

Julian Schild

Fehlerstrompfade bei Erdfehlern in Mittelspannungskabelnetzen

Diplomarbeit

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

erreicht an der

Technischen Universität Graz

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Fickert Lothar
Dipl.-Ing. Mallits Thomas

Institut für Elektrische Anlagen (IFEA)
Technische Universität Graz

Wintersemester 2017

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Eidesstattliche Erklärung	III
Abstract	V
Kurzfassung	VII
Danksagung	IX
Vorwort	XI
1 Grundlagen	1
1.1 Einleitung	1
1.2 Elektrische Netze	2
1.3 Sternpunktsbehandlung	4
1.3.1 Starr geerdeter und niederohmig geerdeter Sternpunkt	5
1.3.2 Über Petersenspule geerdeter Sternpunkt	6
1.3.3 Isolierter Sternpunkt	9
1.3.4 Sternpunktsbehandlung im Überblick	11
1.4 Fehler in elektrischen Netzen	12
1.4.1 Mittelspannungskabel und deren Fehlermoden	14
1.4.2 Auswirkungen eines Erdschlusses	20
1.4.3 Der Lichtbogen	23
2 Modellbildung	33
2.1 Untersuchtes Netz	33
2.2 Die Zweigstromanalyse	38
2.3 Bestimmung der Ersatzschaltbildparamter	43
2.4 Ergebnisse für unterschiedliche Konfigurationen	47
2.4.1 Beschreibung LTSpice	47

2.4.2	Simulationsszenario	47
3	Experimentelle Untersuchungen	51
3.1	Messungen am elektrolytischen Trog	51
3.1.1	Versuchsaufbau	51
3.1.2	Oberflächenpotential mit Kugelelektrode an der Oberfläche .	53
3.1.3	Potentialbestimmung im gesamten Trog (3D-Feld)	54
3.1.4	Vergleich von Theorie und Praxis	56
3.1.5	Oberflächenpotential in Abhängigkeit von Orientierung und Defektgröße in Kabeln	59
3.1.6	Zusammenfassung der Messungen am elektrolytischen Trog .	62
3.2	Erdschlussversuch in der Kiste	62
3.3	Erdschlussversuch in Essling	65
3.3.1	Versuchsbeschreibung	65
3.3.2	Bestimmung des spezifischen Erdwiderstand	65
3.3.3	Versuchsdurchführung	66
4	Zusammenfassung und Ausblick	71
	Literaturverzeichnis	73

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich meine Diplomarbeit zum Thema „*Fehlerstrompfade bei Erdfehlern in Mittelspannungskabelnetzen*“ selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe und dass ich alle Stellen, die ich wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen habe, als solche kenntlich gemacht habe. Die Arbeit hat bisher in gleicher oder ähnlicher Form oder auszugsweise noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Graz, den 8. März 2017

Julian Schild, B.Sc

Abstract

This master thesis deals with the question of how the current path closes in the case of an earth fault (phase-ground) with different neutral point configurations in cable networks. It is of special interest to answer the question whether or not current which flows directly into the earth is able to create dangerous step voltages for humans.

For answering the questions it is necessary to do theoretical and practical experiments. It is shown that there is no threat regarding step voltages, independent of the neutral point configuration. This is because the main factors responsible for the step voltage are widely independent of neutral point configuration.

A theoretical approach has been developed which allows for determining the current distribution and therefore the step voltage for a given grid situation. Additionally, some field measurements have been made to validate the theoretical results.

Kurzfassung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit der Beantwortung der Frage, wie sich bei 1-poligen Erdfehlern (Phase-Erde) der Stromkreis in kabelgebundenen Mittelspannungsnetzen mit unterschiedlicher Sternpunktsbehandlung schließt. Dabei soll im Speziellen die Frage beantwortet werden, ob Fehlerströme, welche gegen Erde abfließen, unzulässig hohe Schrittspannungen verursachen.

Um die Aufgabenstellung dieser Arbeit beantworten zu können, wurden theoretische und praktische Untersuchungen angestellt. Diese haben gezeigt, dass es zu keinerlei Gefährdungen im Bezug auf die Schrittspannung kommt, unabhängig von der Sternpunktserdung. Dies kann damit begründet werden, dass die Faktoren, welche für die Schrittspannung verantwortlich sind, zum größten Teil unabhängig von der Sternpunktserdung sind.

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein theoretischer Ansatz entwickelt, mit dem es möglich ist, für eine gegebene Netzsituation die Stromaufteilung und damit die Schrittspannung zu berechnen. Zusätzlich wurden Messungen in konkreten elektrischen Anlagen durchgeführt, um die Ergebnisse aus den theoretischen Überlegungen zu validieren.

Danksagung

Mein Dank gilt all jenen welche mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben. Im speziellen möchte ich mich bei meinen Betreuern Herrn Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Fickert Lothar, Dipl.-Ing. Mallits Thomas sowie Dipl.-Ing. Elisabeth Hufnagl bedanken welche mich mit Rat und Tat unterstützt haben. Nicht vergessen möchte ich auf meine Eltern die mir diese Ausbildung erst ermöglichen.

Vorwort

Elektrizität ist mitunter die wichtigste Energieform unserer modernen Zeit. Eine Analyse über die aktuellen Entwicklungen in diesem Bereich, welche praktisch jeden Aspekt unseres Lebens berühren, führt zu der Erkenntnis, dass Elektrizität die wichtigste aller Energieformen in naher Zukunft sein wird- angefangen von der Mobilität bis hin zu den Freizeitbeschäftigungen. Interessante Innovationen auf diesem Gebiet sind zum Beispiel elektrisch betriebene Fahrräder, Leichtflugzeuge, Autos oder Speichertechnologien für private Haushalte (siehe Tesla Powerwall® oder Bosch® BPT-S 5 Hybrid). Der Hauptgrund für diesen Entwicklungen sind die bahnbrechenden Fortschritte auf dem Gebiet der Akkumulatoren (speziell im Bereich der Li-Ionen Technologie). Neben den Verbesserungen der Energiedichte (kWh/kg bzw. kWh/Volumen) ist der starke Preisverfall der Hauptauslöser für diese Entwicklungen. Die nachfolgende Grafik zeigt den Fortschritt in der Energiedichte von unterschiedlichen Akkumulatortypen über elf Jahre.

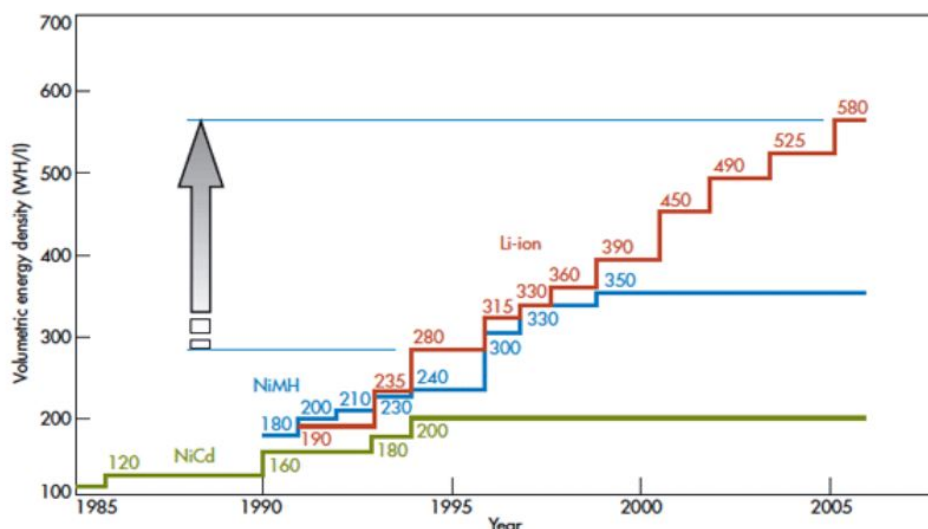


Abbildung 0.1: Entwicklung der Energiedichte für unterschiedliche Akkumulatoren von 1985 bis 2006 [1]

Elektrizität aus erneuerbaren Quellen steht für eine umweltschonende Art und Weise den westlichen Lebensstil nachhaltig zu leben. Die Speichertechnologie (speziell Akkumulatoren, aber auch andere Technologien wie Pumpspeicher oder Power2Gas), gelten als Schlüsseltechnologien, welche die Vision einer völlig regenerativen Energieerzeugung wahr werden lassen sollen. Ohne neue Speichertechnologie wird es nicht möglich sein diese Vision umzusetzen, denn die meisten regenerativen Erzeugungstechnologien sind natürlichen Schwankungen ausgesetzt, sodass ohne diese Speichertechnologien es zu Versorgungsunterbrechungen kommen würde (Energieerhaltung). In Zeiten, in denen elektrische Netze Versorgungsunterbrechungen von lediglich wenigen Minuten pro Jahr aufweisen (SAIDI für Österreich: ca. 50 min im Jahr 2014 [2]), ist es undenkbar, diese Versorgungssicherheit aufzugeben.

Ein weiteres Problem, welches gelöst werden muss, liegt in den elektrischen Versorgungsnetzen selbst. In ihrer jetzigen Form wären die elektrische Versorgungsnetze Europas nicht in der Lage, Europa mit rein regenerativen Energie zu versorgen. Der Grund dafür ist, dass erneuerbare Energie dort produziert wird, wo sie anfällt (Photovoltaik in sonnenreichen Gebieten, Wind in windreichen Gebieten, etc.), im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken (Kohle, Gas, AKW), welche relativ nahe an großen Verbraucherzentren (Städte) gebaut werden können. Diese erneuerbaren Energiemengen sind dann aber nicht nur weit entfernt, sondern völlig entkoppelt von Angebot und Nachfrage der elektrischen Energie. Das führt wiederum dazu, dass elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen meist über weite Strecken möglichst verlustarm transportiert werden muss. Die größten Pumpspeicheranlagen befinden sich im Herzen Europas (Schweiz/Österreich) und speichern einen Großteil diese Energien zwischenzeitlich. Für den Transport von solch großen Energiemengen wurde das europäische Verbundnetz aber nicht ausgelegt, und so sehen sich die Übertragungsnetzbetreiber in der Lage, das Versorgungsnetz massiv auszubauen [3]. Neben Sekundärtechnologien, wie zum Beispiel der Vernetzung des Stromnetzes mit dem Internet oder Primärtechnologien, steht also der Ausbau des elektrischen Netzes im absoluten Vordergrund. Der Neubau von Leitungen (speziell Freileitungen) stößt in der breiten Öffentlichkeit aber auf massiven Widerstand. Dieses Problem könnte gelöst werden, indem vermehrt Erdkabel anstelle von Freileitungen gebaut werden. Das Problem mit Erdkabeln ist jedoch, dass sie um ein Vielfaches (4-16 fache [4]) teurer als vergleichbare Freileitungen sind. Unabhängig von den Entscheidungen welche im Zuge dieser Umbaumaßnahmen getroffen werden, sollte die Chance genutzt werden, bestehende Praktiken zu hinterfragen und

gegebenenfalls zu ändern. Sollte sich nicht nur Deutschland dazu entscheiden an der Energiewende teilzunehmen, so wird es zu großen strukturellen Veränderungen in ganz Europa kommen. Aus diesem Grund besteht ein großes Potential neues Wissen und damit neue Praktiken in der Elektrizitätsversorgung zu verankern.

1 Grundlagen

1.1 Einleitung

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit dem Thema der Auswirkungen von 1-poligen Erdfehlern von Kabeln in Drehstrom- Mittelspannungsnetzen. Im Speziellen bezieht sich diese Arbeit auf Isolationsfehler (z.B. Water-trees), welche während der Lebenszeit sporadisch und ohne Einwirkung von außen auftreten. Auf den ersten Blick erscheint die Unterscheidung dieser Fehlerfälle (3-polig, 2-polig, 1-polig) irrelevant. In Wahrheit ist es jedoch so, dass die Auswirkungen auf die Umgebung sehr unterschiedlich sind. Denn abhängig von der Sternpunktsbehandlung, können 1-polige Erdfehler über längere Zeiträume bestehen bleiben, was dazu führen kann, dass es zur Gefährdung von Mensch und Tier kommen kann. 1-polige Erdfehler können grundsätzlich in isolierten, gelöschten und hochohmig geerdeten Netzen bestehen bleiben. Solche Fehler sind speziell in Kabelnetzen sehr gefährlich, da sie optisch oder akustisch nicht erkennbar sind und erst nach der meist manuellen Abschaltung nicht mehr bestehen. Im Gegensatz dazu kommt es bei 3- bzw. 2-poligen Fehlern, wo es aufgrund der hohen Stromstärken (mehrere 1000 A) innerhalb von Sekundenbruchteilen zum Auslösen von Leistungsschaltern oder Sicherungen kommt, nur sehr kurzzeitig zu einer eventuellen Gefährdung. Typische Stromstärken von 1-poligen Fehlern, in nicht starr geerdeten Netzen, sind im Vergleich um einige Größenordnungen kleiner (Mittelspannung 60 A und Hochspannung 132 A).

Unklar ist jedoch wie sich der Stromkreis in solch einem Falle exakt schließt, denn grundsätzlich gibt es drei Möglichkeiten. Der Stromkreis schließt sich über

- (a) den Leiter, Lichtbogen und die physikalische Erde, zw. Fehlerort und Quelle
- (b) den Leiter, Lichtbogen und den Schirm des Kabels
- (c) eine Kombination aus den beiden ersten Möglichkeiten.

Durch den Stromfluss in das Erdreich wird sich entsprechend dem Ohm'schen Gesetz eine Potentialanhebung einstellen. Dieser sogenannte EPR (Earth Potential Rise) (sie-

he Abbildung 1.1), der unter gewissen Umständen tödlich für Mensch und Tier sein kann, ist abhängig vom spezifischen Erdwiderstand ρ des Erdbodens, der Größe der Fehlerstelle r_E und von der Stromstärke I_E . Die Variante b) stellt den günstigsten

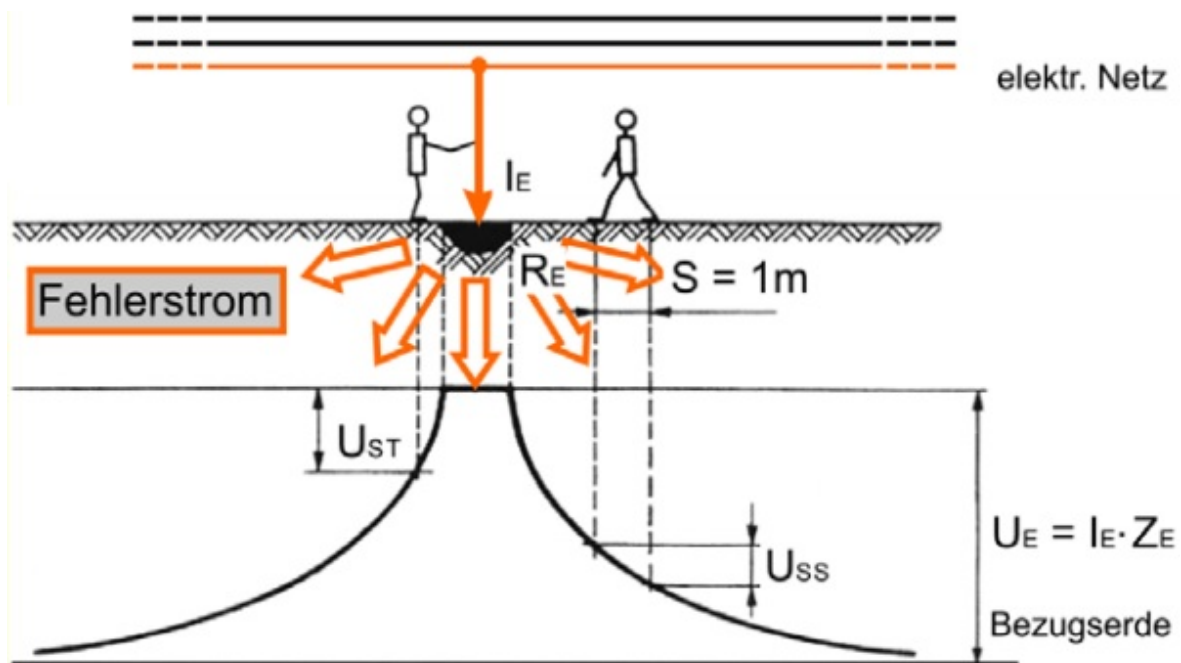


Abbildung 1.1: Prinzipdarstellung zur Entstehung einer Potentialanhebung [5]

Fall hinsichtlich EPR dar. Ohne Beteiligung des umgebenden Erdreiches kommt es zu einer nur sehr geringen Potentialanhebung (Längsspannungsabfall) welcher vernachlässigbar klein ist.

Sind beide Strompfade (Kabelschirm und Erdreich) beteiligt, hängt es von der Aufteilung ab, inwiefern es zu einer Personengefährdung kommt. Welcher dieser Fälle eintritt ist unbekannt und soll im Zuge dieser Arbeit untersucht werden. Sollte sich herausstellen, dass zu einem großen Prozentsatz Erdfehler ohne Beteiligung der umgebenden Erde verlaufen, so könnte dies im weiteren Sinne Einfluss auf Erdungsmaßnahmen von Ortsnetzstationen haben.

1.2 Elektrische Netze

Seit dem Beginn der elektrischen Energieversorgung (vor über 100 Jahren mit den ersten kleinen Netzen in Europa) ist im Laufe der Jahrzehnte ein modernes elektri-

ches Verbundnetz (ENTSO-E) entstanden, welches in mehreren Spannungsebenen gegliedert ist. Der Energieaustausch zwischen den verschiedenen Spannungsebenen wird mit Hilfe von Transformatoren erledigt.

- (a) Übertragungsebene (Hoch-/Höchstspannung): 110/220/400 kV
- (b) Verteilebene (Mittelspannung): 30/25/20/10/6 kV
- (c) Verbrauchsebene (Niederspannung): 400 V

Diese Struktur erlaubt es, elektrische Energie zwischen den Ländern am European Energy Exchange (EEX) auszutauschen und in Störfällen (Ausfall von Kraftwerken oder Leitungen) untereinander zu stützen. So ist das ENTSO-E Netz in der Lage Erzeugungsausfälle oder Überschüsse von 3000 MW (Referenzstörung) auszuregulieren, bei einer Abweichung von lediglich ± 180 mHz von 50 Hz. Folgende Darstellung soll die unterschiedlichen Netzebenen verdeutlichen: Die galvanische Entkopplung

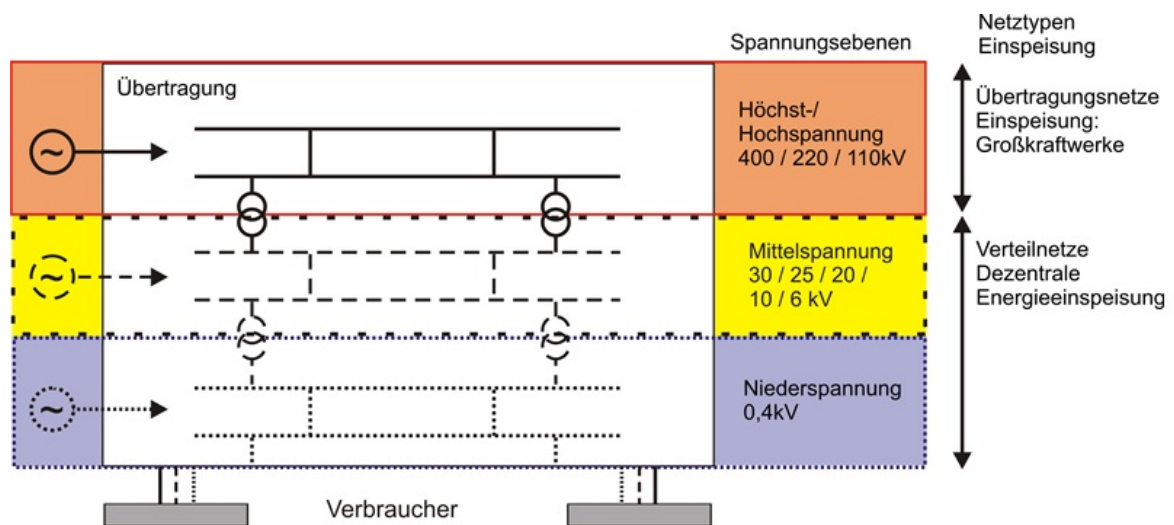


Abbildung 1.2: ENTSO-E- Netzebenen [6]

der verschiedenen Spannungsebenen hat neben der Möglichkeit der Zuweisung von bestimmten Aufgaben einen weiteren Vorteil. Es wird dadurch möglich, die unterschiedlichsten Methoden zur Sternpunktsbehandlung anzuwenden. Die Auswirkungen, speziell im Fehlerfall, von unterschiedlichen Sternpunktsbehandlung sollen im nächsten Kapitel erläutert werden.

1.3 Sternpunktsbehandlung

Grundsätzlich gibt es vier verschiedene Arten den Sternpunkt zu beschalten. Diese sind gliedern in folgende Gruppen:

- (a) Starr geerdeter Sternpunkt
- (b) Niederohmig geerdeter Sternpunkt
- (c) Über Petersenspule geerdeter Sternpunkt
- (d) Isolierter Sternpunkt

Deren jeweilige, konkrete Realisierung wird in Abbildung 1.3 verdeutlicht.

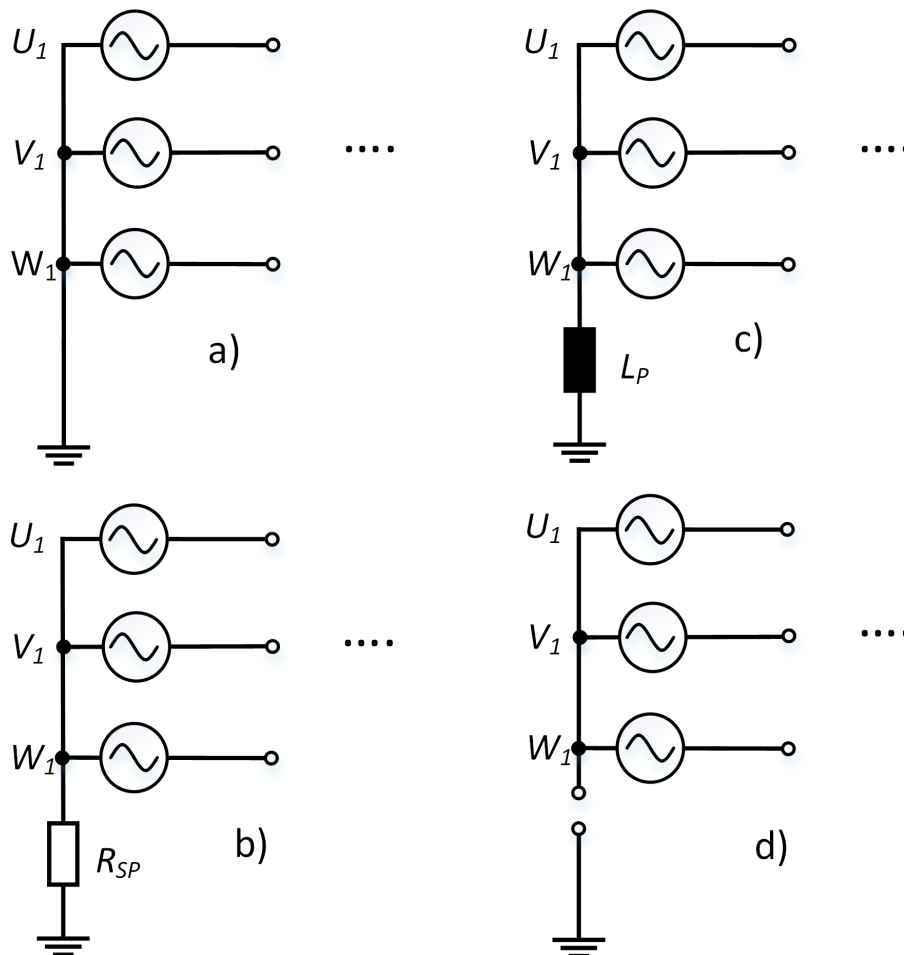


Abbildung 1.3: Unterschiedliche Varianten zur Sternpunktsbehandlung (a) Starr geerdet b) Niederohmig geerdet, c) Über Petersenspule geerdeter Sternpunkt, d) isolierter Sternpunkt)

1.3.1 Starr geerdeter und niederohmig geerdeter Sternpunkt

Starr und niederohmig geerdete Netze verhalten sich bezüglich Erdfehlern sehr ähnlich, aus diesem Grund sollen sie übergreifend in einem Punkt beschrieben werden. Der Widerstand in der Sternpunktverbindung dient einerseits zur Begrenzung von Erdschlussströmen, und andererseits kann der Spannungsabfall während eines Erdschlusses zur Detektion eines Erdschlusses herangezogen werden. Grundsätzlich findet diese Art der Sternpunktbehandlung in der Verbraucherebene und Übertragungsebene Anwendung. Der Sinn von starr geerdeten Netzen ist, dass 1-polige Erdfehler zu einer sofortigen Auslösung und bei Verwendung eines entsprechenden Schutzgerätes, zur sofortigen Erkennung des Fehlerortes führen. Weiters kommt es beim Fehlereintritt zu de facto keiner (starr geerdet) bzw. nur einer leichten (niederohmig geerdet) Potentialanhebung der fehlerfreien Phasen, im Gegensatz zu gelöschten und isolierten Netzen, wo es zu einer Anhebung der Spannung der fehlerfreien Phasen um den Faktor $\sqrt{3}$ kommt. Um weitere Überschläge während Erdschlüssen zu vermeiden, müsste die Isolationskoordination diese zusätzliche Belastung einplanen. So müsste bei 400-kV-Freileitungen die Isolationskoordination auf eine Scheitelspannung von beinahe 980 kV, im Vergleich zu knapp 570 kV (ohne Anhebung), ausgelegt werden. Da die Isolationskoordination von Höchstspannungsfreileitungen bereits für den Großteil der Kosten verantwortlich ist, würde diese Tatsache die Kosten signifikant erhöhen.

Ein weiterer Vorteil von starr beziehungsweise niederohmig geerdeten Sternpunkten ist, dass bis auf den betroffenen Abgang mit keiner langfristigen Beeinflussung der anderen Verbraucher zu rechnen ist (je nach Netzzustand könnte es während des Fehlers zu einer Spannungseinsenkung kommen).

Für Hoch- und Höchstspannungsnetze liegt der Vorteil darin, dass die Netzausdehnung nicht durch die Sternpunktbeschaltung begrenzt wird. Im Gegensatz zu isolierten beziehungsweise gelöschten Netzen, bei denen die Netzausdehnung begrenzt ist.

Durch den hohen Vermaschungsgrad und die Einhaltung des (n-1)-Prinzips ist es dennoch möglich, eine hohe Versorgungssicherheit in den Übertragungsnetzen zu gewährleisten, da durch den Einsatz von AWE (Automatische Wiedereinschaltung) Einrichtungen der Netzfehler zu einem hohen Prozentsatz automatisch behoben werden können. Als nachteilig kann der hohe Aufwand, welcher rund um die Erdungsanlage betrieben werden muss, angesehen werden. Durch die hohen Kurzschlussströme (speziell in Höchstspannungsnetzen wo sich die Kurzschlussströme

derzeit im Bereich von mehreren 10 kA bewegen), ist es wichtig, die Erdungsanlage entsprechend auszulegen, nicht nur bezüglich genügend großer Querschnitte, sondern auch im Bezug auf die entstehende Potentialanhebung, welche unter gewissen Umständen gefährlich für Mensch und Tier werden können. Je nach Bauort der Freileitung kann es zu erheblichen Problemen bei der Errichtung von adäquaten Erdungsanlagen (wie zum Beispiel in Gebirgen) kommen. Dies führt zu entsprechend zusätzlichen Kosten bei der Errichtung, welche im Vorfeld nur schwer abgeschätzt werden können.

