die größte gemessene Potentialdifferenz zur Station. Da (Leerlauf-)Berührungs- und Schrittspannungen stets nur Bruchteile der Erdungsspannung sind, wird folgende Regel bestätigt: $U_E > U_{vT} \geq U_T$. In weiterer Folge bedeutet das, wenn eine Erdungsspannung annähernd bestimmt wurde und diese bereits alle Vorschriften für U_T in Abbildung 5 erfüllt, kann auf eine weitere Messung von Berührungsspannungen verzichtet werden.

Die gemessenen „Spannungstrichter“ (EPR) konnten veranschaulichen, dass folgende bekannte Faustregel in verschiedenen Formulierungen gilt:

- 1.) Die Ableitung des Erdoberflächenpotentialverlaufs wird ab einer Entfernung von dem drei- bis fünffachen Durchmesser des untersuchten Erdungssystems beinahe Null. Das bedeutet, eine weitere Entfernung ruft keine weitere wesentliche Potentialdifferenz hervor.
- 2.) Je kleiner eine Erdungsanlage ist (Maststation), desto lokaler und steiler ist die Spannungsanhebung.

Das „Stromdreieck“ (die Knotenregel) konnte in allen Messungen zeigen, dass der Schirmstrom im Mittelspannungsnetz einen beträchtlichen Beitrag zur Reduktion des Erdungsstromes leistet. Eine genaue Analyse des Schirmquerschnitts in Verbindung mit den Auslösezeiten der Schutzeinrichtungen scheint demzufolge auch in bestehenden Netzen angebracht. Der Erdungsstrom wiederum setzt sich aus dem tatsächlichen Strom in das Erdreich und weiteren Stromanteilen über PEN-Leiter, Begleiterder usw. zusammen. Diese nicht überall messbaren Teilströme begünstigen das Erdungssystem und reduzieren den Stromfluss über das physikalische Erdreich weiter.

Alle durchgeführten Messungen lieferten, für den Anwendungsfall, stets zulässige Berührungsspannungen. Demzufolge ist in den speziell dafür untersuchten Netzen die Umstellung dieser Netze auf die niederohmige Sternpunktterdung mit einem entsprechend ausgelegten Erdschlussschutzsystem (Strompegel, Abschaltzeiten) nach ÖVE/ÖNORM EN 50522 [1] durchführbar.

Auffällig war, dass an einem Kabelaufführungsmast der erdfühlige Schirm eines 50 m langen, bleiummantelten Kabels in Verbindung mit einer über dieses Kabel verbundenen Trafostation bessere Erdungsverhältnisse für den Masten bietet als das eigene Erdungssystem des Masten mit zwei vergrabenen 1 m × 1 m Kupfermatten.

Während der Messungen zeigte sich vielfach, wie wichtig die Nullmessung im Vorhinein ist. Das immer ortsnahe Niederspannungsnetz ist stets einer asymmetrischen und schnell schwankenden Belastung ausgesetzt. Im Erdreich vagabundieren somit stets netzfrequente, unvorhersehbar auftretende Erdungsströme der Niederspannungsverbraucher.

Im Zuge einer Messung im Winter, sowie anderen, am Institut durchgeführten, Messungen, konnte gezeigt werden, dass die Messung mit Bodenplatte unter bestimmten Umständen höhere Spannungswerte liefert als die Messung mit Erdspieß. Dies war bei angetautem Boden und Bodenplatte auf Schnee-Erde-Gemisch der Fall (Station 1 in Kapitel 6.7.1).

6.9 Zusammenfassung ausgewählter Messergebnisse

Allen Messungen gemeinsam ist die Vollverkabelung der untersuchten Netze. Die Netzbetreiber haben für sich die Freiheit, die Sternpunktbehandlung selbst zu wählen. Alle Messungen, ausgenommen vom Netzausläufer in hochalpinem Gelände (Kapitel 6.7.6), fanden in einer Messumgebung von mindestens ca. 20 angeschlossenen Verbraucheranlagen (Häuser, Hallen, Maschinen auf Fundament, ...) mit Anlagenerdern statt. Man spricht in diesen Fällen von einem globalen Erdungssystem. Bei Erdfehlern bestehen hier keine nennenswerten Berührungsspannungen unter realistischen Berührungssituationen. Siehe dazu [1] – Anhang O.

