



Markus Patrick Resch, BSc

Berechnung und Messung von Erdfehlerstrom-Reduktionsfaktoren bei einpoligen Erdfehlern

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades eines
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

Masterstudium: Elektrotechnik

vorgelegt an der

Technischen Universität Graz

Begutachter

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



ELEKTRISCHE
ANLAGEN & NETZE
TU GRAZ

Institut für Elektrische Anlagen und Netze
Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Graz, Oktober 2018

Inhaltsverzeichnis

Eidesstattliche Erklärung	III
Kurzfassung	IV
Abstract	V
Danksagung	VI
Vorwort	VII
1 Einleitung	1
2 Reduktionsfaktor	4
2.1 Allgemein	4
2.2 Theorie	5
2.3 TU Graz Modell	8
3 Berechnungssoftware	13
3.1 Allgemein	13
3.2 Grundgleichungen	13
3.3 Parameterbestimmung	15
3.4 Lösen des Gleichungssystems	24
3.5 Näherungsformel für den globalen Reduktionsfaktor	27
4 Einfluss einer Zwischenerdung	28
4.1 Allgemein	28
4.2 Berechnung	30
4.3 Ergebnis	33
4.3.1 Variation des Widerstands der Zwischenerdung	33
4.3.2 Variation des Ortes der Zwischenerdung	38
5 Sensitivitätsanalyse	40
5.1 Allgemein	40
5.2 Analyse eines 10-kV-Netzes	40
5.3 Analyse eines 20-kV-Netzes	44
5.4 Ergebnis	49
6 Zusammenfassung und Ausblick	50
Liste der Symbole	52

Abbildungsverzeichnis	57
Tabellenverzeichnis	58
Literaturverzeichnis	60
Anhang: Veröffentlichtes Paper	A

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. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Dissertation identisch.

Datum

Unterschrift

Affidavit

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 indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

Date

Signature

Kurzfassung

Sicherheit wird in Verbindung mit Energieversorgung stets groß geschrieben, wie auch im Falle von Fehlern im Netz. Um Gefahren durch Potentialanhebungen (Earth Potential Rise (EPR)), insbesondere im Hinblick auf die Personensicherheit, aufzuzeigen, ist eine Analyse der Stromverteilung und der damit verbundenen gefährlichen Spannungen notwendig. Dazu wird im Rahmen dieser Masterarbeit ein Berechnungsmodell vorgestellt, mit dem, unter Berücksichtigung der Erdungswiderstände, die entsprechenden Potentialanhebungen, sowie die Berührungs- und Schrittspannung ermittelt werden können. Ausgehend von zwei induktiv gekoppelten Schleifen ist es damit möglich für einen im Kabelnetz auftretenden einpoligen Erdfehler neben den Spannungen auch die Stromverhältnisse und den damit verbundenen Reduktionsfaktor zu berechnen. Durch beispielhafte Wertannahmen für die zur Berechnung benötigten Parameter, kann schnell gezeigt werden, dass ein Großteil des Fehlerstroms über die Kabelschirme und nicht über das Erdungssystem der Fehlerstelle zurückfließt. Zusätzlich wird demonstriert, wie sehr die einzelnen Faktoren die Berechnung des Reduktionsfaktors und somit auch die Stromaufteilung beeinflussen.

Schlüsselwörter:

Erdfehlerstrom-Reduktionsfaktor, Stromverteilung, Erdfehlerstrom, Potentialanhebung (EPR), Berührungsspannung, globales Erdungssystem

Abstract

In energy supply, safety is always important, especially in case of network faults. To assess the possible dangers concerning personal safety, under the aspect of Earth Potential Rise (EPR), an analysis of current distribution and the associated voltages is necessary. Therefore, a calculation model is presented in this master thesis, to determine the corresponding earth potential rise, as well as the touch and step voltage. Based on two inductively coupled loops, it is possible to calculate the different occurring voltages, as well as the current conditions and the associated reduction factor, for a single-phased earth fault. By assuming exemplary values for the parameters required for the calculation, it can be shown, that most of the fault current returns over the cable sheaths and not via the grounding system at the fault location. In this way, when using right dimensioned grounding systems, no dangerous voltages occur. In addition, it is demonstrated, how much the individual factors influence the calculation of the reduction factor as well as the current distribution.

Keywords:

earth fault current reduction factor, current distribution, earth fault current, earth potential rise, touch voltage, global earthing system

Danksagung

In erster Linie gilt mein Dank meinem Betreuer Herrn em.Univ. -Prof. Dipl. -Ing. Dr.techn Lothar Fickert. Er ist mir während meiner gesamten Masterarbeit stets zur Seite gestanden und hat mich tatkräftig unterstützt. Durch ihn war es mir auch möglich, auf einer IEEE Konferenz in Brno (Tschechien) wertvolle Erfahrungen bei der Präsentation des gemeinsam veröffentlichten Papers zu sammeln. In diesem Zusammenhang möchte ich dem Dekanat für Elektrotechnik und Informationstechnik danken, das mir die Teilnahme an dieser Konferenz im Zuge der Rudolf-Chaudoire-Stiftung finanziell ermöglicht hat. Weiters möchte ich allen danken, die mir auf verschiedensten Wegen Inputs, Kommentare und Verbesserungsvorschläge im Bezug auf meine Masterarbeit gegeben haben.

Vorwort

Problemstellung

Bei der Auslegung von Kabelsystemen und den dazugehörigen Schutzeinrichtungen werden unterschiedliche mögliche Fehler im Netz betrachtet, um sich Klarheit darüber zu verschaffen, wie sich Ströme und dementsprechend auch die relevanten Spannungen im Fehlerfall verhalten und wo gegebenenfalls gefährliche Berührungs- und Schrittspannungen auftreten können. Dies ist in weiterer Folge bei der Systemdimensionierung dementsprechend zu berücksichtigen, um eine entsprechende Sicherheit gewährleisten zu können. Im konkreten Fall eines einpoligen Erdfehlers bei einem Kabelnetz wird der sogenannte Reduktionsfaktor verwendet, um den abfließenden Fehlerstrom über „Erde“, über Kabelschirme beziehungsweise einen Kabelschirm und über mit Erde verbundenen leitfähigen Strukturen (Niederspannung-TNC-Leiter) zu berechnen. Der Wert dieses Faktors wird allerdings in der Regel aus Tabellen abgelesen und verwendet. Es gilt in dieser Masterarbeit festzustellen, inwieweit die Werte der Realität entsprechen. Dabei soll eine nachvollziehbare Darstellung der Stromaufteilung im Fehlerfall erstellt werden.

Ziel der Arbeit

Ziel der Arbeit ist es, durch ein Modell die korrekte Berechnung von Reduktionsfaktoren beziehungsweise der Stromaufteilung für Erdfehlerströme in Kabelnetzen zu ermöglichen. Im Zuge dessen wird eine Aufbereitung von bereits vorhandenen Erkenntnissen erfolgen, die eine ausgeprägte Basis für weitere Forschungen auf diesem Gebiet darstellen soll.

Arbeitspunkte

Skizzierung der Aufgabe

In erster Linie werden Daten und Erfahrungsberichte zusammengetragen, damit eine Konzeptionierung der inhaltlichen Aufbereitung erfolgen kann. Es werden Darstellungen dieser gesammelten Werke erstellt, beziehungsweise angepasst, sodass eine möglichst nachvollziehbare Erklärung für die zu beschreibenden Vorgänge geschaffen wird. Gestützt von einem Modell zur Berechnung der Reduktionsfaktoren bildet diese Aufbereitung die Basis für die weitere Arbeit.

Auswertung der Daten

Final werden die Erkenntnisse und Berechnungen zusammengeführt und verglichen, um ein abschließendes Resümee ziehen zu können.

1 Einleitung

Im Bereich der elektrischen Energieversorgung stellt die zuverlässige Zulieferung von Strom einen der Hauptaspekte in dieser Branche dar. Dazu ist es selbstverständlich notwendig, stets den Zustand der einzelnen zum Stromtransport benötigten Komponenten im Auge zu behalten und entsprechend zu warten. Damit soll gewährleistet werden, dass es in erster Linie zu keinem Fehler aufgrund technischer Mängel kommt. Trotz bester Überwachung und regelmäßigen Kontrollen können dennoch Fehler in Anlagen auftreten.

Genau dann sollte die Gewährleistung der Personensicherheit an oberster Stelle stehen. Deswegen müssen elektrische Anlagen so dimensioniert und ausgelegt sein, dass selbst bei entsprechenden Fehlervorkommnissen zum Beispiel keine gefährlichen Spannungen auftreten, durch die es zu Personenschäden kommen könnte.

Werden nun in diesem Zusammenhang gefährliche Spannungen erwähnt, so fallen gleichzeitig oft auch die Begriffe „Berührung“- und „Schrittspannung“. Hierbei handelt es sich um jene Spannungen, welche mit dem menschlichen Körper „abgegriffen“ werden können. Bei der Schrittspannung ist dabei die Rede von der Potentialdifferenz des Erdbodens, die mit einem Schritt (1 m) überbrückt wird. Für eine von Null verschiedene Schrittspannung müssen Potentialdifferenzen im Erdboden vorhanden sein, was durch einen von Strom durchflossenen Erdboden ermöglicht wird. Erfolgt dieser Abgriff der Spannung allerdings nicht im Zuge eines Schrittes,

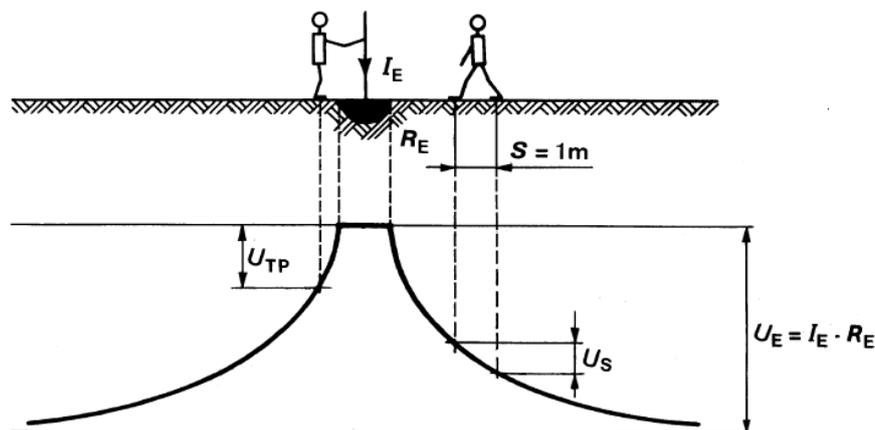


Abbildung 1: Prinzipdarstellung des Spannungstrichters eines Halbkugelerders [1]

sondern durch Berührung zweier leitfähiger Elemente, so spricht man von der Berührungsspannung. Die Schrittspannung (hier: U_S) und die Berührungsspannung (hier: U_{TP}) sind in Abbildung 1 vereinfacht dargestellt. I_E repräsentiert in dieser

Grafik den Teil des Fehlerstroms, der durch die Erde mit dem Erdungswiderstand R_E abfließt und somit die Erdungsspannungsanhebung U_E hervorruft.

Es ist allerdings auch möglich, die entsprechenden Potentialdifferenzen beispielsweise durch Potentialsteuererder zu verschieben, um in weiterer Folge die entsprechenden Berührungs- und Schrittspannungen zu minimieren. Außerdem ist zu beachten, dass Spannung auch durch vorhandene leitfähige Elemente verschleppt werden kann. Dabei kann man die Spannungsverhältnisse allerdings durch Erden dieser Elemente deutlich verbessern. In Abbildung 2 sind sowohl der Einfluss von Potentialsteuererdern als auch der Unterschied eines geerdeten und eines nicht geerdeten Kabelendes in Form einer Skizze dargestellt. Damit geht allerdings auch einher, dass in einem größeren Bereich um die Fehlerstelle ein erhöhter Schrittspannungsabgriff möglich ist. Auch beim erwähnten Kabel ist deutlich die Verringerung der Spannung B im Vergleich zu A durch die Erdung zu sehen. Die Bezeichnungen der eingetragenen Spannungen ähneln im Wesentlichen jenen aus Abbildung 1, sie sind allerdings auch direkt in der Abbildung beschrieben.

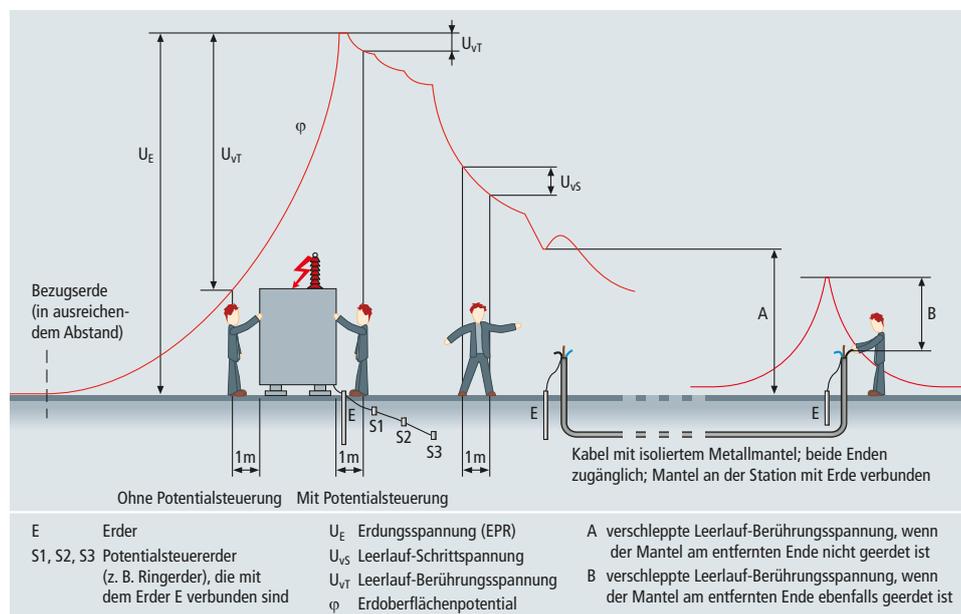


Abbildung 2: Übersicht der auftretenden Berührungs- und Schrittspannungen [2]

Ab wann eine Spannung nun allerdings als gefährlich eingestuft wird, lässt sich aus Abbildung 3 herauslesen. Dabei gilt der Bereich unter der blauen Kurve als zulässiger Bereich. Das bedeutet, dass ab einem gewissen Wert diese Spannung nicht automatisch als unzulässig bezeichnet werden kann, sondern auch die Dau-

er, in der diese Spannung abgegriffen wird, ausschlaggebend ist. So befindet man sich beispielsweise mit 200 V , die für 200 ms anliegen, noch im zulässigen Bereich, während dieselbe Spannung bei einer Dauer von 1 s bereits im unzulässigen gefährlichen Bereich liegt.

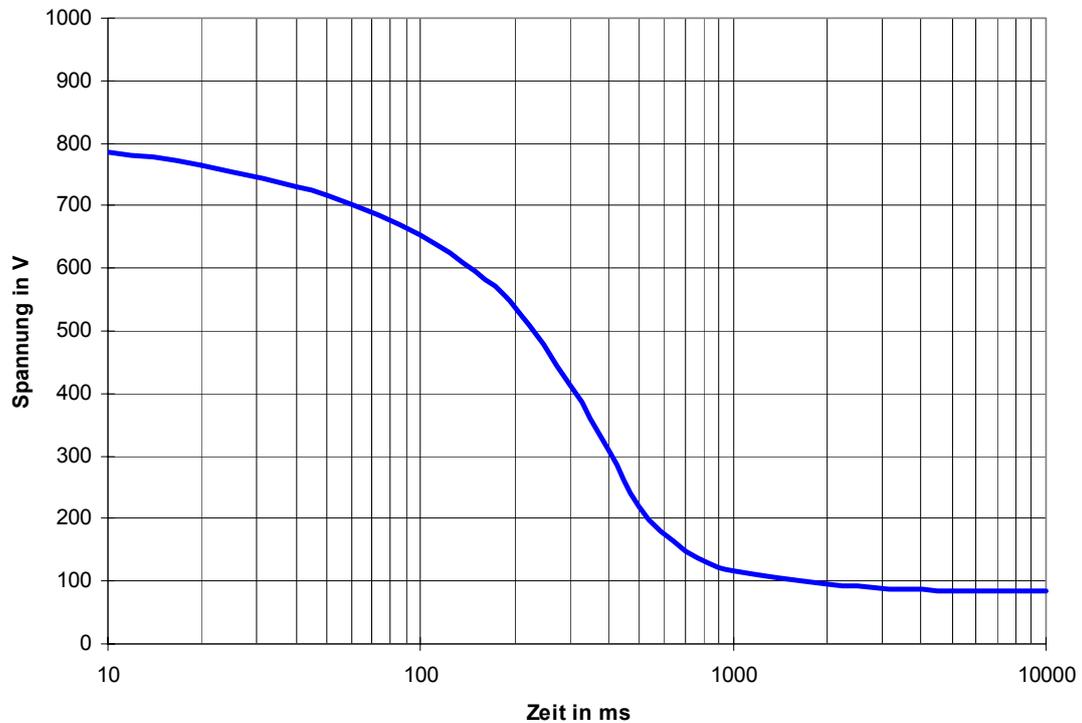


Abbildung 3: Zulässige Berührungsspannung in Abhängigkeit der Stromflussdauer [3]

Zur Berechnung dieser potentiell gefährlichen Spannungen wird in dem vorgestellten Modell dieser Masterarbeit zuerst der entsprechende fließende Strom berechnet. Dies kann unter Zuhilfenahme des Reduktionsfaktors geschehen.

2 Reduktionsfaktor

2.1 Allgemein

Beim sogenannten Reduktionsfaktor handelt es sich um ein Größenverhältniss von Strömen, welche sich im Fehlerfall auf verschiedenste Wege aufteilen. Da bei dieser Aufteilung der Ströme in den jeweiligen Pfaden nur Bruchteile des Fehlerstroms im Leiter auftreten können und diese folglich geringer als der Fehlerstrom selbst sein müssen, wird hierbei von Reduktion gesprochen. Als Referenzwert dient dazu der im Leiter fließende Fehlerstrom. Über diesen Faktor soll es folglich möglich sein, entsprechende Berechnungen zur Ermittlung von etwaigen unzulässigen Berührungs- und Schrittspannungen zu vollziehen.

Dazu müssen im Vorhinein die zur Berechnung verwendeten Ströme und Spannungen eindeutig definiert werden. In dieser Arbeit erfolgt die Betrachtung eines einpoligen Fehlers gegen Erde in einem Mittelspannungs-Kabelnetz. Als Fehlerstelle wird dabei eine Ortsnetzstation gewählt, welche neben der Zuleitung auch noch Abgänge zu weiteren Stationen besitzt. Eine Auflistung der möglichen Strompfade bringt die Einsicht einer rechnerischen Aufteilung in drei unterschiedliche wesentliche Ströme.

Den Ausgangspunkt stellt dabei der Fehlerstrom I_F dar, welcher ausgehend von einem Umspannwerk in die zu versorgende Ortsnetzstation fließt. Dieser fließt über den Leiter an der Fehlerstelle ins Erdungssystem und teilt sich dabei auf sämtliche daran angeschlossene leitfähige Elemente, wie zum Beispiel abgehende Kabelschirme, auf. Den zweiten bedeutenden Stromanteil stellt der Strom, der durch den eigenen Kabelschirm I_S zum Umspannwerk zurückfließt, dar. Als dritter Stromanteil wird die Summe sämtlicher zusätzlich vorhandener Strompfade herangezogen. Das bedeutet, dass hierbei neben dem Strom, der durch die lokale Erdung fließt, auch der Strom, der über den angeschlossenen Kabelschirm des zur nachfolgenden Ortsnetzstation führenden Leiters weiterfließt, sowie der Strom, der in das Niederspannungsnetz, welches über den PEN- Leiter mit der lokalen Erdung des Fehlerpunktes verbunden ist, eine wichtige Rolle spielen. Dieser Summenstrom wird nunmehr in dieser Arbeit als „Earth Potential Rise“-Strom I_{EPR} bezeichnet, da dieser in der Berechnung auch zur Ermittlung der „Earth Potential Rise“-Spannung U_{EPR} , also in weiterer Folge zur Bestimmung von Schritt- und Berührungsspannung verwendet wird.

Im Folgenden wird in dieser Arbeit zwischen zwei definierten Reduktionsfaktoren unterschieden, welche als *lokaler* und *globaler* Reduktionsfaktor bezeichnet werden. Die Bezeichnung *global* findet ihren Ursprung in der Berechnung des *globalen* Reduktionsfaktors, wobei das Verhältnis des eben genannten „Earth Potential

Rise“-Stroms I_{EPR} zum Fehlerstrom I_F verwendet wird und der „Earth Potential Rise“-Strom jenen Strom darstellt, der in das (globale) Erdungssystem fließt. (Gleichung (1)) Dieses globale Erdungssystem inkludiert alle leitfähigen verbundenen Systemkomponenten, auf die sich der Fehlerstrom aufteilen kann. Wird dagegen vom *lokalen* Reduktionsfaktor gesprochen, so wird zur Berechnung nur der tatsächlich über die lokale Erde der Fehlerstelle fließende Strom I_A mit dem Fehlerstrom in ein Verhältnis gesetzt. (Gleichung (2)) Wie die Berechnung dieser Reduktionsfaktoren, sowie der einzelnen Stromkomponenten erfolgt, beziehungsweise wie sich das Berechnungsmodell generell zusammensetzt, wird in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben.

$$r_{global} = \frac{I_{EPR}}{I_F} \quad (1)$$

$$r_{lokal} = \frac{I_A}{I_F} \quad (2)$$

2.2 Theorie

Zur Veranschaulichung der für die Berechnung der Reduktionsfaktoren benötigten Größen, wird in diesem Kapitel die dem Berechnungsmodell zu Grunde liegende Theorie näher erläutert. Es gilt ein möglichst einfach nachvollziehbares Modell zu kreieren, mit dem aber durch die Anzahl an vorhandenen Parametern eine genaue Berechnung durchgeführt werden kann. Ausgangsmodell ist hierbei die induktive Kopplung zweier Schleifen.