1.3.2 Über Petersenspule geerdeter Sternpunkt

Der große Vorteil von gelöscht betriebenen Netzen ist, dass bei einem 1-poligen Erdfehler der betroffene Abgang trotzdem weiter betrieben werden kann, was sich wiederum direkt und maßgeblich auf die Versorgungssicherheit auswirkt, da der 1-polige Erdfehler zumindest in Freileitungsnetzen zu den häufigsten Fehlern gehört (siehe Abbildung 1.4). Außerdem ist der 1-polige Erdfehler ein Fehler, welcher sich

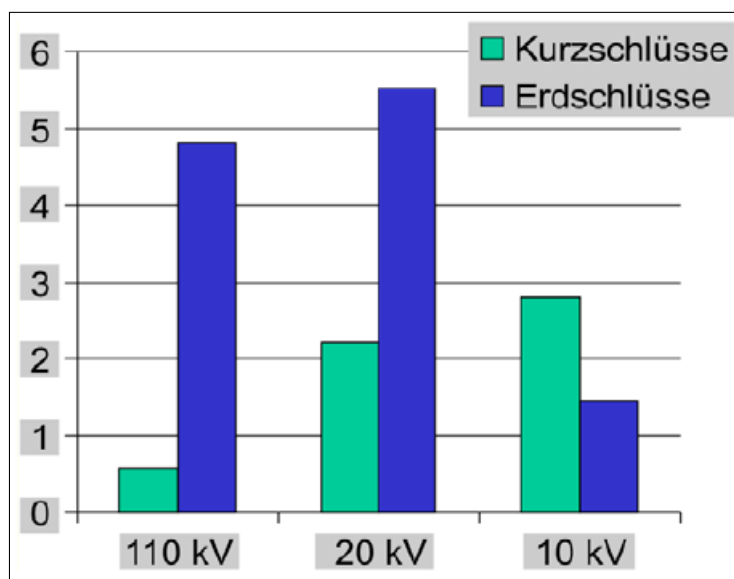


Abbildung 1.4: Netzfehler je 100km Netzlänge (Bemerkungen: 110kV: sehr hoher Freileitungsanteil, 20kV: gemischte (Kabel / Freileitung), 10kV: reine Kabelnetze [5])

meist von selbst heilt, da das Fehlerszenario in den meisten Fällen so aussieht, dass ein Fremdkörper (Isolatorverschmutzung) den Fehler verursacht. Der infolgedessen

auftretende Lichtbogen führt dazu, dass der Fremdkörper verbrennt oder auf anderen Wegen entfernt wird. Ein weiteres, häufiges Fehlerszenario ist der rückwärtige Überschlag, welcher infolge einer atmosphärischen Entladung verursacht wird. Durch die strombegrenzende Wirkung an der Fehlerstelle ist nicht genügend (Heiz-)Leistung vorhanden, um die Luft weiterhin zu ionisieren, und der Lichtbogen verlischt. Sobald wieder eine ausreichende Isolationsfestigkeit gegeben ist, geht das Netz von selbst und augenblicklich in den Normalbetrieb über, ohne dass es zu Abschaltungen kommen musste. Die auftretende Spannungsüberhöhung der nicht

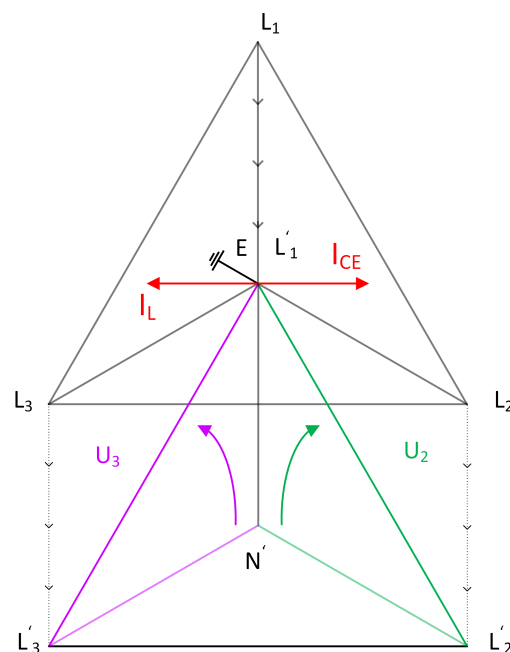


Abbildung 1.5: Spannungsdreieck vor (oben) und nach (unten) Eintritt eines 1-poligen Erdfehlers an der Fehlerstelle in einem gelöscht betriebenen Netz [5] (Anmerkung: Eingezeichnete Ströme gelten nur für ein vollständig kompensiertes Netz)

fehlerbehafteten Phasen gegenüber Erde muss bei der Planung und Auslegung eines gelöscht Netzes berücksichtigt werden, da es sonst zu unkontrollierten Überschlägen und damit zu Doppelerdfehlern kommen würde.

Abbildung 1.5 zeigt die auftretende Verschiebung des Spannungsdreiecks. Dabei bleibt das eigentliche Spannungsdreieck unverändert, es ändert sich lediglich der Bezugspunkt in diesem Netzabschnitt. Das hat zur Folge, dass die Sekundärseite eines Ortsnetztrafos (20 kV/400 V) ebenfalls unverändert bleibt, da sich nichts an

den Durchflutungen im Trafokern, welche für die Spannungsinduktion auf der Sekundärseite verantwortlich sind, verändert hat. Eine weitere Überlegung, die bei der Planung eines kompensierten Netzes nicht übersehen werden darf, ist dass die maximale Netzausdehnung begrenzt ist. Der Grund dafür ist, dass neben den induktiven und kapazitiven Anteilen ebenfalls ein ohmscher Anteil im fließenden Strom vorhanden ist. Dieser Anteil kann mit klassischen Mitteln nicht kompensiert

		Außenleiterspannung U_N						
Sternpunktbehandlung		3... 20	25	30	45	60	110	150
Erdschlussreststrom I_G	Gelöschte und kleine 20 kV Netze mit isoliertem Sternpunkt	60	63	67	78	90	132	180
	Isolierter Sternpunkt	35	37	40	50	60	-	-

Tabelle 1.1: Erlaubte Erdschlussrestströme I_G für verschiedene Spannungen und Netzformen [7] (*Hinweis: **Fett** markierte Außenleiterspannungen stellen die in Österreich gängigsten Spannungsebenen dar*)

werden und nimmt mit der Netzgröße zu. Ab einer bestimmten Netzgröße ist der auftretende Erdschlussreststrom I_G so groß, dass Lichtbögen nicht mehr von allein erlöschen, da die zugeführte Leistung groß genug ist, um im Lichtbogen die erforderliche Heizleistung umzusetzen. Diese sogenannte Löschgrenze wurde normativ behandelt [7]. In der Tabelle 1.1 sind die jeweiligen Erdschlussrestströme für unterschiedliche Netzformen und Spannungsebenen aufgeführt. Für Erdschlussrestströme unterhalb dieser genannten Werte kann von einer einwandfreien Löschung des Erdschlusses ausgegangen werden. Diese Limitierung führt zu einer maximalen Netzgröße, welche größer als die von isolierten, aber geringer als die von niederohmig geerdeten Netzen ist. Gelöscht betriebene Netze eignen sich also speziell für die Mittelspannungsebene (20 kV), da es immer wieder Netzstrukturen gibt, welche das (n-1)-Kriterium nicht erfüllen, wie zum Beispiel bei der Versorgung von entlegenen Gebieten. Somit würde der Ausfall von einer Versorgungsleitung zu einem kompletten Ausfall des Versorgungsgebietes führen. Zusätzlich sind (20 kV) Freileitungen, bedingt durch ihre niedrigere Bauweise, eher anfällig auf Erdschlüsse. Ein weiterer Nachteil bei gelöscht betriebenen Netzen ist, dass sie grundsätzlich teurer (Anschaffung von einer oder mehreren Petersen- Spulen) und aufwendiger (Wartung und entsprechende Abstimmung bei Veränderungen im Netz) zu betreiben sind. Den Erdungsanlagen in gelöscht betriebenen Netzen muss im Vergleich zu starr geerdeten Netzen nicht so viel Aufmerksamkeit geschenkt werden, da die

Ableitströme, wie bereits erwähnt, um Größenordnungen kleiner sind (einige 10 A im Vergleich zu einige kA).

1.3.3 Isolierter Sternpunkt

Netze mit isoliertem Sternpunkt (siehe Punkt d) in Abbildung 1.3 haben in vielerlei Hinsicht ähnliche Eigenschaften wie gelöschte Netze. Jedoch finden sie speziell bei Netzen mit einer kleinen Netzlänge Anwendung (zum Beispiel Kraftwerksnetze oder Eigenbedarfsnetze von großen Unternehmen). Der Grund dafür ist, dass sie günstig in der Herstellung sind, da keine Erdungsanlage oder Petersen-Spule benötigt werden und Transformatoren in Dreieck-geschaltet werden können (Querschnitte). Außerdem sind isolierte Netze, ähnlich wie gelöschte Netze sicher gegenüber

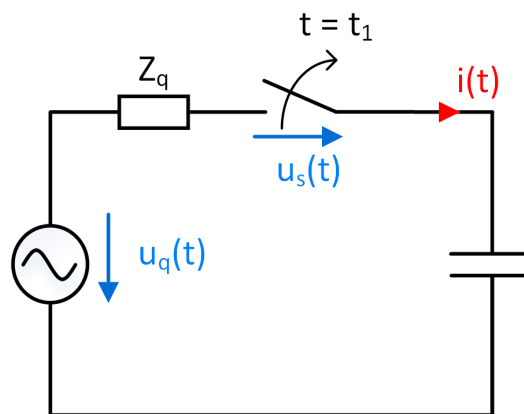


Abbildung 1.6: Schaltung zur Illustration der Spannungserhöhung

Erdschlussfehlern, können im Fehlerfall also weiter betrieben werden. Eine starke Einschränkung entsteht aber durch die geringen Erdschlussrestströme, welche beinahe nur halb so groß im Vergleich zu gelöscht betriebenen Netzen sind (siehe Tabelle 1.1). Der Grund dafür ist, dass es nach dem Abbruch des Lichtbogens zu einer transienten Spannungsbeanspruchung der Isolationsstrecke kommt. Abbildung 1.7 soll diesen Zusammenhang verdeutlichen. Zum Zeitpunkt t_1 wird der Schalter geöffnet. Der induktive Anteil der Quellenimpedanz Z_q treibt den Strom bis zu seinem natürlichen Nulldurchgang weiter. Nach dem Löschen des Lichtbogens (Strom-Nulldurchgang) können die Ladungen vom Kondensator nicht mehr abfließen (bzw. nur sehr langsam), und so kann die Kondensatorspannung im ersten Moment als konstant angesehen werden. Da die Phasenverschiebung von Strom und Spannung

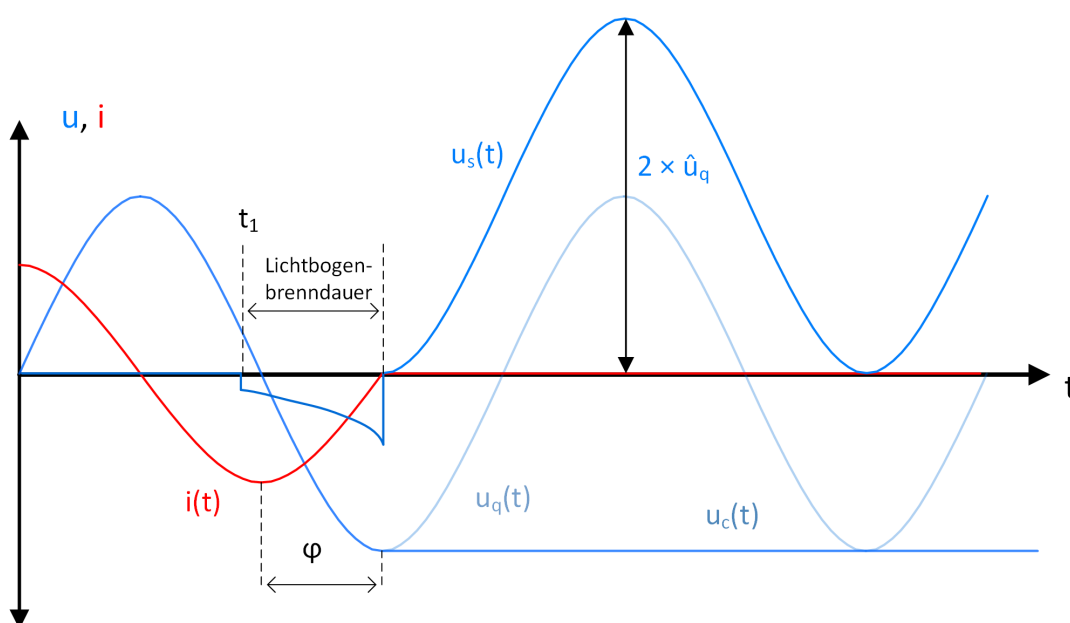


Abbildung 1.7: Zeitlicher Verlauf von Spannung und Strom bei Öffnung des Schalters zum Zeitpunkt t_1

nahezu 90° beträgt, ist der Kondensator auf den negativen Scheitelwert der Quellspannung aufgeladen. 10 ms (für 50 Hz) nach dem Verlöschen des Lichtbogens muss die Isolationsstrecke also das Doppelte des Scheitelwertes der Netzspannung isolieren können, um zu verhindern, dass es zu keinem erneuten Zusammenbruch der Isolationsstrecke kommt. Kann dies nicht verhindert werden und es kommt zu einer Rückzündung, dann erfolgt ein Aufschwingen der Spannung. Beim Verlöschen des Stromes im nächsten Nulldurchgang stellt sich dann eine Spannung vom 3-fachen Scheitelwert ein. Jede weitere Rückzündung zieht einen Umladevorgang, ein erneutes Verlöschen des Stromes und eine weitere Erhöhung der Spannung über die geöffnete Schaltstrecke nach sich. Dieses Verhalten beim Löschen von kapazitiven Strömen ($\cos(\varphi) \approx 0$) erschwert das Beheben von Fehlern dieser Art.

Der Erdschlussstrom von isolierten Netzen berechnet sich in erster Näherung folgendermaßen [5]:

$$I_{CE} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot \omega \cdot C_E \quad (1.1)$$

wobei C_E die Erdkapazität des Gesamtsystems bezeichnet. Erdkabel haben in dieser Hinsicht einen Nachteil, da ihre Erdkapazität um ein bis zwei Größenordnungen [8] größer sind als vergleichbare Freileitungen. Aus diesem Grund können Kabel nur sehr limitiert in isolierten Netzen zur Anwendung kommen.

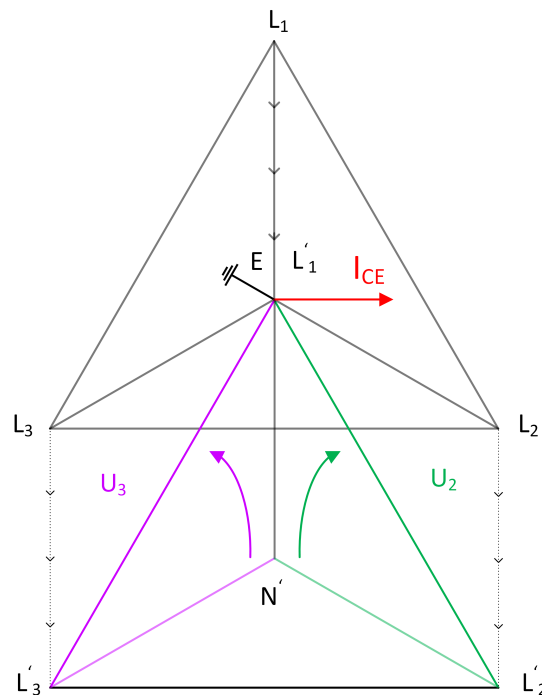


Abbildung 1.8: Spannungsdreieck vor (oben) und nach (unten) Eintritt eines 1-poligen Erdfehlers an der Fehlerstelle in einem isoliert betriebenen Netz

Vergleichbar zu gelöschten Netzen ist der Effekt der Potentialanhebung um den Faktor $\sqrt{3}$ der nicht betroffenen Phasen im 1-poligen Fehlerfall. Die zusätzliche Beanspruchung der Isolation erhöht zu dem die Gefahr eines Doppelerdschlusses. Ähnlich wie im Falle von gelöschten Netzen ist eine genaue Lokalisierung des Erdschlusses fast nicht möglich, und selbst für die Detektierung eines solchen Erdschlusses sind bereits komplexe Messgeräte nötig, um ein solches Ereignis in einem Versorgungsnetz zu erkennen.

1.3.4 Sternpunktsbehandlung im Überblick

In den letzten drei Unterkapiteln wurde ein kurzer Überblick über die verschiedenen Sternpunktsbehandlungen von elektrischen Netzen gegeben, speziell im Hinblick auf deren Verhalten im Falle eines Erdschlusses. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es keine Einheitslösung für alle Spannungsebenen gibt. Jede Art der Sternpunktsbehandlung findet heute in einem bestimmten Bereich Anwendung, um die Vorteile jeder Technologie optimal auszunutzen. Durch die galvanische Entkopp-

lung der einzelnen Spannungsebenen mit Hilfe der Transformatoren ist es möglich unterschiedliche Sternpunktbehandlungen zu realisieren. So ergibt sich im europäischen Versorgungsnetz (ENTSO-E) eine Struktur wie in Abbildung 1.9 dargestellt. Abhängig von der Anschlussleistung des Kraftwerkes erfolgt die Einbindung in die

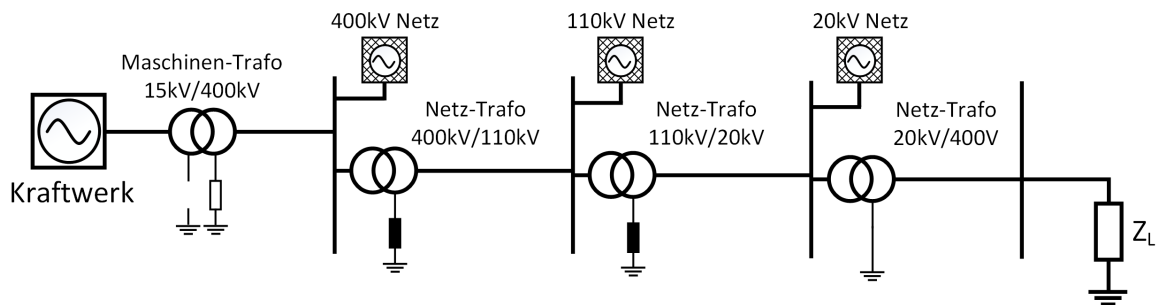


Abbildung 1.9: Beispielhafte Netzstruktur angefangen von einem Kraftwerk bis hin zum Endverbraucher (hier als Z_L dargestellt)

dafür geeignete Spannungsebene. In dem gewählten Beispiel erfolgt die Einspeisung direkt in die Höchstspannungsebene. Das Kraftwerksnetz ist als isoliertes Netz ausgeführt. Der Sternpunkt des Höchstspannungsnetzes wird über einen Widerstand mit Erde verbunden. Die beiden darunterliegenden Spannungsebenen (110 kV und 20 kV) sind als gelöschte Verteilnetze ausgeführt, und die Verbraucherebene ist starr geerdet.

1.4 Fehler in elektrischen Netzen

Fehler im elektrischen Versorgungsnetz sind regelmäßige Ereignisse und sind damit keineswegs vereinzelt auftretende Ereignisse. Aus diesem Grund müssen der Verlauf und die Auswirkungen eines Fehlers bekannt sein, um diesen unerwünschten Betriebszustand in späterer Folge beherrschen zu können. Die größte Belastung für die elektrischen Anlagen und Maschinen stellt der 3-polige Kurzschluss dar, da die auftretenden Stromstärken am größten sind. Der Kurzschlussstrom wird lediglich durch die sehr kleinen Impedanzen bis zur Fehlerstelle und den Lichtbogenwiderstand begrenzt. Neben der thermischen Beanspruchung der Betriebsmittel muss zusätzlich auch die mechanische Belastung berücksichtigt werden ($F \sim I^2$). Ähnliche Aussagen können über den 2-poligen Erdschluss gemacht werden. Für die Beantwortung der Fragestellung ist jedoch der 1-polige Fehlerstrom von Bedeutung und

ist deshalb der Fokus dieser Arbeit.

Treten Fehler in den elektrischen Netzen auf, so sind die elektrischen Anlagen durch Schutzeinrichtungen geschützt. Distanzschutzeinrichtungen finden dabei die größte Verbreitung. Diese messen Spannung und Strom und berechnen daraus die momentane Impedanz. Nun kann für eine bestimmte Leitung und deren Länge eine exakte Impedanz in Abhängigkeit ihrer Länge bestimmt werden. Sollte die berechnete Impedanz der Schutzeinrichtung kleiner als der im Gerät hinterlegte Schwellwert sein, so ist es sicher, dass es zu einem Fehler auf dem zu schützenden Leitungsabschnitt gekommen ist und die Schutzeinrichtung wird die Leitung in Schnellzeit abschalten. Das Wissen über die genauen Impedanzverhältnisse im Fehlerfall ist also von großer Bedeutung, um die größtmögliche Selektivität dieser Schutzeinrichtungen zu gewährleisten. Für einen 2-poligen Fehler entspricht die eingestellte Impedanz der doppelten Mitimpedanz (Hin- und Rückweg) und im 3-poligen Fehlerfall beträgt diese lediglich die einfache Mitimpedanz (nur Hinweg, da symmetrischer Fehler). Besondere Aufmerksamkeit muss jedoch der Einstellung im Falle von 1-poligen Erdfehlern gewidmet werden. In der Praxis wird mit der Hilfe des Faktors k_0 (Englisch: Ground Impedance Matching Factor) dieser Impedanzwert bestimmt. Dieser Faktor beschreibt das Verhältnis aus Phase-Erde und Mitimpedanz [9]. Häufig wird angenommen, dass für Kabel die Rückleiterimpedanz 80% der Mitimpedanz beträgt und 100% für Freileitungen [10]. Die Berechnung erfolgt über die nachfolgende Gleichung:

$$\underline{Z}_m = k_0 \cdot \underline{Z}_L \quad (1.2)$$

In erster Annäherung kann \underline{Z}_L als rein induktiv angenommen werden. Die gesamte Schleifenimpedanz ergibt sich für nieder-ohmig geerdete Netze laut [10] zu:

$$Z_{\text{Schleife}} = \sqrt{(R_C + R_{Stp})^2 + [(1 + k_0) \cdot X_L]^2} \quad (1.3)$$

R_C bezeichnet den Kontaktwiderstand und R_{Stp} repräsentiert den Sternpunktswiderstand gegen Erde. Je nachdem, welche Werte R_{Stp} und R_C annehmen, kann es sein, dass die Impedanz der Leitung einen nur unwesentlich kleinen Beitrag zur Schleifenimpedanz beitragen. Die eigentliche Fragestellung für die Bestimmung des Fehlerstromes, welche es zu beantworten gilt, ist die Quantifizierung des unbekanntes Widerstandes R_C (Gleichung 1.3). Darin beinhaltet ist der Lichtbogenwiderstand wie auch der Übergangswiderstand gegen Erde. Zur Beantwortung dieser Fragen werden im Zuge dieser Arbeit diverse Versuche durchgeführt, um genauere Auskunft über das Verhalten dieses Widerstandes zu erhalten (siehe spätere Kapitel).

1.4.1 Mittelspannungskabel und deren Fehlermoden

Ein-adrige VPE Kabel finden schon seit über 100 Jahren Anwendung bei der Verteilung von elektrischer Energie. Aus diesem Grund sind Kabel ausgereifte und bewährte Betriebsmittel. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass es zu Erdschlüssen in Erdkabeln kommen kann. Die Gründe dafür sind vielschichtig. Einerseits kann es bei der Verlegung bereits zu Verletzungen des Außenmantels des Kabels kommen, speziell bei bestimmten Verlegearten wie dem „Einpflügen“ kann es unter bestimmten Umständen, wie zum Beispiel bei Unkenntnis über genaue Bodenzusammensetzungen zu kleineren Verletzungen kommen. Außerdem kann es auch zu unzulässig hohen Kraffteinwirkungen, wie zum Beispiel beim Unterschreiten des Biegeradius zu einer Schädigung kommen. Andererseits sind Energieversorgungsunternehmen daran interessiert, ihre Anlagen bestmöglich auszunutzen. Das wiederum bedeutet lange Betriebszeiten von durchaus mehreren Jahrzehnten. In dieser Zeit kann es passieren, dass das Kabel durch Grabungsarbeiten oder sonstige Erdbewegungen beschädigt wird. In solchen Fällen kommt es aber meist zu mehrpoligen Kurzschlüssen, sodass der Strompfad bekannt ist. Um das defekte Kabel wieder in Betrieb zu setzen wird der beschädigte Teil herausgeschnitten und an zwei Stellen mit sogenannten Muffen wieder neu verbunden. Aber auch beim Verlegen muss das Kabel periodisch mit Muffen verbunden werden, da diese auf Kabeltrommeln nur in begrenzten Längen geliefert werden können. Je nach Kabelauführung nimmt diese Arbeit einige Stunden an Arbeitszeit in Anspruch. Diese Muffen stellen eine potentielle Fehlerquelle dar, speziell wenn nicht exakt gearbeitet wurde, kann es an diesen Stellen zum Ausfall vor Ende der regulären Betriebszeit des Kabels führen.

Neben den bereits erwähnten Beschädigungsszenarien besteht auch die Möglichkeit von Produktionsfehlern, die in der Qualitätssicherung nicht gefunden wurden. Selbst im Feld bleiben diese Beschädigungen meist über lange Zeiträume unentdeckt. Erst die Kombination von jahrzehntelangen Betriebszeiten und die Einwirkung von Umwelteinflüssen wie Wasser und Frost, führt zu einem schnelleren Ausfall dieser Kabel. Der dabei auftretende Fehlermechanismus ist in der Industrie seit und kann unter dem Begriff der „Water Trees“ zusammengefasst werden.

„Water Trees“ lassen sich in zwei verschiedene Kategorien einteilen. Bei den sogenannten „Vented Trees“ (siehe Abbildung 1.10) handelt es sich um Wasser bzw. Feuchtigkeit, welche in kleine Spalten oder Räume des Kabels eintreten und von außen oder von innen in die Isolation wachsen und sich in Richtung der größten elek-

trischen Beanspruchung ausbreiten. Je nach Wachstumsgeschwindigkeit kommt es nach einer bestimmten Zeit zu derart hohen lokalen Feldstärken, dass ein Übergang von „Water Trees“ auf „Electrical Trees“ stattfindet [12]. Die zunehmend stärker werdenden Teilentladungen schwächen die Isolation. Durch die damit einhergehende Verringerung der elektrischen Festigkeit (siehe Abbildung 1.11) erfolgt ein Zusammenbruch

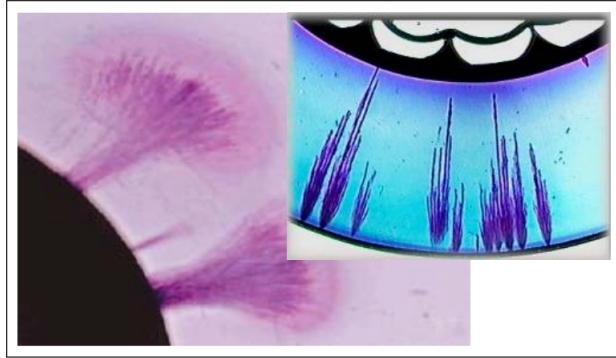


Abbildung 1.10: Vented Trees [11]

der Isolationsstrecke und es kommt zu einem Lichtbogen (mehr dazu in Kapitel 1.4.3). Die sogenannten „Bow-tie Trees“ sind ebenso unerwünscht, aber meistens unproblematisch, da sie nur sehr selten zum Ausfall des Kabels führen. Sie star-

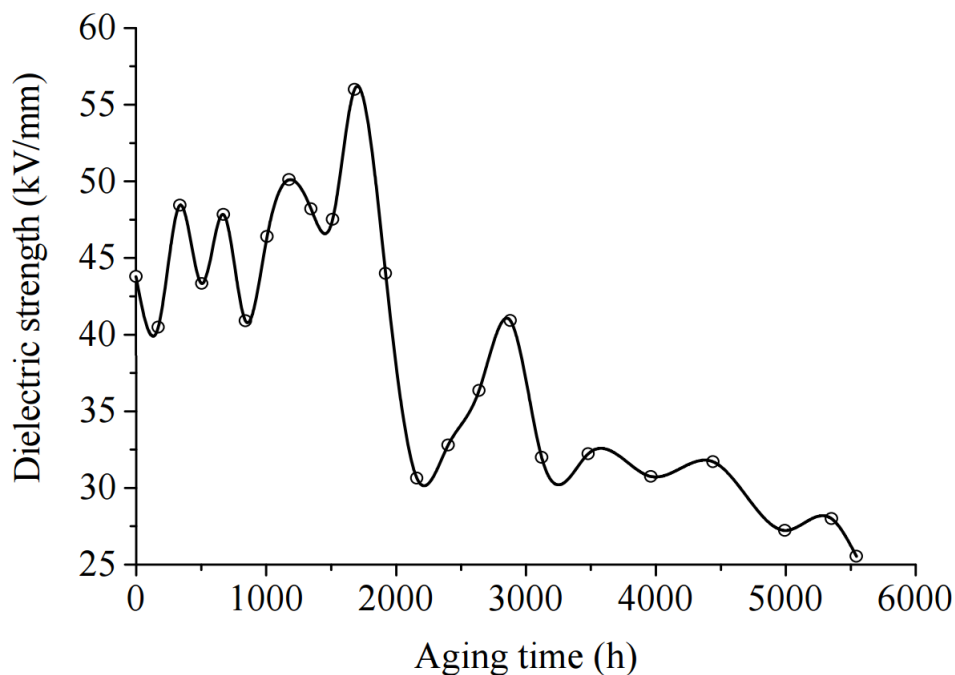


Abbildung 1.11: Verlauf der Isolationsfestigkeit eines Kabel mit Water Trees [11]

ten im Inneren der Isolation und wachsen nahezu symmetrisch nach außen und innen. Also in Richtung Leiter wie auch in Richtung des äußeren Schirms, da das Wachstum entlang der elektrischen Feldlinien stattfindet. Im Gegensatz zu „Vented



Abbildung 1.12: Bow Tie Tree [13]

„Trees“ wachsen „Bow-tie Trees“ sehr schnell. Das schnelle Wachstum kommt aber in aller Regel nach kurzer Zeit zum Erliegen, sodass es zu keinem Zusammenbruch der Isolation kommt. Die Größe von „Bow-tie Trees“ ist generell abhängig von der Defektgröße im Inneren der Isolation.