Tabelle 4 zeigt die kompakte Zusammenfassung aller realen Berührungsspannungen aus Kapitel 6.7.

Tabelle 4: Zusammenfassung ausgewählter Messergebnisse

Kapitel Nr.	Berührungssituation Ort der Messung	Gegenelektrode Spieß/Platte	Messstrom $I_{\text{Prüf}}$	Mess- Frequenz	U_T bei Messstrom	U_T bei 1000 A
			in A	in Hz	in mV	in V
6.7.1.3	Metalltüre Station 1	Spieß	50	50	456	9,12
6.7.1.3	Metalltüre Station 1	Bodenplatte	50	50	469	9,38
6.7.1.3	Lüftungsgitter Station 2	Spieß	50	50	51	1,02
6.7.1.3	Metalltüre Station 2	Spieß	50	50	117	2,34
6.7.2.3	Anzeigetafel Station 1	Kanaldeckel	50	30	45	0,9
6.7.2.3	Oberleitungsmast St. 1	Spieß	50	30	700	14,0
6.7.2.3	Lichtgitter Keller St. 1	Gegen Zaun	50	30	90	1,8
6.7.2.3	Türe südostseitig St. 2	Spieß	50	50	104	2,08
6.7.2.3	Tor südwestseitig St. 2	Spieß	50	50	45	0,9
6.7.3.3	Regenrinne Station 1	Spieß	20	55	34	1,7
6.7.3.3	Regenrinne Station 1	Bodenplatte	20	55	5	0,25
6.7.3.3	Straßenlaterne St. 2	Spieß	20	55	106	5,5
6.7.3.3	Straßenlaterne St. 2	Bodenplatte	20	55	23	1,15
6.7.5.3	Stiegengeländer St. 1	Spieß	20	50	4,4	0,22
6.7.5.3	Stiegengeländer St. 1	Bodenplatte	20	50	1,2	0,06
6.7.6.3	Schanier Station 1	Spieß	20	50	0,8	0,04
6.7.6.3	Blitzableiter Hütte St. 1	Spieß	20	50	0,1	0,005

7 Zusammenfassung und Ausblick

In Österreich werden die meisten Mittelspannungsnetze aufgrund der vorhandenen Möglichkeit zur Weiterversorgung trotz einpoligem Erdschluss mit Erdschlusskompensationsspule betrieben. Darüber hinaus bietet sich die Erdschlusskompensation vor allem in Freileitungsnetzen an, da diese Methode der Sternpunktbehandlung ein Erlöschen von Lichtbögen bei einpoligen Fehlern durch Reduktion des Fehlerstromes auf unter 60 A („Löschgrenze“) ermöglicht.

Der Netzanschluss stetig aufkommender neuer Verbrauchsstätten und (Klein-) Kraftwerken erfolgt häufig über Mittelspannungskabel. Gleichzeitig werden auch bestehende Freileitungsabschnitte immer häufiger durch Kabelstrecken ersetzt. Kabel erzeugen im Gegensatz zu Freileitungen bei einem Erdfehler deutlich höhere kapazitive Fehlerströme (Faktor 30). Darüber hinaus steigt der Bedarf an Kompensationsstrom in Mittelspannungsnetzen aufgrund des fortschreitenden Wachstums weiter an.

Neben der Tatsache, dass ein einpoliger Fehler in einem Mittelspannungskabel nicht selbstheilend sein kann und eine Ortung, Abschaltung und der Austausch die zwangsläufige Folge sein muss, gilt, dass im Erdfehlerfall bei Erdschlusskompensation eine um den Faktor $\sqrt{3}$ höhere Spannung in den gesunden Phasen herrscht. Die erhöhte Beanspruchung lässt speziell Kabelmuffen schneller altern und führt in vielen Fällen nach einigen Minuten zum zweiten Erdschluss, was sich sofort durch den stromstarken Doppelerdschluss auswirkt.