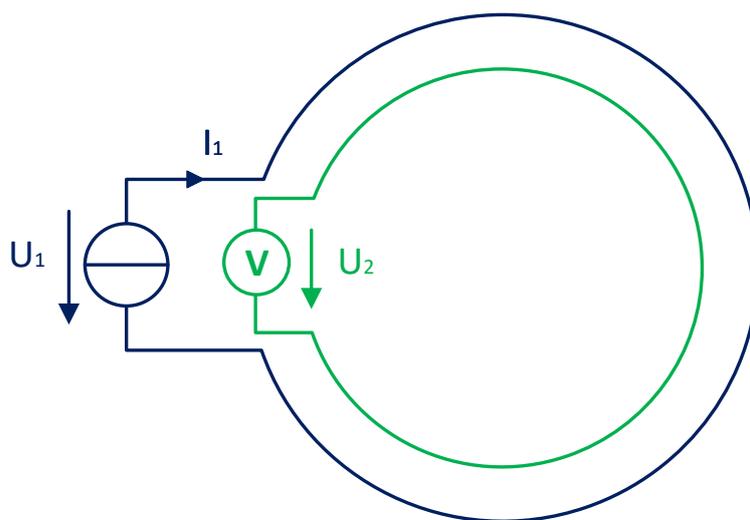


Abbildung 4: Zwei induktiv gekoppelte Leiter-Schleifen

Folgende Modellierungen entsprechen dem bereits in der Dissertation von Thomas Mallits [4] gezeigten „vereinfachten Verfahren“, ergänzen dieses jedoch um weitere Betrachtungen hinsichtlich des Verfahrens. Wird an eine Schleife eine Spannung U_1 angelegt, so fließt über die Impedanz der Leiterschleife ein Strom I_1 . Durch die induktive Kopplung der beiden Schleifen kann nun mit einem Voltmeter eine Spannung U_2 an der zweiten Schleife gemessen werden. Dies ist in Abbildung 4 als Skizze dargestellt.

Im nächsten Schritt werden diese beiden gekoppelten Schleifen teils in Luft und teils in Erde gelegt. Abbildung 5 stellt genau diesen nächsten Schritt dar.

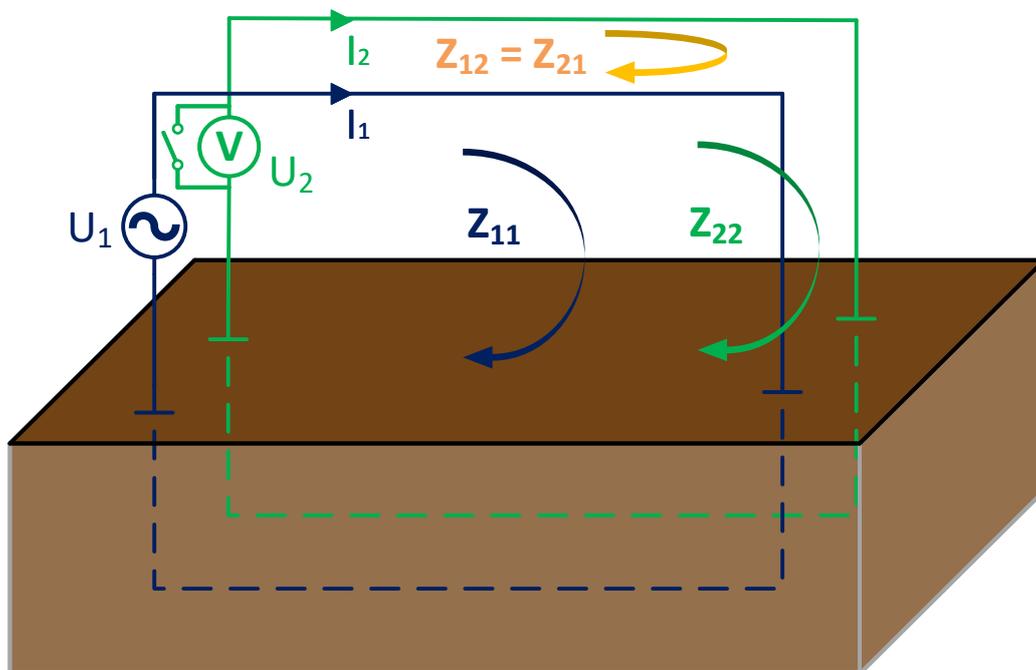


Abbildung 5: Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen

Dabei werden die fließenden Ströme jeweils von der eigenen Impedanz, sowie von der Koppelimpedanz zwischen den Leitern beeinflusst. Als Ergänzung sind daher in dieser Abbildung die Selbstinduktivitäten der Leiter Z_{11} und Z_{22} , sowie die Koppelimpedanzen Z_{12} und Z_{21} , welche zwischen den beiden Leitern wirksam sind, eingezeichnet. Ebenso ist neben der über ein Voltmeter gemessene Spannung U_2 auch die Möglichkeit eines Kurzschlusses, also dem Anlegen der Spannung $U_2 = 0\text{ V}$, eingezeichnet. Ausgehend von dieser Konstellation lassen sich sogleich die entsprechenden Spannungsgleichungen für U_1 (Formel (3)) und U_2 (Formel (4)) aufstellen.

$$U_1 = Z_{11} \cdot I_1 + Z_{12} \cdot I_2 \quad (3)$$

$$U_2 = Z_{21} \cdot I_1 + Z_{22} \cdot I_2 \quad (4)$$

Der nächste Schritt ist die Verbindung der beiden Erdungspunkte der Schleifen. (Abbildung 6) Dies entspricht einer Anpassung des Modells für einen realen Leiter mit einem entsprechendem Schirm, welche sich örtlich sehr nahe sind. Diese Verbindung der Erdungspunkte ist daher nur für dieses Modell möglich und kann nicht auf sämtliche geerdete Elemente angewandt werden.

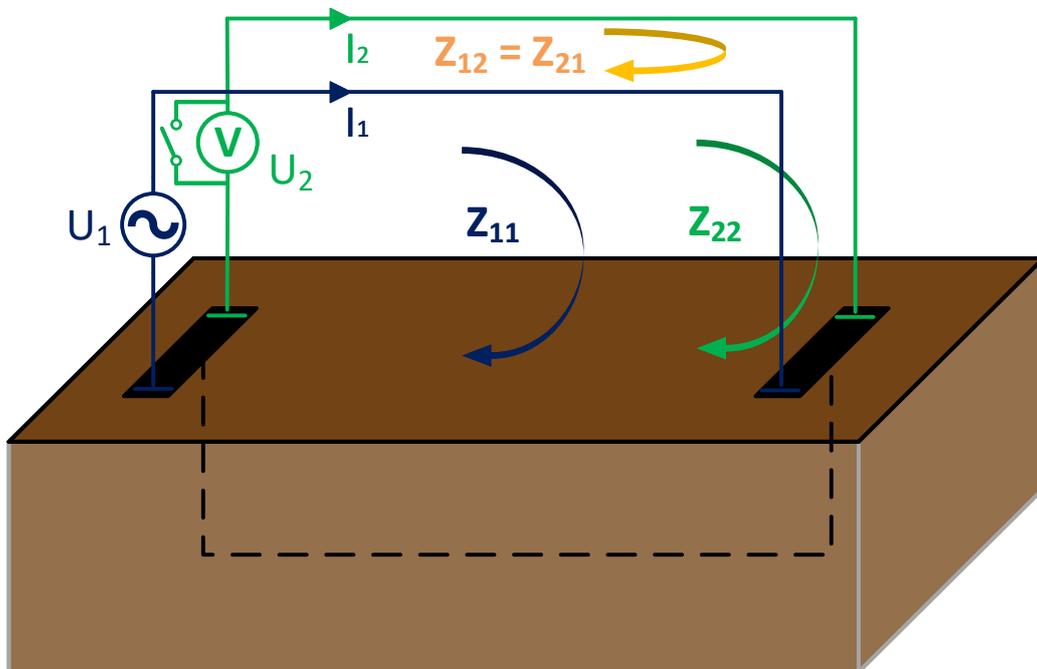


Abbildung 6: Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen mit gemeinsamer Anbindung an Erde

Im nachfolgenden Schritt liegt eine der wichtigsten Überlegungen dieses Berechnungsmodells: der Einbezug der sogenannten Übergangswiderstände, welche an den geerdeten Punkten der Schleifen zu berücksichtigen sind. In Abbildung 7 sind diese als Stationswiderstand des Umspannwerks R_{UW} und Stationswiderstand der Anlage, in diesem Fall eine Ortsnetzstation, R_A bezeichnet. Diese Widerstände sind im Allgemeinen von Null verschieden und beeinflussen daher auch den Stromfluss. Das bedeutet, dass sie auch in den zuvor beschriebenen Gleichungen (3) und (4) neben den Eigen- und Kopplungsimpedanzen in die Berechnung einfließen müssen. Das Modell der beiden gekoppelten Leiterschleifen und der jeweiligen Übergangs-

widerstände stellt nun die Basis für die Berechnung des TU-Graz-Modells dar.

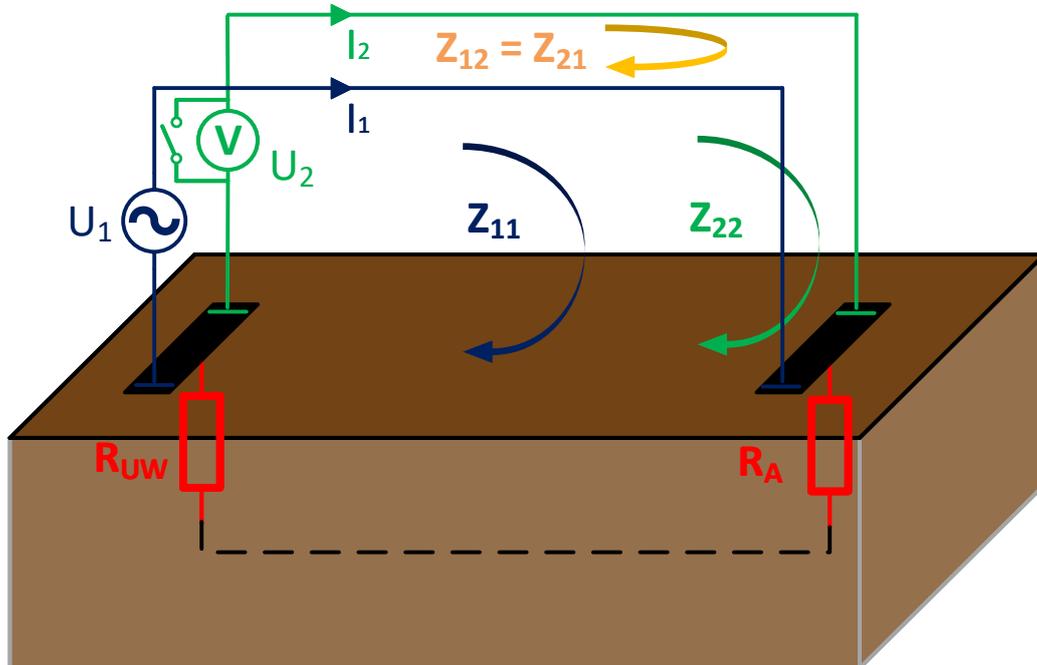


Abbildung 7: Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen mit gemeinsamer Anbindung an Erde inklusive der Stationswiderstände

2.3 TU Graz Modell¹

Beim TU-Graz-Modell (Abbildung 8) handelt es sich um die Darstellung eines Umspannwerks (UW) auf der linken Seite, welches über ein Kabel mit einer Ortsnetzstation (ONS) rechts verbunden ist. Diese Ortsnetzstation stellt die Fehlerstelle dar, an der der Leiter mit der lokalen Erde der Ortsnetzstation verbunden ist. Im Umspannwerk ist hier der Sternpunktswiderstand R_{Stp} , sowie die bereitgestellte Phasenspannung U_{Phase} eingezeichnet. Die zuvor genannte Schleife 1 wird hierbei zum Leiter innerhalb des Kabels, während Leiterschleife 2 nun durch den Kabelschirm repräsentiert wird. Nicht zu vergessen ist der zuvor erwähnte Übergangswiderstand R_{UW} , der zwischen dem lokalen Erdungssystem und der unendlich fernen Erde dargestellt wird. Dieses Modell gleicht daher im weiteren Sinn den beiden anfangs erwähnten induktiv gekoppelten Schleifen.

Von Abbildung 8 ausgehend erfolgt eine Erweiterung des Modells. Es werden daher, wie in Abbildung 9 zu sehen, neben der fehlerbehafteten Ortsnetzstation, zusätzli-

¹Modellierung basierend auf der in der Dissertation von Thomas Mallits [4] bereits behandelten Thematik mit ergänzenden Betrachtungen

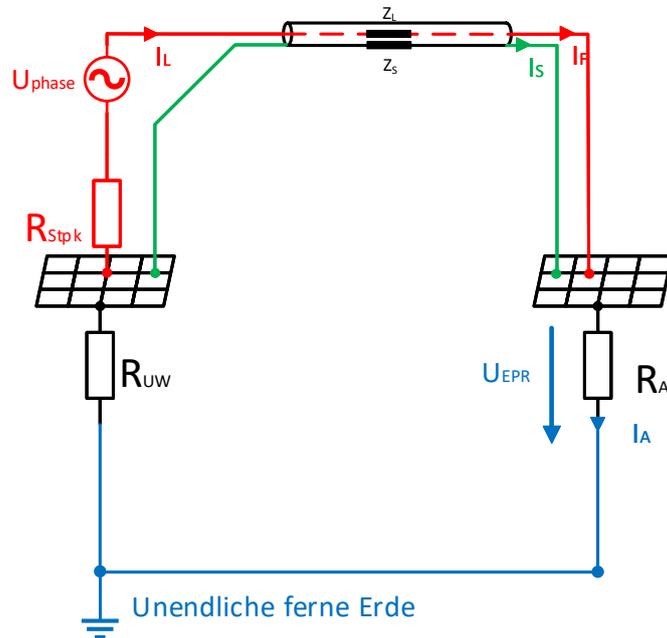


Abbildung 8: Übergang zum TU Graz Modell

che Ortsnetzstationen, die jeweils durch ein Kabel mit der vorhergehenden verbunden sind, hinzugefügt. Wichtig ist hierbei, dass der letzte Kabelschirm wiederum mit dem Erdungspunkt des ersten Kabelschirms verbunden ist. Die Entfernung der nachfolgenden Ortsnetzstationen beziehungsweise die Distanz zwischen zwei benachbarten Ortsnetzstationen wird einheitlich als d_{folg} gewählt. Selbiges gilt für die Übergangswiderstände der einzelnen folgenden Anlagen (Ortsnetzstationen), welche mit R_{AF} bezeichnet werden. Weiters wird nun auch das Niederspannungsnetz, welches über den PEN-Leiter mit der Anlagenerde der Ortsnetzstation verbunden ist, für alle Ortsnetzstationen inklusive der fehlerbehafteten hinzugefügt. Es ist allerdings möglich, von der fehlerbehafteten Anlage aus mehrere Abgänge mit unterschiedlichen Dimensionen bezüglich Entfernung, Widerstand, etc. zu implementieren.

Die Entscheidung, als Fehlerstelle die erste Ortsnetzstation in diesem System auszuwählen, beruht auf einer Worst-Case-Abschätzung. Es lässt sich, wie in Kapitel 4 zu sehen ist, zeigen, dass sich die Situation an der Fehlerstelle mit jeder weiteren geordneten Ortsnetzstation zwischen dem Umspannwerk und der fehlerbehafteten Ortsnetzstation verbessert.

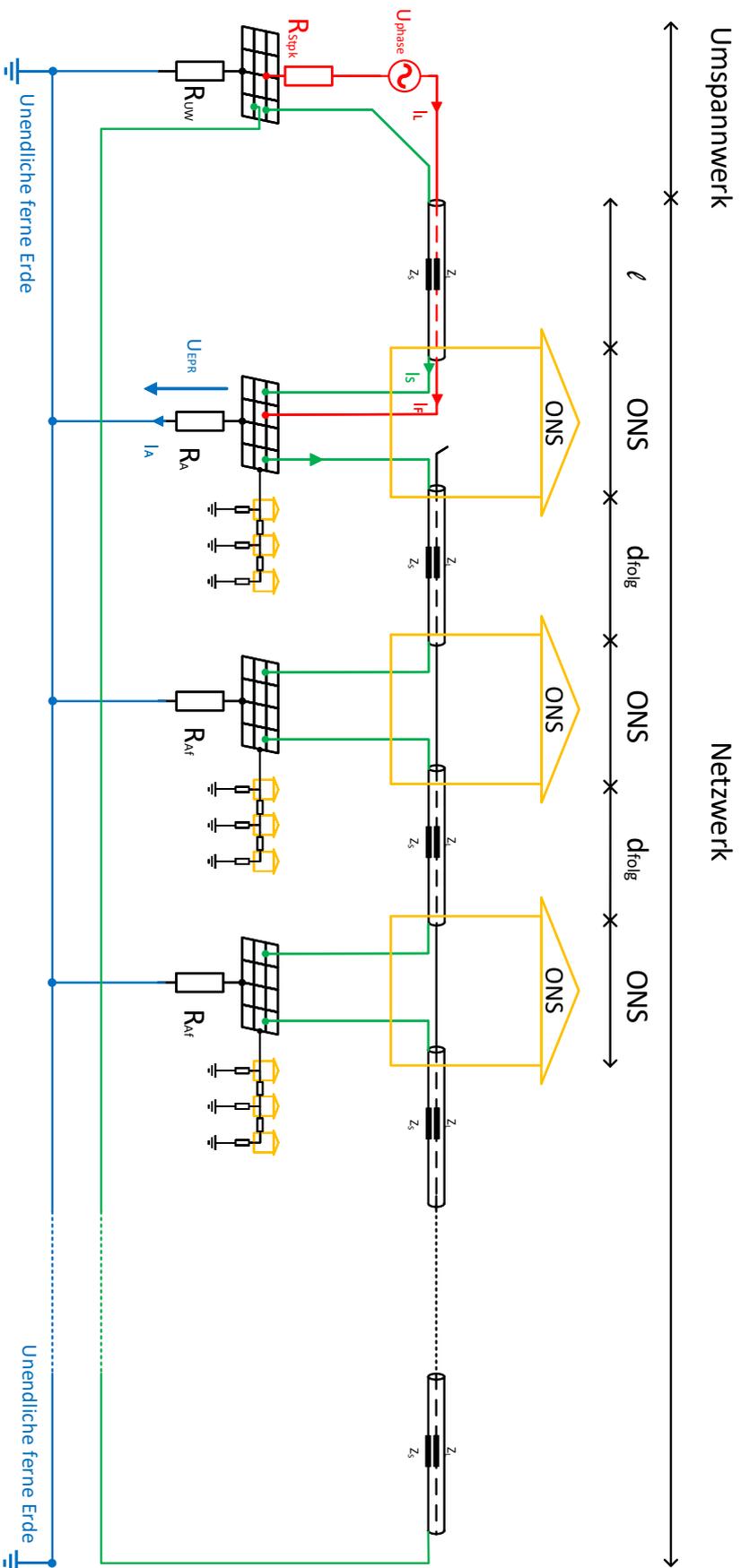


Abbildung 9: TU-Graz-Modell

Um dieses erweiterte Modell nun nach demselben Prinzip der Formeln (3) und (4) entsprechend Abbildung 7 und 8 berechnen zu können, ist es notwendig für die gesamte Erweiterung des Modells inklusive dem Übergangswiderstand der fehlerbehafteten Ortsnetzstation einen Ersatzwiderstand R'_A zu errechnen, welcher nun statt R_A zur Berechnung der „Earth Potential Rise“-Spannung U_{EPR} verwendet wird.

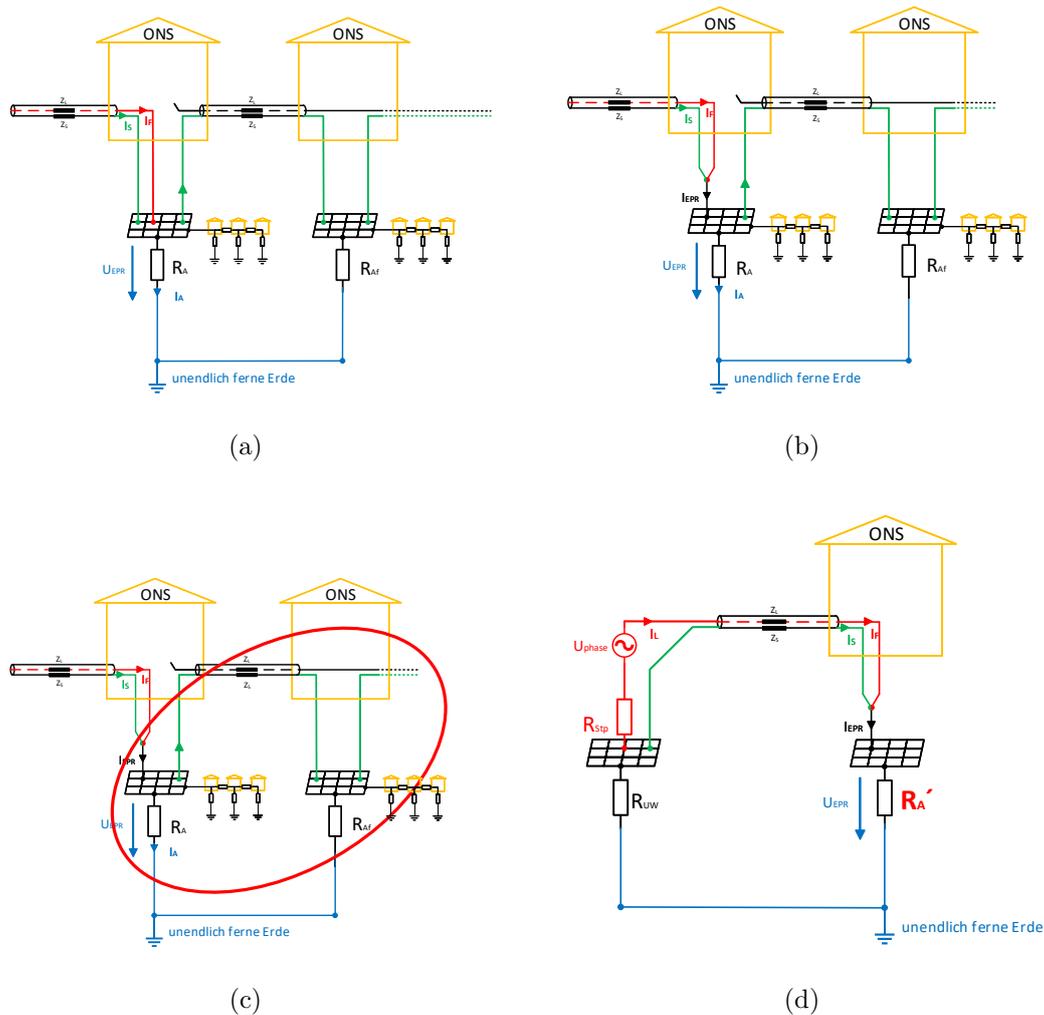


Abbildung 10: TU-Graz-Modell - Detail

Abbildung 10 zeigt den Übergang vom gesamten TU-Graz-Modell, wie es in Abbildung 9 dargestellt ist, zu einem Modell, in dem besagter Ersatzwiderstand R'_A statt R_A zur Berechnung verwendet wird. Dazu wird im ersten Schritt in Abbildung 10(a) nur der die Ortsnetzstationen umfassende Teil betrachtet und das Umspannwerk vorerst ausgeblendet. Nachfolgend wird beim Übergang zu Abbildung 10(b) ein Knotenpunkt eingezeichnet und der Strom I_{EPR} eingeführt, welcher sich aus der geometrischen Summe des Fehlerstroms I_F und des durch den

Schirm abfließenden Stroms I_S zusammensetzt. Dieser entspricht gleichzeitig auch der Summe aller Ströme, die über die lokale Erde, das Niederspannungssystem, sowie die weiteren nachfolgenden Ortsnetzstationen abfließen. Es ist nun, wie bereits erwähnt, notwendig, die gesamten Impedanzen der nachfolgenden Ortsnetzstationen mitsamt ihrer Übergangswiderstände, der angeschlossenen Niederspannungsnetze, den Leiterimpedanzen der Kabel und dem lokalen Übergangswiderstand der fehlerbehafteten Ortsnetzstation R_A zu einer Ersatzimpedanz zusammenzuführen. Es werden daher die in Abbildung 10(c) rot eingekreisten Impedanzen als Ersatzwiderstand R'_A dargestellt. Dieser ist abschließend in Abbildung 10(d) zu sehen, wobei hier bereits die Verbindung zum Umspannwerk erneut gezeichnet ist. Somit gleicht die Skizze der Anordnung wieder der in Abbildung 8 dargestellten.