Um die Bildung der zerstörerisch wirkenden „Vented Trees“ zu verhindern wurden umfangreiche Veränderungen im Herstellungsprozess durchgeführt. Damit sanken die durch Alterung assoziierten Fehler drastisch [14]. Erreicht wurde dies, indem vom sogenannten „Steam curing“ auf „Dry curing“ (ein Prozessschritt bei der Herstellung des XLPE's) umgestiegen wurde. Dadurch konnte der anfängliche Wassergehalt im Isolationsmaterial reduziert werden. Weiters verfügen moderne Mittelspannungskabel über Quellbänder, welche sich zwischen Kabelmantel und Kabelschirm befinden und den Eintritt von Wasser erschweren und dadurch die Ausfallwahrscheinlichkeit weiter senken.

Eine Analyse von Ausfallsstatistiken im dänischen Mittelspannungs-Kabelnetz wurden im Jahre 2013 ([14]) durchgeführt. Das dänische Mittelspannungskabelnetz umfasst eine Länge von 41.000 km und eignet sich dafür das Langzeitverhalten im Bezug auf die Lebensdauer zu analysieren. In dieser Studie wurde zwischen den Herstellungsjahre der sich im Betrieb befindlichen Kabeln getroffen. Ziel war es, zu Untersuchen ob die Veränderungen im Herstellungsprozess in den 1980er Jahren¹ signifikante Auswirkungen auf die Ausfallrate hat. In den Jahren 2005 bis 2010 waren im Durchschnitt ungefähr 18% der Ausfälle auf Alterungseffekte (z.B. „Water Trees“) zurückzuführen. Die Fehler traten zu einem großen Teil (30 – 40%) während

¹1980 war jenes Jahr in dem der Herstellungsprozess des Kabelherstellers verändert wurde.

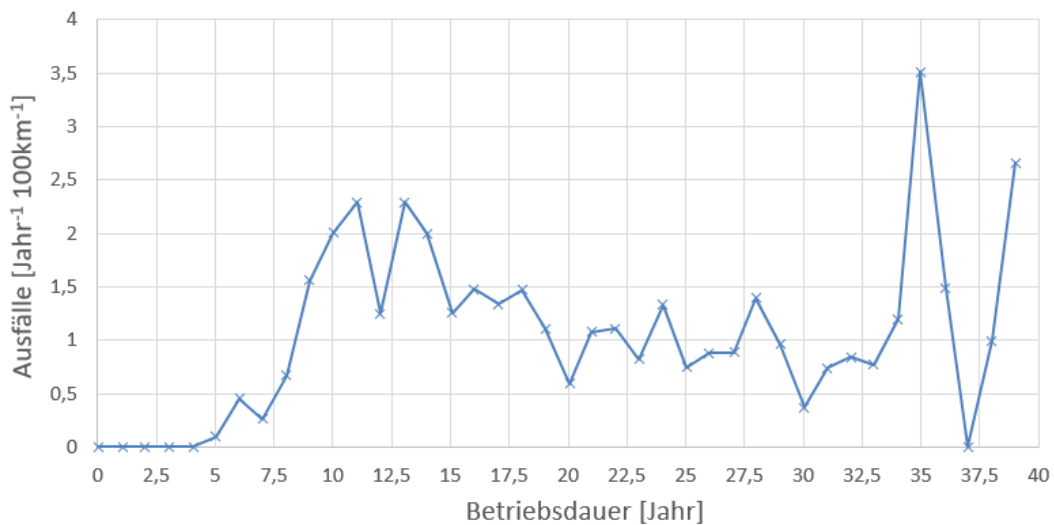


Abbildung 1.13: Zeitlicher Verlauf der Ausfälle von XLPE-Kabelaufällen, welche vor 1980 installiert wurden [14]

der erhöhten Spannungsbeanspruchung von Erdschlüssen auf, sodass es zu einem Doppelerdschluss kam. Bemerkenswert sind dabei die Unterschiede in den Fehlerstatistiken im Bezug auf die unterschiedlichen Herstellungsprozesse der Kabel. Wie

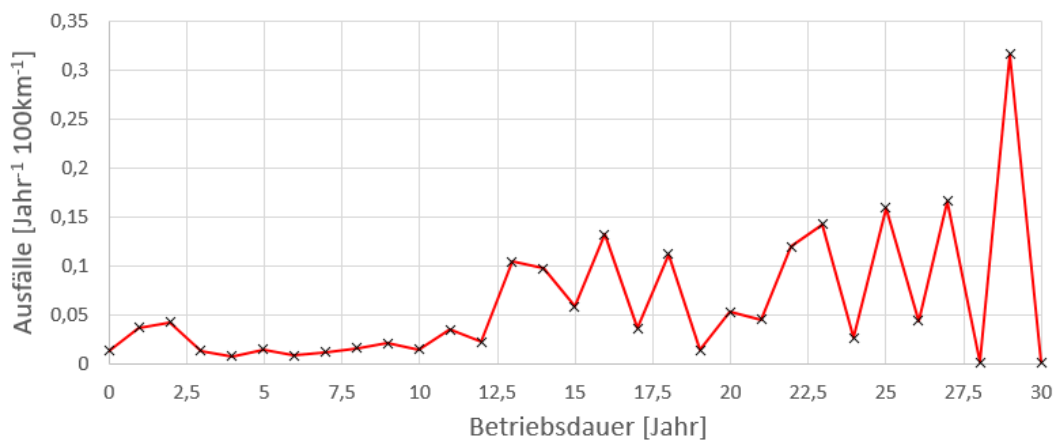


Abbildung 1.14: Zeitlicher Verlauf der Ausfälle von XLPE-Kabelaufällen welche nach 1980 installiert wurden [14]

zu erkennen ist, war es möglich, die Fehlerrate durch die Änderung des Herstellungsprozesses im Durchschnitt um ungefähr den Faktor 15 zu senken. Somit kommt es anstelle eines Ausfalles pro ≈ 100 km und Jahr zu einem Ausfall pro ≈ 1500 km und Jahr. Moderne Kabelinstallationen fallen also signifikant weniger aus und sollte

es doch zu einem Fehler kommen so treten diese erst zu einem späteren Zeitpunkt im Bezug auf deren Betriebsjahr auf. Werden die Ergebnisse auf einzelne Jahre herunter gebrochen, so ergeben sich speziell in den ersten 10 Jahren des Betriebes von Kabeln, welche nach 1980 installiert wurden drastische Unterschiede (siehe Abbildung 1.13 und 1.14).

Eine weitere Untersuchung [12] kommt ebenfalls zu dem Ergebnis, dass moderne Mittelspannungs- XLPE- Kabeln eine deutlich höhere Lebensdauer aufweisen und die Gefahr der Ausfallwahrscheinlichkeit im Bezug auf unvorhersehbare Erdschlüsse reduziert werden konnte. Abbildung 1.15 zeigt den zeitlichen Verlauf der

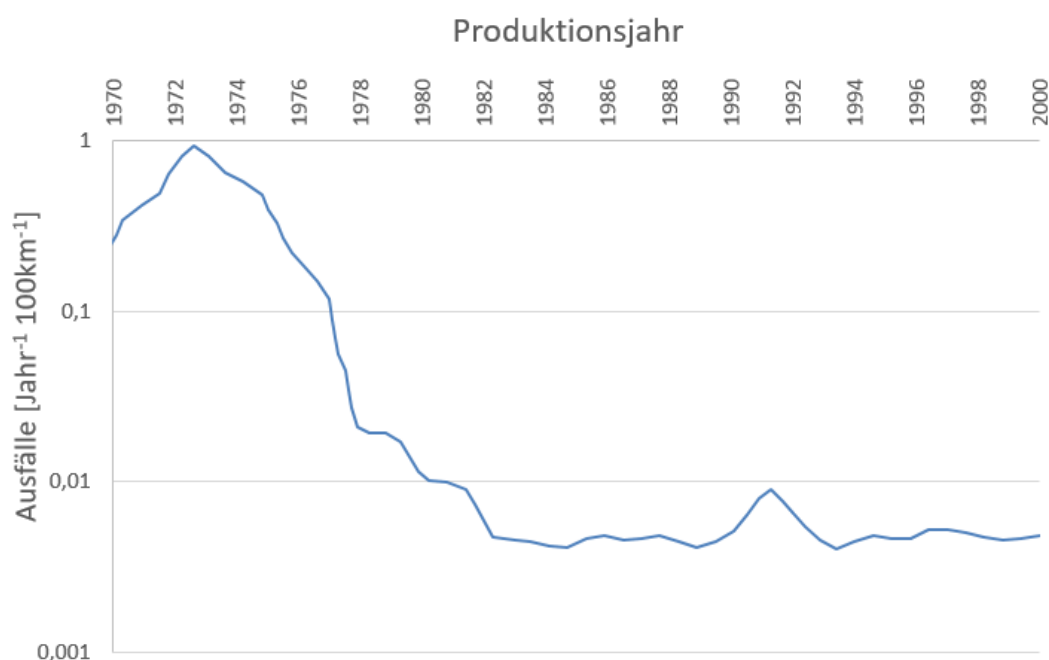


Abbildung 1.15: Ausfallsrate von XLPE-Kabel in Deutschland [12] in Abhängigkeit des Herstellungsjahres

Ausfallsrate verursacht durch Fehler in der Isolation. Gut zu erkennen ist der steile Abfall in der Ausfallsrate im Bereich der 1980er- Jahre, in denen die Umstellung des Herstellungsprozesses stattgefunden hat. Neben der Änderung des Verfahrens zur Vernetzung des thermoplastischen Polyethylens konnten auch Fortschritte bei der Reinheit des Ausgangsmaterials gemacht werden. Ein Aspekt welcher bis jetzt noch außer Acht gelassen wurde, ist, dass die Menge an neu installierten Kabeln pro Jahr einen starken Einfluss auf das Ergebnis in Abbildung 1.15 haben kann. So

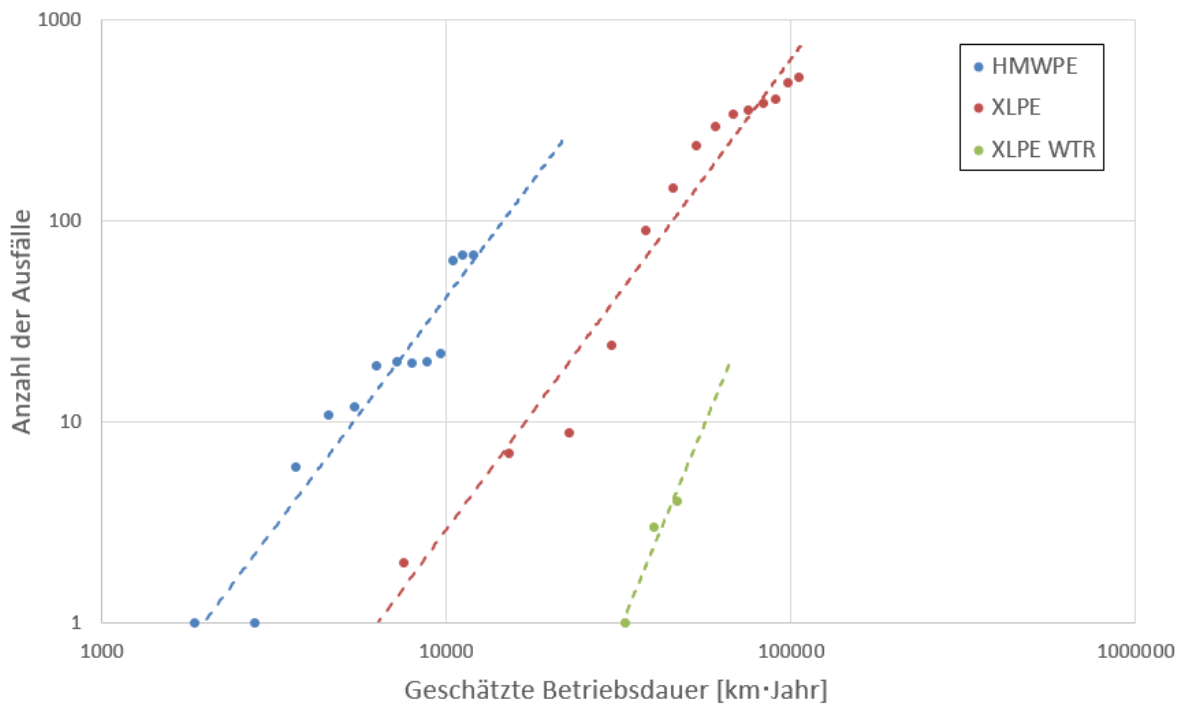


Abbildung 1.16: Anzahl der Ausfälle in Abhängigkeit der Betriebsdauer [15]

könnte es also passieren, dass es wie dies in den Jahren '78 und '79 der Fall war, nur wenig neue Kabel installiert wurden, was auch dazu führt, dass die Ausfallrate sinkt. Abbildung 1.16 berücksichtigt diesen Einfluss. Diese Untersuchung aus den USA wurde von einem EVU in Texas durchgeführt [15], und kommt zum selben Resultat wie die Untersuchungen im dänischen Mittelspannungskabelnetz. Die Fehlerrate für XLPE-Kabel, welche nach aktuellen Produktionsstandards gefertigt wurden, weisen eine um den Faktor 6 geringere Ausfallsrate auf. Da die Datenlage für den „XLPE-WTR“ Typ (3 Datenpunkten) klein im Vergleich zu den anderen Kabeltypen ist, könnte sich hier durchaus noch ein anderes Verhältnis ergeben, speziell da die Steigung wesentlich steiler ist als für die anderen beiden Typen. Das würde bedeuten, dass für steigende „XLPE WTR“ Kabelinstallationen ein Punkt erreicht wird, ab dem klassische „XLPE“ Kabel weniger Ausfälle hätten. Vorausgesetzt es treten keine nichtlinearen Effekte auf, wäre eine zumindest gleiche oder flachere Steigung zu erwarten.

1.4.2 Auswirkungen eines Erdschlusses

Unkontrollierte Stromflüsse gegen Erde stellen eine Gefahr für Mensch und Tier dar, da diese eine Potentialanhebung hervorrufen (siehe Abbildung 1.1). Je nach Oberflächenpotential könnte es also zu einer gefährlichen Schrittspannung kommen. Die maximal zulässige Schrittspannung ist eine zeitabhängige Funktion und wurde in der ÖVE/ÖNORM E 8383 definiert (siehe Abbildung 1.17). Bei der Bestimmung,

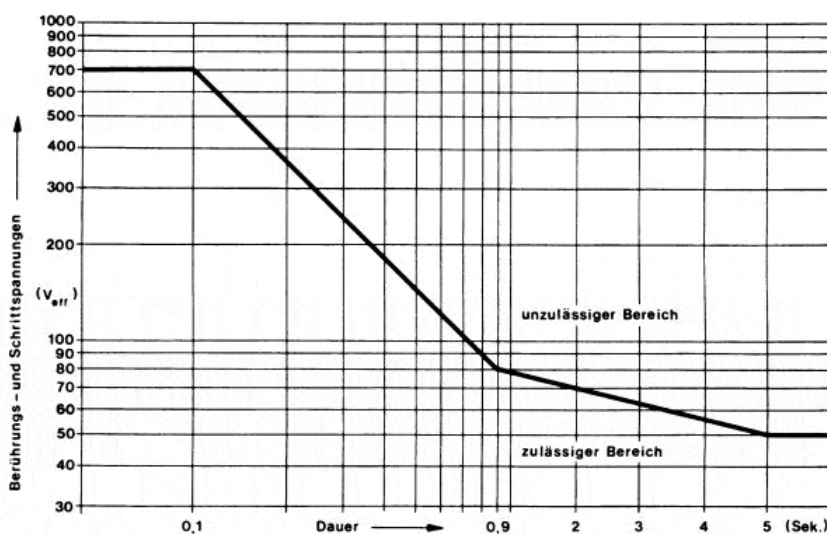


Abbildung 1.17: Zulässige Berührungs- und Schrittspannungen in Hochspannungs-Wechselstromanlagen mit einer Betriebsfrequenz unter 100 Hz (Quelle: ÖVE/ÖNORM E 8383)

ob es zu unzulässig hohen Spannungen kommt, muss also unterschieden werden wie lange die maximale Dauer einer solchen Potentialanhebung (EPR) sein kann. In Netzen mit nieder-ohmig geerdeten Sternpunkten kommt es aufgrund der hohen Stromflüsse zu einer Schnellauslösung². Damit liegen die maximal erlaubten Berührspannungen im Bereich von 700 – 400 V. Nicht so bei isolierten und über Löschspulen geerdeten Sternpunkten. Hier ist es im Interesse der Netzbetreiber, defekte Leitungsabschnitte so lange als nötig in Betrieb zu belassen, um geeignete Maßnahmen zu setzen, damit die Kunden weiterhin mit Elektrizität versorgt werden können. Abhängig davon, ob Schalthandlungen von einer zentralen Warte aus gemacht werden können oder ob Fachpersonal vor Ort sein muss, um bestimmte Leitungsabschnitte ab- bzw. zuzuschalten, kann es durchaus vorkommen, dass die

²Schnellauslösung bedeutet, dass innerhalb von max. 100 ms der Fehler beseitigt ist. [5]

Potentialanhebung für eine längere Zeit (Minuten bis Stunden) bestehen bleibt. Das Gefahrenpotential einer Potentialanhebung ist von mehreren Parametern abhängig. So hat die Ausführung des Erders (Tiefenerder, Halbkugelerder, etc.) einen maßgeblichen Einfluss, aber auch der spezifische Erdwiderstand ρ und die Stromstärke I_E sind entscheidende Faktoren welche die Höhe und Form der Potentialanhebung bestimmen. Der spezifische Erdwiderstand ist stark von den lokalen Gegebenheiten des Bodens abhängig. So kann dieser sich im Bereich von 100 – 1000 Ωm bewegen. Für die Berechnung des Erdungswiderstand R_E wird in dieser Arbeit das Modell eines Halbkugelerders herangezogen. Dabei wird nicht nur der Fehlerort am Kabel als solches modelliert, auch die Modellierung der Erdungsanlagen von Ortsnetzstationen wird auf diese Art berechnet. Abbildung 1.18 zeigt schematisch die Stromaufteilung im Erdreich (Nahbereich). Die Gleichung zur Berechnung von R_E eines

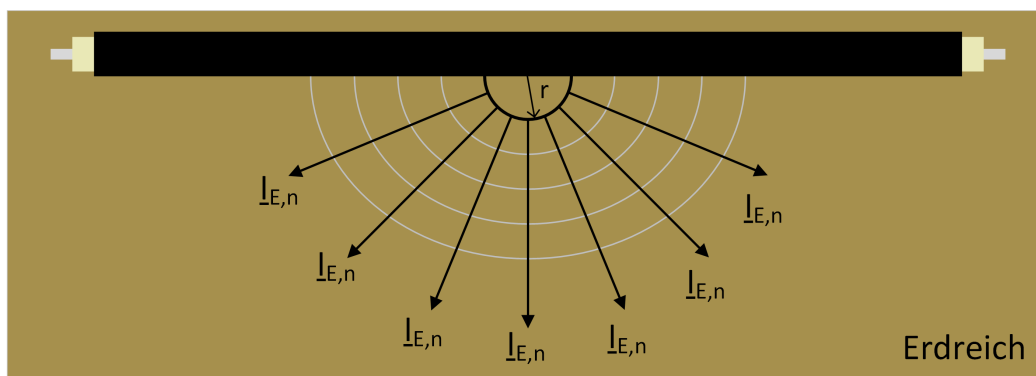


Abbildung 1.18: Schematische Darstellung der Stromaufteilung im Erdreich

Halbkugelerders wurde in [16] vorgestellt und lautet wie folgt::

$$R_E = \frac{\rho_{Erde}}{2\pi \cdot r} \quad (1.4)$$

Der Radius r beschreibt jene im Modell als Halbkugel angenommene Fläche, die mit der Erde in Kontakt ist und an der Strom in das Erdreich übertritt. Analysen von vergangenen Ausfällen haben gezeigt, dass Defekte im Kabel im Bereich von maximal $r = 1 \text{ cm}$ liegen. Da der Kabelschirm fein vermascht ist und eine Schirmwirkung aufweist, sind größere Radien unwahrscheinlich. Für diesen minimalen Radius r kann nun der Erdungswiderstand mit dem geeigneten spezifischen Leitfähigkeit ρ_{Erde} laut Gleichung 1.4 berechnet werden. Mit Hilfe des Erdungsstromes $I_E = \text{const.}$ kann über über das Ohm'sche Gesetz der Spannungsabfall als Funktion vom Radius

r bestimmt werden.

$$\underline{U}_{EPR} = R_E \cdot \underline{I}_E$$

Der erhaltene Spannungsabfall bezieht sich auf unendlich weit entfernte Gegenerde. Physikalisch kann das Ergebnis so interpretiert werden, dass sich die auftretende Stromdichte auf die quadratisch anwachsende Fläche aufteilt. Aus diesem Grund ist immer weniger Spannung nötig, um den Strom zu treiben. Exemplarisch wurde für die Fehlerstelle an einem Kabel ($r = 1 \text{ cm}$) der Verlauf einer Potentialanhebung in Abbildung 1.19 dargestellt. Bemerkenswert ist, dass selbst für einen sehr geringen Strom von nur 200 mA die Amplitude der berechnete Potentialanhebung bereits über 600 V beträgt. Bereits dieses Ergebnis deutet darauf hin, dass der Stromkreis sich nicht hauptsächlich über Erde schließt, sondern viel mehr über den Kabelschirm. Weiters lässt sich erkennen, dass die Potentialanhebung auf sehr kleinem Raum begrenzt ist. Bereits nach wenigen Zentimetern ist die Spannung praktisch verschwunden. Diese Aspekte sollen in den Versuchen in Kapitel 3 untersucht werden.

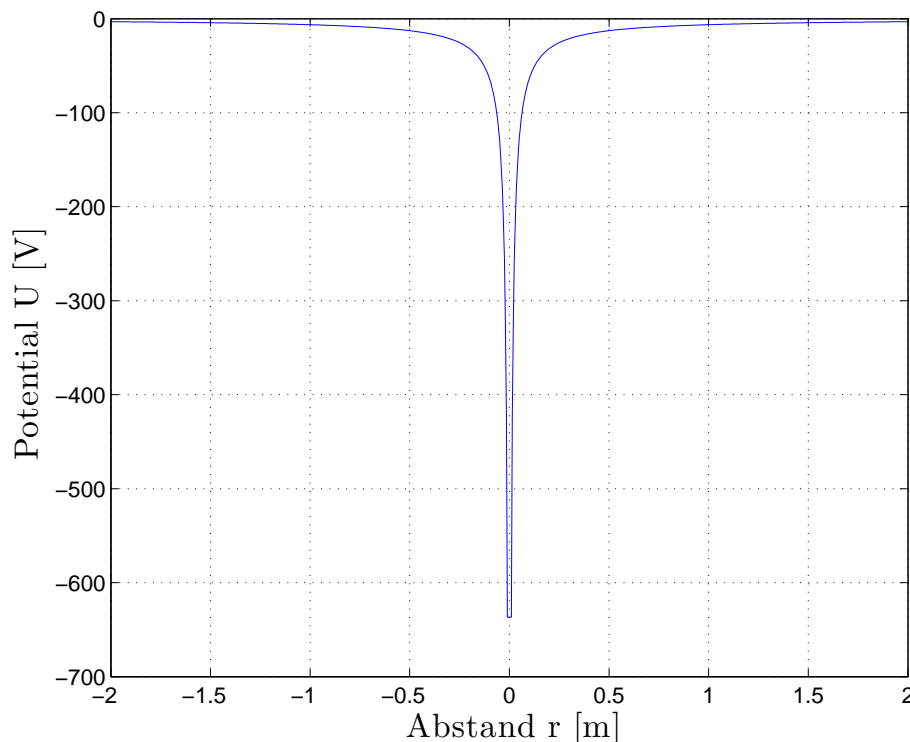


Abbildung 1.19: Potentialanhebung auf Höhe des Kabels ($r = 1 \text{ cm}$, $\rho_{Erde} = 200 \Omega\text{m}$ und $I_E = 200 \text{ mA}$)

1.4.3 Der Lichtbogen

Untersuchungen [17] haben gezeigt, dass die Berücksichtigung des Lichtbogens im Ersatzschaltbild zu genaueren Ergebnissen führt und nicht vernachlässigt werden sollte, speziell im Hinblick auf die Selektivität von Schutzeinrichtungen.

Wie bereits im Kapitel 1.4.1 beschrieben, ist der Ausgangspunkt für den Erdschluss immer die Bildung eines „Water Tree’s“. Bis es schlussendlich zur Entstehung eines Lichtbogens kommt, kann es sein, dass das Kabel problemlos Jahrzehnte im Betrieb ist. Die Bildung des Lichtbogens in XLPE- Kabeln gliedert sich dann generell in vier Phasen [18].

Die erste Phase wird als „Prestrike Condition“ bezeichnet. Dieser Zustand wird durch „Electrical Trees“ und stark erhöhte Teilentladungen charakterisiert. „Electrical Trees“ entstehen in Folge von „Water Trees“ oder auch durch interne Defekte der Isolation. Dabei wachsen die Kanäle bei niedrigen Temperaturen ($< 90^\circ\text{C}$) und Nennspannung innerhalb Stunden bis zu mehreren Jahren immer weiter in Richtung Innenleiter oder Kabelschirm.

In der zweiten Phase treten sporadisch Koronaentladungen entlang der Wände der entstandenen Kanäle auf. Diese wiederholt auftretenden Entladungen sind heiß genug, um langsam eine leitfähige Schicht (verbranntes Polyethylen) auf den Wänden der Entladungskanäle zu bilden. Dabei entstehen weitere Verbrennungsprodukte wie zum Beispiel: C_2H_2 , C_2H_4 , H_2 . Diese liegen ab diesem Zeitpunkt gasförmig vor. Die steigende Leitfähigkeit des Kanals führt zu einer weiteren Verringerung der Teilentladungseinsetzspannung. Die Temperatur steigt weiter an und beträgt in dieser Phase mehr als 100°C . Bei dieser Temperatur fängt das Wasser an zu verdampfen und liegt damit ebenfalls gasförmig vor. Diese dritte Phase spannt sich über Minuten bis hin zu mehreren Stunden. Im nächsten Schritt verbinden sich die vielen kleinen Verästelungen zu einem größeren Kanal mit variierendem Durchmesser. Während Koronaentladungen entlang der Oberfläche weiter zunehmen, setzen auch Entladungen im gasgefüllten Raum des Kanals ein. Abhängig von der Inhomogenität des elektrischen Feldes dauert diese einige Sekunden bis hin zu Bruchteilen einer Sekunde. Einflüsse von außen wie Überspannungen durch Schaltvorgänge im Netz oder in Folge von atmosphärischen Entladungen können diese, aber auch alle anderen Phasen, wesentlich beschleunigen.

Die Bildung des eigentlichen Lichtbogens findet in der vierten und letzten Phase statt. Ab einem gewissen Punkt überschreitet die Stoßionisation den Punkt, wo die Neubildung von freien Ladungsträgern überhandnimmt (Lawineneffekt). Inner-

halb kürzester Zeit steigt die Temperatur auf über 400 °C an. Streamer-Entladungen wachsen im letzten Schritt von beiden Seiten in den Kanal, der nun vollständig zusammenbricht und leitfähig wird. Durch Ablation von Material infolge der hohen Temperaturen wird der äußere Teil des Lichtbogens gekühlt und erreicht hier maximale Temperaturen von 800 – 1200 °C, wohingegen im Inneren des Lichtbogens 2-4- mal höhere Temperaturen erreicht werden. Die unterschiedlichen Kurven (1-3 bzw. 1*-3*) in Abbildung 1.20 stellen unterschiedliche Ausgangssituationen dar, wie zum Beispiel unterschiedlich dicke Isolationsschichten oder Kabelabschnitte in denen öfters Überspannungen auftreten. Die Kurven können untereinander also nicht

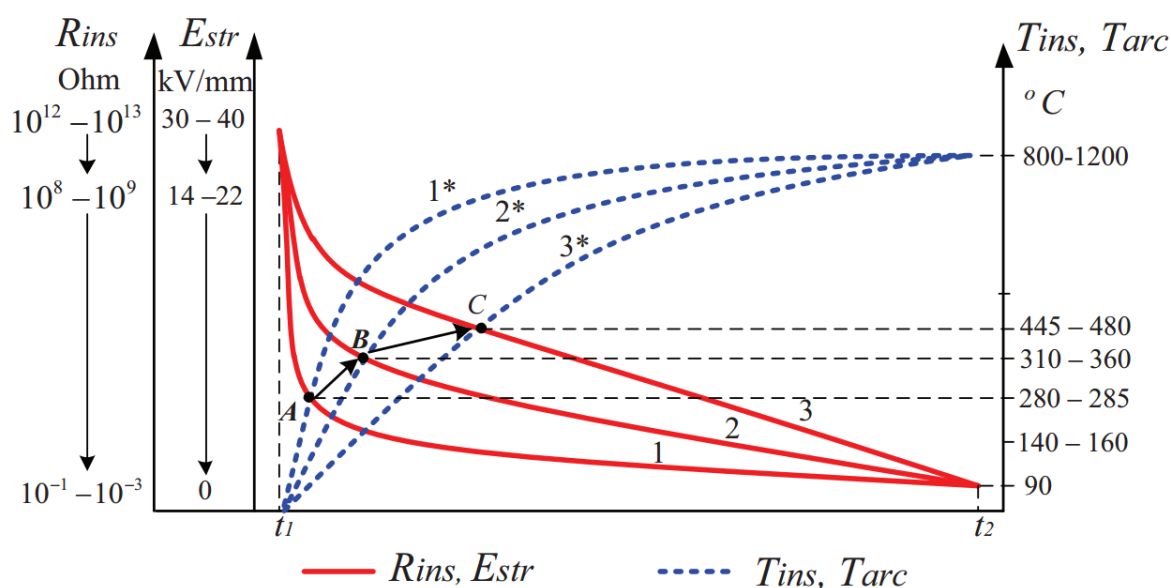


Abbildung 1.20: Verlauf des Isolationswiderstandes und der Temperatur innerhalb des Lichtbogenkanals [18] (R_{ins} ...Isolationswiderstand, E_{str} ...elektrische Festigkeit, T_{ins} ...Temperatur der Isolation und T_{arc} ...Temperatur des Lichtbogenkanals)

direkt miteinander verglichen werden. Weitere Einflussfaktoren bei der Entstehung von Lichtbögen infolge von „Water Trees“ sind Temperatur und Oberwellenanteile, welche den Zusammenbruch der Isolation beschleunigen. So konnte in Versuchen des „KEMA Laboratories“ zum Beispiel eine Beschleunigung um den Faktor 6 – 8 erreicht werden, nachdem die Frequenz von 50 Hz auf 500 Hz gesteigert wurde. Diese Erklärungen eignen sich dafür den Mechanismus, der hinter der Entstehung des Lichtbogens steht, zu verstehen. Jedoch gibt es nur wenig Information ([19] und [20]) über das Verhalten (Spannungsabfall) von Lichtbögen innerhalb von

„XLPE“- Isolierungen und deren Zerstörungspotential innerhalb des Kabels. Auch wenn keine eindeutigen Daten über den Spannungsabfall des Lichtbogens während des Brennvorganges vorliegen, so wurde das allgemeine Verhalten von Erdschlüssen in gelöscht betriebenen Netzen sehr umfangreich untersucht, sodass in diesem Fall eine gute Datenlage vorliegt. Im nachfolgenden Teil soll auf diese Ergebnisse kurz eingegangen werden.