Daher besteht der Wunsch, die erdschlussbehaftete Fehlerstelle in Kabelnetzen schnell, sicher und selektiv abzuschalten. Für die selektive Abschaltung muss der Ort des Fehlers bekannt sein, welcher aufgrund der Erdschlusskompensation nur mit technisch erhöhtem Aufwand ausfindig zu machen ist. Bei erwünschter Abschaltung der Fehlerstelle mit möglichst einfachen Ortungsmöglichkeiten ergibt sich als eine logische Schlussfolgerung, dass der Sternpunkt niederohmig bzw. kurzzeitig niederohmig geerdet werden soll. Ausgewählte Aspekte von verschiedenen Sternpunktbehandlungen werden in Kapitel 4 geschildert.

Bei niederohmiger Sternpunkterdung wird bis zum Abschalten der betroffenen Fehlerstelle mit wattmetrischen Fehlerströmen von einigen hundert Ampere gearbeitet. Diese verursachen an der Fehlerstelle (und am Ort der Sternpunkterdung) erhöhte Erdungs- und Berührungsspannungen. Da Berührungsspannungen i.d.R. nicht im Vorfeld berechenbar sind, jedoch ein Kriterium für die richtige Ausführung von Erdungsanlagen nach [1] ÖVE/ÖNORM EN 50522 sein können, müssen sie, wie in Kapitel 6 gezeigt wird, gemessen werden.

Bei weniger gut geerdeten Stationen kann es sein, dass Berührungsspannungen nicht für beliebig lange Zeit abgreifbar sein dürfen (siehe Abbildung 6). Um bei hohen Berührungsspannungen dennoch einen zulässigen Betrieb zu gewährleisten, muss eine schnelle Abschaltung des Fehlers erfolgen. Ein beispielhaftes Schutzkonzept mit begrenzten Fehlerklärungsauern wird in Kapitel 5.3 entwickelt und besprochen.

Ein Ergebnis der Arbeit war die Bestätigung der starken Reduktionswirkung der Kabelschirme. Bei allen Messungen stellte sich durchgehend heraus, dass sich der Erdfehlerstrom (I_F) an der Fehlerstelle etwa zur Hälfte auf den Schirm (I_S) und zur Hälfte auf die physikalische Erde/Begleiterder/PEN-Leiter/usw. (I_E) aufteilt. In zukünftigen Messungen sollte ausführlicher dokumentiert werden, was die detaillierten Messbedingungen waren, wie beispielsweise Querschnitte der Schirme, genaue Anzahl der Begleiterder, Querschnitte der PEN-Leiter und Anzahl der angeschlossenen Verbrauchsstätten.

Es hat sich herausgestellt, dass alle Messumgebungen der betrachteten Netze eine Umstellung auf den begrenzt stromstarken Betrieb des Sternpunktes bzw. der Fehlerstelle erlauben werden. Die gemessenen Berührungsspannungen in Tabelle 4 führen zu den real erwarteten Berührungsspannungen von maximal 14 V bei einem Fehlerstrom von 1000 A.

Durch die Vielzahl der Messorte und Messdaten konnte eine gleichbleibende Vorgehensweise entwickelt werden, welche Vergleichbarkeit und einen kritischen Blickwinkel auf Messergebnisse gewährleisten konnte. Die Masterarbeit umfasst sowohl Theorie als auch Praxis und schafft es, das Zusammenspiel von Messergebnissen und Auslegung von Netzelementen stimmig und umfassend ohne Widerspruch darzustellen.

Die Verwendung von RelaySimTest ermöglicht es hierbei, den theoretischen Teil des Fehlerverhaltens bzw. des Schutzkonzepts auf eine einfache und sehr übersichtliche und informative Weise auszuwerten. Diese (kostenfreie) Software kann sicherlich auch für die interaktive Lehre oder das Selbststudium zum schnellen Erkenntnisgewinn herangezogen werden.

Für weiterführende Arbeiten kann jedes Hauptkapitel dieser Arbeit für sich vertieft behandelt werden. Beispielsweise wurde Kapitel 4.8 nur oberflächlich und theoretisch behandelt. Eine dynamische Simulation aus dem Zusammenspiel von Generatorreaktanzen und Leitungskapazitäten würde die Grenzen der Betriebsweise mit NOPE aufzeigen. In Verbindung mit einer anschließenden Untersuchung eines realen Messaufbaus mit Notstromaggregat, Transformator und ausgerolltem, leerlaufendem Kabel kann daraus eine weitere Abschlussarbeit in der Elektrotechnik entstehen. Die vorliegende Arbeit bietet hierbei einen umfassenden Einstieg in die breite Thematik der Sternpunktumstellung und der damit verbundenen Aspekte.