3 Berechnungssoftware

3.1 Allgemein

Mit Hilfe der theoretischen Überlegungen der vorangegangenen Kapitel ist es also möglich, ein Modell zu kreieren, bei dem der Kern der Berechnung trotz der vielen möglichen Parametereingaben doch übersichtlich gehalten werden kann. Das Hauptmerkmal dieses Modells liegt hierbei auf der Berücksichtigung der Übergangswiderstände und der Stromaufteilung über sämtliche an die lokale Erde angeschlossenen leitfähigen Systeme. Ebenso von tragender Rolle ist die Einführung des fiktiven Stroms I_{EPR} und die Verwendung des bereits beschriebenen Ersatzwiderstands R'_A . Aus der Überlegung heraus, ein möglichst einfach bedienbares „Programm“ zu kreieren, dessen Weitergabe und Verwendung ohne Hemmnisse ermöglicht werden soll, wurde in erster Instanz die gesamte Berechnung sowie die Dateneingabe in einem einzelnen Excel-Sheet implementiert. In diesem können Parameter nach Belieben verändert werden, während sofort das neue Ergebnis berechnet wird.

Neben dieser Umsetzung in Microsoft Excel wurde auch eine Implementierung des Rechenkerns des Modells als Matlab-Programm erstellt. Hier muss leider auf den größten Vorteil des Excel-Programms, nämlich der direkten Darstellung aller Ergebniswerte und der direkten Berechnung bei Änderung eines Parameters, verzichtet werden. Dies bedeutet, dass zur Berechnung des Reduktionsfaktors und allfälliger anderer gewünschter Größen das Programm mit jeder Änderung der Parameter neu gestartet werden muss. Die Matlab-Implementierung erlaubt es allerdings auf einfachem Weg, Diagramme mit den errechneten Daten zu erstellen. Zusätzlich wurde hier eine Funktion zur Parametervariation eingebaut, um im Sinne einer Sensitivitätsanalyse herauszufinden, wie stark einzelne Parameter das Ergebnis beeinflussen.

3.2 Grundgleichungen

Im Grunde gilt es, die zu Anfang erwähnten Grundgleichungen (3) und (4) mit den entsprechenden Systemparametern zu lösen. Abbildung 11 repräsentiert hier das im vorangegangenen Kapitel vorgestellte TU-Graz-Modell zur Berechnung des Reduktionsfaktors in einer kompakten Darstellung, bei der nur eine der nachfolgenden Ortsnetzstationen eingezeichnet ist, wobei sich auch hieraus alle für die Berechnung notwendigen Größen ableiten lassen. Durch Einsetzen der Größen aus dem Modell erhält man daher nachfolgendes Gleichungssystem:

$$U_{phase} = Z_{11} \cdot I_F + Z_{12} \cdot I_S \quad (5)$$

$$0 = Z_{21} \cdot I_F + Z_{22} \cdot I_S \quad (6)$$

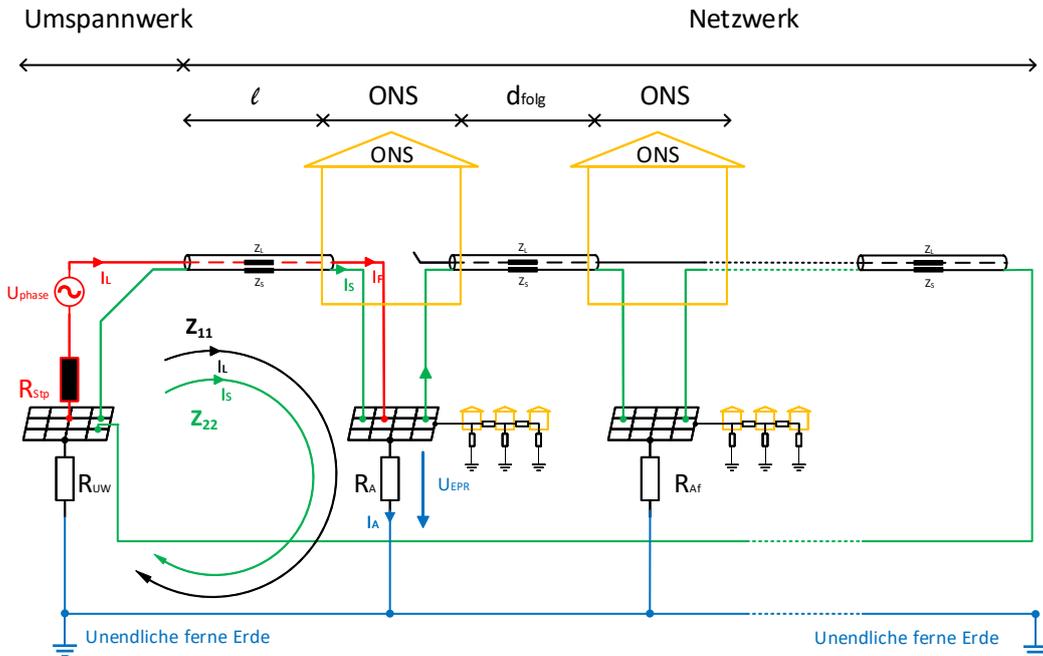


Abbildung 11: Kompakte Version des TU Graz Modells

Dazu muss zunächst definiert werden, aus welchen Größen sich die Impedanzen Z_{11} , Z_{12} , Z_{21} und Z_{22} zusammensetzen, wobei es sich bei Z_{12} und Z_{21} um die gleiche Impedanz handelt. Ausgehend von Gleichung (5) und (6) ergeben sich durch Einsetzen die Gleichungen (7) und (8). Während der verwendete Index 1 zum Index „L“ wird, welcher für Leiter steht, ändert sich der Index 2 in „S“ für Schirm. Das bedeutet, dass die Gleichungen (5) und (6) eigentlich bereits auf das Modell in dieser Form angewendet werden könnten. Hierin liegt allerdings die Grundlage der in dieser Masterarbeit vorgestellten Berechnungsmethode. Es werden nämlich zusätzlich die Übergangswiderstände, sowie der Sternpunktswiderstand zu den eben genannten Impedanzen entsprechend addiert. Der Anlagenerdungswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation fließt dabei ebenso wie der das entsprechende Niederspannungsnetz repräsentierende Widerstand nicht direkt, sondern über den bereits in Kapitel 2.3 erwähnten Ersatzwiderstand R'_A in die Gleichungen ein.

$$U_{phase} = (Z_{LL} + R'_A + R_{UW} + R_{Stpkt}) \cdot I_L + (Z_{LS} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_S \quad (7)$$

$$0 = (Z_{SL} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_L + (Z_{SS} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_S \quad (8)$$

3.3 Parameterbestimmung

Während die Widerstände R_{UW} und R_{Stpkt} aus dem TU-Graz-Modell ersichtlich sind, muss im nächsten Schritt auf die restlichen Parameter näher eingegangen werden. Die Impedanz Z_{LL} setzt sich aus der Leiterreaktanz, also dem rein ohmschen Widerstand des Leiters, und der Leiterinduktivität, welche sich wiederum in eine innere und äußere Induktivität aufteilen lässt, zusammen. Zusätzlich dazu fließt auch der Erdwiderstand in den Realteil der Impedanz mit ein. Im Gegensatz zu Z_{LL} bildet Z_{SS} den Schirm inklusive dem spezifischen Bodenwiderstand im Realteil ab. Auch hier lässt sich der induktive Anteil des Schirms in eine innere und eine äußere Induktivität aufteilen. Maßgebend für die Koppelimpedanz Z_{SL} ist neben der Koppelinduktivität auch der Schirmwiderstand im Realteil. Bei den Impedanzen Z_{LL} und Z_{SS} fließt jeweils ein eigener Korrekturfaktor Δ_{LL} beziehungsweise Δ_{SS} in die Impedanzberechnung ein. Die eben genannten Parameter werden alle als auf die Länge von 1 km bezogene Größen errechnet, weswegen sie mit der vorgegebenen Leitungslänge l multipliziert werden müssen, um auf die entsprechende Impedanz zu kommen. Die nachfolgend verwendeten Formeln beruhen auf den von Carson [5], Pollaczek [6] und Dubanton [7] geschaffenen Ansätzen. Dabei fließen auch Aspekte aus der Masterarbeit von Wolfgang Emmer [8] in das Aufstellen der entsprechenden Gleichungen, vor allem jener der Schirmreaktanzen, mit ein.

$$Z_{LL} = [(r'_e - \Delta_{LL} + r'_L) + j \cdot (x'_{LL} + \Delta_{LL} + x'_{iL})] \cdot l \quad (9)$$

$$Z_{SS} = \left[\left(r'_e - \Delta_{SS} + \frac{r'_S}{\#S_{Zuleitung}} \right) + j \cdot (x'_{SS} + \Delta_{SS} + x'_{iS}) \right] \cdot l \quad (10)$$

$$Z_{SL} = Z_{LS} = [(r'_e - \Delta_{SL}) + j \cdot (x'_{SL} + \Delta_{SL})] \cdot l \quad (11)$$

Der spezifische Erdwiderstand r'_e , welcher sich im Realteil aller 4 Impedanzen niederschlägt, wird dabei laut Gleichung (12) berechnet, wobei die Multiplikation mit 1000 der Umrechnung von Ω/m zu Ω/km dient. Hierbei wird die Frequenz f als Eingabeparameter initialisiert und kann berechnungsabhängig verändert werden, um zum Beispiel auch das Eindringen von Oberschwingungsströmen zu erfassen.

$$r'_e = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 1000 = f \cdot \mu_0 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot 1000 \quad (12)$$

Zur Berechnung des spezifischen Leiterwiderstands r'_L werden die Eingabeparameter Leitfähigkeit des Leiters γ_L und die Querschnittsfläche des Leiters A_L benötigt. Analog dazu erfolgt die Berechnung des spezifischen Schirmwiderstands r'_S , jedoch können die Parameter Leitfähigkeit γ_S und Querschnittsfläche des Schirms A_S unabhängig von denen des Leiters vorgegeben werden. Auch hier wird durch die Multiplikation mit 1000 die Einheit entsprechend auf Ω/km angepasst. Somit lautet die Formeln des spezifischen Leiterwiderstandes und des spezifischen Schirmwiderstandes folgendermaßen:

$$r'_L = \frac{1}{\gamma_L \cdot A_L} \cdot 1000 \quad (13)$$

$$r'_S = \frac{1}{\gamma_S \cdot A_S} \cdot 1000 \quad (14)$$

In dem verwendeten Modell dieser Masterarbeit wird als Vereinfachung nur der den Fehlerstrom führende Leiter beachtet, selbst wenn die Zuleitung zur betrachteten fehlerbehafteten Ortsnetzstation über mehrere Leiter erfolgt. Anders erfolgt die Beachtung der jeweiligen zusätzlichen Kabelschirme, welche schließlich als Rückleiter fungieren. Sind nun beispielsweise bereits in der Zuleitung drei Schirme vorhanden, so tritt der Parameter $\#S_{Zuleitung}$ hinzu. Wie sich zeigen lässt, können die Widerstände der drei Schirme parallel geschaltet werden. Dazu sei auf die Dissertation von Thomas Mallits [4] verwiesen. Diese Parallelschaltung wird dabei in der Berechnung (Gleichung 10) im Zuge der Division durch die Anzahl an relevanten Schirmen in der Zuleitung zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation $\#S_{Zuleitung}$ realisiert.

Während die innere Induktivität des Leiters, wie in Gleichung (15) zu sehen ist, nur von der Frequenz und der Permeabilität abhängig ist, spielt bei der äußeren Induktivität (Gleichung (16)), auch Selbstinduktivität genannt, zusätzlich der Leiterradius rad_L und die Rückstromtiefe D_e eine Rolle.

$$x'_{iL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{1}{4} \quad (15)$$

$$x'_{LL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln\left(\frac{D_e}{rad_L}\right) \quad (16)$$

Zur Berechnung der Rückstromtiefe D_e muss zuvor die Eindringtiefe des Stromes δ_e berechnet werden, welche neben den Parametern Frequenz und Permeabilität

zusätzlich vom spezifischen Bodenwiderstand ρ , welcher als Eingabeparameter initialisiert wird, abhängig ist. Wie in [9] nachzulesen, wird hierbei der Exponent k gemäß Gleichung 18 berechnet. Die Variable C_{Euler} repräsentiert hierbei die so genannte Euler-Mascheroni-Konstante und wird normalerweise mit γ betitelt. Da in der Berechnung von D_e bereits die Variable γ für die Besselkonstante beziehungsweise mit zusätzlichem Index für die Leitfähigkeit von Leiter und Schirm verwendet wird, wird die Euler-Mascheroni-Konstante hier als C_{Euler} bezeichnet. In Gleichung (19) ist zu sehen, dass neben der über die Gleichung (17) berechenbaren Eindringtiefe des Stromes und der eulerschen Zahl e auch die eben erwähnte Besselkonstante $\gamma = 1,78$ in die Berechnung einfließt.

$$\delta_e = \frac{e^k}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}} = \frac{e^{0,61593}}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}} = \frac{1,85137}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} k &= \frac{1}{2} + \ln(2) - C_{Euler} \quad \text{wobei } C_{Euler} = 0,57722 \\ \Rightarrow k &= \frac{1}{2} + \ln(2) - 0,57722 = 0,61593 \end{aligned} \quad (18)$$

$$D_e = \frac{\sqrt{2 \cdot e}}{\gamma} \cdot \delta_e \quad (19)$$

Da bereits die Querschnittsfläche des Leiters als Eingabeparameter definiert wird, lässt sich daraus über die Gleichung (20) schnell der benötigte Radius des Leiters rad_L herleiten.

$$rad_L = \sqrt{\frac{A_L}{\pi}} \quad (20)$$

Kommt es nun zur Berechnung der äußeren und inneren Induktivität des Schirms werden die Gleichungen etwas komplexer, da es sich beim Kabelschirm, isoliert betrachtet, um einen runden Hohlleiter handelt. Das Grundgerüst von (21) und (22) gleicht daher den zuvor für die Leiterinduktivitätsberechnung verwendeten Gleichungen (15) und (16). Die zusätzlichen Formelelemente beziehen sich dabei auf die geometrische Anordnung des Schirms und bestehen aus Verhältnissen des Schirmaußenradius rad_{Sa} und des Schirminnenradius rad_{Si} . Im Nenner des Logarithmus in (22) wird hier nicht der Schirmaußenradius, sondern der mittlere geometrische Abstand zweier Kreisringe verwendet, wodurch die Multiplikation der Exponentialfunktion hinzukommt.

$$x'_{iS} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{1}{4} \cdot \left[1 - \frac{2 \cdot rad_{Si}^2}{rad_{Sa}^2 - rad_{Si}^2} + \left(\frac{2 \cdot rad_{Si}^2}{rad_{Sa}^2 - rad_{Si}^2} \right)^2 \cdot \ln \left(\frac{rad_{Sa}}{rad_{Si}} \right) \right] \quad (21)$$

$$x'_{SS} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{D_e}{rad_{Sa} \cdot e^{-\frac{4}{3} \cdot \frac{rad_{Si} \cdot (rad_{Sa} - rad_{Si})}{(2 \cdot rad_{Si} \cdot (rad_{Sa} - rad_{Si}))^2}}} \right) \quad (22)$$

In diesem Modell werden jedoch nicht die beiden benötigten Radien, sondern die Isolationsdicke d_{iso} , welche den Abstand des Leiters vom Schirm darstellt, als Eingabeparameter initialisiert. Somit kann zunächst nach der Berechnung des Leiters mit Gleichung (20) gemäß Formel (23) durch Addition der Isolationsdicke der Innenradius des Schirms berechnet werden.

$$rad_{Si} = rad_L + d_{iso} \quad (23)$$

Ausgangspunkt für die Berechnung des Schirmaußenradius ist analog zum Leiter die Querschnittsfläche des Schirms A_S , welche ebenfalls als Eingabeparameter initialisiert wird. Nachdem es sich beim Schirm, wie bereits erwähnt, im Prinzip um einen Hohlleiter handelt, fließt auch der nach Gleichung (23) erhaltene Schirminnenradius in diese Berechnung gemäß Gleichung (24) ein.

$$rad_{Sa} = \sqrt{\frac{A_S}{\pi + rad_{Si}^2}} \quad (24)$$

Mit Ausnahme der Korrekturparameter fehlt nunmehr die spezifische Koppelimpedanz x'_{SL} . Hierfür wird die Näherung von Dubanton verwendet, welche auch in [9] und [10] zur Berechnung der Koppelimpedanz herangezogen wird. Der Faktor 1000 fließt wiederum nur zur Einheitenkorrektur von Ω/m in Ω/km in die Gleichung ein, um sämtliche Längen- und Höhenangaben auf Meter zu skalieren.

$$x'_{SL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{\left(h_L + h_s + \frac{2}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}} \right)^2 + \left(\frac{rad_{Si} + \frac{rad_{Sa} - rad_{Si}}{1000}}{2} \right)^2}}{\sqrt{\left(\frac{rad_{Si} + \frac{rad_{Sa} - rad_{Si}}{1000}}{2} \right)^2 + (h_L - h_s)^2}} \right) \quad (25)$$

Bei der Betrachtung eines Kabelnetzes, wie es im Sinne dieser Masterarbeit vorliegt, können die Verlegehöhe des Leiters h_L ebenso wie die Verlegehöhe des Schirms h_S mit Null initialisiert werden. Somit vereinfacht sich (25) zu Gleichung (26).

$$x'_{SL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{\sqrt{\left(\frac{2}{\sqrt{\frac{\omega \cdot \mu_0}{\rho}}}\right)^2 + \left(\frac{rad_{S_i} + \frac{rad_{S_a} - rad_{S_i}}{2}}{1000}\right)^2}}{\frac{rad_{S_i} + \frac{rad_{S_a} - rad_{S_i}}{2}}{1000}} \right) \quad (26)$$

Wenn der Radius in Schirmmitte (entspricht dem Nenner im Logarithmus) merklich kleiner als die Eindringtiefe δ_e ist, kann auch diese Gleichung dahingehend vereinfacht werden, so dass Gleichung (27) eine gute Näherung dazu darstellt.

$$x'_{SL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \ln \left(\frac{\delta_e \cdot 1000}{rad_{S_i} + \frac{rad_{S_a} - rad_{S_i}}{2}} \right) \quad (27)$$

Implementiert wurde im Berechnungsprogramm allerdings die vollständige Version, wie sie in Gleichung (25) dargestellt ist. Dies ermöglicht im Weiteren eine einfachere Adaptierung des Berechnungsmodells für andere Systeme.

Die bereits erwähnten Korrekturfaktoren Δ_{LL} beziehungsweise Δ_{SS} beziehen sich auf die Verlegetiefe des Leiters und des Schirms. Das bedeutet, dass für ein Kabelsystem, bei dem die Kabel und somit sowohl der Leiter als auch der Schirm in einer Höhe von 0 m im Erdreich verlegt sind, auch diese Korrekturfaktoren den Wert Null annehmen. Dennoch seien die implementierten Berechnungen in Gleichung (28) und (29) aufgelistet. Bei der Berechnung von x'_{SL} ist bereits eine Höhenkorrektur in der Formel von Dubanton enthalten, weswegen hier kein weiterer Korrekturfaktor von Nöten ist.

$$\Delta_{LL} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{4 \cdot h_L}{3 \cdot \delta_e} \quad (28)$$

$$\Delta_{SS} = \frac{\omega \cdot \mu_0}{2\pi} \cdot \frac{4 \cdot h_S}{3 \cdot \delta_e} \quad (29)$$

Somit stellt R'_A nunmehr den letzten für die Grundgleichungen benötigten Parameter dar. Dieser spiegelt einen Ersatzwiderstand wieder, der in dieser Form nicht im Netz vorhanden ist. Es handelt sich um die Parallelschaltung der Abgänge der fehlerbehafteten Ortsnetzstation mit deren Erdungswiderstand und dem lokalen Niederspannungsnetz. Der das lokale Niederspannungsnetz, welches mit der Erde der fehlerbehafteten Ortsnetzstation verbunden ist, repräsentierende Widerstand $R_{E,Nsp}$ umfasst dabei bereits den Gesamtwiderstand aller Niederspannungsnetzkomponenten, wie zum Beispiel Erdungen von Haushaltsanschlüssen. Das bedeutet, dass zuerst eine Parallelschaltung vom Stationswiderstand der fehlerbehafteten Ortsnetzstation R_A mit dem Niederspannungsnetzwidestand $R_{E,Nsp}$ erfolgt

(Gleichung (30)) und erst anschließend die daraus erlangte Zwischengröße R_{AN} mit der Kettenleiterimpedanz Z_{Kette} als Parallelschaltung zusammengefasst wird, um schlussendlich, wie in Gleichung (31), den Ersatzwiderstand R'_A bestimmen zu können. Hierbei sei allerdings angemerkt, dass es sich bei R'_A nicht um einen rein ohmschen Widerstand handelt, da durch die Parallelschaltung mit der Kettenleiterimpedanz Z_{Kette} auch ein induktiver Widerstandsanteil hinzukommt.

$$R_{AN} = \frac{R_A \cdot R_{E, Nsp}}{R_A + R_{E, Nsp}} \quad (30)$$

$$R'_A = \frac{R_{AN} \cdot Z_{Kette}}{R_{AN} + Z_{Kette}} \quad (31)$$

Dabei stellt eben erwähnter Kettenleiterimpedanz Z_{Kette} sämtliche Abgänge der fehlerbehafteten Ortsnetzstation dar. Das bedeutet, dass sowohl die nachfolgenden Ortsnetzstationen inklusive deren Niederspannungsnetzte, ebenso wie alle Leitungselemente in diesen Widerstand einfließen. Neben der iterativen Berechnung, bei der alle Elemente in Serien- und Parallelschaltungen zusammengefasst werden, gibt es auch Näherungsformeln für Kettenleiter. Die für diese Arbeit verwendete Formel stammt dabei aus *Elektrische Kraftwerke und Netze* [9] und wird nach Gleichung (32) berechnet.

$$Z_{Kette} = \left(\frac{d_{folg} \cdot (r'_S + j \cdot x'_S)}{\#S_{Abgang}} \right) \cdot \frac{1}{2} + \sqrt{\left(\frac{d_{folg} \cdot (r'_S + j \cdot x'_S)}{\#S_{Abgang}} \right)^2 \cdot \frac{1}{4} + \left(\frac{d_{folg} \cdot (r'_S + j \cdot x'_S)}{\#S_{Abgang}} \right) \cdot R_{AFN}} \quad (32)$$

wobei $x'_S = x'_{SS} + x'_{iS}$

In diese Kettenleiterformel fließen neben dem bereits bekannten spezifischen Schirmwiderstand r'_S und der spezifischen Innen- und Selbstinduktivität des Schirms, x'_{iS} und x'_{SS} , auch noch die Parameter d_{folg} , $\#S_{Abgang}$ und R_{AFN} mit ein. Der Parameter d_{folg} beschreibt, wie auch in den Abbildungen 9 und 11 zu sehen, den Abstand der fehlerbehafteten Ortsnetzstation zur nachfolgenden Ortsnetzstation, sowie den Abstand zwischen zwei nachfolgenden Ortsnetzstationen.