Ausgehend von dem PI-Ersatzschaltbild einer Leitung (siehe Abbild 1.21), in dem ein Leitungsabschnitt aus einer Impedanz \underline{Z} (ohm'sch induktiv) und zwei Teilkapazitäten C_e dargestellt wird, kann der dynamische Vorgang welcher im ersten Moment nach der Zündung des Lichtbogens in gelöscht betriebenen Netzen auftritt erklärt werden. Da der Erdschluss am häufigsten in der Nähe des Maximums der Leiter-

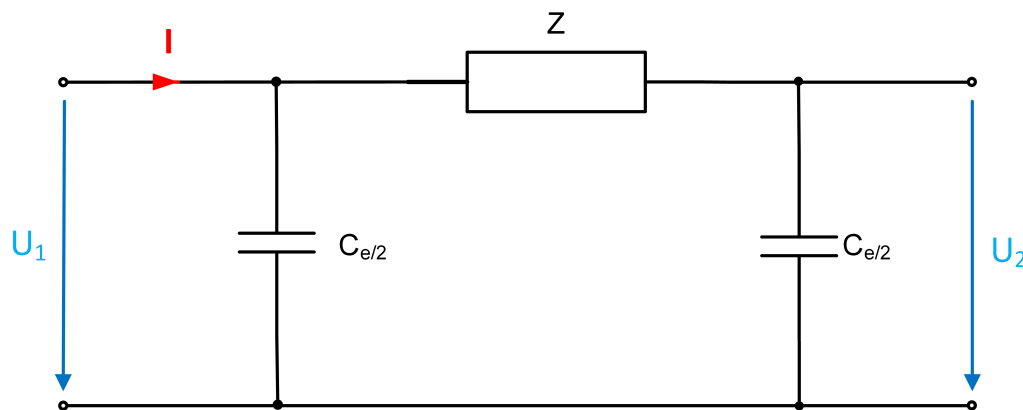


Abbildung 1.21: PI-Ersatzschaltbild eines Leitungsabschnittes

Erde- Spannung auftritt, ist die Leitungskapazität vollständig geladen, sodass es während des Erdschlusses zur Entladung dieser Kapazitäten kommt. Im Detail beginnt der Entladungsvorgang an der Fehlerstelle und breitet sich von dort in beide Richtungen aus. An den jeweiligen Leitungsenden bzw. wenn sich die charakteristische Impedanz der Leitung ändert, werden die Wellen reflektiert, sodass es zu den hochfrequenten Anteilen im Entladevorgang kommt. In dieser Phase hat die Petersen-Spule noch keinen Einfluss auf die Höhe des Entladungsstromes, welcher durch die Ausdehnung des Netzes, den Wellenwiderstand der Leitung und den Lichtbogenwiderstand begrenzt wird. Aus diesem Grund treten anfänglich deutlich höhere Ströme (wiederum abhängig von der Netzgröße) auf. Aber bereits nach wenigen Perioden folgt eine Reduktion des Stromes auf den stationären Erdschlussstrom welcher vom eingestellten Kompensationsgrad (über-, unter- oder voll kompen-

siert) abhängig ist und bis zu 50 A betragen kann. Da der Lichtbogen im Inneren der „XLPE“-Isolierung durch Ablation³ stark gekühlt wird, kommt es meist nach wenigen Nulldurchgängen zu einem raschen Abriss des Lichtbogens. Das kann damit begründet werden, dass nicht genügend Leistung für die Aufrechterhaltung des Plasmas zur Verfügung steht. Die nachfolgende Abbildungen (1.22 und 1.23) zeigen typische Verläufe von Strom und Spannung während eines Kabelerdschlusses in gelöscht betriebenen Netzen. Abbildung 1.22 zeigt den zeitlichen Verlauf des

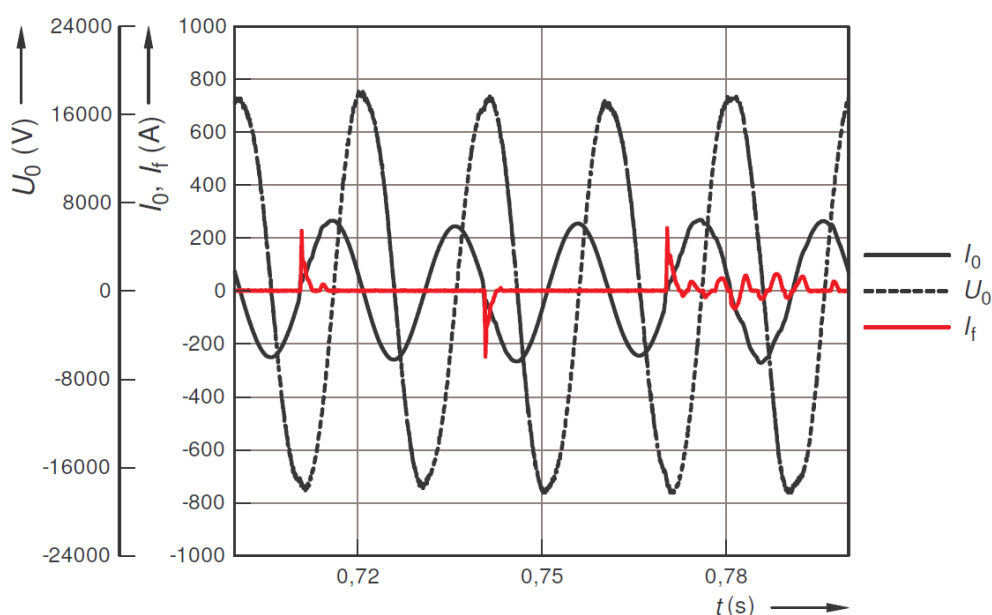


Abbildung 1.22: Zeitlicher Verlauf von Fehlerstrom I_f , Nullsystem Spannung U_0 und Nullsystem Strom I_0 in einem 22- kV-Mittelspannungsnetz [21]

Fehlerstromes I_f welcher gegen Erde abfließt. Zunächst kommt es zu kurzen instabilen Lichtbögen. Die dabei auftretenden Entladungsströme überschreiten 200 A, verlöschen dann aber sehr rasch. Erst bei der dritten Zündung kommt es zu einem stabileren Lichtbogen. Gut zu erkennen ist der rasche Rückgang der Stromamplitude auf stationäre Werte im Bereich von 50 A. Selbst bei einem stabileren Lichtbogen verlöscht dieser bereits nach ca. 20 ms. Nach dem Verlöschen des Lichtbogens beginnt der Ladevorgang der betroffenen Leitung bis es zu einer neuerlichen Zündung des Lichtbogens kommt. Dieser Vorgang des Ladens/Entladens wird nun wiederholt bis die Leitung abgeschaltet wird, da im Unterschied zu Freileitungen, Kabel keine Selbstheilungseigenschaften aufweisen.

³Unter Ablation versteht man das Abtragen von Material durch Aufheizung.

Die rote Kurve in Abbildung 1.23 stellt den zeitlichen Verlauf eines Erdschlusses über einen Lichtbogen in einem gelöschten 10-kV-Kabelnetz dar. Bemerkenswert

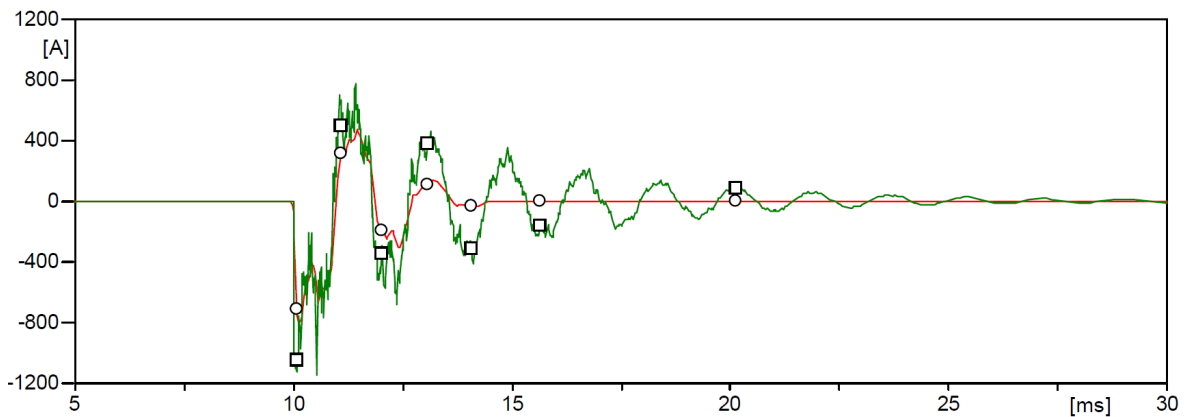


Abbildung 1.23: Zeitlicher Verlauf von Fehlerströmen (rot: Lichtbogen, grün: metallischer Kurzschluss) in einem 10-kV-Netz [19]

ist, dass es in diesem Fall zu sehr hohen Umladungströmen (ca. 800 A) kommt. Nach ungefähr 5 ms ist der Lichtbogen aber bereits wieder erloschen. Zusätzlich zeigt die Abbildung die dämpfende Wirkung welcher ein Lichtbogen im Vergleich zu einem metallischen Kurzschluss auf das System hat.

Experimente [22] haben gezeigt, dass in nicht gelöscht betriebenen Mittelspannungsnetzen, kurzzeitig Lichtbogenleistungen \hat{P}_{arc} von über 20 MW auftreten können. Die dabei umgesetzte Energie im Lichtbogen wurde im Bereich von 1 – 3 MJ angegeben. Die Leistungsdichten, innerhalb des Kabels, sind immens und nicht zu vernachlässigen. Physikalisch bedeutet dies, dass es zu einer rapiden Expansion von heißen Gasen im Inneren des Kabels kommt und sich so genannte „Jets“ bilden. Bei diesen „Jets“ handelt es sich um heiße Gase, die unter hoher Geschwindigkeit aus dem Kabel austreten. So hat der Versuch in [22] gezeigt, dass es selbst bei einem Abstand von 50 cm immer noch zu Beschädigung von umliegenden Einrichtungen kommen kann. Über das Verhalten von vergrabenen Energiekabeln in gelöschten betriebenen Netzen ist wiederum wenig veröffentlicht, sodass hierzu Versuche durchgeführt werden müssen, um zu untersuchen, welche Auswirkungen der Energieeintrag auf vergrabene Kabel hat. Abbildung 1.24 zeigt einen austretenden „Jet“ während eines Erdfehlers in einem gelöschten betriebenen 22-kV-Netz.

Wie die Abbildung jedoch klar zeigt, konnte sich der Stromkreis nur über den Kabelschirm schließen, da das Kabel in einiger Höhe umgeben von Luft, positioniert wurde. Die dazu gehörige Messung wurde in Abbildung 1.25 abgebildet. Der auftretende Lichtbogen ist stabil und pendelt sich innerhalb eineinhalb Perioden auf seinen stationären Fehlerstrom I_{arc} von wenigen Amperen (<10 A) ein. Der Spitzenstrom \hat{I}_{arc} beträgt ungefähr 100 A, die

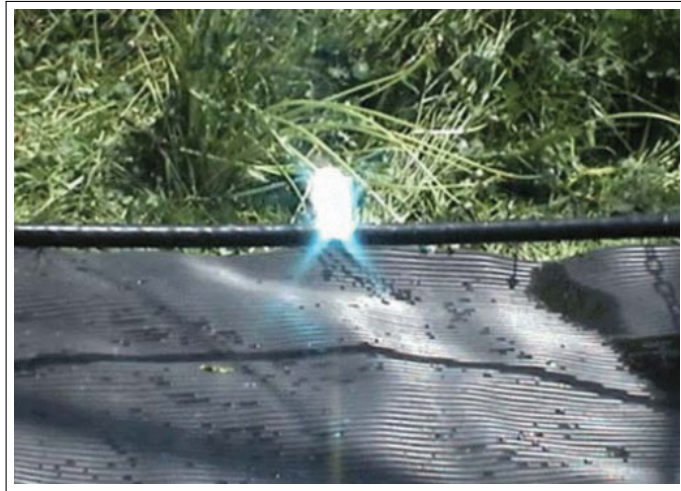


Abbildung 1.24: Austretender „Jet“ in Folge eines Lichtbogens [23]

Spannung der betroffenen Phase bewegt sich im Bereich von 1 kV. Somit wurden am Beginn des Erdschlusses mehr als 100 kVA und im eingeschwungenen Zustand ungefähr 10 kVA umgesetzt. Da keine Daten über die Lichtbogen

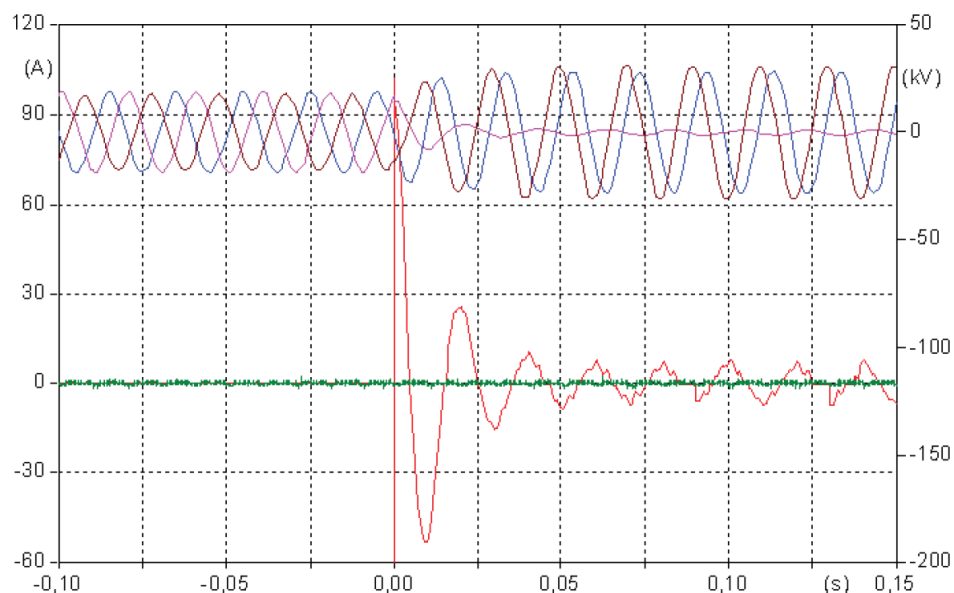


Abbildung 1.25: Zeitlicher Verlauf von Fehlerströmen (rot: Lichtbogen) in einem 22-kV-Netz

wurden, kann keine Aussage über die genauen (Wirk-) Leistungsverhältnisse im Lichtbogenkanal selbst gemacht werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass ein Groß-

teil dieser Leistung im Lichtbogen umgesetzt wird. Das kann damit begründet werden, dass der restliche Teil des Netzes aus niederohmigen Materialien besteht.

Die in [20] vorgestellten Untersuchungen weichen insofern leicht von den bisherig besprochenen Ergebnissen ab, dass über einen Zeitraum von 15 Sekunden der Lichtbogen nicht länger als 1,5 ms aktiv ist. Das deutet darauf hin, dass die Kapazität des Systems klein ist und nicht genügend Energie gespeichert hat, um bei der Entladung einen stabileren Lichtbogen zu erzeugen, so wie dies in den zuvor diskutierten Experimenten der Fall war. Abbildung 1.26 zeigt den zeitlichen Ablauf

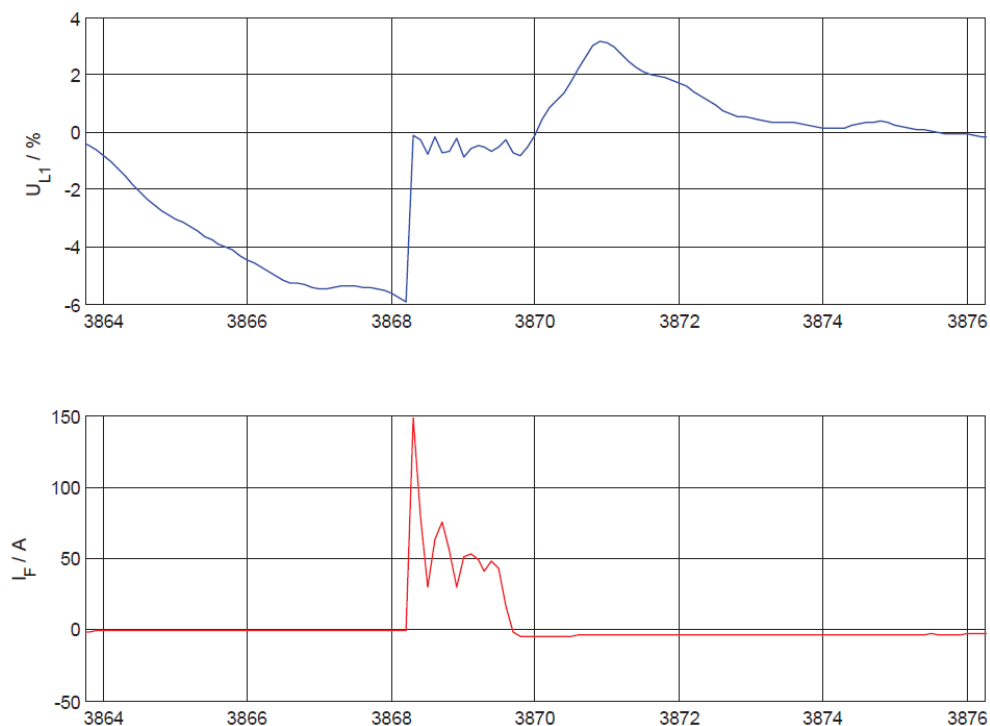


Abbildung 1.26: Zeitlicher Verlauf von Leiter-Erdspannung U_{L1} (blau) und Fehlerstrom I_F (rot) in einem 20-kV-Netz [20] (Ordinate in ms skaliert)

von einer Entladung im Detail. Schlechte Erdungsverhältnisse könnten eine weitere Begründung für die sehr kurze Lichtbogendauer sein. Denn wie in Abbildung 1.27 zu sehen ist, liegt das Kabel lediglich auf der Oberfläche und der Lichtbogen tritt an einer Stelle des Kabels auf, welche sich bereits ein wenig in der Luft befindet. Bemerkenswert ist jedoch die geringe Restspannung der Phase L1. Laut Messung beträgt diese weniger als 1 % der Leiter-Erde-Spannung (≈ 120 V). Bei einem Strom von $150 - 50$ A ergibt sich somit eine Leistung von $\approx 17 - 5,5$ kW.

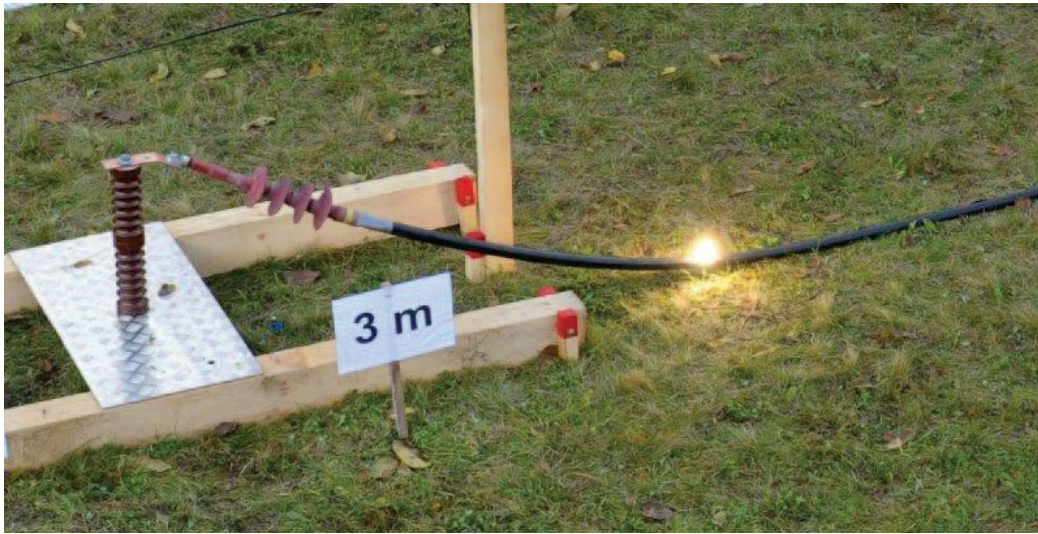


Abbildung 1.27: Versuchsaufbau mit austretendem Lichtbogen [20]

Es gibt jedoch Versuche [24], welche gezeigt haben, dass sich die Lichtbogenspannung abhängig vom verwendeten Betriebsmittel einstellt und als konstant angenommen werden kann. Abbildung 1.28 zeigt den zeitlichen Verlauf der Lichtbogen-

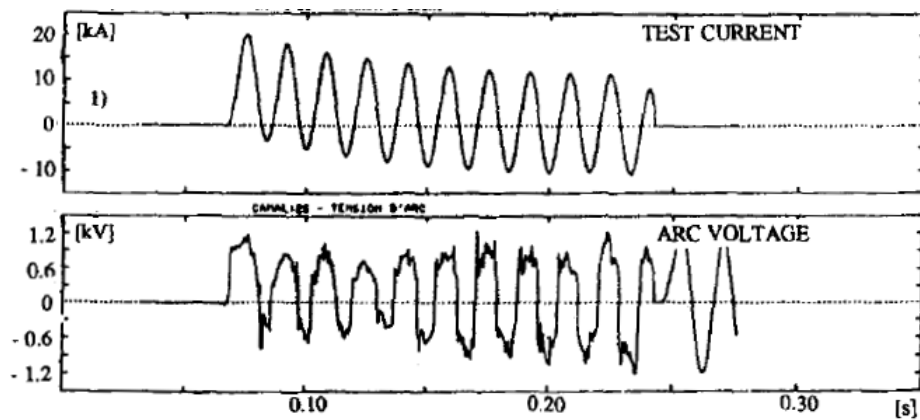


Abbildung 1.28: Zeitlicher Verlauf von Lichtbogenstrom und -spannung in einem XLPE-Kabel bei einer Nennspannung von 25 kV [24]

spannung während eines Erdschlusses in einem 25-kV-Netz mit starrer Sternpunktterdung ($I_{arc} = 7 \text{ kA}$). Im Falle des erwähnten Mittelspannungskabels beträgt der Effektivwert der Lichtbogenspannung $U_{arc} = 700 \text{ V}$ und kann mit Hilfe einer Rechteckspannung modelliert werden. Auch andere Untersuchungen [19], [25] kamen zu dem Ergebnis, dass die Lichtbogenspannung in diesen Kurzschlussexperimenten als konstante Rechteckspannung unabhängig vom Strom angenommen werden kann

(siehe Abbildungen 1.28 und 1.29). Für die Lichtbogenspannung in Abbildung 1.29 ergibt sich ein Effektivwert von ungefähr $U_{arc} = 550 \text{ V}$ und $U_{arc} = 532 \text{ V}$ für die zweite hier nicht gezeigte Abbildung. Die jeweiligen Ströme befanden sich dabei im Bereich von 100 A. Für die Untersuchungen in [25] errechnet sich der Effektivwert mit ungefähr $U_{arc} = 680 \text{ V}$. All diese Versuche wurden in 20 – 25 kV-Kabelnetzen und den dafür ausgelegten Anlagen durchgeführt.

Weiters erläutern die Autoren in [24], dass Lichtbögen, welche von festem Material

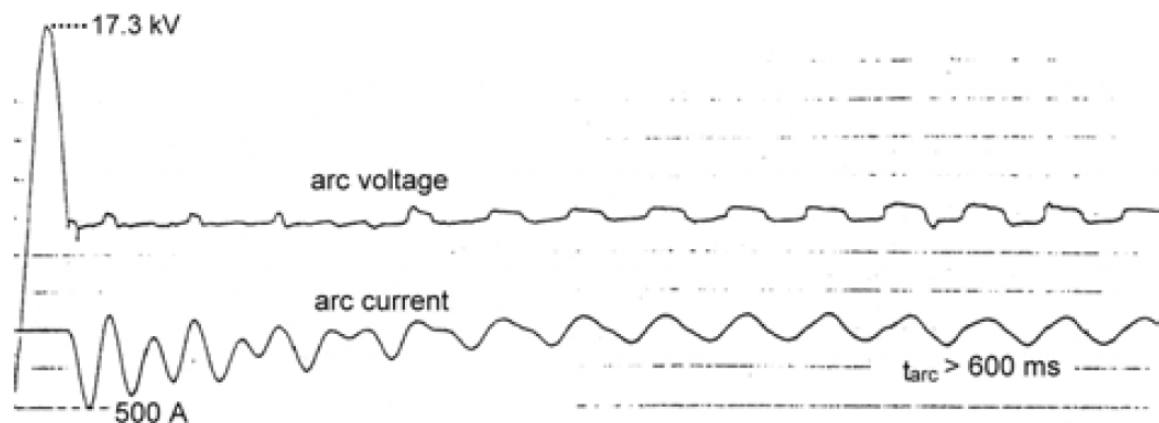


Abbildung 1.29: Zeitlicher Verlauf von Lichtbogenstrom und -spannung in einem XLPE-Kabel bei einer Nennspannung von 20 kV [19]

(z.B. Isolierung) umgeben sind, während des Brennvorganges stark gekühlt werden (Ablation) und so vergleichsweise hohe Spannungsabfälle auftreten. Im Vergleich dazu weisen Lichtbögen in der Luft weitaus geringere Spannungsabfälle auf (z.B. 200 V bei einer Länge von 60 mm und einem Strom von 8 kA [20]). Zusätzlich geben die Autoren in [24] an, dass bei den von ihnen durchgeführten Laborversuchen Lichtbogenspannungen im Bereich von 400 V bis 1300 V aufgetreten sind. Diese Ergebnisse decken sich auch mit den zuvor erläuterten Werten. Der relativ große Streubereich zeigt jedoch erneut die stochastische Verhaltensweise von Lichtbögen und die damit einhergehende Komplexität bei der Modellierung jener.

Aufgrund der großen Zahl an Einflussfaktoren auf die Lichtbogenspannung und der daraus resultierenden Unsicherheit des Ergebnisses bei unzureichend genauer Datenlage, ist es nicht sinnvoll ein Modell mit möglichst hoher Genauigkeit zu entwickeln. Stattdessen wird ein einfaches Modell zur Modellierung des Lichtbogens verwendet [17]. Dieses Modell beruht jedoch auf der Tatsache, dass die zugrundeliegenden Messungen in niederohmig geerdeten Netzen durchgeführt wurden. Wie

obige Versuche jedoch zeigen, scheint es keinen signifikanten Unterschied bei der Lichtbogenspannung oder deren Verlauf (Amplitude und Verlauf) zu geben, sodass dieses Modell als geeignet erscheint, Lichtbögen zu modellieren, unabhängig von der Sternpunktsbehandlung. Der Widerstand des Lichtbogens muss iterativ über folgende Gleichung berechnet werden:

$$R_{arc} = \frac{2\sqrt{2}U_{arc}}{\pi I_f} \quad (1.5)$$

Wobei die Lichtbogenspannung U_{arc} und der Fehlerstrom I_f deren jeweiligen Effektivwerten entsprechen. Sofern keine Daten vorliegen ist U_{arc} mit 700 V für Lichtbögen in „XLPE“- Kabeln anzunehmen.