Die Sternpunktumstellung eines Netzes muss individuell untersucht und beantwortet werden. Welches Betriebskonzept und welche Methoden der wattmetrischen Erdschlusserfassung und Ortungsverfahren die geeignetsten sind, wird sich erst nach der Umstellung der Sternpunkte einiger Netze zeigen. In den umgestellten Netzen kann anschließend eine Vergleichsmessung im realen Netzbetrieb mit „scharfen“ Netzversuchen angestellt werden, welche die in Kapitel 6.7 angeführten Messergebnisse abermals verifizieren sollten.

8 Literaturverzeichnis

Normen/Standards:

- [1] ÖVE/ÖNORM EN 50522, Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV, Wien: Austrian Standards Institute, 2011.

Skripten:

- [2] Fickert Lothar, „Störung und Schutz in elektrischen Anlagen“. Technische Universität Graz, 2005.
- [3] Galler Manuel, „Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme“. Technische Universität Graz, 2021.
- [4] Pack Stephan / Schmutzner Ernst et al., „Elektromagnetische Verträglichkeit elektrischer Systeme“. Technische Universität Graz, 2014/2015.
- [5] Schürhuber Robert, „Kurzschlussrechnung“. Technische Universität Graz, 2017.
- [6] Schürhuber Robert, „Modaltransformationen“. Technische Universität Graz, 2018.
- [7] Schürhuber Robert, „Sternpunktbehandlung“. Technische Universität Graz, 2017.

Bücher:

- [8] Schossig Walter, Geschichte der Elektroenergieversorgung mit Schwerpunkt Schutz- und Leittechnik, Berlin: VDE Verlag GMBH, 2016.
- [9] Schossig Walter / Schossig Thomas, Netzschutztechnik, 7. Auflage, Berlin: VDE Verlag GMBH, 2021.

Zeitschriften:

- [10] Fickert Lothar / Friedl Katrin / Schürhuber Robert, Sternpunktbehandlung, Schutz und Sicherheit von Personen und Anlagen, in: e+i elektronik und informationstechnik, Heft 1.2022, S. 23-30.
- [11] Geise Friedrich, Erdkurzschluß: Einfach- und Doppelerdschluß in Mittelspannungsnetzen, in: ETZ-A Elektrotechnik, Heft 6, S. 215-220.
- [12] Neidhöfer Gerhard, Der Weg zur Normfrequenz 50 Hz. Wie aus einem Wirrwarr von Periodenzahlen die Standardfrequenz 50 Hz hervorging, in: Bulletin, Heft 17/2008, S. 29-34.

Abschlussarbeiten:

- [13] Resch Markus P., Berechnung und Messung von Erdfehlerstrom-Reduktionsfaktoren bei einpoligen Erdfehlern, Graz: TU Graz, 2018.
- [14] Schneider Christian, Erdschlusslöschung im 20-kV-Verteilernetz der KELAG Netz GmbH., Graz: TU Graz, 2010.

Internet:

- [15] Meinhart, Datenblatt Kabel, 2019.

In: https://www.meinhart.at/fileadmin/media/Datenblätter_2019_MKA_DE/NA2XS2Y.pdf
[30.10.2022].

- [16] Schutztechnik, Kabelumbauwandler oder Holmgreenschaltung, 2020.

In: <https://www.schutztechnik.com/posts/kabelumbauwandler-oder-holmgreenschaltung>
[18.10.22].

- [17] Schutztechnik, Die Offene Dreieckswicklung und was wir wirklich messen, 2020.

In: <https://www.schutztechnik.com/posts/post-2018-09-16-die-offene-dreieckswicklung-und-was-wir-wirklich-messen> [26.10.2022].

Weiterführende Literatur:

- [18] Blackburn Lewis J., Symmetrical Components for Power Systems Engineering (Electrical and Computer Engineering), New York: Marcel Dekker, 1993.

- [19] Clarke Edith, Circuit Analysis of A-C Power Systems Volume I Symmetrical and Related Components, New York: John Wiley and Sons, 1943.