Durch die Anzahl der relevanten Schirme $\#S_{Abgang}$ wird bestimmt, wie viele Leiter/Schirme der Abgang der fehlerbehafteten Ortsnetzstation enthält. Da davon ausgegangen wird, dass alle diese Schirme gleichartig sind, wird durch diesen Faktor die Schirmimpedanz gemäß einer Parallelschaltung beispielsweise beim Vor-

handensein von 3 Schirmen gedrittelt.

Der Widerstand R_{AFN} gleicht dem zuvor verwendeten Widerstand R_{AN} , welcher der Parallelschaltung des Stationswiderstandes, der Fehlerstelle und dessen Niederspannungsnetzes entsprach. Der Index F steht hierbei für *folgend*, was bedeutet, dass auch die zur Berechnung von R_{AFN} verwendeten Parameter R_{AF} , Stationswiderstand der nachfolgenden Ortsnetzstation, und $R_{EF,Nsp}$, Erdungswiderstand des Niederspannungsnetzes der nachfolgenden Ortsnetzstation, auf eben diese nachfolgenden Stationen bezogen sind. Hier wird vereinfacht angenommen, dass sich alle nachfolgenden Ortsnetzstationen gleichen. Gemäß Gleichung (33) ergibt sich R_{AFN} .

$$R_{AFN} = \frac{R_{AF} \cdot R_{EF,Nsp}}{R_{AF} + R_{EF,Nsp}} \quad (33)$$

Dass die in Gleichung (32) dargestellte Formel für die Kettenleiterimpedanz ohne weiteres verwendet werden kann, wurde, wie in Abbildung 12 zu sehen ist, verifiziert. Dabei wurde unter zu Hilfenahme von Matlab neben der Berechnung über die Näherungsformel, auch eine iterative Berechnung gemäß der Modellabbildung 9 durchgeführt. Diese Berechnungen haben ergeben, dass die über die Näherungsformel berechnete Kettenleiterimpedanz bereits ab einigen wenigen Ortsnetzstationen der tatsächlichen Impedanz gleicht. Dies ist natürlich von den gegebenen Parametern des Beispiels abhängig.

In Abbildung 12 ist dieser Vergleich dargestellt, wobei sowohl der Realteil als auch der Imaginärteil als separate Kurven im Diagramm abgebildet sind.

In den nachfolgenden Tabellen 1, 2, 3, 4 und 5 sind nun alle bereits in den vorhergehenden Gleichungen erwähnten Eingabeparameter für die Berechnung gruppenweise zusammengefasst.

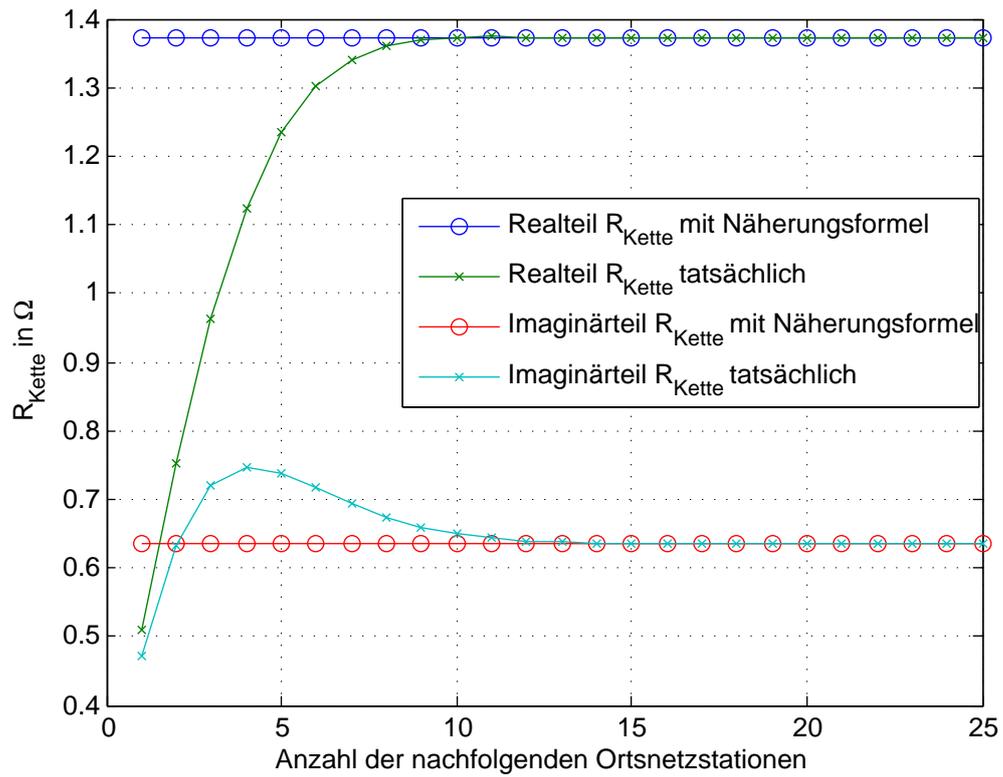


Abbildung 12: Vergleich der Kettenleiterformel und der herkömmlichen Berechnung

Symbol	Einheit	Beschreibung
f	Hz	Frequenz
U_N	kV	Nennspannung
R_{Stp}	Ω	Sternpunktswiderstand
R_{UW}	Ω	Stationswiderstand Umspannwerk

Tabelle 1: Parameter zur Beschreibung des Gesamtnetzes und des Umspannwerks

Symbol	Einheit	Beschreibung
ρ	$\Omega \cdot m$	spezifischer Bodenwiderstand

Tabelle 2: Parameter zur Beschreibung des vorhandenen Erdbodens

Symbol	Einheit	Beschreibung
l	km	Leiterlänge (UW zu ONS)
A_L	mm^2	Leiterfläche
γ_L	$\frac{Sm}{mm^2}$	Leitfähigkeit Leiter
A_S	mm^2	Schirmfläche
γ_S	$\frac{Sm}{mm^2}$	Leitfähigkeit Schirm
$\#S_{Zuleitung}$	–	Anzahl relevanter Schirme
d_{iso}	mm	Isolationsstärke
h_L	mm	Verlegehöhe Leiter über Grund
h_S	mm	Verlegehöhe Schirm über Grund

Tabelle 3: Parameter zur Beschreibung der Zuleitung vom Umspannwerk zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation

Symbol	Einheit	Beschreibung
d_{folg}	km	Distanz zur nachfolgenden Ortsnetzstation
$\#S_{Abgang}$	–	Anzahl relevanter Schirme
R_{AF}	Ω	Stationswiderstand der nachfolgenden Ortsnetzstation
$R_{EF,Nsp}$	Ω	Erdungswiderstand des Niederspannungsnetzes der nachfolgenden Ortsnetzstation

Tabelle 4: Parameter zur Beschreibung der Abgänge beziehungsweise der weiterführenden Kabel und nachfolgenden Ortsnetzstationen

Symbol	Einheit	Beschreibung
R_A	Ω	Stationswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation
$R_{E,Nsp}$	Ω	Erdungswiderstand des eigenen Niederspannungsnetzes

Tabelle 5: Parameter zur Beschreibung der fehlerbehafteten Ortsnetzstation

3.4 Lösen des Gleichungssystems

Es werden nun, nachdem alle für die Berechnung benötigten Parameter bekannt sind, die Gleichungen (7) und (8) aus Kapitel 3.2 verwendet, um über den fiktiven Strom I_{EPR} den Reduktionsfaktor und alle entsprechenden Ströme im Fehlerfall zu berechnen. Wie bereits im Kapitel 2.3 mit Abbildung 10 beschrieben, lässt sich aus dem Übergang von Abbildung 10(a) zu 10(b) erkennen, dass der Strom I_{EPR} die Summe des Fehlerstromes I_F und des Schirmstromes I_S repräsentiert.

$$I_{EPR} = I_F + I_S \quad (34)$$

Es folgt aus den Gleichungen (7) und (8) eine Umformung, welche die Beziehung (35) für den Fehlerstrom I_F und die Beziehung (36) für den Schirmstrom I_S hervorbringt.

$$I_F = U_{phase} \cdot \frac{D}{A \cdot D - B \cdot C} \quad (35)$$

$$I_S = -\frac{C}{D} \cdot I_F \quad (36)$$

$$I_S = -U_{phase} \cdot \frac{C}{D} \cdot \frac{D}{A \cdot D - B \cdot C}$$

wobei

$$A = (Z_{LL} + R'_A + R_{UW} + R_{Stp})$$

$$B = (Z_{LS} + R'_A + R_{UW})$$

$$C = (Z_{SL} + R'_A + R_{UW})$$

$$D = (Z_{SS} + R'_A + R_{UW})$$

Werden nun also die Gleichungen (35) und (36) in die zuvor definierte Beziehung für den Strom I_{EPR} (34) eingesetzt, erhält man den Zusammenhang in (37).

$$I_{EPR} = U_{phase} \cdot \frac{D}{A \cdot D - B \cdot C} - U_{phase} \cdot \frac{C}{A \cdot D - B \cdot C} \quad (37)$$

$$= U_{phase} \cdot \frac{D - C}{A \cdot D - B \cdot C}$$

U_{phase} kann allerdings durch Umformung von (35) in die Gleichung (37) eingesetzt werden, wodurch sich die Beziehung zu (38) vereinfacht. Schließlich können noch,

wie in Gleichung (39) zu sehen, die entsprechenden Impedanzen C und D zur vollständigen Veranschaulichung eingesetzt werden.

$$I_{EPR} = I_F \cdot \frac{\cancel{A \cdot D} \cdot B \cdot C}{D} \cdot \frac{D - C}{\cancel{A \cdot D} \cdot B \cdot C} \quad (38)$$

$$I_{EPR} = I_F \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (39)$$

Man erhält also bereits die Beziehung zwischen dem Strom I_{EPR} und dem Fehlerstrom I_F . In Kapitel 2.1 wurde bereits erwähnt, dass der so genannte Reduktionsfaktor lediglich ein Stromverhältnis, wie in diesem Fall bereits durch I_{EPR} und I_F gegeben, darstellt. Da I_{EPR} bekanntlich nicht nur die geometrische Summe aus I_F und I_S darstellt, sondern gleichzeitig auch die geometrische Summe aller Ströme, die in das globale Erdungssystem fließen (Strom in die lokale Erde, Strom ins lokale Niederspannungsnetz, Strom weiter über den angebundenen Kabelschirm in die nachfolgenden Ortsnetzstationen), wird das Verhältnis aus diesem Strom zum Fehlerstrom als *globaler* Reduktionsfaktor r_{global} bezeichnet. Durch Umformen von (39) entsteht also gemäß Gleichung (40) die Berechnungsvorschrift für den *globalen* Reduktionsfaktor.

$$r_{global} = \frac{I_{EPR}}{I_F} = \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (40)$$

Um die restlichen Ströme berechnen zu können, gilt es, zuvor die „Earth Potential Rise“-Spannung U_{EPR} zu bestimmen. Dazu wird zunächst Abbildung 9 betrachtet, wobei zu erkennen ist, dass besagte Spannung U_{EPR} zwischen dem „Erdungsgitter“, der fehlerbehafteten Ortsnetzstation und der unendlich fernen Erde eingezeichnet ist. Das bedeutet, dass zur Berechnung dieser Spannung der Stationswiderstand R_A sowie der Strom durch diese lokale Anlagenerde I_A bekannt sein müssen. Bisher ist allerdings R_A die einzig bekannte Größe.

Deswegen wird nun eine zweite Betrachtungsweise herangezogen. Dafür benötigt es lediglich einem Blick auf Abbildung 10 und insbesondere 10(d). Hierbei ist zu erkennen, dass selbige Spannung U_{EPR} auch über den fiktiven Strom I_{EPR} und den Ersatzwiderstand R'_A berechnet werden kann.

Zusammengefasst stellt also Gleichung (41) die beiden Berechnungswege dar.

$$U_{EPR} = R'_A \cdot I_{EPR} = R_A \cdot I_A \quad (41)$$

Aus diesem Zusammenhang ist es nun möglich, sowohl I_A als auch U_{EPR} zu berechnen. Man erhält daher aus (41) unter Verwendung der Beziehung (39) für die Spannung U_{EPR} die Gleichung (42) und für den Strom I_A die Gleichung (43).

$$U_{EPR} = I_F \cdot R'_A \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (42)$$

$$I_A = I_F \cdot \frac{R'_A}{R_A} \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (43)$$

Analog zur Berechnung des *globalen* Reduktionsfaktors kann nun der *lokale* Reduktionsfaktor r_{lokal} bestimmt werden. Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, wird für den *lokalen* Reduktionsfaktor der Strom in die lokale Erde an der Fehlerstelle benötigt, welcher als I_A gegeben ist. Durch Umformen von (43) kann r_{lokal} über die Formel (44) berechnet werden.

$$r_{\text{lokal}} = \frac{I_A}{I_F} = \frac{R'_A}{R_A} \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (44)$$

Über den Strom I_{EPR} ist es nun allerdings auch möglich, die Ströme in den erwähnten beiden verbleibenden Strompfaden zu berechnen. Zunächst wird der Strom I_W , welcher den Strom, der über den mit der lokalen Erde der fehlerbehafteten Ortsnetzstation verbundenen Kabelschirm in die nachfolgenden Komponenten fließt, gemäß Gleichung (45) errechnet.

$$\begin{aligned} I_W &= \frac{U_{EPR}}{Z_{\text{Kette}}} \\ &= I_F \cdot \frac{R'_A}{Z_{\text{Kette}}} \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \end{aligned} \quad (45)$$

Dannach folgt der letzte verbleibende Strompfad, nämlich jener in das über den PEN- Leiter an die lokale Erde der fehlerbehafteten Ortsnetzstation angebundene Niederspannungsnetz $I_{E,Nsp}$. Dieses kann gleich wie zuvor über die Spannung U_{EPR} erfolgen und lässt sich durch Gleichung (46) darstellen.

$$\begin{aligned} I_{E,Nsp} &= \frac{U_{EPR}}{R_{E,Nsp}} \\ &= I_F \cdot \frac{R'_A}{R_{E,Nsp}} \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \end{aligned} \quad (46)$$

3.5 Näherungsformel für den globalen Reduktionsfaktor

Um eine erste Abschätzung des *globalen* Reduktionsfaktor zu ermöglichen, wird ausgehend von Gleichung (40) eine entsprechende Näherungsformel hergeleitet. Dabei werden in (47) die entsprechenden Impedanzen aus den beiden Gleichungen (10) und (11) eingesetzt, wodurch sich der Zusammenhang (48) ergibt.

$$r_{global} = \frac{I_{EPR}}{I_F} = \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{Z_{SS} + R'_A + R_{UW}} \quad (47)$$

$$r_{global} = \frac{\frac{[(r'_e - \Delta_{SS} + r'_S) + j \cdot (x'_{SS} + \Delta_{SS} + x'_{iS})] \cdot l}{[(r'_e - \Delta_{SS} + r'_S) + j \cdot (x'_{SS} + \Delta_{SS} + x'_{iS})] \cdot l + R'_A + R_{UW}}}{\frac{[(r'_S - \Delta_{SL}) + j \cdot (x'_{SL} + \Delta_{SL})] \cdot l}{[(r'_e - \Delta_{SS} + r'_S) + j \cdot (x'_{SS} + \Delta_{SS} + x'_{iS})] \cdot l + R'_A + R_{UW}}} \quad (48)$$

Wird der Zähler zusammengefasst und gleichzeitig die Korrekturparameter Δ_{SS} und Δ_{SL} aufgrund der Tatsache, dass es sich hier um im Erdboden verlegtes Kabelnetz handelt, gleich Null gesetzt, so erhält man Gleichung (49).

$$r_{global} = \frac{[(r'_S) + j \cdot (x'_{SS} + x'_{iS} - x'_{SL})] \cdot l}{[(r'_e + r'_S) + j \cdot (x'_{SS} + x'_{iS})] \cdot l + R'_A + R_{UW}} \quad (49)$$

Dabei ist die spezifische Schirminnenreaktanz x'_{iS} im Verhältnis zur äußeren Schirmreaktanz x'_{SS} vernachlässigbar klein. Wird zudem berücksichtigt, dass die Größenordnung der spezifischen Koppelreaktanz mit jener der spezifischen äußeren Schirmreaktanz übereinstimmt, so kann (49) weitergehend zu (50) vereinfacht werden. Selbes gilt für das Verhältnis zwischen dem spezifischen Erdwiderstand r'_e und dem spezifischen Schirmwiderstand r'_S , weswegen zusätzlich r'_e aus dieser Näherungsformel herausgestrichen wird.

$$r_{global} = \frac{r'_S \cdot l}{(r'_S + j \cdot x'_{SS}) \cdot l + R'_A + R_{UW}} \quad (50)$$

Angesichts Gleichung (50) lässt sich ableiten, dass bei kurzen Distanzen l zwischen dem Umspannwerk und der fehlerbehafteten Ortsnetzstation die Berechnung des *globalen* Reduktionsfaktors von dem effektiven Stationswiderstand R'_A und dem Stationswiderstand des Umspannwerks R_{UW} dominiert wird. Im Gegensatz dazu, werden bei sehr großen Distanzen l diese beiden Parameter im Verhältnis zur Schirmimpedanz vernachlässigbar klein ausfallen.

4 Einfluss einer Zwischenerdung

4.1 Allgemein

Bereits im Kapitel 2.3 wurde erwähnt, dass beim TU-Graz-Modell die erste Ortsnetzstation im Sinne einer Worst-Case Abschätzung als Fehlerstelle ausgewählt wurde und dazwischen keine „Entlastungs-Erdungen“ vorhanden sind. Dies soll nachfolgend bewiesen werden, indem nun nicht die erste, sondern eine zweite Ortsnetzstation als Fehlerstelle ausgewählt wird. Es kann also bei der ersten Ortsnetzstation auch von einer Zwischenerdung gesprochen werden.

Zusätzlich soll der Einfluss dieser Zwischenerdung an verschiedenen Stellen der Zuleitungskabel überprüft werden. Zu diesem Zweck wird hier der Proportionalitätsfaktor α verwendet, der die Entfernung vom Umspannwerk zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation in zwei Bereiche unterteilt. Je kleiner dieser Parameter α nun ist, desto näher ist die Zwischenerdung an der Fehlerstelle. Ein $\alpha = 0$ beschreibt daher den exakten Ort der Fehlerstelle, während $\alpha = 1$ den Ort des Umspannwerks darstellt.

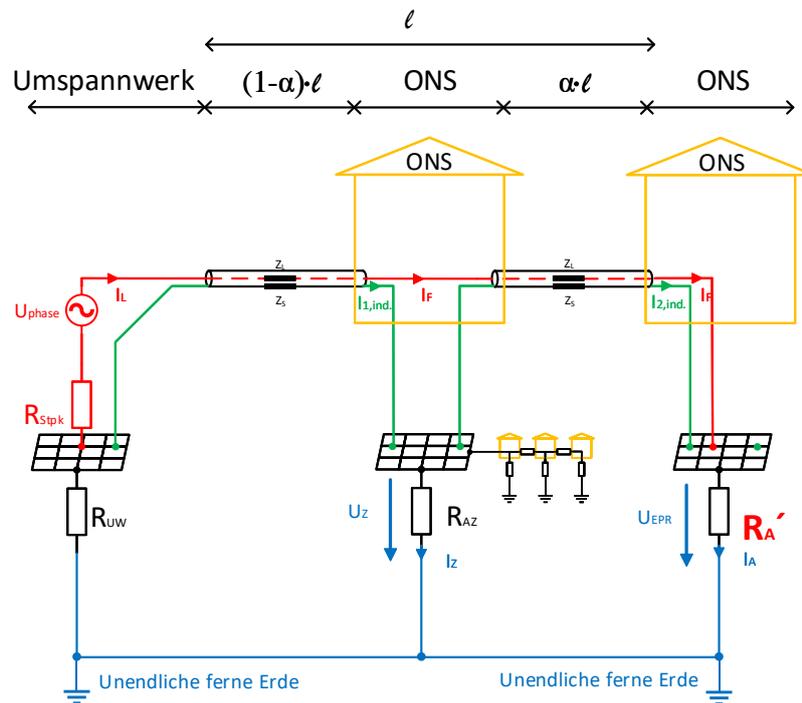


Abbildung 13: Modell zur Berechnung des Einflusses einer Zwischenerdung

Um den Übergangswiderstand der Zwischenerdungs-Ortsnetzstation von jenem der fehlerbehafteten Ortsnetzstation R_A unterscheiden zu können, wird er mit R_{AZ}

bezeichnet. Auch bei der Zwischenerdungs-Ortsnetzstation kann selbstverständlich ein Niederspannungsnetz an das Erdungssystem angeschlossen sein, welches über den Gesamtwiderstand $R_{EZ,Nsp}$ ausgedrückt wird. Der über den Erdungswiderstand R_{AZ} abfließende Strom wird dabei als I_{AZ} bezeichnet, während der zugehörige Spannungsabfall mit U_Z angeschrieben wird.

Als Ergänzung zum bereits verwendeten TU-Graz-Modell wird der Schirmstrom nicht mit I_S betitelt, sondern in die beiden Ströme $I_{1,ind.}$ („links“ der Zwischenerdung in Richtung Umspannwerk) und $I_{2,ind.}$ („rechts“ der Zwischenerdung in Richtung fehlerbehafteter Ortsnetzstation) unterteilt. Das restliche Modell gleicht dem zuvor verwendeten Modell von Abbildung 11, weswegen die fehlerbehaftete Ortsnetzstation auch bereits mit dem entsprechenden effektiven Stationswiderstand R'_A in Abbildung 13 eingezeichnet ist.