2 Modellbildung

2.1 Untersuchtes Netz

Eine vollständige Generalisierung der Aufgabenstellung (Bestimmung der Stromaufteilung am Fehlerort und der daraus resultierenden Potentialanhebung) ist aufgrund der großen Anzahl an Variablen nicht möglich, da zwischen unterschiedlichen Netzen gravierende Unterschiede bestehen können. So könnten sie sich zum Beispiel durch verschiedene Sternpunktbehandlungen, Netzstrukturen oder Kabeltypen unterscheiden. Aus diesem Grund muss für detaillierte Aussagen jede Situation im Einzelnen evaluiert werden. Es kann jedoch ein allgemein gültiger Zugang abgeleitet werden, welcher einen quasi universellen Zugang zu dieser Aufgabenstellung erlaubt. Neben dem hier vorgestellten Zugang gibt es bereits ähnliche Betrachtungen auf diesem Gebiet ([26], [27]). Exemplarisch soll nun anhand des Mittelspannungsnetzes eines österreichischen Energieversorgers (EVU) eine Lösung der Aufgabenstellung erarbeitet werden. Das EVU betreibt ein vermaschtes 10-kV-Mittelspannungskabelnetz mit gelöschtem Sternpunkt. Aufgrund des hohen Kabelanteils wurde jedoch entschieden, auf eine nieder ohmige Sternpunktserdung umzustellen. Da die Erdungsanlagen in diesem Netz jedoch auf den Wattreststrom (ca. 60 A) ausgelegt wurden, muss nun berechnet werden, ob eine solche Umstellung zulässig ist (Berührspannung). Weiters betreibt das EVU ihr Verteilnetz ausschließlich in Ringstrukturen, sodass im Fehlerfall trotzdem eine hohe Versorgungssicherheit gegeben ist. Die Ortsnetzstationen sind im Durchschnitt 200 m voneinander entfernt. Im fehlerfreien Betrieb ergibt sich eine maximale Länge von 4,2 km bis zur Kuppelstelle (=„Symmetrieachse“). Diese maximale Entfernung kann sich im Fehlerfall jedoch auf eine Länge von 8,2 km erhöhen. Dieser Fall würde eintreten, wenn bei Kabel $K1'$ ein Fehler auftritt und der restliche Ring über den nicht betroffenen Abgang versorgt wird. Eine schematische Darstellung dieser Verhältnisse zeigt Abbildung 2.1. Ausgehend vom Umspannwerk (UW) auf der linken Seite mit

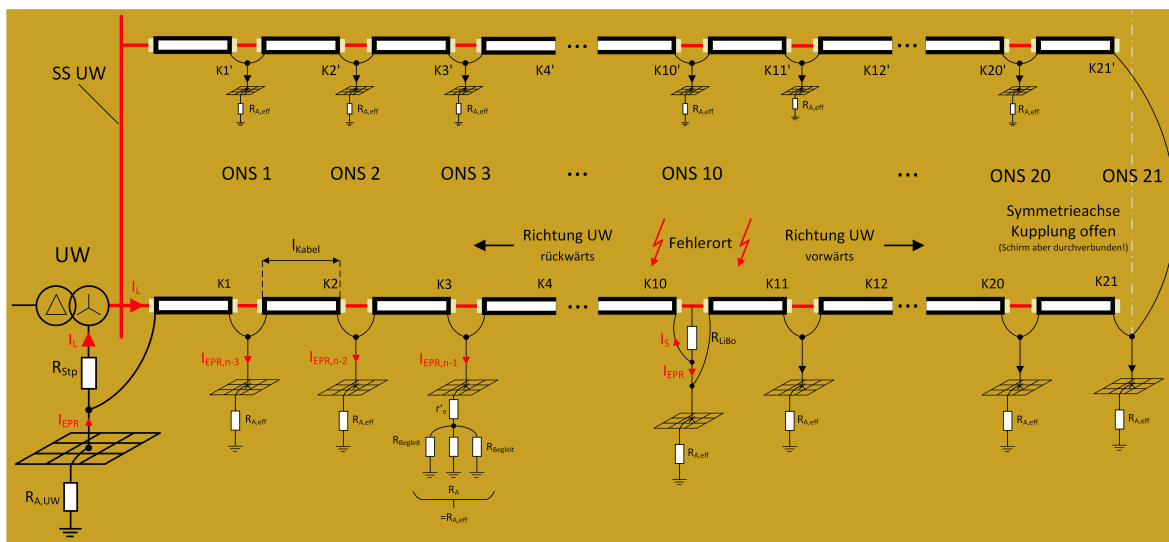


Abbildung 2.1: 1-phases Ersatzschaltbild der Netzstruktur mit exemplarischem Fehlerort

der Sammelschiene (SS UW) formen zwei Abgänge die Ringstruktur des Netzes. Jede Ortsnetzstation (ONS) verfügt über eine lokale Erdungsanlage. Die jeweiligen Kabelschirme sind mit der Erdungsanlage verbunden und bilden einen durchgängigen Ring. Die einzelnen Phasen sind, im Gegensatz zu den Kabelschirmen, an einer bestimmten Stelle im Netz nicht verbunden (ONS 20 im fehlerfreien Betrieb). Zusätzlich wurde das Modell für eine Erdungsanlage abgebildet. Dieses setzt sich aus dem Erdungswiderstand R_A der lokalen Erdungsanlagen, den parallelen Erdungswiderständen von Begleiterdern $R_{A,Begleit}$ und dem Widerstandsbelag r'_e der Erdrückleitung zusammen. In weiter Folge wird dies dann zum Gesamt-Erdungswiderstand $R_{A,eff}$ zusammengefasst wobei hier aus Gründen der Vereinfachung Niederspannungserder vernachlässigt werden. Weiters besteht auch die Möglichkeit zur Berücksichtigung des Lichtbogenwiderstandes R_{LiBo} (siehe Gleichung 1.5). Zur Berechnung von metallischen Erdschlüssen kann dieser Widerstand jedoch mit 0Ω angesetzt werden¹.

Für die algebraische Herleitung wird als Ausgangspunkt Abbildung 2.2 herangezogen. Die rein elektrische Darstellung von 2.2 ist in Abbildung 2.4 zu finden. Ziel ist es, den Strom I_{EPR} und anschließend \underline{U}_{EPR} zu bestimmen. \underline{U}_{EPR} entspricht dann in weiterer Folge der gesuchten Potentialanhebung der lokalen Erdungsanlage.

¹Da die Potentialanhebung der Ortsnetzstation bei einem metallischen Kurzschluss bestimmt werden soll, wird in dieser Herleitung auf die Verwendung von R_{LiBo} verzichtet.

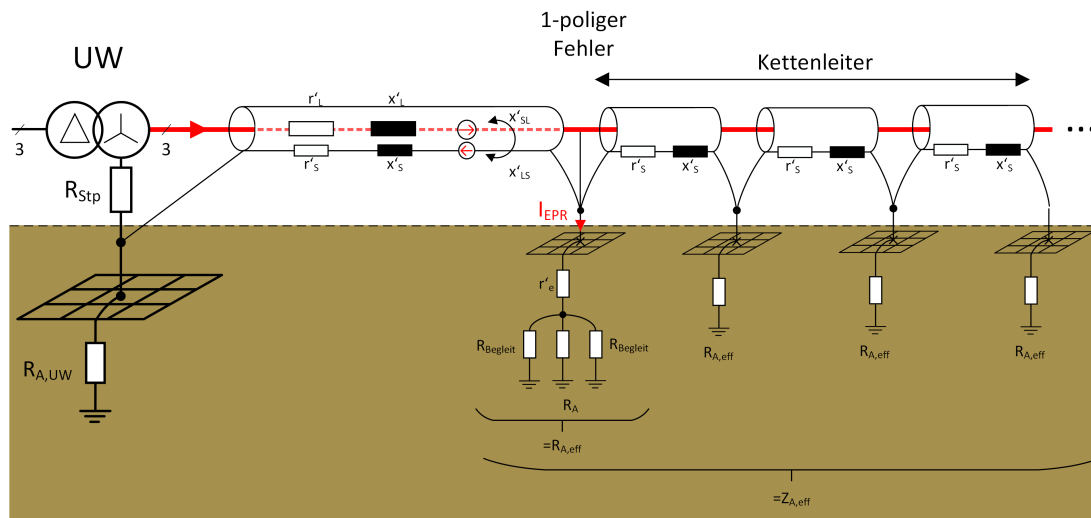


Abbildung 2.2: 1-phasiges Ersatzschaltbild des Modells

Die Ersatzschaltbilder in den Abbildungen 2.2 und 2.4 basieren auf der Annahme, dass der 1-polige Erdfehler in der ersten Ortsnetzstation auftritt (ONS 1) und dienen lediglich zur algebraischen Lösung der Aufgabenstellung. Für die Berechnung der unbekanntenen Größen wurde die Zweigstromanalyse eingesetzt. Um in weiterer Folge jedoch sinnvoll mit dem angeführten Modell rechnen zu können, wird empfohlen dies in einfachen Netzwerksimulatoren (z.B. LTSpice²) zu modellieren. Der Grund dafür ist, dass mit zunehmender Stationsnummer der Rang der zu invertierenden Matrix für die Lösung des Gleichungssystems steigt und ab einem gewissen Punkt nur mehr sinnvoll maschinell berechnet werden kann. Ein weiterer Vorteil bei der Modellierung des gesamten Netzwerkes besteht darin, dass die Potentialanhebung des lokalen Erders für jede Ortsnetzstation berechnet wird. So können die Auswirkungen auf andere Erdungsanlagen, welche unter Umständen große Unterschiede in Bezug auf deren Erdungswiderstand R_A aufweisen, untersucht werden.

Die Modellierung des zu untersuchenden Netzes kann nach den hier beschriebenen Prinzipien durchgeführt werden und in folgender Liste zusammengefasst werden:

1. Identifizierung der Sternpunktterdung und Nennspannung
2. Identifizierung des eingesetzten Kabeltyps
3. Bestimmung der Ersatzschaltbild-Parameter nach Kapitel 2.3
4. Berücksichtigung von parallelen Systemen
5. Modellierung des 1-phasigen Ersatzschaltbildes im Simulationsprogramm

²Quelle: linear.com/designtools/software/

Wie bereits erwähnt soll hier die Berechnung schematisch vorgestellt werden. Dazu werden die einzelnen Ortsnetzstationen zum effektiven Erdungswiderstand $\underline{Z}_{A,eff}$ (siehe Abbildung 2.2 bis 2.5) zusammengefasst. Dieser berechnet sich aus der Serien- und Parallelschaltung des Kettenleiters (r'_S, x'_S) mit $R_{A,eff}$ (siehe Abbildung 2.4). Abgeschlossen wird der Kettenleiter mit dem Erdungswiderstand des Umspannwerkes $R_{A,UW}$. Mit Hilfe von Berechnungsprogrammen (Microsoft[®] Excel[®] bzw. Matlab[®]) wurde der Ersatzwiderstand des Kettenleiters für die verbleibenden 40 Ortsnetzstationen bestimmt.

In der Nachrichtentechnik kommt zur Bestimmung des Kettenleiters folgende Gleichung zur Anwendung:

$$\underline{Z}_K = \sqrt{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2} \quad (2.1)$$

Der Parameter \underline{Z}_1 stellt dabei das Längselement (R_S und X_S) und \underline{Z}_2 das Querelement ($R_{A,eff}$) dar. Der effektive Erdungswiderstand $R_{A,eff}$ wird im Sinne einer „Worst-Case“-Abschätzung für jede Station mit 10Ω angenommen. Die Anwendung der Gleichung 2.1 gilt grundsätzlich nur unter der Annahme, dass der zu berechnende Kettenleiter unendlich lang ist. Die für Gleichung 2.1 erhaltenen Ergebnisse sollen nachfolgend mit den Ergebnisse aus den Berechnungsprogrammen verglichen werden. Die Werte für die Längs- und Querelemente werden für eine Segmentlänge von 200 m angenommen.

$$\underline{Z}_{K,200m} = \sqrt{\underline{Z}_1 \cdot \underline{Z}_2} = \sqrt{(0,128 \Omega + j0,143 \Omega) \cdot (10 \Omega)} = 1,26 + j0,57 \Omega \quad (2.2)$$

Das Diagramm in Abbildung 2.3 zeigt den Verlauf des Kettenleiterwiderstandes in Abhängigkeit der Stationsnummer (nach 20 Stationen abgebrochen). Der Ver-

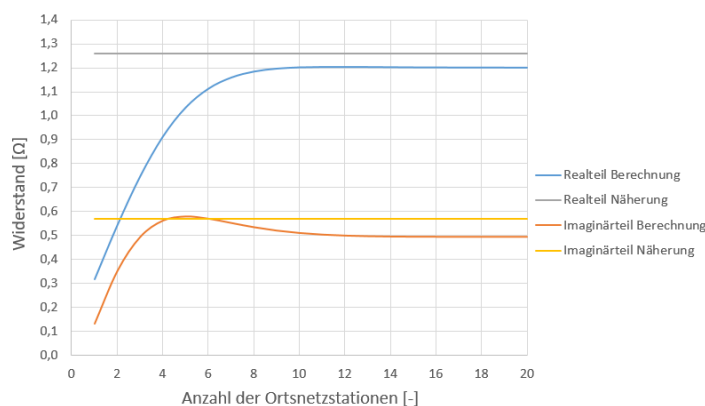


Abbildung 2.3: Vergleich der unterschiedlichen Berechnungsmethoden

gleich dieser beiden Berechnungsmethode zeigt, dass für erste Abschätzungen die Näherungsformel ab 10 Ortsnetzstationen einsetzbar ist, ohne das dadurch große Ungenauigkeiten entstehen.

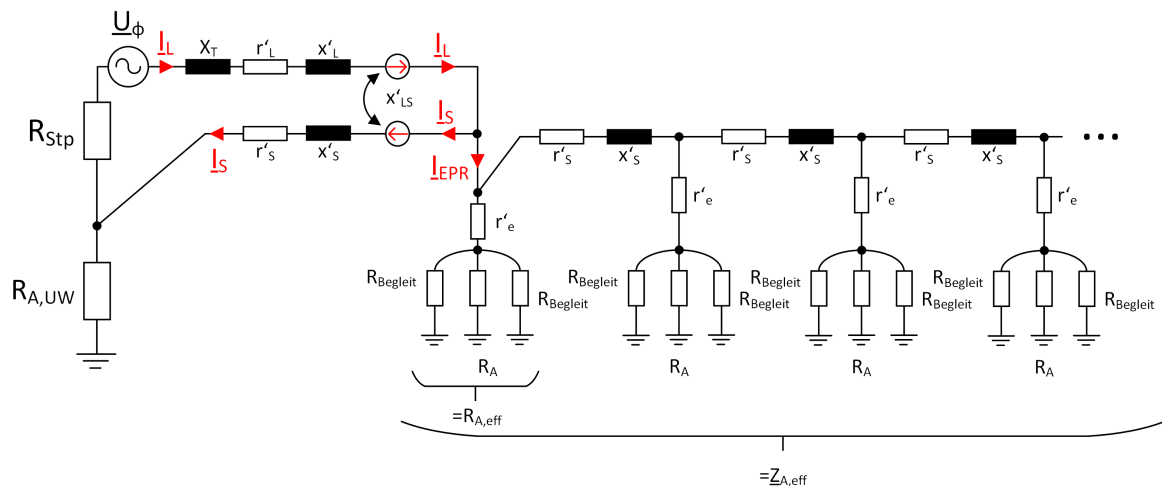


Abbildung 2.4: Rein elektrisches 1-phasisches Ersatzschaltbild des Modells

R_AErdungswiderstand der ONS-Erdungsanlage

$R_{A,UW}$Erdungswiderstand der UW-Erdungsanlage

$R_{Begleit}$Erdungswiderstand des Begleiterders

r'_eErdwiderstandsbelag (individuell für jede ONS)

r'_LOhmscher Widerstandsbelag des Innenleiters (pro km)

r'_SOhmscher Widerstandsbelag des Schirms (pro System und km)

R_{Stp}Sternpunktswiderstand

\underline{U}_ϕPhasenspannung

x'_LReaktanzbelag des Innenleiters (pro km)

$x'_{LS} = x'_{SL}$Gegeninduktivitätsbelag (pro System und km)

x'_SReaktanzbelag des Schirms (pro System und km)

Für die Berechnung der oben angeführten unbekanntenen Parameter wird auf Kapitel 2.3 verwiesen. Nachdem $\underline{Z}_{A,eff}$ bekannt ist, kann das Netzwerk von Abbildung 2.4 in das Modell von Abbildung 2.5 überführt werden. Dieses dient nun als Ausgangspunkt für die Netzwerkanalyse mittels Zweigstromanalyse. Für sinnvollere Betrachtungen müssen einschlägige Programme verwendet werden (Komplexität). Um die Methodik besser verstehen zu können soll die Zweigstromanalyse an einem einfachen Beispiel erläutert werden. Dabei handelt es sich um ein Verfahren zu

Lösung von elektrischen Netzwerken. Die Zweigstromanalyse stellt die Methodik bereit um alle unabhängigen Knoten- und Maschengleichungen in einem Netzwerk zu finden. Diese werden anschließend in einer Matrix zusammengefasst. Nach invertieren dieser Matrix können die unbekannt Ströme \underline{I}_L , \underline{I}_S und \underline{I}_{EPR} bestimmt werden.

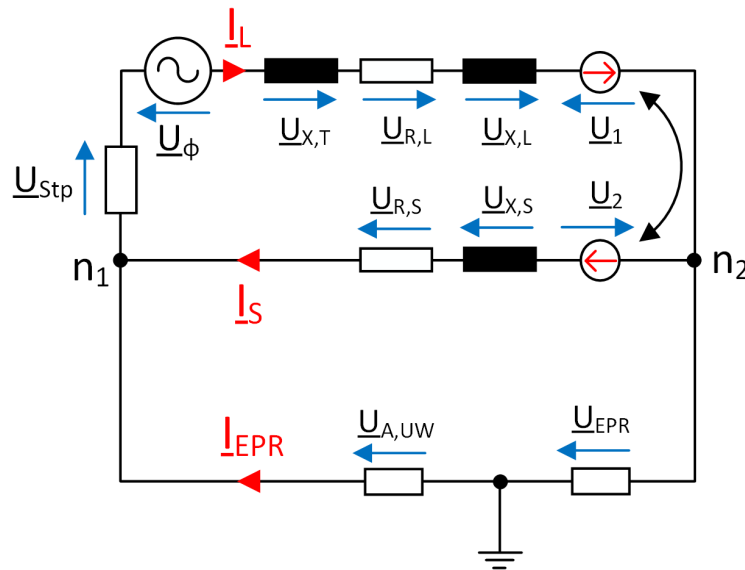


Abbildung 2.5: Vereinfachtes elektrisches 1-phasiges Ersatzschaltbild des Modells

2.2 Die Zweigstromanalyse

Im ersten Schritt muss die Anzahl der Knoten und Zweige des Netzwerkes identifiziert werden. Wie Abbildung 2.5 zeigt, befinden sich zwei Knoten ($k = 2$) und drei Zweige ($z = 3$) in diesem Netzwerk. Mit Hilfe dieser Angaben kann die Ordnung des zu bestimmenden Gleichungssystem bereits identifiziert werden.

$$A_n = \underbrace{z - (k - 1)}_{\text{Anzahl der Maschengleichungen}} + \underbrace{(k - 1)}_{\text{Anzahl der Knotengleichungen}} = 3 - (2 - 1) + (2 - 1) = 3 \quad (2.3)$$

Nun kann der gerichtete Graph dieses Netzwerkes bestimmt werden. Dazu wird das Netzwerk ohne jegliche elektrischen Bauteile gezeichnet. Im nächsten Schritt muss ein vollständiger Baum gefunden werden. Ein vollständiger Baum wird definiert als eine Linie, welche alle Knoten im Graphen verbindet, dabei aber keinen

geschlossenen Umlauf bildet. Einzelne Zweige welche Teil des Baumes sind und Knoten miteinander verbinden, werden Baumzweige genannt. Die übrigen Zweige des Graphens bilden automatisch die Co-Baumzweige. Im nächsten Schritt wird jedem Zweig im Graphen eine beliebige Richtung zugeteilt. Zusätzlich werden noch die unabhängigen Maschen (m_1 und m_2) eingefügt. Der vollständig gerichtete Graph ist in Abbildung 2.6 zu sehen.

Als Nächstes wird willkürlich einer der Knoten als Bezugsknoten definiert. In diesem Beispiel ist Knoten n_1 der Bezugsknoten. Für den verbleibenden Knoten kann

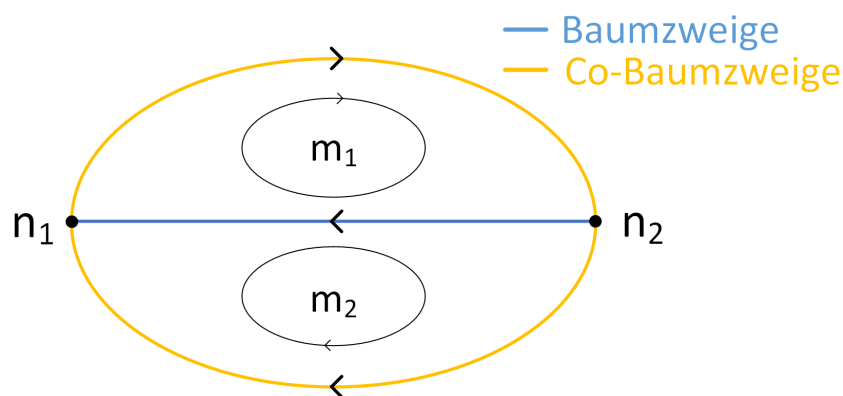


Abbildung 2.6: Gerichteter Graph des Netzwerkes von Abbildung 2.5

nun das 1. Kirchhoff'sche Gesetz angewendet werden.

$$n_2 : -\underline{I}_L + \underline{I}_S + \underline{I}_{EPR} = 0 \quad (2.4)$$

Die Maschengleichungen werden mit Hilfe des 2. Kirchhoff'schen Gesetzes gebildet. Zusätzlich wird die Quellenspannung \underline{U}_ϕ bereits auf die rechte Seite gebracht.

$$m_1 : \underline{U}_{X,T} + \underline{U}_{R,L} + \underline{U}_{X,L} - \underline{U}_1 - \underline{U}_2 + \underline{U}_{R,S} + \underline{U}_{X,S} + \underline{U}_{R,Stp} = \underline{U}_\phi \quad (2.5)$$

$$m_2 : -\underline{U}_{R,S} - \underline{U}_{X,S} + \underline{U}_2 + \underline{U}_{EPR} + \underline{U}_{A,UW} = 0 \quad (2.6)$$

Die Spannungen in den oben angeführten Gleichungen werden nun durch folgende Strom/Spannungsbeziehungen ersetzt:

$$\underline{U}_{X,T} = jX_T \cdot \underline{I}_L \quad \underline{U}_{R,L} = R_L \cdot \underline{I}_L \quad \underline{U}_{X,L} = jX_L \cdot \underline{I}_L \quad \underline{U}_1 = \underline{I}_S \cdot jX_{SL}$$

$$\underline{U}_2 = \underline{I}_L \cdot jX_{SL} \quad \underline{U}_{R,S} = R_S \cdot \underline{I}_S \quad \underline{U}_{X,S} = jX_S \cdot \underline{I}_S \quad \underline{U}_{R,Stp} = R_{Stp} \cdot \underline{I}_L$$

$$\underline{U}_{EPR} = \underline{I}_{EPR} \cdot \underline{Z}_{A,eff} \quad \underline{U}_{A,UW} = R_{A,UW} \cdot \underline{I}_{EPR}$$

Zusammengefasst führt dies zu folgendem Gleichungssystem:

$$m_1 : jX_T \cdot \underline{I}_L + R_L \cdot \underline{I}_L + jX_L \cdot \underline{I}_L - \underline{I}_S \cdot jX_{SL} - \underline{I}_L \cdot jX_{SL} + R_S \cdot \underline{I}_S + jX_S \cdot \underline{I}_S + R_{Stp} \cdot \underline{I}_L = \underline{U}_\phi$$

$$m_2 : -R_S \cdot \underline{I}_S - jX_S \cdot \underline{I}_S + \underline{I}_L \cdot jX_{SL} + \underline{I}_{EPR} \cdot \underline{Z}_{A,eff} + R_{A,UW} \cdot \underline{I}_{EPR} = 0$$

Im nächsten Schritt können die Gleichungen 2.4 bis 2.6 in Matrixform gebracht werden.

$$\underbrace{\begin{bmatrix} R_L + R_{Stp} + j(X_T + X_L - X_{LS}) & R_S + j(X_S - X_{LS}) & 0 \\ -jX_{LS} & R_S + jX_S & -R_{A,UW} - \underline{Z}_{A,eff} \\ -1 & 1 & 1 \end{bmatrix}}_{= \underline{A}} \begin{bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_{EPR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_\phi \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Die gesuchten Größen sind \underline{I}_L , \underline{I}_S und \underline{I}_{EPR} und können durch Invertierung der Matrix \underline{A} berechnet werden. Zu diesem Zwecke werden die entsprechenden Zahlenwerte in die Matrix eingesetzt (Berechnung der Ersatzschaltbildparameter siehe Kapitel 2.3).

$$\begin{bmatrix} 6,02 + j0,41 \Omega & 0,13 + j0,002 \Omega & 0 \\ -j0,14 \Omega & 0,13 \Omega + j0,14 \Omega & -1,4 - j0,5 \\ -1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_{EPR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 6120 \text{ V} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad \setminus \cdot \underline{A}^{-1} \quad (2.8)$$

Nach Multiplikation mit \underline{A}^{-1} von links kann der gesuchte Vektor berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_{EPR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,16 - j0,011 \Omega & -0,01 + j0,005 \Omega & -0,02 + j0,002 \Omega \\ 0,15 - j0,005 \Omega & 0,55 - j0,237 \Omega & 0,88 - j0,048 \Omega \\ 0,01 - j0,005 \Omega & -0,56 + j0,233 \Omega & 0,1 + j0,05 \Omega \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 6120 \text{ V} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} \underline{I}_L \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_{EPR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 991,9 - j662,9 \text{ A} \\ 922,6 - j331,7 \text{ A} \\ 69,3 - j33,1 \text{ A} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 994,1 \text{ A} \angle -3,8^\circ \\ 923,2 \text{ A} \angle -2,1^\circ \\ 76,8 \text{ A} \angle -25,5^\circ \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Das in Gleichung 2.9 erhaltene Ergebnis wird in nachfolgender Abbildung visualisiert. Wie zu erkennen ist, fließen über 90% des Fehlerstromes direkt über den Kabelschirm ab. Der restliche Anteil fließt in die Kettenleiteranordnung.

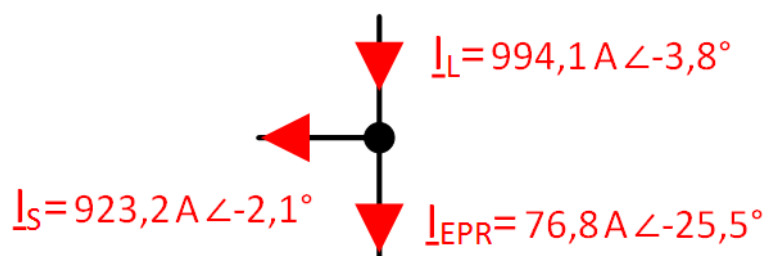


Abbildung 2.7: Detailansicht der Stromaufteilung in der Ortsnetzstation

Die Potentialanhebung der lokalen Erdungsanlage ergibt sich aus der effektiven Erdungsimpedanz $\underline{Z}_{A,eff}$ und dem Strom \underline{I}_{EPR} .

$$\underline{U}_{EPR} = \underline{Z}_{A,eff} \cdot \underline{I}_{EPR} = (1,2 + j0,495 \Omega) \cdot (69,3 - j33,1 \text{ A}) = 99,81 \text{ V} \angle -3,14^\circ \quad (2.10)$$

Somit ist die Amplitude und Phasenlage der Potentialanhebung bekannt. Auf Basis dieses Ergebnisses kann geschlussfolgert werden, dass lediglich ca. 10 A (= $99,8 \text{ V} / 10 \Omega$) über die lokale Erdungsanlage abgeführt werden. Unter Zuhilfenahme der Gleichung zur Beschreibung eines Kugelerders kann der Verlauf des Potentials bestimmt werden.

Eine Annahme, die noch getroffen werden muss, betrifft den Erderradius. Dieser wird mit 3,3 m angenommen. Der Verlauf ist in Abbildung 2.8 zu sehen. Die dabei auftretende Schrittspannung ist ebenfalls makiert und beträgt maximal $99,8 \text{ V} - 76,6 \text{ V} = 23,2 \text{ V}$. Auf Basis dieses Ergebnisses kann geschlussfolgert werden, dass dieser Fehlerfall völlig ungefährlich ist.