- [20] Crastan Valentin, Elektrische Energieversorgung 1 Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik, 4. Auflage, Heidelberg: Springer Verlag, 2015.

- [21] Dettmann Dieter / Heuck Klaus / Schulz Detlef, Elektrische Energieversorgung Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 8. Auflage, Wiesbaden: Springer Verlag, 2010.

- [22] Hochrainer August, Symmetrische Komponenten in Drehstromsystemen, Berlin: Springer Verlag, 1957.

- [23] Hochspannungs Blog, Freileitung und Erdkabel sind Stand der Technik, 2020. In: <https://www.hochspannungsblog.at/Wissenswertes/Netzaufbau/Vergleich-Freileitung-Erdkabel>
[25.08.2022].

- [24] Kasikci Ismail, Drehstromschaltungen - Analyse und Berechnung mit vielen Beispielen, 3. Auflage, Stuttgart: Springer Verlag, 2021.

- [25] Kovács Karl Paul, Symmetrische Komponenten in Wechselstrommaschinen, Basel: Springer AG, 1962.

- [26] Lipp Andreas, Entwicklung einer Verkabelungsstrategie für ein Verteilernetz, Graz: TU Graz, 2016.

- [27] Lindinger Martin, Nachweis globaler Erdungssysteme durch Messung und Berechnung von verteilten Erdungsanlagen, Graz: TU Graz, 2012.

- [28] Mahr Florian / Henninger Stefan / Biller Martin / Jäger Johann, Elektrische Energiesysteme - Wissensvernetzung von Stromrichter, Netzbetrieb und Netzschutz, Wiesbaden: Springer Verlag, 2021.
- [29] Mallits Thomas, Fehlerstromaufteilung und Potentialverhältnisse in komplexen (Globalen-) Erdungssystemen und deren Einfluss auf die Beurteilung, Graz: TU Graz, 2018.
- [30] Marenbach Richard / Nelles Dieter / Tuttas Christian, Elektrische Energietechnik Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik, Wiesbaden Springer Verlag, 2013.
- [31] Oswald Bernd R., Berechnung von Drehstromnetzen - Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern, 4. Auflage, Wiesbaden: Springer Verlag, 2021.
- [32] Paratscher Andreas, Bestimmung und Verifikation der Erdungsimpedanz von Mittelspannungsstationen, Graz: TU Graz, 2021.
- [33] Parsotam Ashok, Fundamentals of calculation of earth potential rise in the underground power distribution cable network, 1997, Reprinted 2003. In:
https://www.researchgate.net/publication/272094197_Fundamentals_of_calculations_of_Earth_Potential_Rise_in_Underground_cable_network [30.10.2022].
- [34] Schmidinger Tobias, Einfluss der Schutzkonzepte auf die Zuverlässigkeitskennzahlen elektrischer Netze, Graz: TU Graz, 2020.
- [35] Schwab Adolf J., Elektroenergiesysteme Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie, 5. Auflage, Berlin: Springer Verlag, 2017.

9 Anhang

9.1 Der k_0 -Faktor, Mit-, Gegen-, Nullimpedanz und Zusammenhänge

Der $\underline{k}_0$ -Faktor ist eine komplexe und dimensionslose Kennziffer für das Verhalten einer Leitung im Erdfehler. Dabei ist die Länge der Leitung irrelevant, da der Faktor ein Verhältnis darstellt.

$$\underline{k}_0 = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right)$$

wobei:

- $\underline{k}_0$... k_0 -Faktor oder „Erdfaktor“
- $\underline{Z}_0$... Nullimpedanz oder Impedanz der „3-Leiter-Erde-Schleife“
- $\underline{Z}_1$... Mitimpedanz oder halbe Impedanz der „Leiter-Leiter-Schleife“
- Herleitung der Formel aus symmetrischen Komponenten siehe weiter unten.