Wie zuvor in Kapitel 3.3 wird analog zu den Gleichungen (30) und (33) der Widerstand R_{AZ} mit $R_{EZ,Nsp}$ als Parallelschaltung zusammengefasst. Dieser Ersatzwiderstand wird nun als R'_Z bezeichnet und ist auch als solcher in der Abbildung 14 eingezeichnet.

Zusätzlich ist zu erkennen, dass beim Übergang von Abbildung 13 auf Abbildung 14 der Übergangswiderstand des Umspannwerks R_{UW} zur Vereinfachung der Berechnung auf Null gesetzt und an Stelle des Sternpunktwidestands R_{Stpkt} und der Spannungsquelle U_{phase} eine Stromquelle mit I_Q eingesetzt wurde. Ebenfalls sind die beiden Maschen I und II eingezeichnet, welche nachfolgend in der Berechnung in Kapitel 4.2 verwendet werden. Neu sind in Abbildung 14 auch die beiden Spannungsquellen $U_{1,ind.}$ und $U_{2,ind.}$, welche die im Kabelschirm induzierte Spannung darstellen.

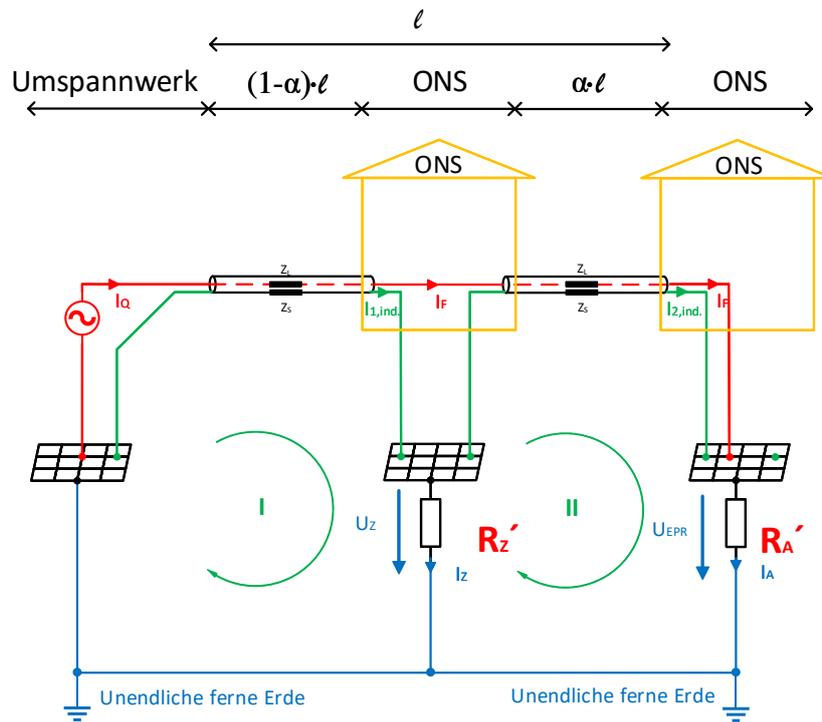


Abbildung 14: Modell zur Berechnung des Einflusses einer Zwischenerdung - vereinfacht

4.2 Berechnung

Für eine Beispielrechnung wird angenommen, dass der Fehlerstrom $I_Q = 1 \text{ kA}$ beträgt, während sich der effektive Stationswiderstand R_A' zu 1Ω errechnet. Die Leitungslänge l umfasst eine Distanz von 15 km . Das erwähnte Niederspannungsnetz soll außer Acht gelassen werden, sodass der Widerstand R_{AZ} dem Widerstand R_Z' gleicht. Die Berechnung der Leitungsparameter Z_{SL} und Z_{SS} erfolgt dabei analog zu der in Kapitel 3.3 unter Verwendung der Formeln (22) und (25).

Die beiden verbleibenden Größen α und R_{AZ} beziehungsweise R_Z' bleiben dabei variabel und werden in zwei Betrachtungsweisen im Kapitel 4.3 behandelt.

Zu Beginn der Berechnung wird das Modell in die beiden Maschen I und II unterteilt. Dabei erstrecken sich die Leitungen in den beiden Bereichen, wie bereits in Abbildung 14 eingezeichnet, abhängig vom Parameter α über die beiden Teilabschnitte l_1 , gemäß Gleichung (52) und l_2 , nach Gleichung (53), und ergeben in Summe, laut (51), wieder die bereits bekannte Kabellänge l .

$$l = l_1 + l_2 \quad (51)$$

$$l_1 = (1 - \alpha) \cdot l \quad (52)$$

$$l_2 = \alpha \cdot l \quad (53)$$

Es folgt die Betrachtung der beiden Maschen jeweils als zwei induktiv gekoppelte Schleifen, wie sie in Kapitel 2.2 beschrieben wurden. Werden die zu Gleichung (3) und (4) äquivalenten Gleichungen für Masche I und II aufgestellt, erhält man (54) und (55). Der Index $1/2$ symbolisiert hierbei, dass die Gleichungen für Masche I und II im Grunde gleich sind.

$$U_1 = Z_{LL,1/2} \cdot I_Q + Z_{SL,1/2} \cdot I_{1/2,ind.} \quad (54)$$

$$0 = Z_{SL,1/2} \cdot I_Q + Z_{SS,1/2} \cdot I_{1/2,ind.} \quad (55)$$

Daraus lässt sich folglich auch die Beziehung (56) für die im Schirm induzierten Spannungen $U_{1,ind.}$ und $U_{2,ind.}$ ableiten.

$$U_{1/2,ind.} = Z'_{SL} \cdot l_{1/2} \cdot I_Q \quad (56)$$

Gemäß Abbildung 14 werden nun die beiden Maschengleichungen I und II aufgestellt und man erhält die Gleichungen (57) und (58).

$$0 = U_{1,ind.} + Z'_{SS} \cdot l_1 \cdot I_{1,ind.} + R'_Z \cdot (I_{1,ind.} - I_{2,ind.}) \quad (57)$$

$$0 = U_{2,ind.} + Z'_{SS} \cdot l_2 \cdot I_{2,ind.} - R'_Z \cdot (I_{1,ind.} - I_{2,ind.}) + R'_A \cdot (I_{2,ind.} + I_Q) \quad (58)$$

Durch Einsetzen von (52) und (53) in die entsprechende Form von (56), anschließend abermaligen Einsetzen in (57) und (58) und abschließender Umformung der Formeln erhält man die vollständigen Gleichungen (59) und (60).

$$Z'_{SL} \cdot (1 - \alpha) \cdot l \cdot I_Q = [Z'_{SS} \cdot (1 - \alpha) \cdot l + R'_Z] \cdot I_{1,ind.} - R'_Z \cdot I_{2,ind.} \quad (59)$$

$$[Z'_{SL} \cdot \alpha \cdot l + R'_A] \cdot I_Q = -R'_Z \cdot I_{1,ind.} + [R'_A + R'_Z + Z'_{SS} \cdot \alpha \cdot l] \cdot I_{2,ind.} \quad (60)$$

Um die nächsten Schritte übersichtlicher zu gestalten, werden diese beiden Gleichungen

chungen nun in ein neues System überführt.

$$A = a \cdot I_{1,ind.} + b \cdot I_{2,ind.} \quad (61)$$

$$B = c \cdot I_{1,ind.} + d \cdot I_{2,ind.} \quad (62)$$

wobei

$$A = Z'_{SL} \cdot (1 - \alpha) \cdot l \cdot I_Q$$

$$B = [Z'_{SL} \cdot \alpha \cdot l + R'_A] \cdot I_Q$$

$$a = Z'_{SS} \cdot (1 - \alpha) \cdot l + R'_Z$$

$$b = -R'_Z$$

$$c = -R'_Z$$

$$d = R'_A + R'_Z + Z'_{SS} \cdot \alpha \cdot l$$

Aus diesem Gleichungssystem heraus werden die Ströme $I_{1,ind.}$ und $I_{2,ind.}$, wie in (63) und (64) zu sehen, bestimmt.

$$I_{1,ind.} = \frac{A \cdot d - B \cdot b}{a \cdot d - b \cdot c} \quad (63)$$

$$I_{2,ind.} = \frac{B \cdot a - A \cdot c}{a \cdot d - b \cdot c} \quad (64)$$

Mit den beiden soeben errechneten Strömen und den bereits erwähnten Angaben der restlichen Parameter können nun der Strom I_Z und in weiterer Folge die Spannung U_Z , ebenso wie die Spannung U_{EPR} berechnet werden.

$$U_Z = R'_Z \cdot I_Z = R'_Z \cdot (I_{1,ind.} - I_{2,ind.}) \quad (65)$$

$$U_{EPR} = R'_A \cdot (I_Q + I_{2,ind.}) \quad (66)$$

Die Ergebnisse dieser Berechnungen werden im anschließenden Kapitel 4.3 diskutiert und mit exemplarischen Zahlenwerten dargestellt.

4.3 Ergebnis

4.3.1 Variation des Widerstands der Zwischenerdung

In der ersten Berechnung wird für verschiedene Werte von α der Widerstand R'_Z von $5000 - 0 \Omega$ variiert. Dabei liegt das Augenmerk neben der Spannung an der Fehlerstelle U_{EPR} auch auf der Spannung an der Zwischenerdungs-Ortsnetzstation U_Z . In nachstehender Tabelle 6 sind die Parameter angeführt, welche zur Gewährleistung der in Kapitel 4.2 erwähnten Annahmen, in der Berechnung verwendet werden.

Symbol	Wert	Einheit
f	50	Hz
U_N	20	kV
R_{Stp}	2,33	Ω
R_{UW}	0	Ω
ρ	200	$\Omega \cdot m$
l	15	km
A_L	150	mm^2
γ_L	52	$\frac{Sm}{mm^2}$
A_S	25	mm^2
γ_S	52	$\frac{Sm}{mm^2}$
d_{iso}	5,5	mm
h_L	0	mm
h_S	0	mm
d_{folg}	1	km
$\#S_{Abgang}$	3	–
$\#S_{Zuleitung}$	1	–
R_{AF}	4	Ω
$R_{EF,Nsp}$	$5 \cdot 10^9$	Ω
R_A	4	Ω
$R_{E,Nsp}$	$5 \cdot 10^9$	Ω

Tabelle 6: Parameter für die Berechnung mit Zwischenerdung

Die Tabellen 7, 8 und 9, sowie die dazugehörigen Abbildungen 15, 16 und 17 spiegeln die exemplarisch berechneten Spannungen wieder.

Dabei ist zu erkennen, dass sich mit einer besseren, niederohmigen Zwischenerdung die Spannungsverhältnisse sowohl an der Fehlerstelle als auch an der Stelle der Zwischenerdung deutlich verbessern. Das gilt insbesondere dann, wenn sich die Zwischenerdung näher an der Fehlerstelle befindet. Auch im Vergleich zum effektiven Stationswiderstand R'_A höherohmige Zwischenerdungen bringen, insofern

sie nahe an der Fehlerstelle sind, bereits eine deutliche Verbesserung mit sich. Je näher sich die Zwischenerdungsstelle allerdings am Umspannwerk befindet, desto geringer ist die Auswirkung auf die Spannungsverhältnisse an der Fehlerstelle. Wie in Abbildung 15 beziehungsweise in der zugehörigen Tabelle 7 zu erkennen ist, verringert sich die Spannung U_{EPR} an der Fehlerstelle bei einer sehr guten, nahe an der Fehlerstelle gelegenen Zwischenerdung von $R'_Z = 0,5 \Omega$, im konkreten Beispiel $1,5 \text{ km}$ von der Fehlerstelle entfernt, um beinahe ein Drittel der ursprünglichen Spannung.

Im Gegensatz dazu ist ersichtlich, dass sehr nahe am Umspannwerk (Tabelle 9 und Abbildung 17) auch eine ideale Zwischenerdung mit $R'_Z = 0 \Omega$ kaum einen Einfluss auf die Spannung U_{EPR} an der Fehlerstelle hat. Sehr wohl kann eine solche ideale Zwischenerdung unter bestimmten Umständen Einfluss auf die Potentialverhältnisse im Bereich des Umspannwerkes ausüben.

Aus diesen Berechnungen ist ersichtlich, dass sich die Spannungssituation an der Fehlerstelle mit jeder einzelnen Zwischenerdung, insofern diese möglichst niederohmig ist, verbessert. beziehungsweise kann auch gezeigt werden, dass selbst bei einer sehr schlechten hochohmigen Erdung keine Verschlechterung der Spannungsverhältnisse aufkommt.

R'_Z	U_{UW}	U_Z	U_{EPR}
Ω	V	V	V
5000	0	598,69	665,35
50	0	577,10	655,52
10	0	502,26	622,27
5	0	430,46	591,85
2,5	0	332,75	553,43
1	0	195,77	507,29
0,5	0	115,43	485,61
0	0	0,00	463,18

Tabelle 7: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,1$

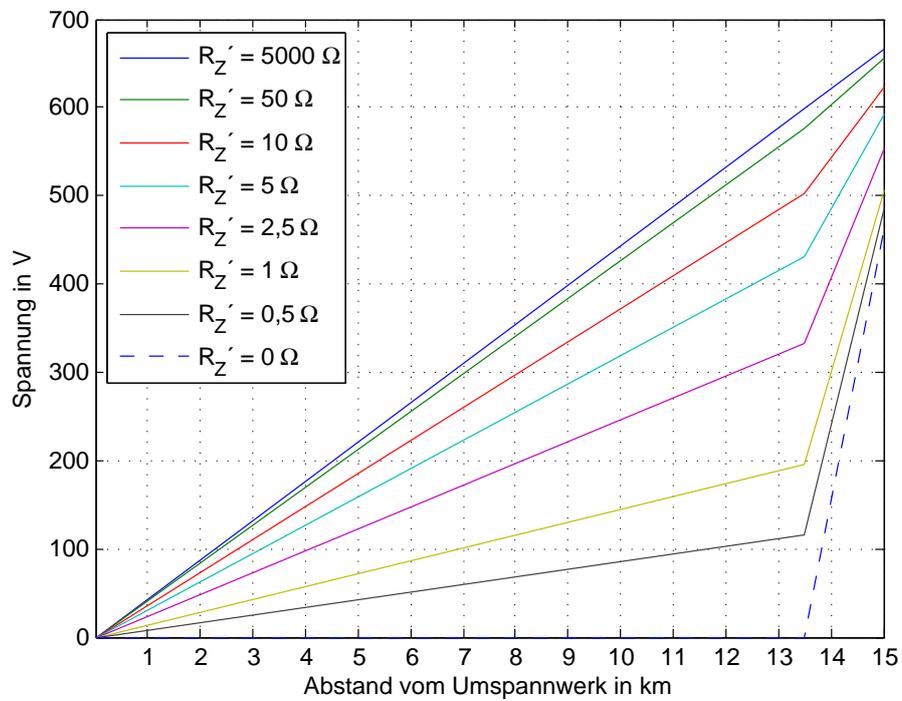


Abbildung 15: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,1$

R'_Z	U_{UW}	U_Z	U_{EPR}
Ω	V	V	V
5000	0	332,51	665,42
50	0	311,65	662,48
10	0	244,66	653,92
5	0	189,76	648,06
2,5	0	129,02	642,90
1	0	64,77	639,04
0,5	0	35,20	637,84
0	0	0,00	636,91

Tabelle 8: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,5$

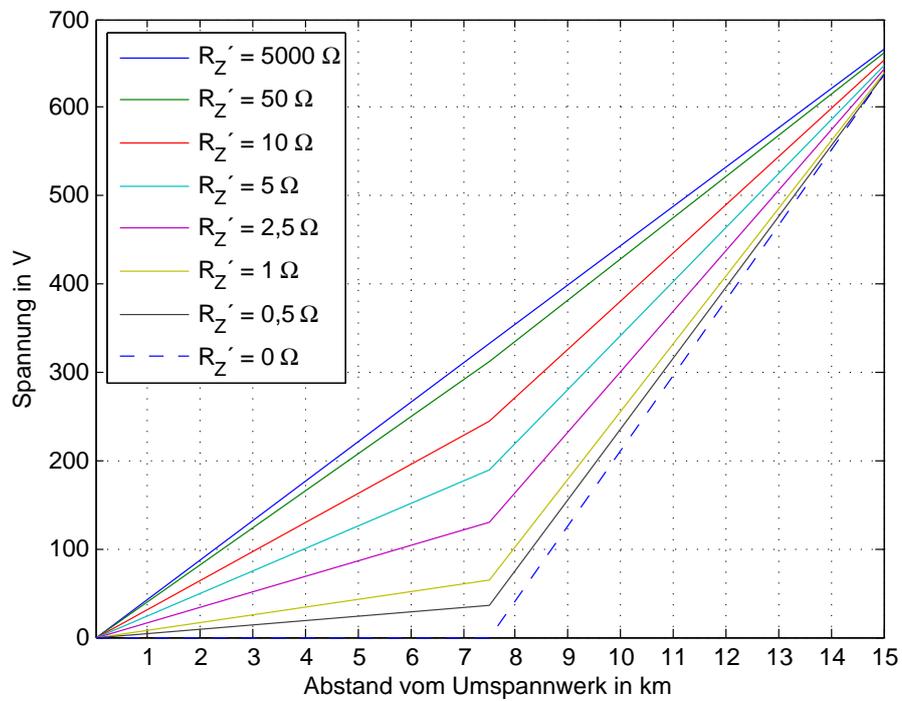


Abbildung 16: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,5$

R'_Z	U_{UW}	U_Z	U_{EPR}
Ω	V	V	V
5000	0	66,53	665,46
50	0	65,08	665,33
10	0	59,63	664,89
5	0	53,70	664,44
2,5	0	44,35	663,81
1	0	28,43	662,96
0,5	0	17,50	662,55
0	0	0,00	662,20

Tabelle 9: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,9$

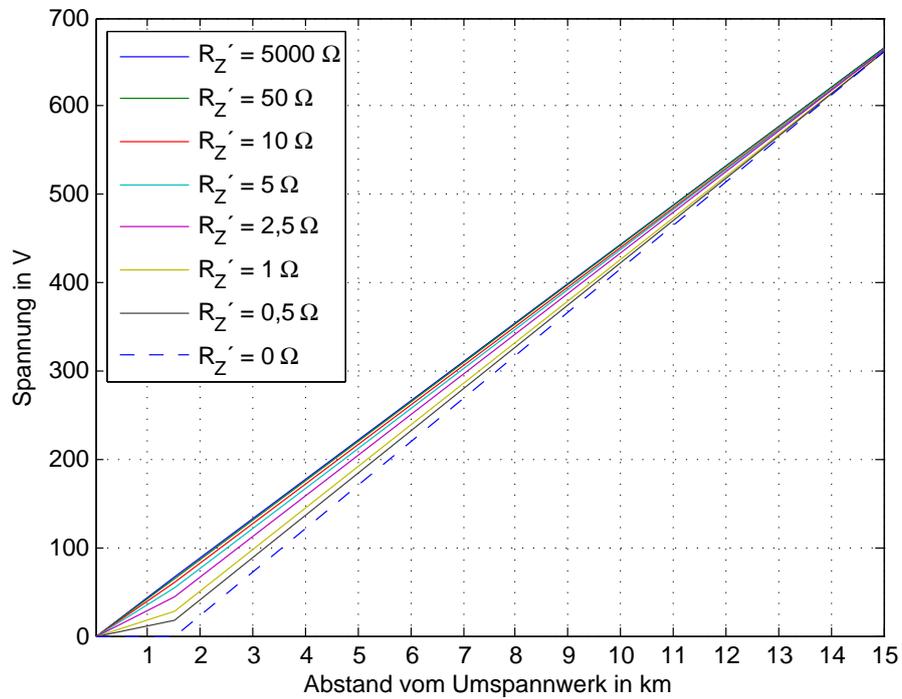


Abbildung 17: Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,9$

4.3.2 Variation des Ortes der Zwischenerdung

Bei der zweiten Betrachtung, wird für verschiedene Werte von R'_Z der Parameter α von 0,01 – 0,99 variiert. Die für die Berechnung verwendeten Parameter gleichen jenen aus Tabelle 6 des vorangegangenen Kapitels 4.3.1. Dabei soll visualisiert werden, wie sich die Spannung an der Zwischenerdung durch Verschiebung eben dieser Zwischenerdungsstelle, bei gleichzeitiger Beibehaltung des Widerstandswertes, verhält. Es handelt sich daher im Grunde um eine Zusammenfassung der in 4.3.1 erläuterten Abbildungen, wobei deutlich mehr verschiedene Werte für α verwendet wurden.