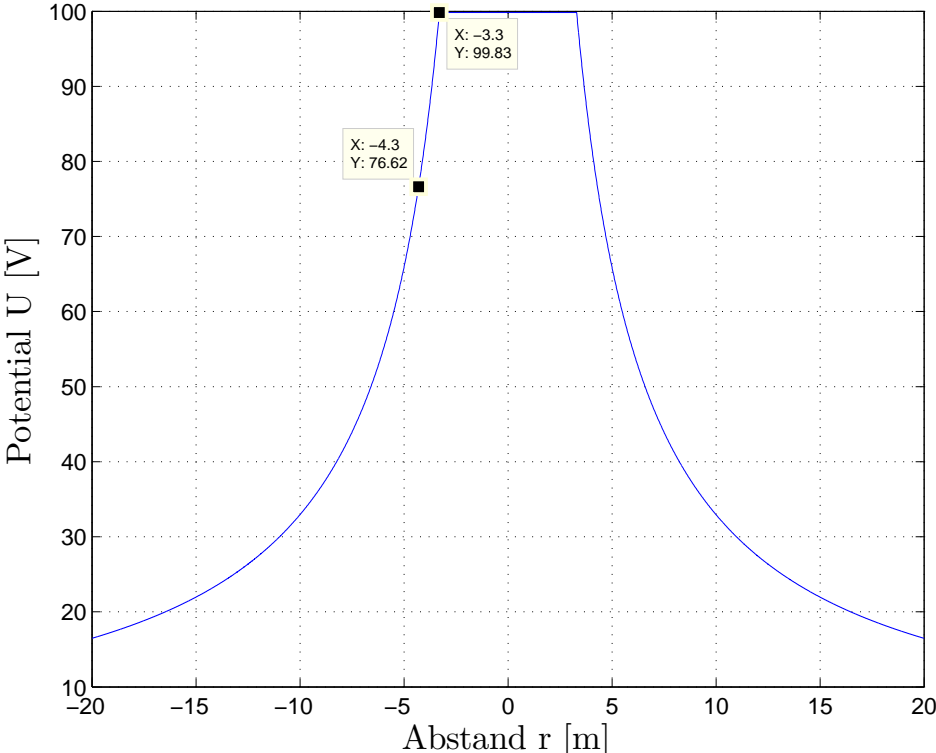


Abbildung 2.8: Verlauf der Potentialanhebung bei einem 1-poligen Erdschluss in der ersten Ortsnetzstation

2.3 Bestimmung der Ersatzschaltbildparameter

Bevor es möglich ist, das Gleichungssystem 2.7 lösen zu können, müssen zunächst die unbekannteten Ersatzschaltbildparameter bestimmt werden. Dies kann auf unterschiedliche Art und Weise durchgeführt werden. Einerseits kann auf Messungen beziehungsweise Herstellerangaben zurückgegriffen werden, andererseits können allgemeine elektrotechnische Berechnungen angestellt werden. Letzteres ist interessant, da in vielen Fällen keine detaillierten Informationen über die eingesetzten Betriebsmittel vorliegen. Dies ist auch bei dem Beispiel des österreichischen EVU's der Fall. In diesem Netz kommen zu einem Großteil Bleimantel-Kabel zum Einsatz (Typ: A/E-PMBU oder A/E-PHMBU). Diese Kabel sind folgendermaßen aufgebaut:

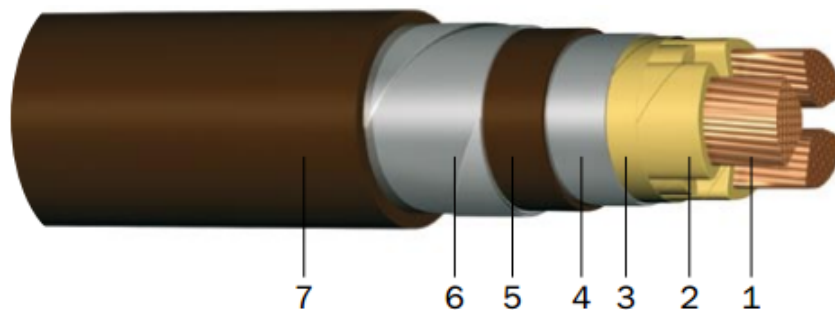


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung eines Bleimantel-Kabels [28]

- 1...Kupfer- bzw. Aluminiumleiter
- 2...Aderisolation
- 3...Gürtelisolation
- 4...Bleimantel
- 5...Bebänderung des Bleimantels
- 6...Armierung
- 7...Schutzhülle

Als Grundlage für die allgemeine Berechnung der unbekannteten Parameter wird die Vorgehensweise wie in [29]³ und [30] beschrieben, verwendet. Die zitierte Gleichung lautet:

$$\underline{z}'_{ii} = (r'_e + r'_i) + j(x'_{a,i} + x'_{i,i}) \quad (2.11)$$

r'_e ...Erdwiderstandsbelag (individuell pro ONS)

r'_i ...Ohm'scher Widerstandsbelag des Leiters (pro km)

³Seite 23

$x'_{a,i}$...Äußerer Reaktanzbelag (pro km)

$x'_{i,i}$...Innerer Reaktanzbelag (pro km)

z'_{ii} ...Schleifenimpedanz der Leiter-Erde Schleife (pro km)

Da im ersten Schritt der Impedanzbelag berechnet wird, um anschließend unabhängig auf die benötigte Länge umrechnen zu können, wird zusätzlich die Gleichung zur Umrechnung zwischen Impedanz und Impedanzbelag benötigt:

$$\underline{Z}_x = \underline{z}'_x \cdot l_x \quad (2.12)$$

Beginnend mit dem ohm'schen Anteil in obiger Gleichung (2.11) soll r'_L und r'_S für eine Länge von 200 m des zuvor beschriebenen Bleimantel-Kabels bestimmt werden. Die einzelnen Leiter des Kabels haben dabei einen Querschnitt von 150 mm^2 .

$$r'_L = \frac{l}{\kappa \cdot A_{\text{Leiter}}} = \frac{1000 \frac{\text{m}}{\text{km}}}{56 |_{\text{Cu}} \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 150 \text{ mm}^2} = 0,119 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (2.13)$$

$$R_L = l \cdot r'_L = 0,2 \text{ km} \cdot 0,119 \frac{\Omega}{\text{km}} = 23,8 \text{ m}\Omega \quad (2.14)$$

$$r'_S = \frac{l}{\kappa \cdot A_{\text{Schirm}}} = \frac{1000 \frac{\text{m}}{\text{km}}}{4,8 |_{\text{Pb}} \frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 326,7 \text{ mm}^2} = 0,638 \frac{\Omega}{\text{km}} \quad (2.15)$$

$$R_S = l \cdot r'_S = 0,2 \text{ km} \cdot 0,638 \frac{\Omega}{\text{km}} = 127,6 \text{ m}\Omega \quad (2.16)$$

Der erhaltene Wert in 2.13 deckt sich mit Herstellerangaben von ähnlichen Kabeltypen ([28]). Für größere Querschnitte ($A \geq 240 \text{ mm}^2$) und Kabel ohne Sektorleitung muss eventuell der Skineffekt berücksichtigt werden, um genauere Ergebnisse zu erhalten. Die Bestimmung des Widerstandsbelages für den Kabelschirm erfolgt analog zu 2.13 und unterscheidet sich nur bei der Bestimmung des Querschnittes. „XLPE“-Kabel haben im Vergleich dazu drei separate Kabelschirme. Das Bleimantel-Kabel der österreichischen EVU's hat einen gemeinsamen Kabelschirm (siehe Abbildung 2.9).

Die Berechnung von x'_L , x'_S und x'_{SL} basiert ebenfalls auf derselben Grundgleichung 2.11. Die Reaktanz des Schirmes x'_S setzt sich aus der äußeren und der inneren Reaktanz zusammen.

$$x'_S = x'_{i,S} + x'_{a,S} = 15,71 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} + 697,7 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} = 713,4 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.17)$$

$$X_S = l \cdot x'_S = 0,2 \text{ km} \cdot 713,4 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} = 142,7 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.18)$$

Die innere Reaktanz ist unabhängig vom Radius des Leiters und wird folgendermaßen berechnet:

$$x'_{i,S} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \frac{\mu_{r,Pb}}{4} = \frac{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}}}{2\pi} \cdot \frac{1}{4} = 50 \text{ Hz} \cdot \pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}} = 15,7 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.19)$$

Die Berechnung der äußeren Reaktanz des Kabelschirms bzw. die Koppelreaktanz ist komplexer und geschieht in mehreren Etappen:

$$x'_{a,S} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_e}{r_{a,equ}} = \frac{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}}}{2\pi} \cdot \ln \frac{1725,1 \text{ m}}{0,026 \text{ m}} = 697,7 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.20)$$

Da es sich beim Kabelschirm des Bleimantel-Kabels um einen Hohlleiter handelt, muss der äquivalente Abstand $r_{a,equ}$ über folgenden Zusammenhang bestimmt werden, wobei r_i der Innenradius und d die Dicke des Kabelschirms darstellt:

$$r_{a,equ} = (r_i + d) \cdot e^{-\left(\frac{d}{2 \cdot r_i + d}\right)} = (25 \text{ mm} + 2 \text{ mm}) \cdot e^{-\left(\frac{2 \text{ mm}}{2 \cdot 25 \text{ mm} + 2 \text{ mm}}\right)} = 25,98 \text{ mm} \quad (2.21)$$

Der Abstand d_{SL} für die Berechnung der Koppelreaktanz x'_{SL} reicht vom Mittelpunkt des Innenleiters bis zum äußeren Rand des Schirms und beträgt 27 mm.

$$x'_{SL} = \frac{\omega\mu_0}{2\pi} \cdot \ln \frac{D_e}{d_{SL}} = \frac{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}}}{2\pi} \cdot \ln \frac{1725,1 \text{ m}}{0,027 \text{ m}} = 695,2 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.22)$$

$$X_{SL} = l \cdot x'_{SL} = 0,2 \text{ km} \cdot 695,2 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} = 139 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}} \quad (2.23)$$

D_e entspricht dem äquivalenten Abstand zum Erdrückleiter (Erdstromtiefe) und kann über folgenden Zusammenhang bestimmt werden:

$$D_e = \frac{\sqrt{2e}}{\gamma} \cdot \delta_E = \frac{\sqrt{2e}}{1,7811} \cdot 1317,8 \text{ m} = 1725,1 \text{ m} \quad (2.24)$$

Die Variable γ entspricht der Bessel'schen Konstante und beträgt 1,7811. Die noch zu berechnende Variable ist δ_E . Sie entspricht der Erdstromtiefe für einen unendlich langen Leiter und berechnet sich wie folgt:

$$\delta_E = \frac{1,8514}{\alpha} = \frac{1,8514}{0,001405 \frac{1}{\text{m}}} = 1317,8 \text{ m} \quad (2.25)$$

Mit α gleich:

$$\alpha = \sqrt{\frac{\omega\mu_0}{\rho}} = \sqrt{\frac{2\pi \cdot 50 \text{ Hz} \cdot 4\pi \cdot 10^{-7} \frac{\text{Vs}}{\text{Am}}}{200 \Omega\text{m}}} = 0,00141 \frac{1}{\text{m}} \quad (2.26)$$

Für die Berechnung von α wird die spezifische Bodenleitfähigkeit benötigt, diese soll mit $200 \Omega\text{m}$ angenommen werden.

Der Innenwiderstand der Spannungsquelle \underline{U}_ϕ ist durch die Trafo-Impedanz gegeben. Da der ohm'sche Anteil im Vergleich zum induktiven Anteil jedoch vernachlässigbar klein ist, wird für die Trafo-Impedanz nur X_T berücksichtigt. Die Leistung des Transformators wird mit 40 MVA und einem $u_K = 14\%$ angenommen angenommen.

$$X_T = \frac{u_K \cdot U_N^2}{S_N} = \frac{0,14 \cdot (10,6 \text{ kV})^2}{40 \text{ MVA}} = 0,39 \Omega \quad (2.27)$$

Die Variable u_K stellt die Kurzschlussspannung in p.u. dar und bewegt sich für Transformatoren von diesem Typ im Bereich von $10 - 17\%$. U_N ist die Nennspannung und S_N die Nennscheinleistung des Transformators.

Die noch fehlende Größe x'_L wird analog zur Gleichung 2.19 und 2.18 mit einem Radius von 10 mm bestimmt und ergibt $x'_L = 773,3 \frac{\text{m}\Omega}{\text{km}}$ und in weiterer Folge $X_L = 154,7 \text{ m}\Omega$.

Damit sind alle Ersatzschaltbildparameter aus Abbildung 2.5 bekannt und es ist möglich das Netzwerk zu berechnen (siehe Kapitel zuvor).

2.4 Ergebnisse für unterschiedliche Konfigurationen

Neben dem in Gleichung 2.10 erhaltenen Ergebnissen gibt es viele weitere Konfigurationen, welche von Interesse sind, jedoch nur sehr aufwendig manuell gelöst werden können. Aus diesem Grund wird das Netzwerk in Abbildung 2.1 in seiner Gesamtheit in LTspice modelliert (siehe Abbildung 2.10) und berechnet.

2.4.1 Beschreibung LTSpice

Das Simulationsprogramm LTspice IV wurde von der Firma Linear Technology Corporation (LTC) entwickelt. Ursprünglich war es dazu gedacht beim Entwurf von Schaltnetzteilen zu helfen. Durch seine hohe Flexibilität kann das Programm aber auch zur Simulation vieler anderer Schaltkreise eingesetzt werden. LTC stellt dieses Programm kostenlos auf seiner Homepage zur Verfügung: <http://www.linear.com>.⁴ Das Programm basiert auf SPICE (Simulation Program with Integrated Circuit Emphasis) und ist kompatibel. Grundfunktion der Schaltungssimulation mit SPICE ist das algorithmische Finden von Näherungslösungen für die systembeschreibenden (nichtlinearen) Differentialgleichungen. Deren Zusammenhang wird von der Schaltungstopologie bestimmt und mittels einer Netzliste, welche die Bauelemente und deren Verbindungen beschreibt, an den Simulator übergeben. Zeitverläufe (inklusive Parametervariationen) lassen sich berechnen und darstellen, darüber hinaus kann man diese auch in den Frequenzbereich transformieren. Weiterhin kann man eine Kleinsignalanalyse vornehmen und eine Monte-Carlo-Simulation durchführen.

2.4.2 Simulationsszenario

Beim gewählten Szenario sollte ein metallischer Fehler in der Ortsnetzstation Nr. 21 simuliert werden. Die transiente Analyse zeigt folgende Ergebnisse. Die jeweiligen Effektivwerte ergeben $U_{EPR} = 28,4 \text{ V}$, $I_S = 522,6 \text{ A}$, $I_L = 538,3 \text{ A}$ und $I_{EPR} = 21,7 \text{ A}$. Diese Ergebnisse zeigen erneut, dass der Kabelschirm den weitaus größten Teil des Fehlerstromes aufnimmt und ableitet. Die Potentialanhebung von $U_{EPR} = 28,4 \text{ V}$ ist vernachlässigbar klein. Beachtung sollte jedoch dem geringen Gesamtfehlerstrom von lediglich $I_L = 538,3 \text{ A}$ geschenkt werden. Abbildung 2.11 zeigt den zeitlichen Verlauf der gesuchten Größen $i_L(t)$ (Gesamtfehlerstrom im Leiter), $i_S(t)$ (Schirm-

⁴Quelle: <http://rze-falbala.rz.e-technik.fh-kiel.de/komiue/LTSpice-Anleitung/LTSpiceIV%28Mai2010%29.pdf>

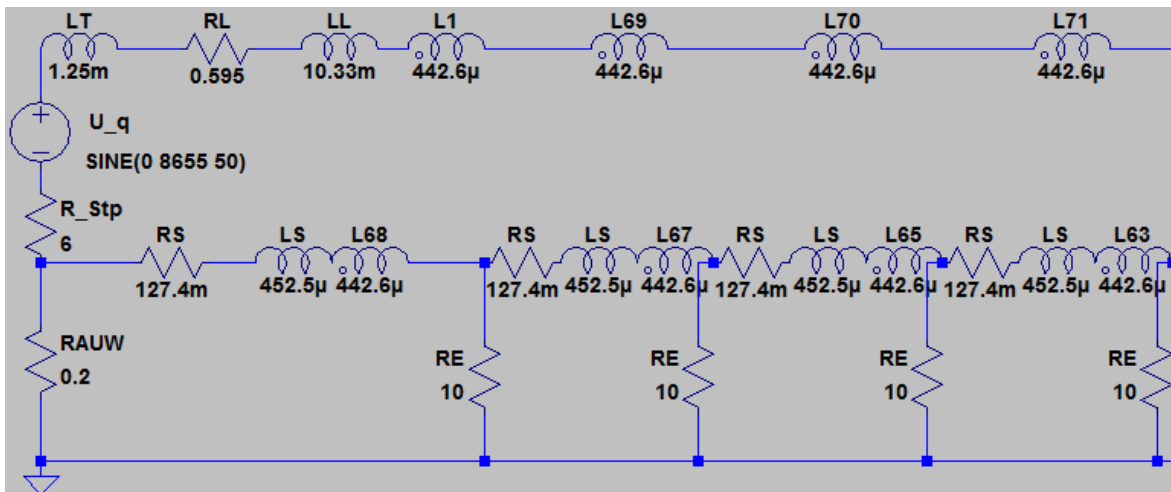


Abbildung 2.10: Ausschnitt aus dem Netzwerkmodell in LTSpice

strom), $i_{EPR}(t)$ (Strom in den Kettenleiter und Erdungsanlage) und den zeitlichen Verlauf der Potentialanhebung $u_{EPR}(t)$ (Spannung der Erdungsanlage). Weiters wurden die Effektivwerte dieser Größen in Tabelle 2.1 zusammengefasst. Es lässt sich erkennen, dass der Fehlerstrom I_L mit zunehmender Leitungslänge abnimmt und damit alle anderen Größen. Dies gilt auch für die Potentialanhebung U_{EPR} der lokalen Erdungsanlage.

	U_{EPR}	I_L	I_S	I_{EPR}
	V	A	A	A
1. ONS	99,8	994,1	923,2	76,6
20. ONS	28,4	538,3	522,6	21,7

Tabelle 2.1: Gegenüberstellung der gesuchten Größen bei Fehlerfall in der 1. ONS bzw. der 20. ONS (Effektivwerte)

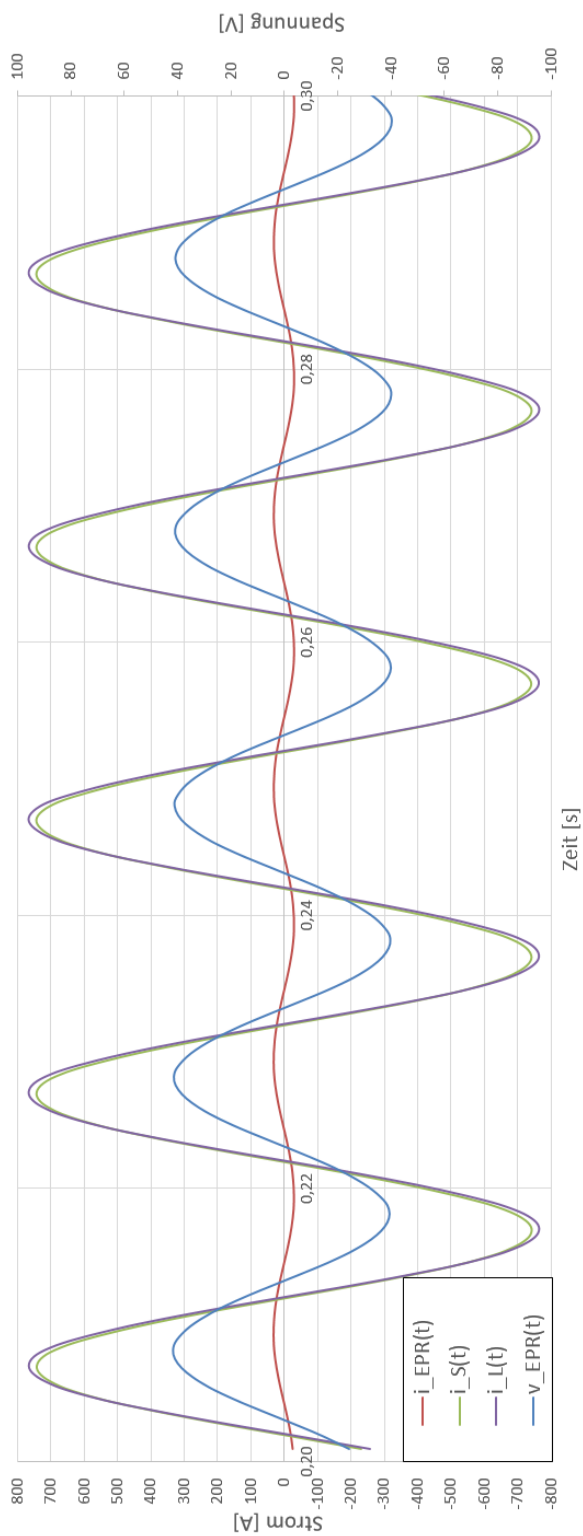


Abbildung 2.11: Zeitlicher Verlauf der gesuchten Größen

3 Experimentelle Untersuchungen

Es wurden im Rahmen dieser Arbeit einige Versuche durchgeführt, um die theoretischen Überlegungen in den vorangegangenen Kapiteln zu verifizieren. Einerseits wurden umfangreiche Messungen am Modell eines Halbkugelerders durchgeführt, um Kenntnisse über den Übergangswiderstand an der Fehlerstelle zu gewinnen. Andererseits war es möglich Messungen beizuwohnen, welche direkt im Netzverbund durchgeführt wurden. Die Ergebnisse dieser Messungen sollen hier diskutiert werden.

3.1 Messungen am elektrolytischen Trog

Die mechanische Fertigung des Messaufbaus erfolgte durch Herrn DI Mallits und wurde für die Erstellung der vorliegenden Analysen zur Verfügung gestellt. Ziel dieses Versuches sollte sein herauszufinden welche Einflussfaktoren es im Bezug auf die Schrittspannung gibt, und mit Hilfe welcher Berechnungsart der Potenzialverlauf bestimmt werden kann.

3.1.1 Versuchsaufbau

Die Messanordnung besteht aus einer metallischen Schüssel, welche mit drei Liter Leitungswasser angefüllt wird und elektrisch leitend ist. Weiters wird eine Kugelelektrode bis zur Hälfte in Wasser eingetaucht (siehe Abbildung 3.1 und Abbildung 3.2). Die Kugelelektrode hat einen Durchmesser von 1 cm. Das Oberflächenpotential wird über eine Messelektrode abgegriffen. Die Messelektrode besteht aus einem isolierter Kupferdraht mit abisolierter Messspitze um das Potential in tieferen Schichten messen zu können. Auf die Schüssel wird eine durchsichtige Plasticscheibe aufgesetzt und in radialer Richtung werden Löcher gebohrt, um sicherzustellen, dass stets an denselben Stellen die Spannung gemessen wird. Die Spannungsversorgung wird mit einem Transformator mit mehreren Abgriffen sichergestellt. Strom und Span-

3 Experimentelle Untersuchungen

nung wird mit zwei Multimeter (Typ: Fluke 175) gemessen.

Messungen haben gezeigt, dass die spezifische Leitfähigkeit vom Grazer Leitungswasser im Bereich von $15 \Omega\text{m}$ liegt. Um realitätsnahe Bedingungen zu schaffen, sollte eine Lösung mit $\geq 200 \Omega\text{m}$ (typ. Bodenleitfähigkeit) erstellt werden.

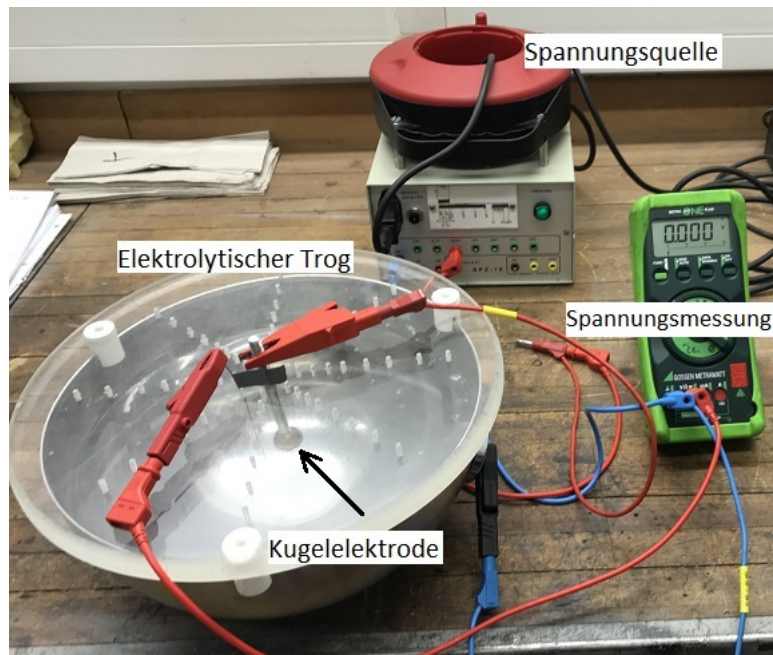


Abbildung 3.1: Messaufbau

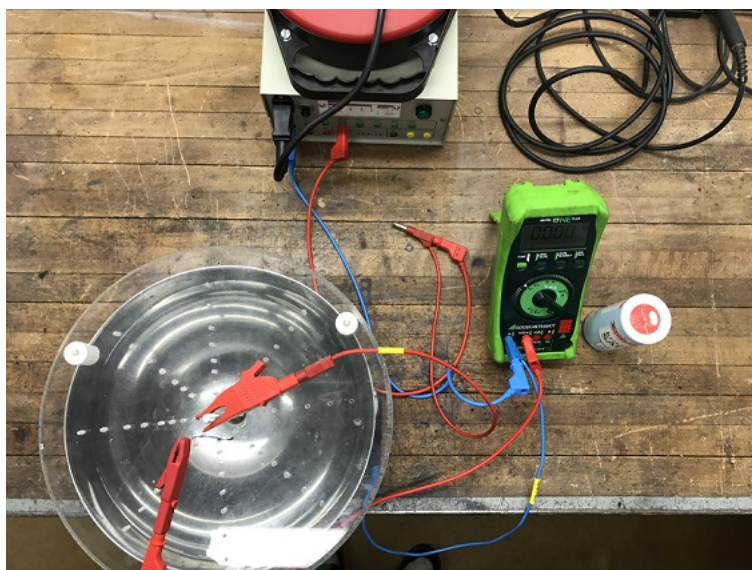


Abbildung 3.2: Messaufbau (Aufsicht)

Meerwasser (destilliertes Wasser mit 3,5 % Salzgehalt) hat eine bekannte spezifische Leitfähigkeit von ca. $0,2 \Omega\text{m}$. Diese Salzlösung wird mit destilliertem Wasser verdünnt, bis eine spezifische Leitfähigkeit von ca. $240 \Omega\text{m}$ erreicht wird.

Unter der Annahme, dass der Strom zur Gänze durch die Erderanordnung begrenzt wird, kann die spez. Leitfähigkeit ρ berechnet werden.

$$U_q = R_A \cdot I \quad \rightarrow \quad R_A = \frac{U_q}{I} = \frac{13,9 \text{ V}}{3,6 \text{ mA}} = 3861 \Omega \quad (3.1)$$

$$R_A = \frac{\rho}{2\pi \cdot r_K} \quad \rightarrow \quad \rho = R_A \cdot 2\pi \cdot r_K = 3861 \Omega \cdot 2\pi \cdot 1 \text{ cm} = 242,6 \Omega\text{m} \quad (3.2)$$

3.1.2 Oberflächenpotential mit Kugelelektrode an der Oberfläche

Im ersten Versuch wird der Verlauf des Oberflächenpotentials bei unterschiedlichen spezifischen Leitfähigkeiten untersucht. Verglichen wird dabei die zuvor beschriebene Salzlösung mit dem Grazer Leitungswasser. Aus Abbildung 3.3 ist erkenntlich,

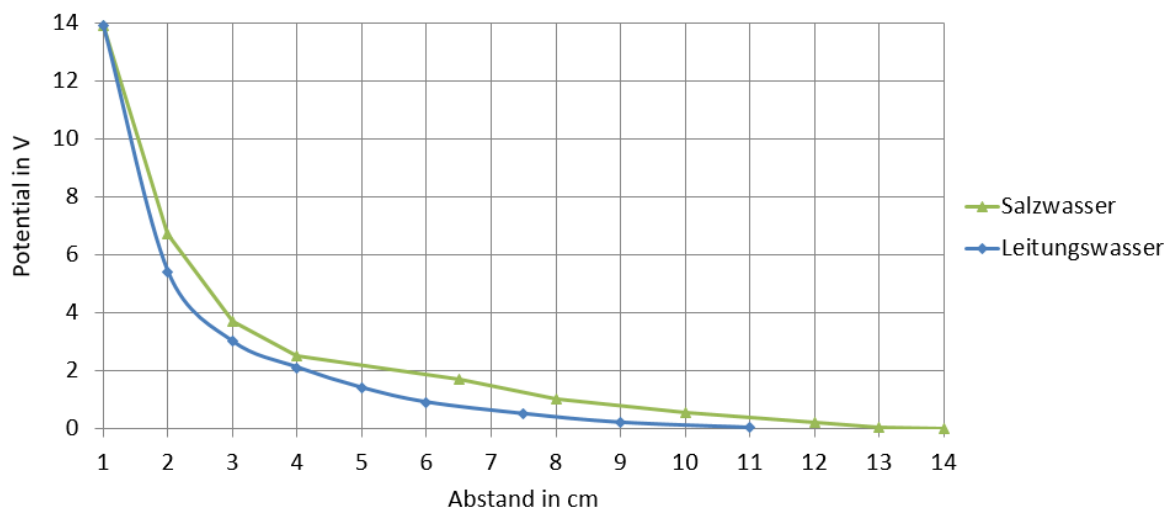


Abbildung 3.3: Potentialverlauf an der Oberfläche bei unterschiedlichen spezifischen Leitfähigkeiten ($U_q = 13,9 \text{ V}$)

dass die spezifische Leitfähigkeit der Flüssigkeit praktisch keinen Einfluss auf den Potentialverlauf hat. Etwaige Unterschiede können durch Messungenauigkeiten erklärt werden. Speziell im Nahbereich der Elektrode führen bereits kleine räumliche Ungenauigkeiten zu großen Abweichungen bei dem Messergebnis.