Eine direkt verständliche Formulierung des $\underline{k}_0$ -Faktors ist das Verhältnis aus Erdimpedanz zu Leiterimpedanz:

$$\underline{k}_0 = \frac{\underline{Z}_M}{\underline{Z}_1}$$

wobei:

- $\underline{Z}_M$... Erdimpedanz (Masse), also Anteil der Fehlerschleife, welcher nicht sichtbar ist

Die Schleifenimpedanz einer Fehlerschleife des einpoligen Erdfehlers ergibt sich aus der Summe von Mitimpedanz und Erdimpedanz:

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{\text{Schleife}} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_M$$

wobei:

- $\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{\text{Schleife}}$... Impedanz der Fehlerschleife des einpoligen Erdfehlers

Es gelten ebenso folgende abgeleiteten Formeln:

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_1 \cdot (1 + 3 \cdot \underline{k}_0)$$

$$\underline{Z}_{11} = \underline{Z}_{\text{Schleife}} = \underline{Z}_1 \cdot (1 + \underline{k}_0)$$

Herleitung von $\underline{k}_0 = \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right)$:

$$\text{Def.: } \underline{Z}_1 = \underline{Z}_{11} - \underline{Z}_{12}$$

$$\text{Def.: } \underline{Z}_0 = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12}$$

$$2 \cdot \underline{Z}_1 = 2 \cdot \underline{Z}_{11} - 2 \cdot \underline{Z}_{12}$$

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_{11} + 2 \cdot \underline{Z}_{12}$$

$$2 \cdot \underline{Z}_1 + \underline{Z}_0 = 3 \cdot \underline{Z}_{11}$$

$$\underline{Z}_{11} = \frac{1}{3} (\underline{Z}_0 + 2 \cdot \underline{Z}_1)$$

$$\text{und } \underline{Z}_{11} = \underline{Z}_1 \cdot (1 + \underline{k}_0)$$

$$\frac{1}{3} (\underline{Z}_0 + 2 \cdot \underline{Z}_1) = \underline{Z}_1 \cdot (1 + \underline{k}_0) \quad | : \underline{Z}_1$$

$$\frac{1}{3} \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} + 2 \right) = 1 + \underline{k}_0 \quad | - 1$$

$$\frac{1}{3} \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} + 2 - 3 \right) = \underline{k}_0 \quad | - 1$$

$$\underline{k}_0 = \frac{1}{3} \left(\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Z}_1} - 1 \right) \quad q.e.d.$$

9.2 Formelsammlung für (generatorferne) Kurzschlussberechnung

Netz-Kurzschlussimpedanz (Netzzinnenimpedanz):

$$Z_{1,2,Q} = \frac{c \cdot U_{nQ}^2}{S''_{kQ}}$$

Index $1, 2$... Größen im Mit- und Gegensystem

U_{nQ} ... Nennspannung der Quelle / des Netzes

S''_{kQ} ... Anfangskurzschlussleistung der Quelle / des Netzes

c ... Faktor (in MS und HS: $1,00 < c < 1,10$)

Kurzschlussimpedanz des Transformators:

$$Z_{1,2,T} = u_k \frac{U_{nT}^2}{S_T}$$

U_{nT} ... Nennspannung des Transformators (OS oder US, je nach Verwendung von Z_T)

u_k ... Kurzschlussspannung (Angabe am Typenschild in %)

S_T ... Bemessungsscheinleistung des Transformators

Freileitungen und Kabel:

$$R'_L = \rho \cdot \frac{1}{A} = \frac{1}{\gamma \cdot A} = \frac{1}{\kappa \cdot A} = \frac{1}{\sigma \cdot A}$$

$$R_L = R'_L \cdot l$$

R'_L ... Widerstandsbelag, d.h. bezogen auf Leitungslänge

R_L ... Leiterwiderstand des Metallleiters

ρ ... spezifischer Widerstand des Metalls

γ bzw. κ bzw. σ ... spezifischer Leitwert des Metalls (elektrisch)

$$\text{Aluminium: } 34 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

$$\text{Kupfer: } 54 \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2}$$

Faustwert Mitreaktanzbelag Kabel: $X'_L \approx R'_L \approx 0,14 \Omega/\text{km}$ je nach Verlegeart

$$X_L = X'_L \cdot l$$

Ortungshilfswiderstand im Nullsystem:

$$R_{0,STP} = 3 \cdot \frac{U_n/\sqrt{3}}{I_{0,n,STP}}$$

Index 0 ... Größe im Nullsystem

$U_n/\sqrt{3}$... verlagerte Sternpunktspannung (für Nullsystem)

$I_0 = (I_{L1} + I_{L2} + I_{L3}) / 3$... Nullstrom im Nullsystem