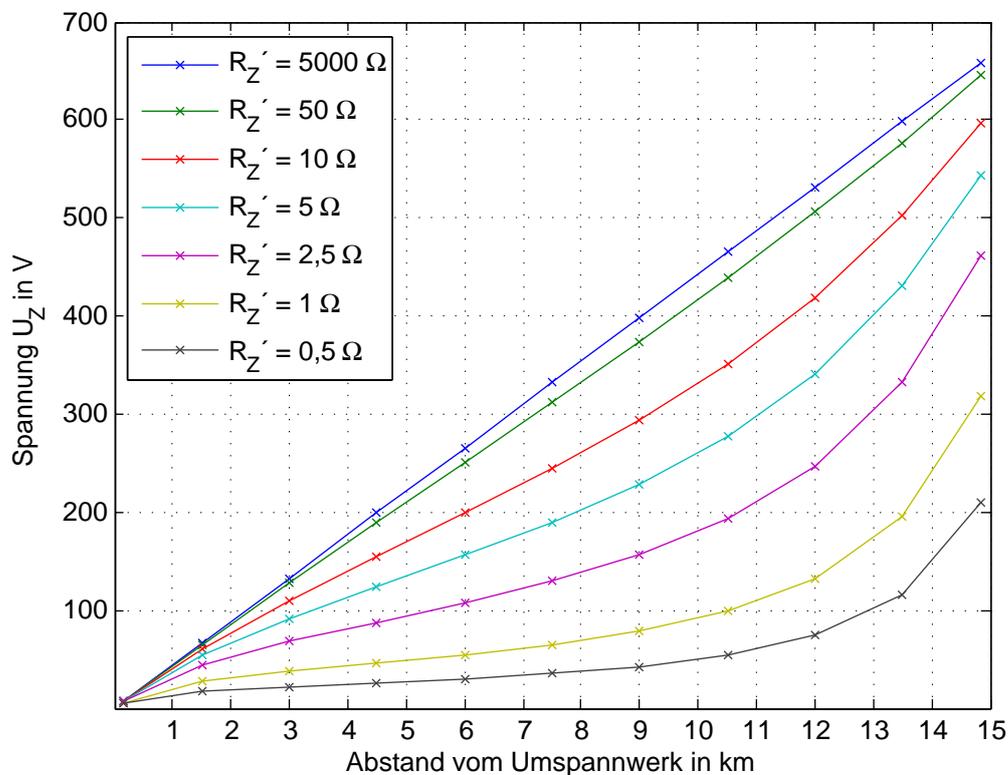


Abbildung 18: Spannung an der Zwischenerdungsstelle bei Variation von α

Auch aus den Abbildungen 18 und 19 heraus ist eindeutig ersichtlich, dass eine zusätzliche geerdete Ortsnetzstation zwischen dem Umspannwerk und der fehlerbehafteten Ortsnetzstation die Situation verbessert. Diese Verbesserung tritt wie bereits erwähnt umso deutlicher in Kraft, je besser, also je niederohmiger, diese Zwischenerdung ausfällt und je näher sich diese an der Fehlerstelle befindet. Im Zuge dieser Arbeit wurde lediglich der Einfluss einer zusätzlichen Zwischenerdung betrachtet. In der Dissertation von Thomas Mallits [4] hingegen erfolgt eine Analyse, bei der auch mehrere Ortsnetzstationen zwischen dem Umspannwerk und der

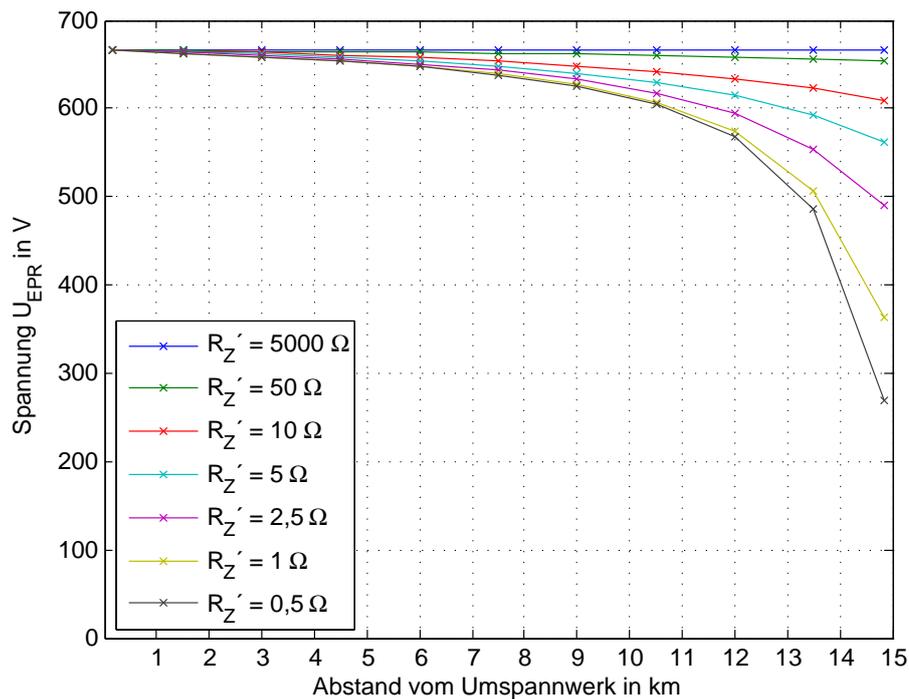


Abbildung 19: Spannung an der Fehlerstelle bei Variation von α

Fehlerstelle liegen. Dort bestätigt sich die eben beschriebene Erkenntnis. Es zeigt sich allerdings, dass mit zunehmender Anzahl an Zwischenerdungen der Einfluss von vergleichsweise „großen“ Erdungswiderständen immer geringer wird. Damit verbunden ist auch, dass bei einer Vielzahl an Zwischenerdungen eine zusätzliche Zwischenerdungs-Ortsnetzstation keinen merkbaren Unterschied mit sich bringt. Sind nun sehr viele Ortsnetzstationen zwischen dem Umspannwerk und der Fehlerstelle, so unterscheiden sich lediglich die Potentiale nahe dem Umspannwerk und nahe der Fehlerstelle von $0 V$, was zu dem Gedanken führt, dass vor allem die umliegenden Ortsnetzstationen relevant sind.

5 Sensitivitätsanalyse

5.1 Allgemein

Um zu zeigen, welche Parameter die Berechnung der Reduktionsfaktoren am stärksten beeinflussen, werden sämtliche Eingabeparameter variiert und miteinander verglichen. Dabei werden zwei verschiedene Modelle betrachtet. Das in Kapitel 5.2 beschriebene erste Modell ähnelt dem bereits in [11] veröffentlichten 10 – kV-Mittelspannungsnetz-Modell, wobei in dieser Arbeit auch die Berücksichtigung des Niederspannungsnetztes, welches über den PEN-Leiter an die Erde der Ortsnetzstation angehängt ist, erfolgt.

In Kapitel 5.3 hingegen handelt es sich um ein weitläufiger ausgelegtes 20 – kV-Mittelspannungsnetz, bei dem repräsentative Werte angenommen wurden.

Für diese Sensitivitätsanalyse wurde der Rechenkern in ein Matlab-Programm implementiert, um auf einfachem Weg die Reduktionsfaktoren für beliebig viele der Eingabeparameter gleichzeitig errechnen zu können.

Durch die vorgegeben Parameter ergeben sich in beiden Beispielen Fehlerströme in der Größenordnung von $600 \pm 50 A$. Diese Fehlerströme setzen sich zum Großteil aus Wirkstrom zusammen. Die Bedeutung der Parameter, welche die räumliche Ausdehnung des Netzes beschreiben, wird in den Analysen der beiden Netze nachfolgend ersichtlich sein.

5.2 Analyse eines 10-kV-Netzes

In Tabelle 10 sind die eingestellten Parameter für das 10-kV-Mittelspannungsnetz aufgelistet. Damit berechnet sich nun der Reduktionsfaktor, welcher in den Abbildungen der Sensitivitätsanalyse den 100 %-Wert darstellt. Variiert werden diese Werte in einem Bereich von 1 – 300 % in 5%- Schritten.

In Abbildung 20 und 21 ist zu erkennen, dass mit Ausnahme der Anzahl relevanter Schirme $\#S_{Abgang}$ alle Parameter eingezeichnet sind. Dabei sei angemerkt, dass einige dieser Parameter zwar den Reduktionsfaktor kaum beeinflussen, sehr wohl aber einen doch sichtlichen Einfluss auf die auftretenden Ströme und Spannungen haben.

Zuerst wird die Sensitivitätsanalyse der Parameter in Hinblick auf den *globalen* Reduktionsfaktor in Abbildung 20 betrachtet. Dabei fallen sofort die Schirmfläche A_S , die Leitfähigkeit des Schirms γ_S , die Leitungslänge l , die Frequenz f und der Abstand zweier Ortsnetzstationen d_{folg} auf. Bei näherer Betrachtung des Bereichs der gegen 0 % des eingestellten Wertes geht, fallen auch noch der Stationswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation R_A , der Stationswiderstand der nachfolgenden Ortsnetzstation R_{AF} , der Widerstand des Niederspannungsnetztes $R_{E, Nsp}$ und

Symbol	Wert	Einheit
f	50	Hz
U_N	10	kV
R_{Stp}	10	Ω
R_{UW}	0,2	Ω
ρ	100	$\Omega \cdot m$
l	1	km
A_L	150	mm^2
γ_L	52	$\frac{Sm}{mm^2}$
A_S	25	mm^2
γ_S	52	$\frac{Sm}{mm^2}$
d_{iso}	5,5	mm
h_L	0,01	mm
h_S	0,01	mm
d_{folg}	0,3	km
$\#S_{Abgang}$	3	–
$\#S_{Zuleitung}$	1	–
R_{AF}	5	Ω
$R_{EF,Nsp}$	2	Ω
R_A	5	Ω
$R_{E,Nsp}$	2	Ω

Tabelle 10: Parameter für die Sensitivitätsanalyse eines 10-kV-Netzes

der Erdungswiderstand des Umspannwerks R_{UW} auf.

Markant ist hierbei, dass die Schirmfläche A_S und die Leitfähigkeit des Schirms γ_S denselben Kurvenverlauf besitzen. Dies lässt sich allerdings einfach dadurch erklären, dass diese beiden Größen zusammen zur Berechnung des Schirmwiderstands r'_S (Gleichung (12) mit den Parametern des Schirms) verwendet werden, und somit diese einen äußerst großen Einfluss auf den Reduktionsfaktor besitzt. Da sowohl A_S , als auch γ_S im Nenner der Division zur Berechnung von r'_S vorhanden sind, ist auch klar, dass mit dem Anstieg dieser Parameter gleichzeitig der Widerstand des Schirms sinkt. Somit fließt mehr Strom über den Kabelschirm zurück und weniger in das globale Erdungssystem, was eine Verringerung des Reduktionsfaktors mit sich zieht. Auch der große Einfluss der Kabellänge l zwischen Umspannwerk und der fehlerbehafteten Ortsnetzstation ist schnell erklärt. Mit zunehmender Länge l erhöht sich auch die Schirmimpedanz, weswegen weniger Strom über den Kabelschirm zurückfließt. Stattdessen fließt mehr Strom in das globale Erdungssystem, was wiederum den *globalen* Reduktionsfaktor erhöht.

Auch die Frequenz f beeinflusst sämtliche Impedanzen der Leitungen und Schirm-

me, beziehungsweise genauer betrachtet deren Blindanteile, und stellt aus diesem Grund auch keine große Überraschung dar.

Beim Abstand zwischen zwei Ortsnetzstationen d_{folg} verhält sich die Situation genau gegengleich. Eine Erhöhung von d_{folg} bringt unweigerlich einen Anstieg des Ersatzwiderstands R'_A , was dazu führt, dass mehr Strom über den Kabelschirm zurückfließt und der Reduktionsfaktor entsprechend kleiner wird.

Die zusätzlich erwähnten Parameter R_A , R_{AF} und $R_{E,Nsp}$ beeinflussen ebenso wie d_{folg} die Berechnung des Ersatzwiderstands R'_A , was ihnen doch auch wichtigen Einfluss rechtfertigt. Dahingegen fließt R_{UW} zwar nicht in R'_A mit ein, wird aber in der Berechnung in den gleichen Formeln wie R'_A verwendet und zu diesem addiert.

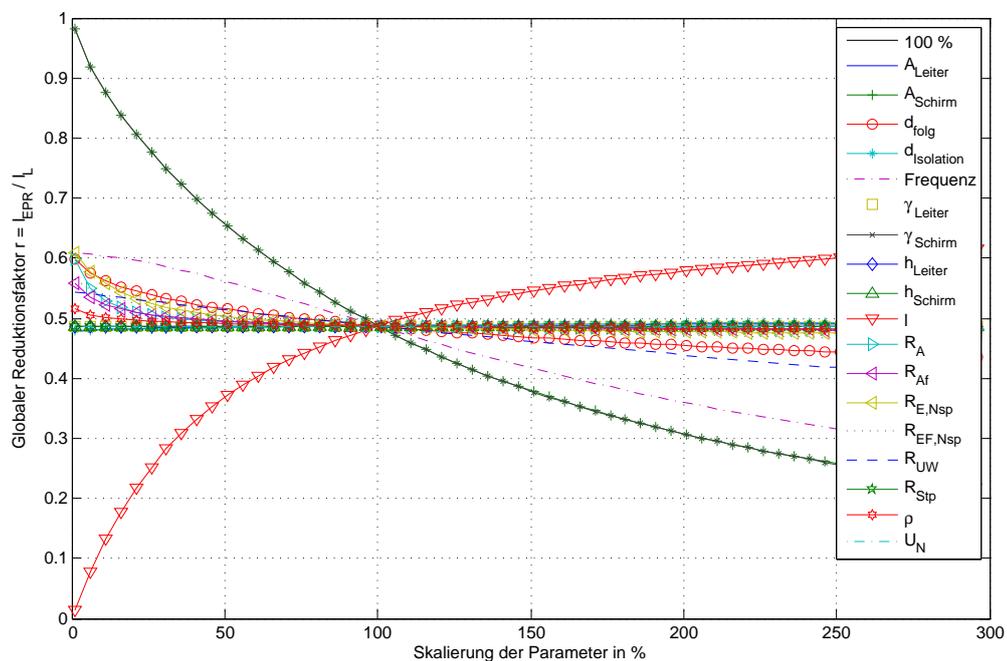


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 10-kV-Netzes

Bei der Betrachtung des *lokalen* Reduktionsfaktors, beziehungsweise der Abbildung 21, bemerkt man sogleich, dass nunmehr der Stationswiderstand R_A die anderen Parameter als wichtigster Einfluss ablöst. Nach wie vor sehr wichtig ist allerdings der Kabelschirm A_S und dessen Leitfähigkeit γ_S .

Aufgrund des sehr kleinen Netzes, bezogen auf die Entfernungen der einzelnen Elemente, fällt der *lokale* Reduktionsfaktor auch sehr gering aus. Dies erschwert eine Bewertung der übrigen Einflussparameter. Kapitel 5.3 bringt diesbezüglich besseren Input.

Da der Reduktionsfaktor bekanntlich nur ein Verhältnis von Strömen darstellt und

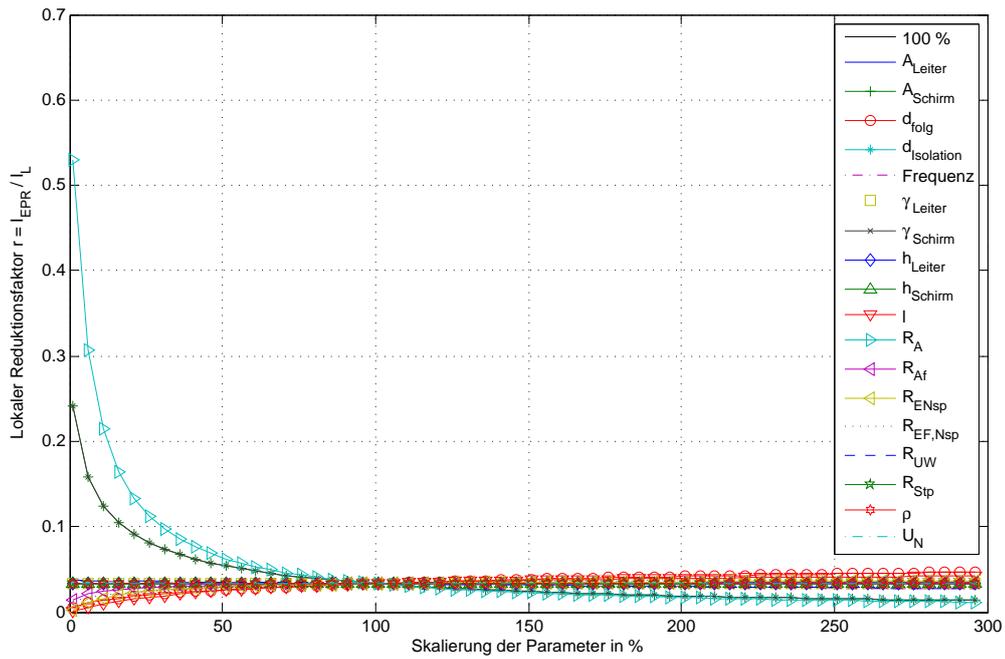


Abbildung 21: Sensitivitätsanalyse der Berechnung des lokalen Reduktionsfaktors des 10-kV-Netzes

daraus nicht auf die tatsächliche Stromhöhe, beziehungsweise das entsprechende Spannungsniveau, geschlossen werden kann, ist ergänzend in Abbildung 22 die „Earth potential rise“- Spannung U_{EPR} des Beispiels dargestellt. Dazu wurde über die Formel (67) der Radius eines Halbkugelerders rad_{RA} berechnet [12, Abschnitt 20], ehe danach über die (68) der Verlauf der Spannung U_{EPR} mit zunehmendem Abstand zur Fehlerstelle bestimmt wurde. Dabei stellt der in Gleichung (68) verwendete Parameter x die Entfernung von der Fehlerstelle in Metern dar.

$$rad_{RA} = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot R_A} \quad (67)$$

$$U_{EPR}(x) = \frac{U_{EPR} \cdot rad_{RA}}{x} \quad (68)$$

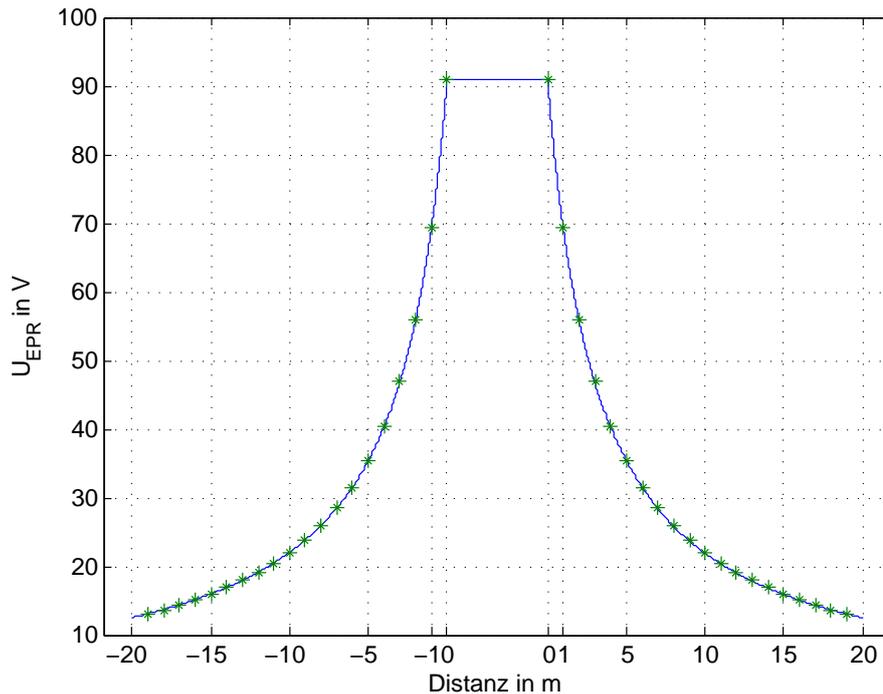


Abbildung 22: Errechnete „Earth potential rise“- Spannung mit den Parametern des 10-kV-Netzes

Die Abbildung 22 zeigt also, dass es bei diesem betrachteten System im Fehlerfall zu keinen gefährlichen Spannungen an der Fehlerstelle kommt. Die über eine Distanz von 1 m abgreifbare Spannung beträgt nur in etwa 20 V.

Auch die Aufteilung der Ströme bringt hierbei keine unerwarteten Ergebnisse zu Tage. Die angeführten Winkel werden dabei im Bezug auf die Netzspannung angegeben. Vom bereits erwähnten Fehlerstrom $I_F = 546,8 \text{ A} \angle -1,68^\circ$ fließen als Schirmstrom I_S bereits $335,1 \text{ A}$ mit einem Winkel von $\angle -159,79^\circ$ wieder in Richtung Umspannwerk zurück. Über den angebundenen Kabelschirm der Leitung zur nachfolgenden Ortsnetzstation fließen zusätzlich $I_W = 207,41 \text{ A} \angle -35,28^\circ$ weiter, während in das Niederspannungsnetz $I_{E,Nsp} = 45,67 \text{ A} \angle -10,85^\circ$ fließen. Das bedeutet, dass gemäß der geometrischen Summe der Ströme nur noch $I_A = 18,3 \text{ A} \angle -10,85^\circ$ übrigbleiben und in die lokale Stationserde abfließen.

5.3 Analyse eines 20-kV-Netzes

Im direkten Vergleich zum zuvor behandelten 10-kV- Mittelspannungsnetz ändern sich nun neben dem Spannungsniveau vorrangig die Entfernungen, also die Länge vom Umspannwerk zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation l und die Distanz zwischen zwei Ortsnetzstationen d_{folg} . Zudem wird nun auch an Stelle des Kupferlei-

ters Aluminum verwendet, weswegen sich die Leitfähigkeitsangaben γ_L verringert. Ebenfalls wurden auch die Erden der Ortsnetzstationen verbessert, also die Widerstände R_A und R_{AF} verringert. Außerdem wurde die Anzahl an zuleitenden Kabeln $\#S_{Zuleitung}$ von einem auf drei erhöht. Das bringt eine Verdreifachung der Schirmfläche des Zuleitungskabel mit sich. Die beiden zusätzlichen Leiter werden in der Berechnung allerdings nicht gesondert betrachtet. Alle verwendeten Parameter sind in nachstehender Tabelle 11 aufgeführt.

Symbol	Wert	Einheit
f	50	Hz
U_N	20	kV
R_{Stp}	10	Ω
R_{UW}	0,2	Ω
ρ	100	$\Omega \cdot m$
l	20	km
A_L	150	mm^2
γ_L	37	$\frac{Sm}{mm^2}$
A_S	25	mm^2
γ_S	52	$\frac{Sm}{mm^2}$
d_{iso}	5	mm
h_L	0	mm
h_S	0	mm
d_{folg}	1	km
$\#S_{Abgang}$	3	–
$\#S_{Zuleitung}$	3	–
R_{AF}	1	Ω
$R_{EF,Nsp}$	2	Ω
R_A	1	Ω
$R_{E,Nsp}$	2	Ω

Tabelle 11: Parameter für die Sensitivitätsanalyse eines 20-kV-Netzes

Es ist aus Abbildung 23 ersichtlich, dass auch für dieses Beispiel die einflussreichsten Parameter durch die Schirmfläche A_S , die Leitfähigkeit des Schirms γ_S , die Leitungslänge l und die Frequenz f repräsentiert werden.

Um nun allerdings auf den Einfluss der übrigen Parameter auf den *globalen* Reduktionsfaktor genauer eingehen zu können, stellt Abbildung 24 eine Detailansicht dar, bei der die stark beeinflussenden Größen ebenso wie jene, die für den Reduktionsfaktor selbst keine merkbaren Auswirkungen mit sich bringen, bereits aus dem Diagramm herausgenommen wurden. Auch die beiden Parameter, welche die Verlegehöhe des Leiters h_L und des Schirms h_S beschreiben, wurden aufgrund ih-

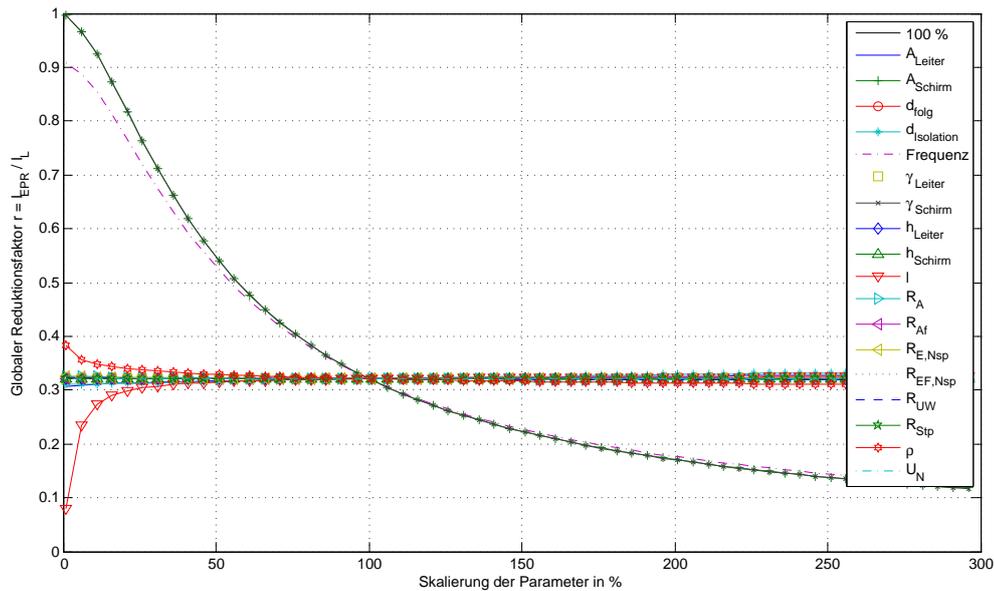


Abbildung 23: Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes

rer sehr nahe an Null liegenden Initialisierung zur besseren Übersicht aus dem Diagramm entfernt.