3.1.3 Potentialbestimmung im gesamten Trog (3D-Feld)

In weiterer Folge wird die Kugelelektrode nun 2,5 cm tief unter der Wasseroberfläche versenkt. Es soll nun das Potential in fünf verschiedenen Tiefen (Oberfläche, 1,5 cm, 2,5 cm, 3,5 cm und 5 cm) gemessen werden. Die Ergebnisse werden in Abbildung 3.4 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass mit steigendem Abstand das Potential gemäß eines $1/x$ Verlaufes abfällt. Das Potential sinkt auf Werte unter 10% des Ausgangswertes (13,9 V) nach ungefähr 7-facher Erdergröße. Dies gilt jedoch nur für die Potentialverläufe, welche sich auf derselben Ebene in Bezug auf den Erder befinden. Der Verlauf an der Oberfläche bzw. in 5 cm Tiefe startet von einem geringeren Potential. Es zeigt sich, dass eine Entfernung des Kugelerders in vertikaler Richtung eine Verminderung des Potentials direkt an der Oberfläche zur Auswirkung hat. Insofern ist der absolute Abstand (horizontal und vertikal) von Bedeutung.

Unter Ausnützung der rotationssymmetrischen Anordnung und mit der Hilfe von

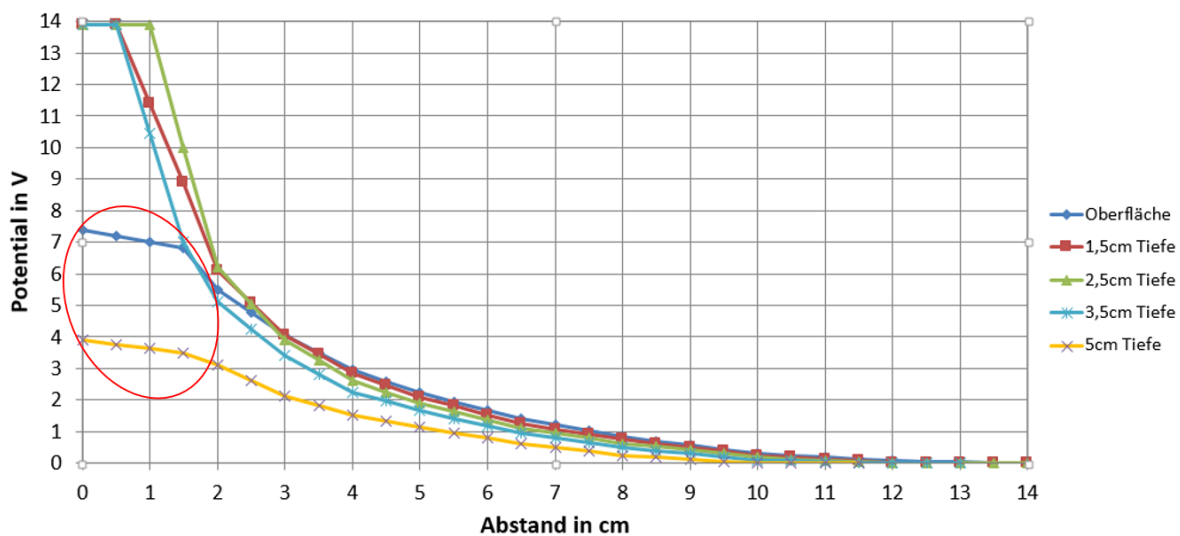


Abbildung 3.4: Potential in Abhängigkeit der Tiefe ($U_q = 13,9 \text{ V}$)

Microsoft® Excel® wird dann die vollständige Feldverteilung innerhalb der Schüssel bestimmt (siehe Abbildung 3.5). Alle Werte in **fetter roter Schrift** sind bekannte beziehungsweise gemessene Werte. Unbekannte Werte wurden iterativ aus Mittelwerten von bekannten, umliegenden Potentialen bestimmt. Die erhaltenen Ergebnisse verhalten sich entsprechend der Abbildung 3.4. Das Potential fällt gemäß eines $1/x$ Verlaufes ab. Direkt über dem Erder kommt es jedoch zu Feldverzerrungen, sodass hier der $1/x$ Zusammenhang nicht anwendbar ist (rote Ellipse in Abbildung 3.4).

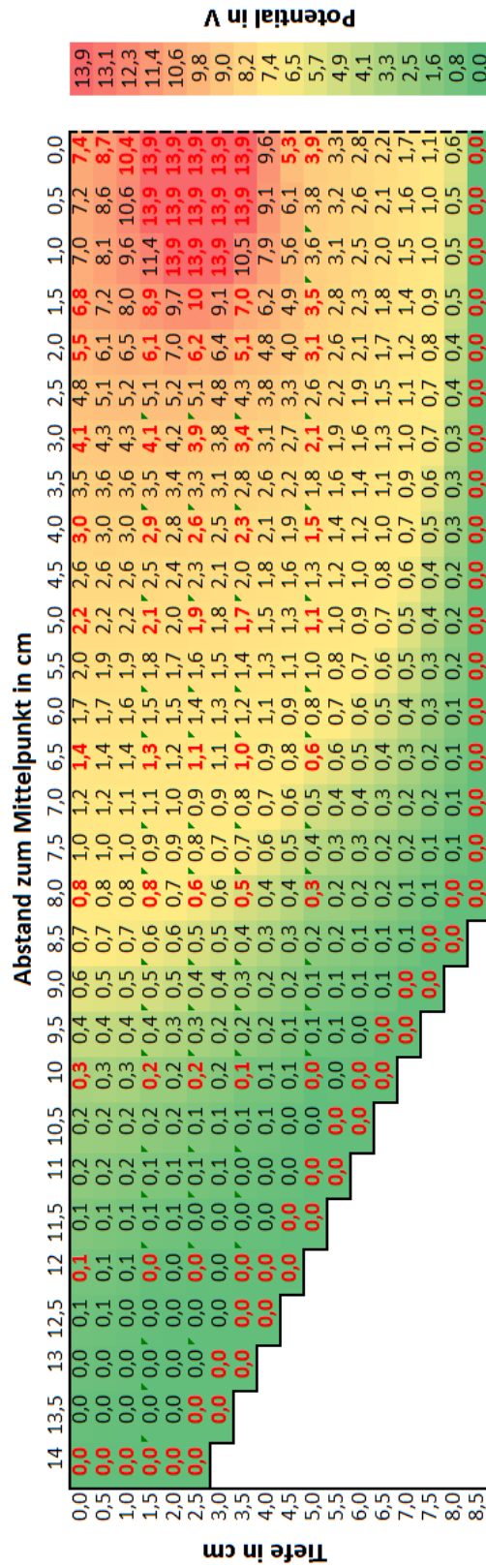


Abbildung 3.5: 3D-Potentialverlauf im Trog ($U_q = 13,9\text{ V}$), rotations-symmetrisch

3.1.4 Vergleich von Theorie und Praxis

In den ersten beiden Versuchen hat sich gezeigt, welchen Einfluss unterschiedlich leitfähige Flüssigkeiten bzw. Entfernungen vom Erder auf den Potentialverlauf haben. Es stellt sich die Frage ob für die Berechnung des Potentialverlaufes (Nahfeld) eines Kugelerders die Entfernung zur Gegenelektrode berücksichtigt werden muss.

Klassisch (Näherung):

$$R_A(r_K) = \frac{\rho}{2\pi \cdot r_K} \quad (3.3)$$

Für die weitere Berechnung des Spannungsabfalls wird der Strom als konstant angenommen. Zusätzlich wird r_K stetig gesteigert. Somit ist der Widerstand bekannt und über das Ohm'sche Gesetz wird der Spannungsabfall für jeden Abstand bestimmt.

$$U_A = I_E \cdot R_A(r_K) \quad (3.4)$$

$$\phi(r) = \frac{U_A}{r} \quad (3.5)$$

Methode I (Berücksichtigung des Rand):

Ausgehend von der Stromdichteverteilung einer kugelförmigen Stromquelle kann das Potential ϕ bestimmt werden.

$$J = \frac{I}{2\pi \cdot r_1} \quad (3.6)$$

$$J = \gamma \cdot E = -\frac{\partial \phi}{\partial r} \quad (3.7)$$

Nach diversen Umformungen folgt:

$$\phi(r) = \frac{\frac{1}{r} - \frac{1}{r_2}}{\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}} \cdot U_E \quad (3.8)$$

r_1 ...Radius Kugelerder

r_2 ...Radius der Gegenelektrode

Die Ergebnisse der unterschiedlichen Berechnungsmethoden werden in Abbildung 3.6 dargestellt. Für den Verlauf des gemessenen Potentials werden die Werte aus Abbildung 3.4 für 2,5 cm Tiefe verwendet. Bemerkenswert ist die exakte Übereinstimmung von Messung und theoretischer Betrachtung mit Methode I. Eine ebenfalls

sehr gute Näherung liefert die klassische Methode. Die zunehmende Abweichung für größer werdende Abstände kann dadurch begründet werden, dass für die klassische Betrachtung die Gegenelektrode in unendlicher Entfernung angenommen wird. In Tabelle 3.1 werde die unterschiedlichen Ansätze noch einmal numerisch gegen-

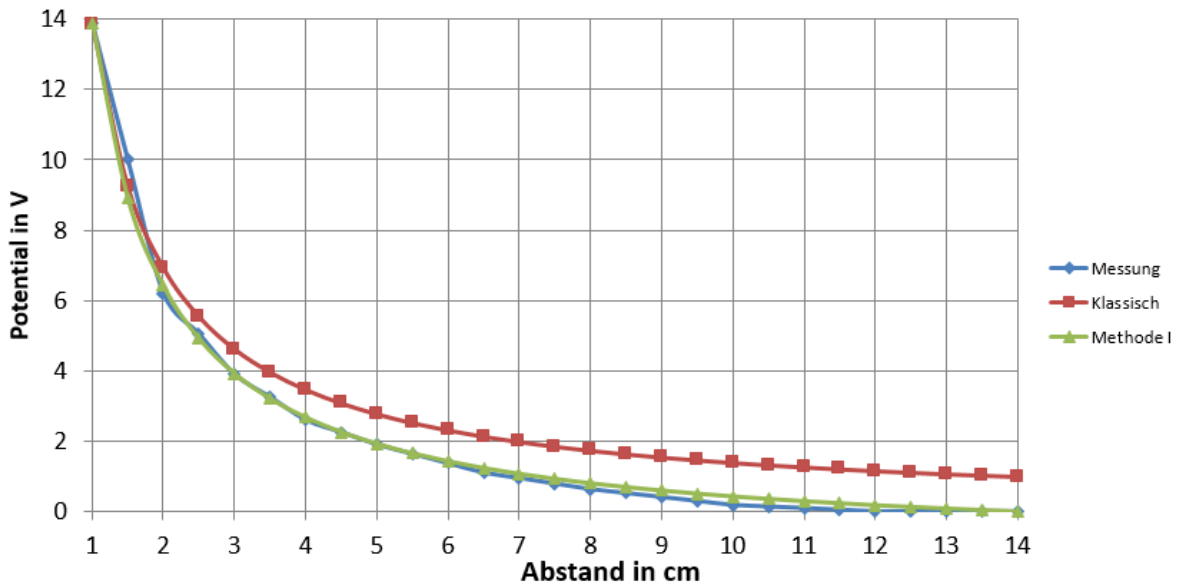


Abbildung 3.6: Graphischer Vergleich zwischen Theorie und Praxis

übergestellt.

	gemessen	berechnet	
Abstand	Potential	Klassisch	Methode II
cm	V	V	V
1	13,9	13,87	13,9
1,5	10,00	9,24	8,91
2	6,20	6,93	6,42
2,5	5,05	5,55	4,92
3	3,90	4,62	3,92
3,5	3,25	3,96	3,21
4	2,60	3,47	2,67
4,5	2,25	3,08	2,26
5	1,90	2,77	1,92
5,5	1,63	2,52	1,65
6	1,37	2,31	1,43
6,5	1,10	2,13	1,23
7	0,94	1,98	1,07
7,5	0,79	1,85	0,93
8	0,63	1,73	0,80
8,5	0,52	1,63	0,69
9	0,41	1,54	0,59
9,5	0,29	1,46	0,51
10	0,18	1,39	0,43
10,5	0,14	1,32	0,36
11	0,09	1,26	0,29
11,5	0,05	1,21	0,23
12	0,00	1,16	0,18
12,5	0,00	1,11	0,13
13	0,00	1,07	0,08
13,5	0,00	1,03	0,04
14	0,00	0,99	0,00

Tabelle 3.1: Gegenüberstellung der gemessenen und berechneten Werte

3.1.5 Oberflächenpotential in Abhängigkeit von Orientierung und Defektgröße in Kabeln

Bis zum jetzigen Zeitpunkt wurden die Versuche mit einer Metallkugel entsprechend dem idealen Modells des Kugelerders durchgeführt. Im nächsten Versuch sollte herausgefunden werden, auf welche Art und Weise sich das Oberflächenpotential im Bezug auf die Größe der Fehlerstelle und deren Orientierung im Kabel verändert. Das Kabel, welches dabei zur Verwendung kam, ist in Abbildung 3.7 zu sehen.

Es wurden Löcher mit 1 mm, 2 mm, 4 mm und 6 mm Durchmesser in die Isolierung gebohrt werden. Anschließend wurde das Kabel ca. 2,5 cm tief in die Salzlösung getaucht (siehe Abbildung: 3.8). Diese Messung wurde zu einem früheren Zeitpunkt durchgeführt, sodass sich noch Leitungswasser in der Schüssel befand. Trotz der besseren Leitfähigkeit von Leitungswasser gegenüber der Salzlösung war der Stromfluss zu gering. Die Spannung wurde auf $U_q = 67\text{ V}$ erhöht, um für die Messung mit dem kleinsten Loch (1 mm) gerade noch messbare Werte zu erhalten.

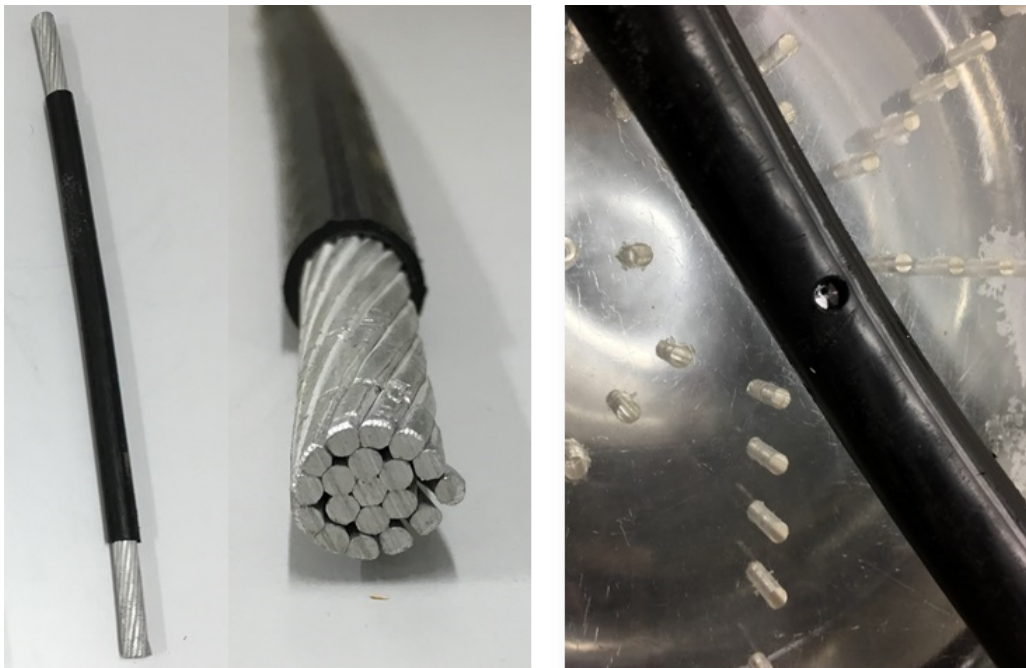


Abbildung 3.7: Links: Verwendetes Kabelstück; Rechts: 6 mm Bohrung in der Isolierung

Die jeweiligen Verläufe der Oberflächenpotentiale werden in Abbildung 3.9 gezeigt. Die Ergebnisse zeigen deutlich die Abhängigkeit des Oberflächenpotentials von der

3 Experimentelle Untersuchungen

Lochgröße. Diese Abhängigkeit des Oberflächenpotentials kann einerseits dadurch begründet werden, dass mit steigender Lochgröße r_K die Entfernung zur Fehlerstelle um den Faktor 6 ($r_K = 1 \text{ mm}$ vs. $r_K = 6 \text{ mm}$) in Bezug auf die Erdergröße sinkt.

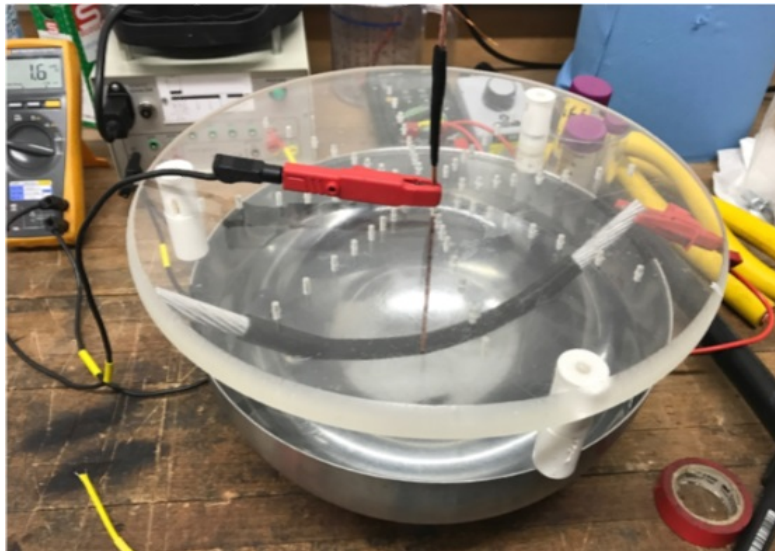


Abbildung 3.8: Versuchsaufbau Kabel in Schüssel

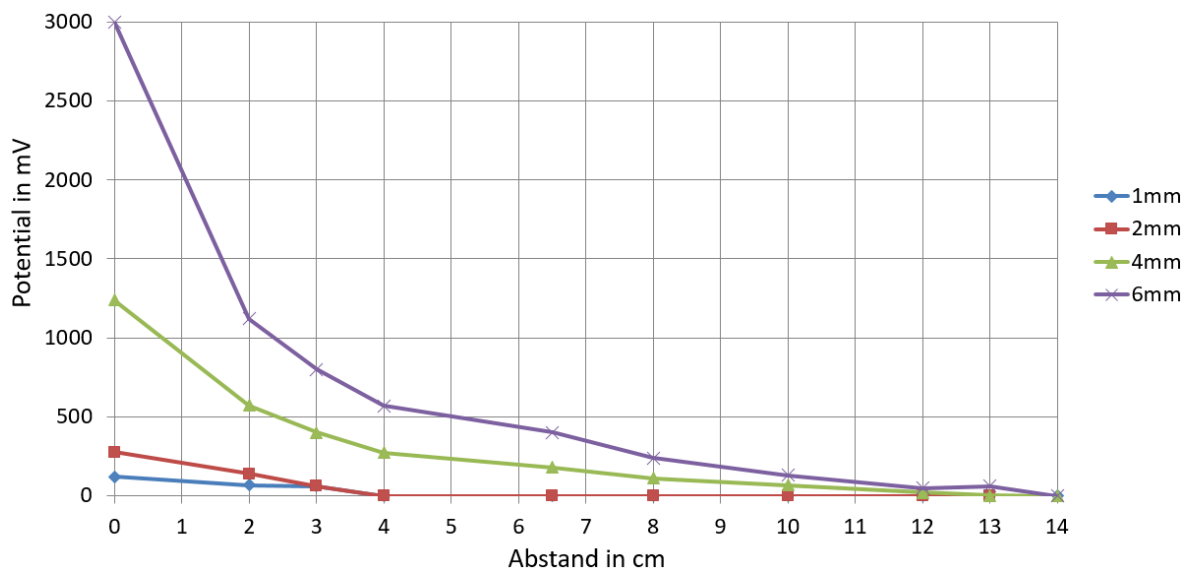


Abbildung 3.9: Oberflächenpotential in Abhängigkeit des Bohrungsdurchmessers (Leitungswasser $17 \Omega\text{m}$)

Andererseits nimmt der Erdungswiderstand um den Faktor 16 ab und führt damit zu einem höheren Strom ($I_E(r_K = 1 \text{ mm}) = 1 \text{ mA}$ vs. $I_E(r_K = 6 \text{ mm}) = 16 \text{ mA}$), welcher

wiederum zu einer Steigerung in der Potentialanhebung führt. Es sind hier also zwei Effekte zu beobachten, welche sich gegenseitig verstärken (steigender Erderstrom und relative Annäherung an die Fehlerstelle). Im Vergleich zu einem idealen Kugelerder kommt es aber aufgrund des kleineren Erderradius zu einem weitaus steileren Spannungsabfall, da die Oberfläche um ein Vielfaches des Erderradius entfernt ist. In Kombination mit dem steileren Spannungsabfall ist an der Oberfläche eine maximale Spannung von 3 V ($=1/20 \cdot U_q$) des Ausgangspotentials messbar.

Die Versuche in Kapitel 3.1.3 haben gezeigt, dass ungefähr ab der 7-fachen Entfernung im Bezug auf die Erdergröße das Potential auf 10% der Quellenspannung absinkt. Die Ergebnisse in Abbildung 3.9 zeigen, dass im Falle eines nicht idealen Kugelerders bereits nach dem 4-fachen Abstand die Spannung auf unter 5% der Quellenspannung sinkt. Im Vergleich zum Kugelerder fällt die Spannung um den Faktor 4 schneller ab.

Abschließend wurde das Oberflächenpotential in Abhängigkeit der Orientierung untersucht (siehe Abbildung 3.10). Die exakte Orientierung des Fehlers hat ebenfalls

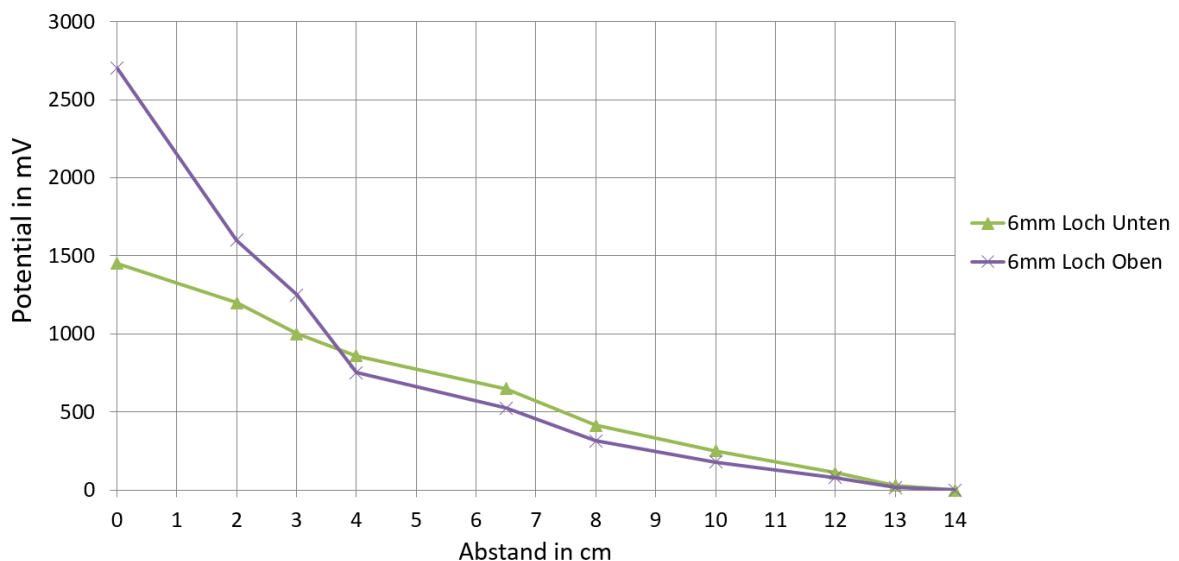


Abbildung 3.10: Oberflächenpotential in Abhängigkeit der Lochposition (Salzlösung $240 \Omega\text{m}$)

große Auswirkungen auf das Oberflächenpotential. Dieses erreicht sein Maximum, wenn die Fehlerstelle in Richtung der Oberfläche angeordnet ist. Zeigt die Fehlerstelle in Richtung der Gegenelektrode, so kommt es wiederum zu einer Absenkung des Oberflächenpotentials.

In dem unten angeführten Beispiel liegt eine weitere Reduktion des maximal messbaren Potentials an der Oberfläche von annähernd 50 % (2,65 V vs. 1,45 V) vor.

3.1.6 Zusammenfassung der Messungen am elektrolytischen Trog

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Größe der Fehlerstelle im Kabel maßgeblich die Form und Höhe der auftretenden Potentialanhebung bestimmt. Weiters hat die Orientierung der Fehlerstelle, sowie die Verlegetiefe Einfluss auf das messbare Oberflächenpotential. Grundsätzlich ist es möglich, mit den Gleichungen aus Kapitel 3.1.4 eine „Worst-case-Abschätzung“ durchzuführen. Exaktere Ergebnisse müssen über numerische Berechnungen bestimmt werden.

3.2 Erdschlussversuch in der Kiste

Ziel dieses Versuches ist es unter realitätsnahen Bedingungen die Auswirkungen eines Kabelerdschlusses zu vermessen. In Zusammenarbeit mit der Firma *Energie AG Oberösterreich* wird der Versuch in einem gelöschten 110-kV-Netz durchgeführt. Der Kompensationsgrad in diesem Netz ist so eingestellt, dass der Fehlerstrom $I_F = 60$ A nicht überschreiten sollte. Geplant ist es, ein Kabel in einer Kiste zu platzieren¹. Diese

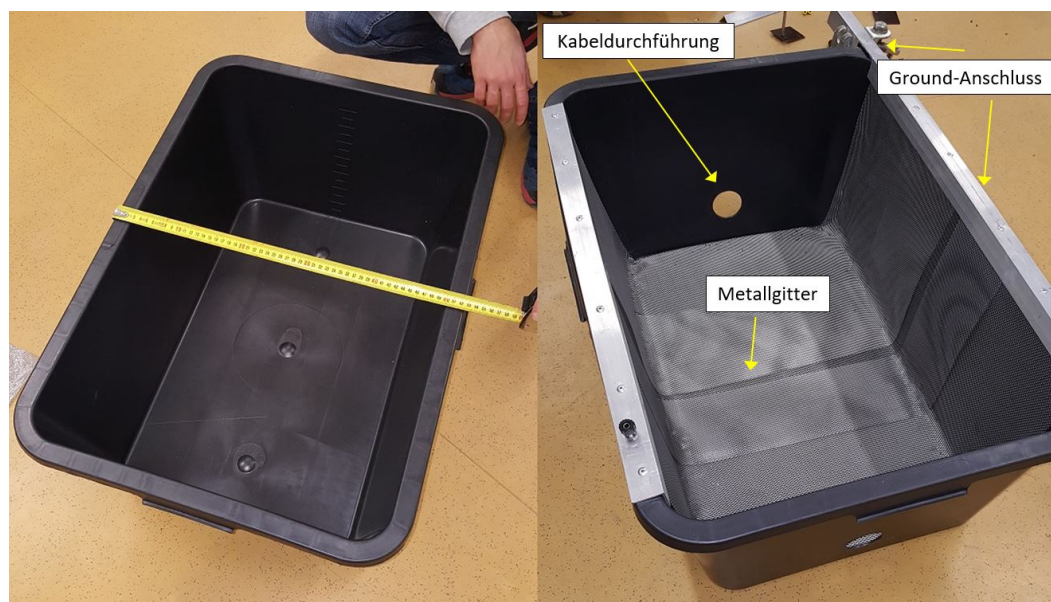


Abbildung 3.11: Links: Ausgangspunkt (Leere Kiste); rechts: Fertige Kiste

¹Aufgrund des gefrorenen Bodens war ein Vergraben des Kabels am Versuchsort nicht möglich.

Kiste sollte elektrisch leitende Wände besitzen und mit Quarzsand befüllt werden. Abbildung 3.11 zeigt den Entstehungsprozess dieser Kiste welche unter Anleitung von Herrn DI Mallits entstanden ist. Anschließend sollte das Kabel auf ungefähr 5 cm Quarzsand platziert werden, bevor die restliche Kiste befüllt wird. In der Praxis ist diese Anordnung einer realen Kabelkүнette ähnlich. Eingebettet in Quarzsand liegen Kabel ungefähr 80 cm unter der Erdoberfläche.