Es ist nun aus dem Diagramm herauszulesen, dass bei diesem Netzmodell auch der spezifische Bodenwiderstand ρ einen im Vergleich zum 10-kV-Netz größeren Einfluss hat. Die für die Berechnung des Ersatzwiderstands R'_A benötigten Parameter, zeichnen sich wiederum durch eine ähnliche Ausprägung wie im 10-kV-Netz ab.

Abbildung 25 zeigt die Sensitivitätsanalyse für den *lokalen* Reduktionsfaktor. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass neben den maßgeblich zur Berechnung des *lokalen* Reduktionsfaktors beitragenden Parametern Schirmfläche A_S und Leitfähigkeit des Schirms γ_S auch die Stationswiderstände der Fehlerstelle R_A und der nachfolgenden Ortsnetzstation R_{AF} , der Widerstand der lokalen Niederspannungsnetze $R_{E,NSP}$ beziehungsweise $R_{EF,NSP}$ ebenso wie die Distanz zwischen zwei Ortsnetzstationen d_{folg} und die Leitungslänge l dabei mitspielen.

Auch für das 20-kV-Netzmodell wird die „Earth potential rise“- Spannung U_{EPR} in einem Diagramm dargestellt. (Abbildung 26) Die zugehörigen Berechnungen wurden dabei analog zu jenen aus Kapitel 5.2, unter Zuhilfenahme der Gleichungen (67) und (68), durchgeführt. Hier liegt die Spannung $U_{EPR} = 70,7 V$ im unkritischen Bereich, was den verbesserten Erdungen und dem entsprechenden über den PEN-Leiter angeschlossenen Niederspannungsnetz geschuldet ist.

Die Aufteilung der Ströme in sämtliche bereits diskutierte Pfade liefert für das 20-kV-Netzmodell folgende Ergebnisse, wobei die Winkel im Bezug auf die Netz-

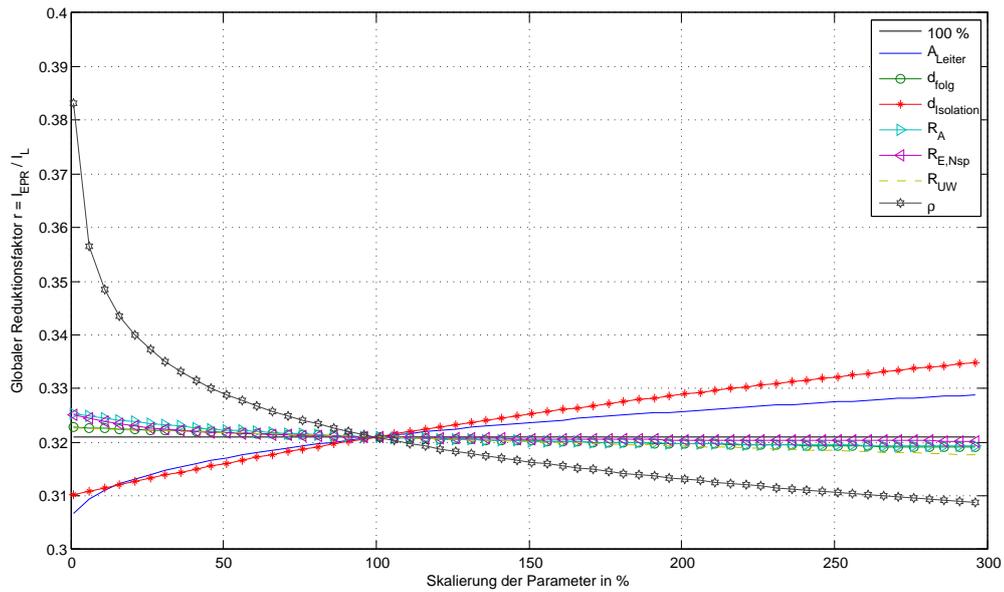


Abbildung 24: Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes - Detail

spannung angegeben werden. Der Fehlerstrom I_F beträgt in dieser Konstellation 636 A mit einem Phasenwinkel von $\angle 9^\circ$. Davon fließt über den Kabelschirm ein Strom von $I_S = 572 \text{ A} \angle -171^\circ$ wieder in die Richtung des Umspannwerk zurück. Weiter zur nachfolgenden Ortsnetzstation fließen zusätzlich $I_W = 105 \text{ A} \angle -87^\circ$ über den angebotenen Kabelschirm. Nachdem in das Niederspannungsnetz zusätzlich noch ein Strom $I_{E,Nsp} = 35 \text{ A} \angle -58^\circ$ fließt, bleiben als Strom in die lokale Erde an der Fehlerstelle noch $I_A = 71 \text{ A} \angle -58^\circ$ übrig.

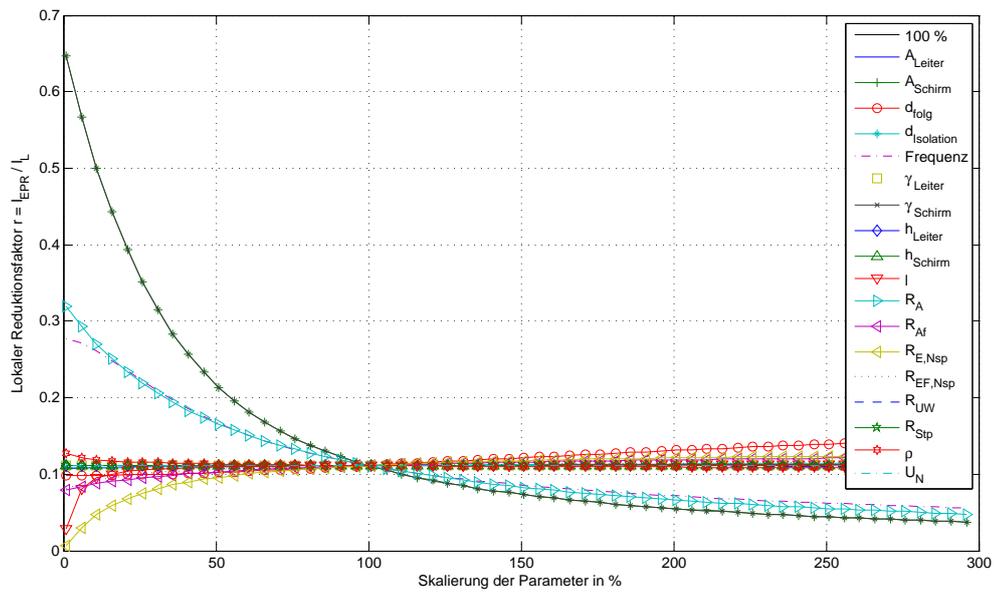


Abbildung 25: Sensitivitätsanalyse der Berechnung des lokalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes

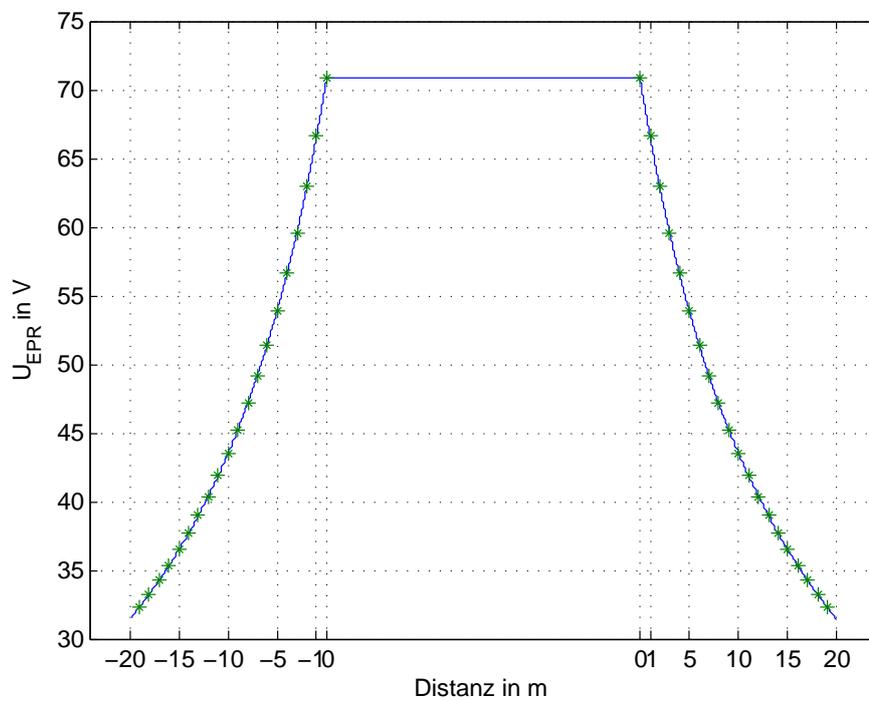


Abbildung 26: Errechnete „Earth potential rise“- Spannung mit den Parametern des 20-kV-Netzes

5.4 Ergebnis

Sieht man sich nun die Sensitivitätsanalysen-Diagramme vergleichend an, so ist schnell ersichtlich, dass sich sowohl der *globale* als auch der *lokale* Reduktionsfaktor sehr stark über die folgenden Parameter beeinflussen lassen:

- Schirmfläche A_S
- Leitfähigkeit des Schirms γ_S
- Kabellänge zwischen Umspannwerk und Fehlerstelle l
- Frequenz f

Speziell für den *lokalen* Reduktionsfaktor schließen sich diesen Parametern allerdings noch folgende an:

- Stationswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation R_A
- Erdungswiderstand des eigenen Niederspannungsnetzes $R_{E, Nsp}$
- Distanz zur nachfolgenden Ortsnetzstation d_{folg}

Zusätzlich ist anhand der beiden Beispiele zu sehen, dass sich die Strom- und Spannungssituation an der Fehlerstelle und in deren Umgebung umso mehr entspannt, je kompakter ein Netz ist.

Diese Erkenntnis harmoniert auch mit den Ergebnissen aus dem vorangegangenen Kapitel 4. Denn durch die dabei ins Spiel gebrachten Zwischenerdungen, beziehungsweise zusätzliche Ortsnetzstationen zwischen Umspannwerk und Fehlerstelle, wurden im Prinzip auch die Entfernungen verkleinert.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Im Zuge dieser Arbeit gilt es ein Berechnungstool zu generieren, mit dem möglichst schnell und einfach die Stromaufteilung eines einpoligen Fehlerstroms bei einem Kabelerdschluss berechnet werden kann. Aus dieser Stromaufteilung heraus wird neben den zugehörigen Spannungsanhebungen an und um die Fehlerstelle zusätzlich der so genannte Reduktionsfaktor bestimmt. Dieser spiegelt ein Stromverhältnis wieder, bei dem der Fehlerstrom durch das Zuleitungskabel die Referenzgröße darstellt.

Zur Vorstellung des entworfenen Berechnungsmodells wird dazu in Kapitel 2 zunächst die zu Grunde liegende Theorie schrittweise erläutert. Hierbei wird, ausgehend von zwei induktiv gekoppelten Schleifen, ein Modell entwickelt, mit dem es möglich sein sollte im Sinne einer Worst-Case-Abschätzung ein beliebiges Netzwerk nachzurechnen, beziehungsweise eine Prognose für mögliche Fehlerfälle anzugeben. Besonderes Augenmerk wird dabei auf den Einbezug der Übergangswiderstände, beziehungsweise der Stationswiderstände des speisenden Umspannwerks, sowie der vorhandenen Ortsnetzstationen, gelegt.

Ebenfalls nicht zu vernachlässigen ist die Wirkung des Niederspannungsnetzes, welches über den PEN-Leiter mit einer entsprechenden Ortsnetzstation verbunden ist, auf das globale Erdungssystem. Selbst ein bis zwei angeschlossene Häuser bringen dabei bereits eine positive Auswirkung auf die gesamte Erdung mit sich. Da Ortsnetzstationen zumeist dort gebaut werden, wo auch Bedarf besteht, beispielsweise Haushalte mit Energie zu versorgen, kann stets davon ausgegangen werden, dass ein entsprechendes Niederspannungsnetz in der Nähe einer Ortsnetzstation vorhanden ist.

Aufbauend auf der theoretischen Einleitung folgt in Kapitel 3 die genaue Vorgehensweise bei der Berechnung. Hierbei wird von den zuvor beschriebenen Grundgleichungen ausgehend, erst die einzelnen Parameter bestimmt, ehe es schließlich zur Lösung jener Gleichungen kommt. Dabei wird auf alle einstellbaren Parameter und ihre Zusammenhänge untereinander eingegangen.

In Kapitel 4 wird anschließend bestätigt, dass es durch die Annahme der Fehlerstelle in der ersten Ortsnetzstation tatsächlich um eine Worst-Case-Abschätzung handelt. Wie gezeigt wird, trägt jede zusätzliche geerdete Ortsnetzstation zur Verbesserung der gesamten Spannungs- und Stromverhältnisse im Fehlerfall bei. In dieser Arbeit wird der angesprochene positive Effekt nur durch eine zusätzliche Ortsnetzstation demonstriert, während in der Dissertation von Thomas Mallits [4] ebenfalls eine Analyse von mehreren zusätzlichen Ortsnetzstationen zwischen dem Umspannwerk und der Fehlerstelle durchgeführt wird.

Abschließend wird im Kapitel 5 noch ein Überblick bezüglich des Einflusses der

einzelnen Eingabeparameter gegeben. Dafür werden zwei unterschiedliche fiktive Netzmodelle verwendet. Es zeichnet sich dabei deutlich ab, dass die wichtigsten Parameter die Kabelschirme, die Entfernung zwischen Umspannwerk und Fehlerstelle, sowie die Erdungswiderstände umfassen.

Des Weiteren lässt sich durch die Berechnung zeigen, dass bei geeigneter Erdung der Ortsnetzstationen auch die auftretenden Spannungen im zulässigen Bereich der in der Einleitung verwendeten Abbildung 3 liegen. Durch ein globales Erdungssystem, also einen örtlichen Verbund von Erdungsanlagen, ist dies möglich. Das bedeutet auch, dass in diesem Fall die einzelne Auslegung der Erdung nicht ausschlaggebend ist, solange alle anderen Erdungsanlagen entsprechend dimensioniert sind. Erst wenn die übrigen Erden sehr schlecht, also hochohmig sind, oder schlichtweg nicht vorhanden sind, ist die einzelne Erdungsanlage der Station von maßgebender Bedeutung.

Ausblick

Weitergehend ist anzumerken, dass die Berücksichtigung der Übergangs- beziehungsweise Stationswiderstände der Ortsnetzstationen und des Umspannwerks potentiell für die Berechnung des so genannten k_0 - Faktors zur Einstellung von Distanzschutzrelais in Kabelnetzen von tragender Rolle sein kann. Da in Kabelnetzen weithingehend im Vergleich zum Freileitungsnetz recht kurze Distanzen im Spiel sind, werden auch die Leitungsimpedanzen dementsprechend geringer ausfallen. Das bedeutet, dass die Stationswiderstände einen verhältnismäßig wichtigen Anteil annehmen können. Im Gegensatz dazu werden die Freileitungsimpedanzen durch die großen Distanzen im Vergleich zu den Stationswiderständen sehr groß, weswegen es im Freileitungsnetz auch zu keinen Problemen in der Einstellung des Distanzschutzes gekommen ist. Diese Aspekte müssen allerdings in zukünftigen Projekten genauer unter die Lupe genommen werden.

Liste der Symbole

Symbol	Einheit	Beschreibung
$\#S_{Abgang}$	–	Anzahl relevanter Schirme im Abgang der fehlerbehafteten Ortsnetzstation
$\#S_{Zuleitung}$	–	Anzahl relevanter Schirme der Zuleitung zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation
α	–	Längen-Proportionalitätsfaktor in Kapitel 4
Δ_{LL}	Ω/km	Korrekturparameter der Leitungsimpedanz
Δ_{SS}	Ω/km	Korrekturparameter der Schirmimpedanz
δ_e	m	Eindringtiefe
γ	–	Bessel-Konstante = 1,78
γ_L	$\frac{Sm}{mm^2}$	Leitfähigkeit des Leiters
γ_S	$\frac{Sm}{mm^2}$	Leitfähigkeit des Schirms
μ_0	$\frac{Vs}{Am}$	Permeabilität
ω	$\frac{1}{s}$	Kreisfrequenz
ρ	$\Omega \cdot m$	spezifischer Bodenwiderstand
A_L	mm^2	Leiterfläche
A_S	mm^2	Schirmfläche
C_{Euler}	-	Euler-Mascheroni-Konstante
D_e	m	Rückstromtiefe
d_{folg}	km	Distanz zur nachfolgenden Ortsnetzstation
d_{iso}	mm	Isolationsstärke
f	Hz	Frequenz
h_L	mm	Verlegetiefe Leiter über Grund
h_S	mm	Verlegetiefe Schirm über Grund
I_1	A	Strom in Schleife 1
I_2	A	Strom in Schleife 2
$I_{1,ind.}$	A	induzierter Schirmstrom bis zur Zwischenerdungs-Ortsnetzstation
$I_{2,ind.}$	A	induzierter Schirmstrom von der Zwischenerdungs-Ortsnetzstation zur fehlerhaften Ortsnetzstation

Symbol	Einheit	Beschreibung
I_A	A	Strom durch die lokale Anlagenerde
I_{AZ}	A	Strom durch die Anlagenerde der Zwischenerdungs- Ortsnetzstation
I_E	A	Strom ins Erdreich (Kapitel 1)
$I_{E, Nsp}$	A	Strom der in das lokale Niederspannungsnetz fließt
I_{EPR}	A	„Earth Potential Rise“- Strom
I_F	A	Fehlerstrom im Leiter
I_L	A	Strom im Leiter
I_Q	A	Quellstrom/Fehlerstrom im Leiter bei Betrachtung der Zwischenerdung
I_S	A	Schirmstrom
I_W	A	Strom der durch den Schirm zur nächsten Ortsnetzstation weiterfließt
l	km	Leiterlänge (Umspannwerk zu fehlerbehafteter Ortsnetzstation)
l_1	km	Leiterlänge (Umspannwerk zu Zwischenerdungs- Ortsnetzstation)
l_2	km	Leiterlänge (Zwischenerdungs- Ortsnetzstation zu fehlerbehafteter Ortsnetzstation)
k	-	Konstante zur Berechnung der Eindringtiefe
R_A	Ω	Stationswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation
R_{AN}	Ω	Stationswiderstand der fehlerhaften Ortsnetzstation inklusive Erdungswiderstand des eigenen Niederspannungsnetzes
R'_A	Ω	effektiver Stationswiderstand mit R_K und $R_{E, Nsp}$
R_{AF}	Ω	Stationswiderstand der nachfolgenden Ortsnetzstation
R_{AFN}	Ω	Stationswiderstand der nachfolgenden Ortsnetzstation inklusive Erdungswiderstand des Niederspannungsnetzes

Symbol	Einheit	Beschreibung
R_{AZ}	Ω	Stationswiderstand der Zwischenerdungs - Ortsnetzstation
R_E	Ω	Widerstand des Erdreichs (Kapitel 1)
r'_e	Ω/km	Erdwiderstand
$R_{E,Nsp}$	Ω	Erdungswiderstand des eigenen Niederspannungsnetzes
$R_{EF,Nsp}$	Ω	Erdungswiderstand des Niederspannungsnetzes der nachfolgenden Ortsnetzstation
$R_{EZ,Nsp}$	Ω	Erdungswiderstand des Niederspannungsnetzes der nachfolgenden Ortsnetzstation
r_{global}	—	globaler Reduktionsfaktor
r_{lokal}	—	lokaler Reduktionsfaktor
R'_Z	Ω	effektiver Stationswiderstand an der Zwischenerdungs- ONS mit R_{AZ} und $R_{EZ,Nsp}$
rad_L	mm	Radius Leiter
r'_L	$\frac{\Omega}{km}$	spezifischer Leiterwiderstand
r'_S	$\frac{\Omega}{km}$	spezifischer Schirmwiderstand
rad_{RA}	m	Radius eines äquivalenten Halbkugelerders
rad_{Sa}	mm	Außenradius Schirm
rad_{Si}	mm	Innenradius Schirm
R_{Stpkt}	Ω	Sternpunktswiderstand
R_{UW}	Ω	Stationswiderstand Umspannwerk
R'_Z	Ω	effektiver Stationswiderstand der Zwischenerdungs - Ortsnetzstation mit R_{AZ} und $R_{EZ,Nsp}$
t	mm	Stärke Schirm
U_1	V	Spannung in Schleife 1
U_2	V	Spannung in Schleife 2
$U_{1,ind.}$	V	Induzierte Spannung in Masche I
$U_{2,ind.}$	V	Induzierte Spannung in Masche II
U_{phase}	kV	Phasenspannung
U_{EPR}	kV	Erdungsspannungsanhebung an der Fehlerstelle
U_N	kV	Nennspannung

Symbol	Einheit	Beschreibung
U_S	V	Schrittspannung (Kapitel 1)
U_{TP}	V	Berührungsspannung (Kapitel 1)
U_{UW}	V	Erdungsspannung am Umspannwerk
U_Z	V	Erdungsspannungsanhebung an der Zwischenerdungs- Ortsnetzstation
x'_{iL}	Ω/km	spezifische Inneninduktivität Leiter
x'_{iS}	Ω/km	spezifische Inneninduktivität Schirm
x'_{LL}	Ω/km	spezifische Selbstinduktivität Leiter
x'_{LS}	Ω/km	spezifische Koppelinduktivität Leiter - Schirm
x'_{SS}	Ω/km	spezifische Selbstinduktivität Schirm
x'_S	Ω/km	spezifische Schirminduktivität
Z_{11}	Ω	Eigenimpedanz der Schleife 1
Z_{12}	Ω	Koppelimpedanz Schleife 1 und 2
Z_{21}	Ω	Koppelimpedanz Schleife 2 und 1
Z_{22}	Ω	Eigenimpedanz der Schleife 2
Z_{LL}	Ω	Eigenimpedanz der Leitung
Z_{LS}	Ω	Koppelimpedanz Leiter und Schirm
Z_{SL}	Ω	Koppelimpedanz Schirm und Leiter
Z_{SS}	Ω	Eigenimpedanz des Schirms
Z_{Kette}	Ω	Kettenleiterimpedanz der nachfolgenden Ortz- netzstation