Nachdem 5 cm Quarzsand in die Kiste eingebracht wird, wird dieser auf seine Leitfähigkeit überprüft. Die Messung ergibt einen spezifischen Erdungswiderstand von ungefähr $2500 \Omega\text{m}$. Vergleichsmessungen mit *Chauvin Arnoux C.A 6472 Ground Tester* haben Ergebnisse im Bereich von $7000 \Omega\text{m}$ geliefert. Aufgrund der räumlich sehr beschränkten Ausdehnung der Kiste kommt es zu Feldverzerrungen und damit zu Unsicherheiten bei den Ergebnissen. Es kann jedoch festgehalten werden, dass im Vergleich zu durchschnittlich leitendem Erdreich ($= 200 \Omega\text{m}$) Quarzsand als Isolator angesehen werden kann.

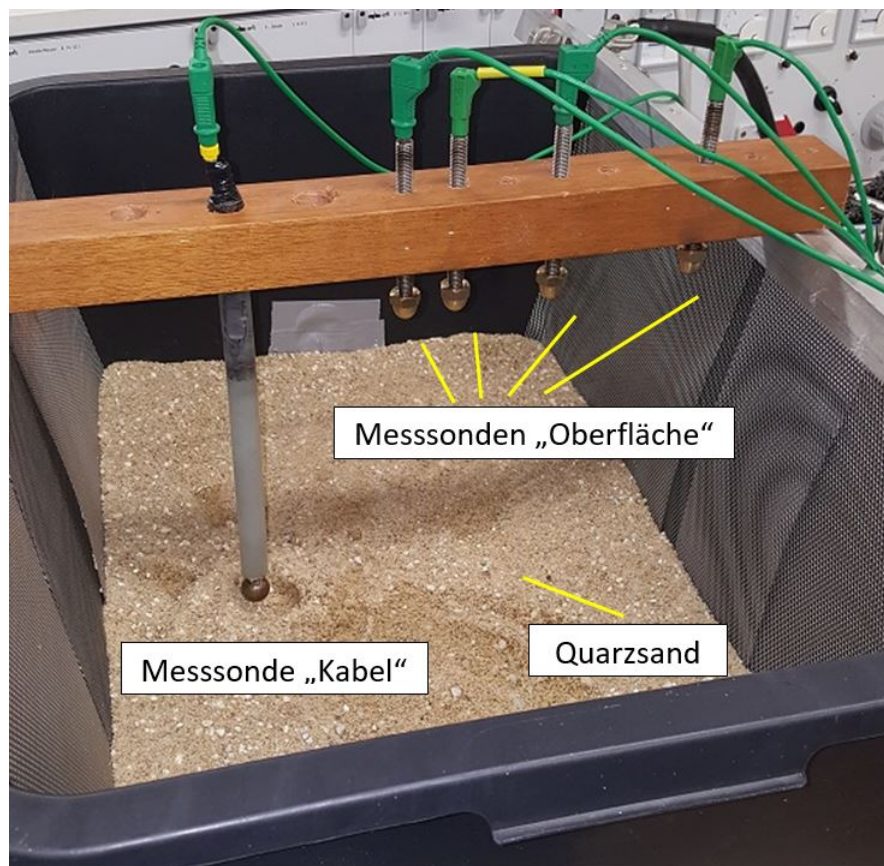


Abbildung 3.12: Messanordnung in der Kiste

Die während des Versuches auftretende Potentialanhebung (EPR) sollte laut Konzept an fünf Stellen in der Kiste gemessen werden. Vier Messpunkte befinden sich an der Oberfläche, während sich der fünfte Messpunkt auf der Höhe des Kabels befindet (siehe Abbildung 3.12). In das zu vermessende Kabel wird ein Loch mit ca. 1 cm Durchmesser gebohrt. Anschließend wird es in der Kiste mit dem Defekt nach oben gerichtet platziert und mit 30 cm Quarzsand bedeckt. Die Messung wird dadurch (Verlegetiefe, Orientierung) als „Worst-case-Szenario“ ausgeführt. Das bedeutet, dass die in der Realität auftretenden Oberflächenspannungen auf jeden Fall geringer sein werden. Das Kabel ist lediglich in 30 cm Tiefe vergraben und der Defekt wird so angeordnet, dass die Oberflächenspannung maximal ist. Außerdem sind die Wände der Kiste elektrisch gut leitend, sodass der Erdschlussstrom maximal ist.

Die Messergebnisse des echten Versuches zeigen, dass an keiner der Messstellen eine nennenswerte Spannung von mehr als 1 V gemessen werden konnte. Der gesamte Fehlerstrom ist über den Kabelschirm abgeflossen. Nach dem Versuch ist die Fehlerstelle inspiziert (siehe Abbildung 3.13) worden. Die starke Hitzeentwicklung während des Versuches ist klar zu erkennen. Interessant ist, dass direkt über der Fehlerstelle kein Kupfergeflecht des Kabelschirmes mehr zu sehen ist. Die restlichen noch verbleibenden Kupferdrähte werden stark erhitzt und zeigen klar, dass die Temperatur über dem Schmelzpunkt von Kupfer ist. Trotzdem ist der Kabelschirm in der Lage den Fehlerstrom für die Dauer des Fehlers aufzunehmen und abzuführen.

Mein besonderer Dank gilt hier Frau DI Hufnagl welche die Messungen vor Ort betreut und durchgeführt hat.



Abbildung 3.13: Fehlerstelle nach Erdschlussversuch

3.3 Erdschlussversuch in Essling

3.3.1 Versuchsbeschreibung

In diesem Versuch ist festgestellt worden, ob die Schutzeinrichtungen in einer neu gebauten Ortsnetzstation im Falle eines Erdschlusses korrekt auslösen. Dazu ist mit Hilfe einer Erdungsgarnitur eine direkte Verbindung von der Phase auf die Erdungsanlage der Ortsnetzstation erstellt worden. Die Systemspannung beträgt 30 kV und der Sternpunkt ist niederohmig ($R_{Stp} = 18 \Omega$) geerdet ausgeführt. Gespeist wird die ONS von drei Kabelsystemen mit jeweils 300 mm^2 Querschnitt. In der Ortsnetzstation Essling gibt es wiederum drei Abgänge, welche zu unterschiedlichen Windparks in 15 km, 16 km und 19 km Entfernung führen. Bei den eingesetzten Kabeln handelt es sich um moderne XLPE-Kabel in Einzelausführung mit jeweils 500 mm^2 . Eine Übersicht des Netzabschnittes ist in Abbildung 3.14 zu sehen.

3.3.2 Bestimmung des spezifischen Erdwiderstand

Zu Beginn ist die spezifische Leitfähigkeit mit Hilfe der 4-Sonden-Messmethode (*Chauvin Arnoux C.A 6472 Ground Tester*) bestimmt worden. Die Messung ist im Abstand von 70 m zur ONS im angrenzenden Acker durchgeführt worden. Die Ergebnisse dieser Messung sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

Abstand der Sonden	spez. Leitfähigkeit
m	Ωm
1	160
2	270
3	360
5	580
10	830
20	720

Tabelle 3.2: Messergebnisse der Bodenwiderstandsmessung in Essling

Der Abstand der Sonden ist näherungsweise äquivalent zur Messtiefe. Bei 20 m Abstand wird also der spezifische Leitwert in 20 m Tiefe gemessen. Wie zu erwarten, ergibt sich aufgrund der Humusschicht an der Oberfläche eine gute Leitfähigkeit von $160 \Omega\text{m}$. Mit steigendem Abstand sinkt die Leitfähigkeit rapide. So weist der Boden in 10 m Tiefe vermutlich aufgrund einer Gesteinsschicht (typisch für das Wiener Becken) eine Leitfähigkeit von lediglich $830 \Omega\text{m}$ auf.

3 Experimentelle Untersuchungen

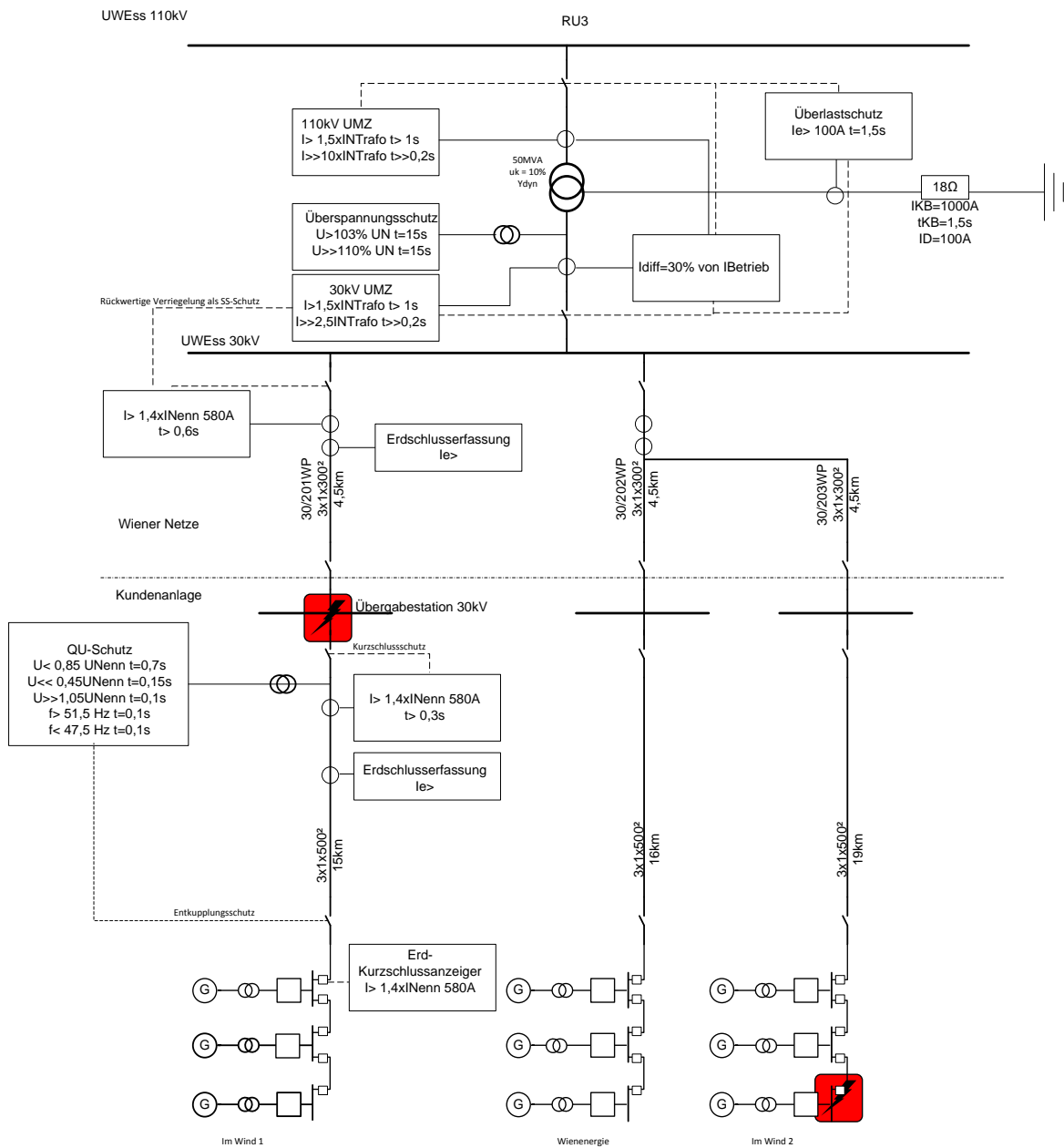


Abbildung 3.14: Schematische Übersicht des Netzabschnittes

3.3.3 Versuchsdurchführung

Der Versuch wird zwei Mal durchgeführt. Im ersten Durchgang ist Phase L2 und im zweiten Durchgang Phase L1 des Abganges K30/201WP kurzgeschlossen worden. Der jeweilige Erdschlussstrom ist 840 A und 862 A. Die exakten Messergebnisse des zweiten Durchganges sind in Abbildung 3.15 dargestellt. Wie zu erkennen ist,

schließt sich ca. 75% des gesamten Fehlerstromes ([30]) über den Schirm des stromtragenden Leiters. Weiters ist in Abbildung 3.15 eine schematische Darstellung der auftretenden Potentialanhebung zu sehen. Diese wird während der Versuche an vier Stellen gemessen. Der Abstand der Messsonden von der Außenmauer der ONS betragen 1 m, 2 m, 4 m und 20 m. Die Messsonden sind im rechten Winkel zu den in Erde verlaufenden Kabeln angeordnet. Dies ist nötig um den Einfluss der mit den Kabeln mitgeführten Begleiterdern zu minimieren. Die Messergebnisse sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst. Mit Hilfe dieser Angaben ist es nun möglich die auftre-

	Versuch 1	Versuch 2
Entfernung	Spannung	Spannung
m	V	V
1	3,71	3,75
2	5,42	5,46
4	6,71	6,71
20	11,9	11,9

Tabelle 3.3: Messergebnisse der auftretenden Potentialanhebung

tenden Potentialanhebung zu berechnen. Da nicht alle nötigen Parameter bekannt sind, muss über eine Minimierungsaufgabe die exakteste Kombination aus Erdschlussstrom, Erdergröße und spezifische Leitfähigkeit des Bodens ermittelt werden. Der Erdungswiderstand der Station ist bekannt und beträgt laut Vor-Messprotokoll $10,8\Omega$. Bemerkenswert ist, dass der Strom welcher von der Erdungsanlage abgeführt wird, im Bereich von wenigen Ampere liegt (je nach Parameterwahl zwischen 1,2 A und 2,45 A). In diesem Fall wären das weniger als 0,5% des gesamten Fehlerstromes. Wird der Verlauf der Potentialanhebung extrapoliert, so erhält man eine maximale Spannung, welche 15 V nicht überschreitet. Die für 0,2 s andauernde Potentialanhebung ist als absolut unkritisch zu bewerten.

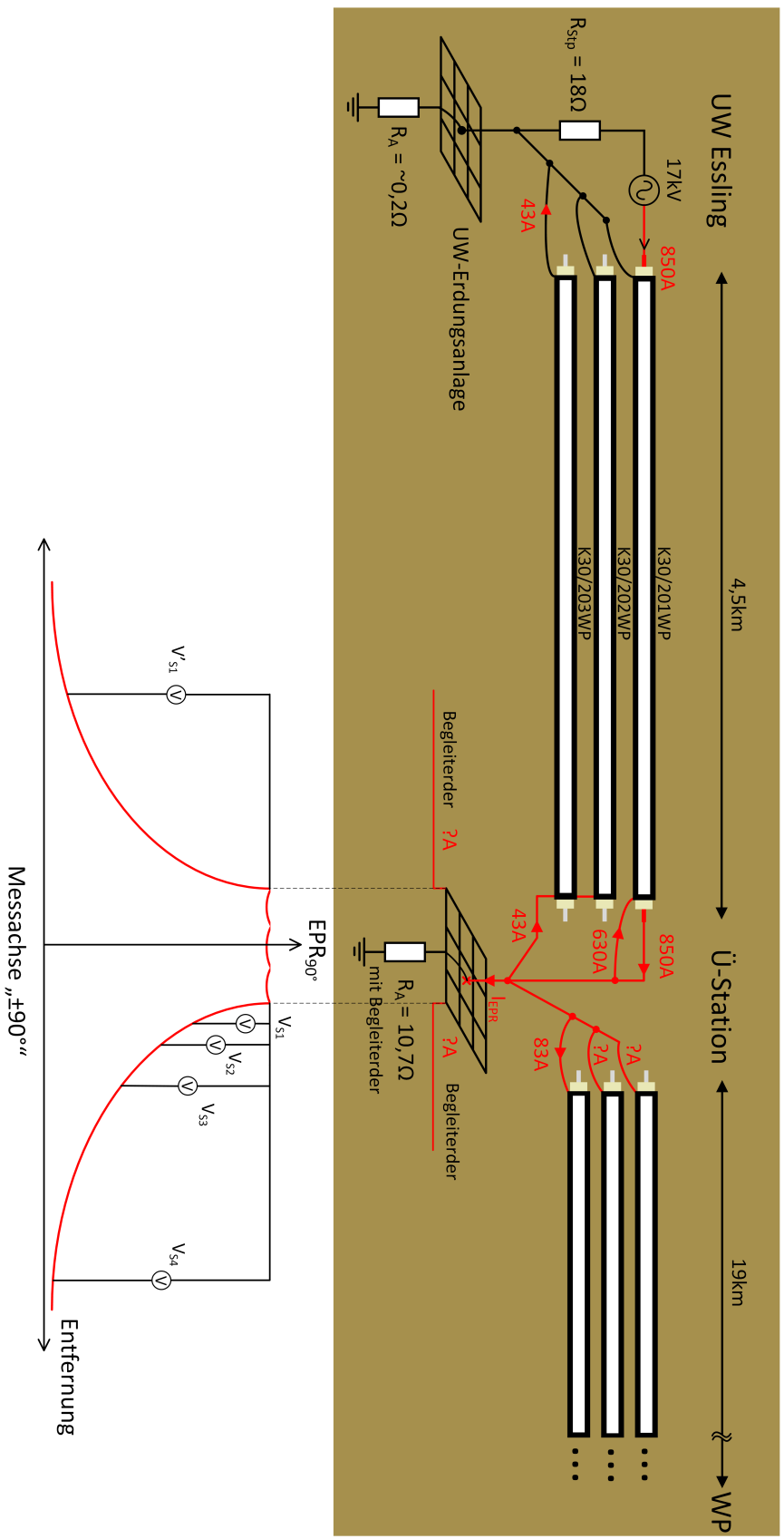


Abbildung 3.15: Schematische Darstellung des zweiten Erdschlussversuches in Essling

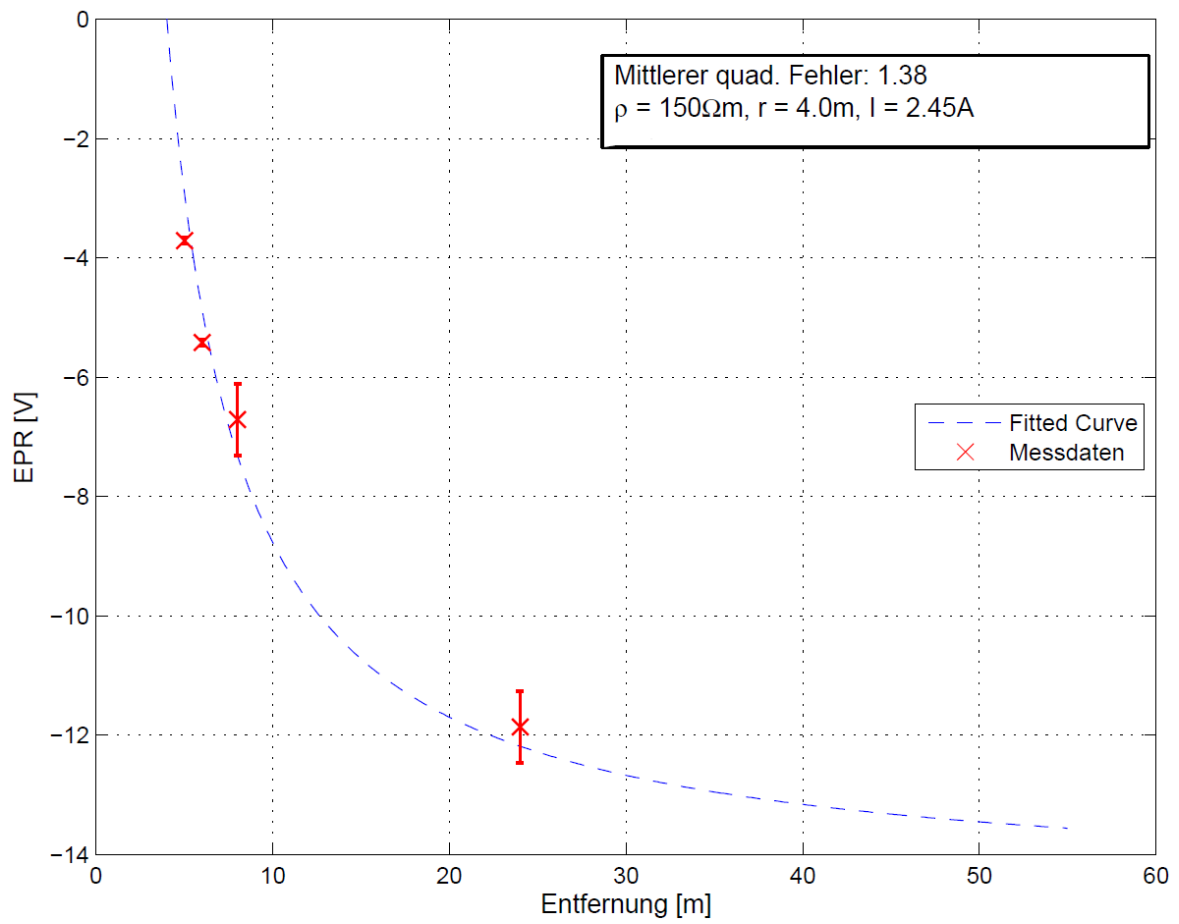


Abbildung 3.16: Inter- und extrapoliertes Verlauf der Potentialanhebung (EPR)

4 Zusammenfassung und Ausblick

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich mit dem Thema der Stromaufteilung bei Erdschlüssen in kabelgebundenen Mittelspannungsnetzen.

Im ersten Kapitel werden die Grundlagen von elektrischen Netzen und die Auswirkung von unterschiedlichen Sternpunktsbehandlungen auf den 1-poligen Erdkurzschluss erläutert. Weiters werden bekannte Fehlermoden von Erdkabeln und Fehlerstatistiken diskutiert. Anschließend beschäftigt sich das Kapitel 1.4.3 genauer mit der Entstehung und Modellierung von Lichtbögen und kommt zu dem Resultat, dass Lichtbögen in Kabeln stärker gekühlt, werden¹. Dies führt wiederum zu einem höheren Spannungsabfall, welcher den maximalen Erdkurzschlussstrom herabsetzt. Dieser Einfluss kann sich im Bereich von 5 – 10% bewegen und sollte bei der Einstellung von Schutzeinrichtungen berücksichtigt werden.

Im zweiten Kapitel wird ein Modell vorgestellt, mit dem es möglich ist die Stromaufteilung in einem vermaschten Kabel-Strahlennetz am Fehlerort zu berechnen. Ausgehend davon wird dann die eingangs gestellte Frage beantwortet, ob es im Fehlerfall zu einer Gefährdung oder unzulässigen Überschreitung der Berührspannung kommt. Zusätzlich werden mit Hilfe von einfachen Simulationsprogrammen weitere Szenarien diskutiert. Auf Basis des Resultats, dass sich ca. 60 – 90% ([30]) des Fehlerstromes über den Kabelschirm schließt, kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass es für durchschnittliche Netzsituationen und Erdungsanlagen in diesen Netzen zu keiner Gefährdung kommt.

Abschließend werden im ersten Teil von Kapitel 3 die im Zuge dieser Arbeit durchgeführten Experimente vorgestellt. Im ersten Experiment (elektrolytischer Trog) wird der Fokus auf die Untersuchung von Halbkugelerdern gelegt. Dabei wird festgestellt, dass die Höhe der auftretenden Potentialanhebung als „Worst-case-Abschätzung“ einfach durchgeführt werden kann. Weiters wird ein Kabelstück auf dessen Erdungsverhalten überprüft. Hier konnte ermittelt werden, dass es zu einer weiteren Reduktion der Schrittspannung im Vergleich zum idealen Kugelerder

¹Im Vergleich zu Lichtbögen in Luft

kommt. Im zweiten Teil des Kapitels werden Messungen aus der Praxis (Erdschlussversuch in der Kiste und Erdschlussversuch Esslingen) vorgestellt.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass es im Falle von Erdkurzschlüssen in vermaschten Mittelspannungs-Kabelnetzen zu keiner Gefährdung kommt. Diese Aussage ist unabhängig von der Sternpunktsbehandlung des Netzes. Einerseits kann das damit begründet werden, dass ein Großteil des Fehlerstromes über den Kabelschirm abfließt. Andererseits ist bei einer durchschnittlichen Eingrabungstiefe von 80 cm und einer Fehlerstellengröße von 1 cm die Entfernung zur Fehlerquelle so groß, dass es an der Oberfläche selbst nur zu einer minimalen Potentialanhebung kommt.

Fragestellungen welche in dieser Arbeit nicht behandelt werden, aber trotzdem im Sinne eines Ausblicks von Interesse wären:

1. Weitere Untersuchungen bezüglich der Auswirkung von Lichtbögen in geschlossenen Systemen
2. Welche praktischen Schlüsse können aus den Erkenntnissen in dieser Arbeit gezogen werden?
 - a) Erdungsanlagen in Ortsnetzstationen
 - b) Auswirkungen auf Begleiterder

Weiterführend soll hier auf die Dissertation von Herrn DI Mallits [30] verwiesen werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Straubel, "Energy Storage, electric vehicle's and the Grid," eia.gov/conference/2015/pdf/presentations/straubel.pdf. Last access: 18.05.2016.
- [2] E-Control, "Ausfall- und Störungsstatistik Report für Österreich 2014,"
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, "Hintergrundinformationen-Erdkabel-Freileitung-201203,"
- [4] netzentwicklungsplan.de, "NEP 2025," 2015.
- [5] Fickert, "Schutz und Versorgungssicherheit elektrischer Energiesysteme," 2008. Vorlesungs-Skriptum.
- [6] Fickert, "Dezentrale Energieerzeugung und Kraftwärmekopplung - Netzanbindungs- und Betriebsfragen," 2010. Vorlesungs-Skriptum.
- [7] "ÖVE B1: Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Wechselspannungsanlagen mit Nennspannungen über 1kV," 1976.
- [8] H. Renner, W. Brandauer, and K. Köck, "Elektrische Energiesysteme," 2014. Labor-Skriptum.
- [9] U. Klapper and L. Fickert, "K-factor measurement of cables for optimum reliability of distance protection and fault locators," *International Conference on Insulated Power Cables*, 2007.
- [10] E. Hufnagl, L. Fickert, and E. Schmutzner, "Efficient calculation of earth fault currents in compensated networks," 2015.
- [11] Y. Mecheri, M. Nedjar, A. Lamure, , M. Aufray, and C. Drouet, "Influence of moisture on the electrical properties of XLPE insulation," *Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP)*, 2010.

- [12] N. Hampton, R. Hartlein, H. Lennartsson, H. Orton, and R. Ramachandran, "Long-life XLPE insulated power cable," 2007.
- [13] T. Skoršepová, "The growth of water trees in XLPE cable's insulation," 2013.
- [14] J. Z. Hansen, "Results from danish failure statistics for medium voltage xlpe cables," *Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 2013.
- [15] R. Harp and J. T. Smith, "Cable failure statistics and analysis at TXU electric delivery company," 2004.
- [16] G. Anton, "Ein Beitrag zur rechnerischen Bestimmung von Erdungsimpedanzen, Erdungsströmen und Erdungsspannungen von elektrischen Anlagen in Netzen mit niederohmiger Sternpunktserdung," Master's thesis, Institut für Elektrische Anlagen und Hochspannungstechnik, TU-Graz, 2001.
- [17] R. Bernards, J. Morren, and H. Slootweg, "Impact of arc impedance on earth fault currents in medium voltage cable networks," *PowerTech*, 2015.
- [18] A. Shirkovets, "Integral arc models at single phase-to-ground faults and special characteristics of arcing in power cable insulation," *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, 2012.
- [19] M. Kizilcay and P. La Seta, "Digital simulation of fault arcs in medium-voltage distribution networks," *15th Power Systems Computation Conference*, 2005.
- [20] G. Druml, C. Raunig, P. Schegner, and L. Fickert, "Comparison of restriking cable-earthfaults in isolated and compensated networks," *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, 2014.
- [21] J. Orságová, D. Topolánek, and P. Toman, "Earth fault analysis using measured data from fault experiments in actual distribution network," *Developments in Power Systems Protection*, 2012.
- [22] B. Koch, "Tests on XLPE-insulated cable arcing faults mid arcproofing," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1988.
- [23] P. Toman, J. Dvořák, J. Orságová, and S. Mišák, "Experimental analysis of electrical values during earth faults," *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, 2010.

- [24] B. Koch and P. Christophe, "Arc voltage for arcing faults on 25(28)-kv cables and splices," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1993.
- [25] V. Terzija and H. Koglin, "New approach to arc resistance calculation," *Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001.
- [26] S. Sobral, G. Azzam, and S. Sobral, "Ground potentials and currents in substations fed exclusively by power cables- an example: Leblon substation," *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, 2004.
- [27] S. Mangione, "A simple method for evaluating ground-fault current transfer at the transition station of a combined overhead-cable line," *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008.
- [28] Schwechater Kabelwerke GmbH, "ENERGIEKABEL 10 - 30 kV,"
- [29] W. Emmer, "Programm zur Berechnung induktiver Beeinflussungen," Master's thesis, TU Graz, 2014.
- [30] T. Mallits, *Arbeitstitel: Fehlerstromaufteilung und Potentialverhältnisse in verbundenen (Globalen-) Erdungssystemen*. Dissertation, TU Graz, 2017.