Abbildungsverzeichnis

1	Prinzipdarstellung des Spannungstrichters eines Halbkugelerders [1]	1
2	Übersicht der auftretenden Berührungs- und Schrittspannungen [2]	2
3	Zulässige Berührungsspannung in Abhängigkeit der Stromflussdauer [3]	3
4	Zwei induktiv gekoppelte Leiter-Schleifen	5
5	Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen	6
6	Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen mit gemeinsamer Anbindung an Erde	7
7	Prinzipdarstellung von zwei induktiv gekoppelten Leiter-Erde-Schleifen mit gemeinsamer Anbindung an Erde inklusive der Stationswiderstände	8
8	Übergang zum TU Graz Modell	9
9	TU-Graz-Modell	10
10	TU-Graz-Modell - Detail	11
11	Kompakte Version des TU Graz Modells	14
12	Vergleich der Kettenleiterformel und der herkömmlichen Berechnung	22
13	Modell zur Berechnung des Einflusses einer Zwischenerdung	28
14	Modell zur Berechnung des Einflusses einer Zwischenerdung - vereinfacht	30
15	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,1$	35
16	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,5$	36
17	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,9$	37
18	Spannung an der Zwischenerdungsstelle bei Variation von α	38
19	Spannung an der Fehlerstelle bei Variation von α	39
20	Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 10-kV-Netzes	42
21	Sensitivitätsanalyse der Berechnung des lokalen Reduktionsfaktors des 10-kV-Netzes	43
22	Errechnete „Earth potential rise“- Spannung mit den Parametern des 10-kV-Netzes	44
23	Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes	46
24	Sensitivitätsanalyse der Berechnung des globalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes - Detail	47
25	Sensitivitätsanalyse der Berechnung des lokalen Reduktionsfaktors des 20-kV-Netzes	48

26	Errechnete „Earth potential rise“- Spannung mit den Parametern des 20-kV-Netzes	48
----	--	----

Tabellenverzeichnis

1	Parameter zur Beschreibung des Gesamtnetzes und des Umspannwerks	22
2	Parameter zur Beschreibung des vorhandenen Erdbodens	23
3	Parameter zur Beschreibung der Zuleitung vom Umspannwerk zur fehlerbehafteten Ortsnetzstation	23
4	Parameter zur Beschreibung der Abgänge beziehungsweise der weiterführenden Kabel und nachfolgenden Ortsnetzstationen	23
5	Parameter zur Beschreibung der fehlerbehafteten Ortsnetzstation	23
6	Parameter für die Berechnung mit Zwischenerdung	33
7	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,1$	35
8	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,5$	36
9	Variation des Widerstands R'_Z bei gewähltem $\alpha = 0,9$	37
10	Parameter für die Sensitivitätsanalyse eines 10-kV-Netzes	41
11	Parameter für die Sensitivitätsanalyse eines 20-kV-Netzes	45

Literaturverzeichnis

- [1] E. Schmautzer. „Sicherheit und Schutzmaßnahmen“. Skript zur Vorlesung, Institut für elektrische Anlagen und Netze, 2016.
- [2] Dehn + Söhne. „Blitzplaner“. Dehn + Söhne GmbH + Co.KG., 4. Auflage, 2017.
- [3] ÖVE/ÖNORM EN 50522. „Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“. Norm ÖVE/ÖNORM EN 50522:2011-12, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, Dezember 2011.
- [4] T. Mallits. „Fehlerstromaufteilung und Potentialverhältnisse in komplexen (Globalen-) Erdungssystemen und deren Einfluss auf die Beurteilung“. Dissertation, Technische Universität Graz, 2018.
- [5] J. R. Carson. „Wave propagation in overhead wires with ground return“. *Bell Systems Technical Journal*, 5:539–554, 1926.
- [6] F. Pollaczek. „Über das Feld einer unendlich langen wechselstromdurchflossenen Einfachleitung“. *Elektrische Nachrichtentechnik*, 9:339–359, 1926.
- [7] Déri Ágnes und G. Tevan . „Mathematical verification of Dubanton’s simplified calculation of overhead transmission line parameters and its physical interpretation“. *Archiv für Elektrotechnik*, 63:191–198, 1981.
- [8] W. Emmer. „Programm zur Berechnung induktiver Beeinflussungen“. Masterarbeit, Technische Universität Graz, 2014.
- [9] D. Oeding und B. R. Oswald. „Elektrische Kraftwerke und Netze“. Springer-Verlag, 7. Auflage, 2011.
- [10] C. Raunig, E. Schmautzer, L. Fickert und W. Emmer. „Die Bestimmung induzierter Spannungen und Ströme verursacht durch parallel geführte Leitungssysteme“. *13. Symposium Energieinnovation*, 2014.
- [11] L. Fickert, T. Mallits und M.P. Resch. Earth fault current distribution and proof method of global earthing systems. In *2018 19th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, May 2018.
- [12] ÖVE/ÖNORM E 8001-1. „Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannungen bis 1000 V AC und 1500 V DC Teil 1: Begriffe und Schutz gegen elektrischen Schlag (Schutzmaßnahmen)“. Norm ÖVE/ÖNORM E 8001-1:2000, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2000.

- [13] Ernst Schmutzner, Lothar Fickert und Thomas Mallits. „Globales Erdungssystem in urbanen Kabelnetzen“. *e&i - Elektrotechnik und Informationstechnik*, 8.2017:420–425, Dezember 2017.
- [14] ÖVE/ÖNORM E 8383. „Starkstromanlagen mit Nennwechselspannung über 1 kV“. Norm ÖVE/ÖNORM E 8383:2000, Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2000.
- [15] E. Schmutzner. „Elektromagnetische Verträglichkeit elektrischer Systeme“. Skript zur Vorlesung, Institut für elektrische Anlagen und Netze, 2014.
- [16] L. Fickert, M.P. Resch und T. Mallits. „Sternpunktbehandlung und sicherer Betrieb“. Präsentation VDE Dresden, September 2018.

Earth Fault Current Distribution and Proof Method of Global Earthing Systems

L.Fickert¹, Th. Mallits², M. Resch¹,

¹University of Technology, Graz, Austria

²Institute of Electrical Engineering and Security Civil Engineers, Vienna, Austria

Abstract— In order to estimate the currents as well as the relevant voltage drops in case of an earth fault, a calculation model was prepared to give an overview of possible dangerous earth potential rises, touch and step voltages. The combination of two inductively coupled loops and a low voltage model for an earth fault in a cable ring structure, which is made up from one single feeder operated with an open circuit breaker led to the calculation of the reduction factor. When inserting typical values for an urban low voltage network, it is shown that the earth fault current returns mainly through the cable sheaths and not via the grounding system of the afflicted ring main unit.

Keywords— *Earth Fault Current; global earthing system; reduction factor*

I. INTRODUCTION

Electrical energy systems must be safe in terms of protecting people, especially in the event of earth faults. Since earth faults and thus the entrance of current from an active conductor into the "surrounding earth" occurs with every ground fault, consequent earth potential rises (EPR) occur at least in the immediate vicinity of the fault.

In case of a medium voltage earth fault within a ring main unit where the low and medium voltage earthing arrangement are connected the raised station potential being transferred into the low voltage network.

If such a low-voltage system is operated as a TN system, in which the housing of the electrical equipment is directly connected to the PEN conductor, a certain potential, which must not exceed certain values, can arise on these housings.

In standardization the precaution procedure and the voltage limits in this situation are described e.g. in the European Standard EN 50522 ("Earthing of power installations exceeding 1 kV a.c.") [5] Tab.2. In figure 1 a modified flow chart of the procedure to analyze earthing systems including an innovative risk assessment is given.

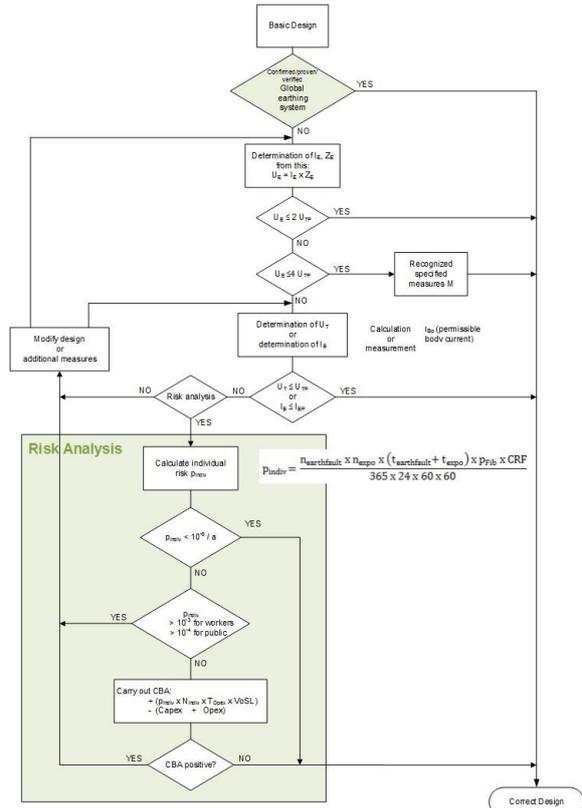


Fig. 1: Modified flow chart to verify earthing systems regarding personal safety including an innovative risk assessment

The reason for the following investigations was the necessity for the operator of an urban medium-voltage cable network, which was operated with an arc suppression coil, to clear earth faults quickly, in order to minimize the effect of double earth faults: these were caused by the aging of the cable grids through the potential increase of the healthy phases in case of an earth fault. The previous method of earth fault treatment, namely the manual search with accompanying switching measures, was no longer possible due to the demand for a quick trip of the fault (< 5 s).

It was investigated how these networks could be operated with a low-impedance neutral point treatment: the fact, that after the conversion from resonant earthed to low ohmic earthed

with an earth fault in the magnitude of 1 kA, ensured that all overcurrent relays and overcurrent indicators in the fault path picked up safely. This makes it possible to clear the faulty line in fast time ($t < 0.2$ s), while simultaneously using the overcurrent indicators to determine the faulty network section.

For such a migration of the system neutral treatment from resonant earthing ($I_F \leq 60$ A) to low ohmic earthing (I_F appr. 1 – 2 kA), answering the question if and to what extent dangerous touch voltages are transferred into the TN low-voltage network. That was a main requirement at the beginning of the project, which had to be answered by theoretical investigations and many measurements.

II. MEASUREMENTS

As described in [1], earth faults and EPR measurements were carried out in a large number of ring main units in order to determine the earth fault current distribution and the consequent earth potential rises in the connected low voltage TN networks.

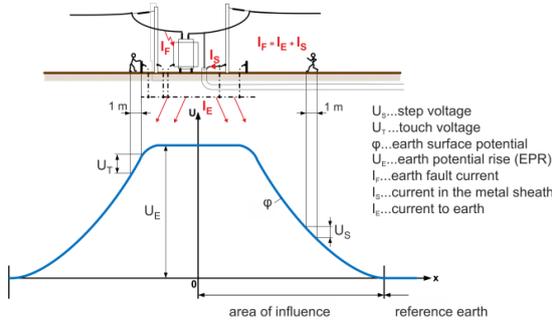


Fig. 2: Current and EPR relationships of an earthing system in case of an earth fault

It was shown by these earth fault tests and measuring in earthing systems in medium voltage networks that the current distribution is not only depending on the station's local earthing system. Also, the connected cable sheaths, cable support earth electrodes, reduction conductors, as well as the connected protective-earth-neutral-installations and foundation earth electrodes, have an influence on the current distribution. Thus, in many cases only a "small" percentage of the total fault current passes through the local earthing system of the MV/LV transformer station, which is the main cause for the earth potential rise and in consequence for the gradient, the touch voltage, during a ground fault.

A set of measurements and evaluations of earth faults in urban and suburban middle voltage grids has shown, that a large part of the middle voltage fault current is flowing back through the cable sheaths (based on inductive and galvanic coupling). Only a small part of the fault current flows over the local earthing system into the soil (see fig. 3). Figure 3 shows the principle structure, which is the base for the analysis in this paper. It consists of an MV / LV transformer station, which is supplied by a substation through a combination of cables and

an overhead line. For an earthing measurement the percental current distribution is shown.

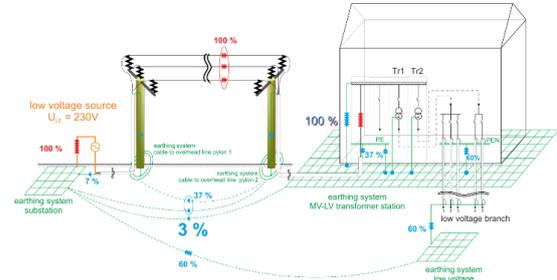


Fig. 3: Basic structure of an analysed network situation with earth path return current measurements [4]

If the fault current distribution is determined by measurement or simulation, it may be possible to identify dangerous locations (e.g. cable to overhead transition pylons) and determine the necessary measures (e.g. isolation of the location).

Specifically, in cases with high soil resistivity and potentially high fault currents, the current distribution becomes very important. In this paper a high current fault location method is the reason that in a resonant grounded grid high fault currents (limited artificial double ground fault for 1 s) and high EPR and touch voltages can occur.

III. CALCULATION

The current distribution primarily depends on two factors. These are the inductive coupling of the conductors and the current distribution due to the impedance ratio of the individual current return paths.

The basis for calculation of the ground return current distribution is the knowledge of the connected conductor structures (e.g. reduction conductor, cable sheaths etc.) and their impedances.

Important for the evaluation of an earthing system with regard to personal safety in the case of an earth fault are the earth potential rise, touch and step voltage.

IV. MODELLING OF A SECTION OF A GLOBAL EARTHING SYSTEM IN AN URBAN CABLE GRID

Starting point of the modelling of the network situation is the basic correlation of two inductively coupled loops (see fig. 4) [3]. In the following process, index 1 refers to the faulty phase conductor and index 2 to the cable sheath.

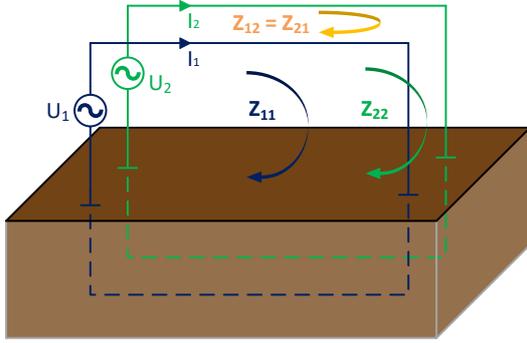


Fig. 4: Inductively coupled loops

The mathematical description is given by equation (1) and (2)

$$U_1 = Z_{11} \cdot I_1 + Z_{12} \cdot I_2 \quad (1)$$

$$U_2 = Z_{21} \cdot I_1 + Z_{22} \cdot I_2 \quad (2)$$

In a next step, the model for an earth fault in a cable ring structure is made up from one single feeder which is operated with an open circuit breaker. This means that the cable sheaths are connected in series and form an uninterrupted conductive, multiple grounded ring (see figure 5). In this representation the feeding substation is situated at the left side of the drawing. From here the cable ring, which is operated as a radial structure, is supplied. The second part of the open cable ring plays a passive role and is relevant to the problem insofar as the cable sheaths form an uninterrupted loop, which is grounded at the feeding substation again.

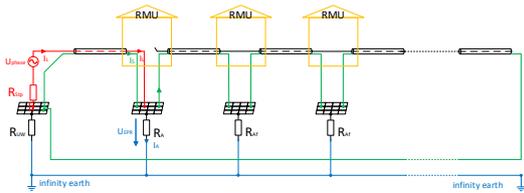


Fig. 5: Cable ring structure

Remark: The analysis is restricted to one involved feeder only (no parallel feeders, no meshed network, no other relevant grounding equipment, such as gas and water pipes, rails or other ring main units between the feeding substation and the afflicted ring main unit). As can be shown by further studies, additional ring main units in between improve the EPR situation, as do parallel cable sheaths or other conducting structure which interact with the groundings of the electrical power system.

The connection between figure 4 and figure 5 is made by applying the 2 loops concept onto the given network structure (see Fig. 6)

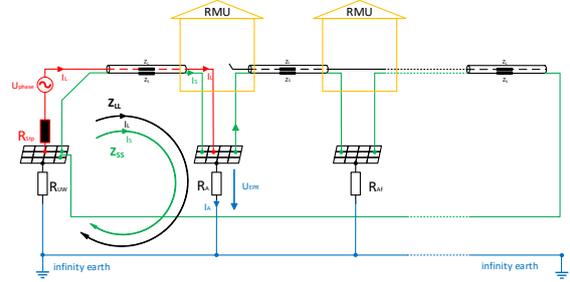


Fig. 6: Cable ring system with loops concept

Remark: In figure 6 the influence of the multiple grounded LV feeders supplied from the afflicted ring main unit, as well as in the “downstream” ring main unit, is neglected in the sense of obtaining a worst case situation.

According to figure 6 and equations (1) and (2) the new equation system is given in the following lines.

$$U_{\phi} = (Z_{LL} + R'_A + R_{UW} + R_{Sp}) \cdot I_L + (Z_{LS} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_S \quad (3)$$

$$0 = (Z_{SL} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_L + (Z_{SS} + R'_A + R_{UW}) \cdot I_S \quad (4)$$

$$\text{with } R'_A \sim \frac{R_A \cdot \sqrt{z_{LL} \cdot l} \cdot R_{AF}}{R_A + \sqrt{z_{LL} \cdot l} \cdot R_{AF}} \quad (5)$$

$$I_{EPR} = I_L + I_S \quad (6)$$

$$I_{EPR} = I_L \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{R'_A + Z_{SS} + R_{UW}} \quad (7)$$

$$U_{EPR} = I_L \cdot \frac{R'_A \cdot (Z_{SS} - Z_{SL})}{R'_A + Z_{SS} + R_{UW}} \quad (8)$$

$$U_{EPR} = I_A \cdot R_A \quad (9)$$

$$I_A = I_L \cdot \frac{Z_{SS} - Z_{SL}}{R'_A + Z_{SS} + R_{UW}} \cdot \frac{R'_A}{R_A} \quad (10)$$

$$I_A = I_L \cdot \frac{R'_A}{R_A} \cdot \frac{[(r'_e - \Delta_{SS} + r'_s) + j \cdot (X'_{SS} + \Delta_{SS} + X'_{LS}) - (r'_s - \Delta_{SL}) - j \cdot (X'_{SL} + \Delta_{SL})] \cdot l}{[(r'_e - \Delta_{SS} + r'_s) + j \cdot (X'_{SS} + \Delta_{SS} + X'_{LS})] \cdot l + R'_A + R_{UW}} \quad (11)$$

TABLE I
List of symbols

Symbol	Quantity
I_{EPR}	local fault current into the physical ground
I_L	fault current in the afflicted line conductor
I_S	current in the sheath
l	cable length between the afflicted and the subsequent ring main units
R_A	grounding resistance of the afflicted ring main unit
R_{AF}	grounding resistance of the subsequent ring main units
I_S	current in the sheath
R_A^*	effective grounding resistance of the afflicted ring main unit, i.e. the parallel connection of the "own" grounding resistance and the "downstream" chain conductor made up of the grounding resistances of the subsequent ring main units and the connecting cable sections
R_{UW}	grounding resistance of the feeding substation
R_{Stp}	neutral (current limiting) resistor
r'_e	specific earth resistance
r'_s	specific resistance of the installed line conductors
U_{EPR}	EPR of the afflicted ring main unit
U_Φ	phase voltage of the electrical power system
Z_{LL}	self impedance of the afflicted line conductor
Z'_{LL}	specific self impedance of the installed line conductors
Z_{LS}	mutual coupling impedance between the afflicted line conductor and the sheaths
Δ_{SS}	correction term according to Carson and Pollaczek [6], [7]
Δ_{SL}	correction term according to Carson and Pollaczek

By inserting typical values for an urban 10 kV network

1. neutral resistance $R_{Stp} = 10 \Omega$,
2. resistance of the substation $R_{UW} = 0,2 \Omega$
3. specific earth resistance $\rho = 100 \Omega m$,
4. earthing resistance of the afflicted and the subsequent ring main unit $R_A = R_{AF} = 5 \Omega$,
5. distance between the subsequent ring main units $d_{folg} = 300 m$,
6. cable length (between substation and faulty ring main unit) $l = 1 km$,
7. cross section of copper conductor $A_L = 150 mm^2$,
8. thickness of insulation $d_{iso} = 5,5 mm$,
9. cross section of copper cable sheath $A_S = 25 mm^2$
10. height above ground of the conduction cable and cable sheath $h_L = h_S = 0,01 m$

the reduction factor is given by

$$r = \frac{I_{EPR}}{I_L} = 0,447 \quad (12)$$

As can be shown by a further sensitivity analysis [3] (see figure 7), the most relevant parameters are (in order of importance)

- the cross section of the sheaths
- the distance from the substation to the afflicted ring main unit
- the frequency
- the distance to the subsequent ring main unit
- the resistance of the afflicted ring main unit

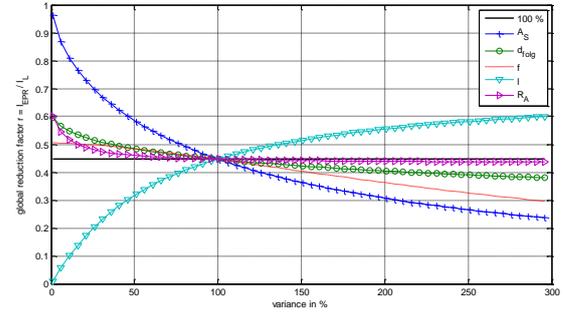


Fig 7: Sensitivity analysis for a radial feeder

V. CONCLUSION

In urban MV. networks with cable ring structures made up from single feeders, which are operated with open circuit breakers, the current path made up from the connected cable sheaths, which are connected in series and form an uninterrupted conductive, multiple grounded ring, the earth fault current returns mainly through these sheaths and not via the grounding system of the afflicted ring main unit.

Therefore, only a very small fraction of the total earth fault current flows into the soil.

LITERATURE

- [1] L. Fickert, T. Mallits und E. Schmutzter, „High current Faults in resonant rounded networks under aspects of a global earthing system,“ Cired, 2015.
- [2] T. Mallits, „Current distribution and potential conditions in connected (global-) earthing systems (PhD working title),“ PhD thesis, publication planned for August 2018.
- [3] M. Resch, „Berechnung und Messung von Kabel-Reduktionsfaktoren und k0-Faktoren bei einpoligen Erdfehlern,“ Master thesis, TU Graz, 2018.
- [4] M. Lindinger, „Nachweis globaler Erdungssysteme durch Messung und Berechnung von verteilten Erdungsanlagen,“ PhD thesis. TU Graz, 2012.
- [5] ÖVE/ÖNORM EN 50522, „Earthing of power installations exceeding 1 kV,“ 2011-12-01.
- [6] J. R. Carson, Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell Syst. Tech. J, vol. 5, Oct. 1926, pp. 339-359.
- [7] F. Pollaczek, Theorie der Leitung von Wechselstrom durch die Erde, Zeitschrift für angewandte Mathematik und Mechanik, vol. 6, 1926, pp. 366-379.