

Kurzfassung

In den Mittelspannungsnetzen der Energieversorgung befinden sich seit über 35 Jahren zahlreiche Kabel mit PE-Isolierung im Einsatz. Ausfälle, verursacht durch die Bildung von Water-Trees in der Isolierung sind hinreichend bekannt und auch dokumentiert. Für die Netzbetreiber stellt sich nun vielfach die Frage nach dem Zustand dieser Kabel bzw. welche Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu treffen sind.

Neben dem Austausch dieser Kabel besteht auch die Möglichkeit, die Lebensdauer der Kabel durch ein Sanierungsverfahren zu verlängern. Dabei werden in der Isolierung vorhandene Water-Trees durch Einbringen einer Flüssigkeit in den Leiter elektrisch unwirksam gemacht.

Im Rahmen eines Pilotprojekts mit der Netz Burgenland Strom GmbH, der UtilX Europe GmbH und dem Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der Technischen Universität Graz wurde die Wirksamkeit dieses Sanierungsverfahrens untersucht.

Dazu wurden Kabelproben von ausgewählten Abschnitten des 20-kV-Netzes der Netz Burgenland Strom GmbH vor und nach der Sanierung entnommen und am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement elektrischen und optischen Untersuchungen unterzogen.

Die sanierten Kabel wiesen durchwegs eine deutliche Erhöhung der Restspannungsfestigkeit auf und es konnten keine Water-Trees mehr festgestellt werden.

Stichwortverzeichnis:

- Water-Trees
 - Sanierung von Mittelspannungskabeln mit PE-Isolierung
 - Stoßspannungsprüfung
-

Abstract

Over a period of more than 35 years, a huge amount of polyethylene insulated cable has been used in medium voltage power grids. Faults caused by water-treeing are sufficiently well-known and also documented. Grid operators are now contesting the condition of the cables. Furthermore activities for supply guarantee have become serious issues. Besides replacement, it's also possible to improve the insulation of the cables to increase their service life. The applied method inserts a fluid into the conductor, which prevents the effect of water trees.

Netz Burgenland Strom GmbH, UtilX Europe GmbH and the Institute of High Voltage Engineering and System Performance at Graz University of Technology cooperated on a pilot project to analyse the effectiveness of the restoration process.

In this, samples of chosen sectors of the 20-kV-grid of Netz Burgenland Strom GmbH were retrieved before and after restoration. They were analysed both electrically and optically at the Institute of High Voltage Engineering and System Performance.

The treated cables showed a significantly increase of the withstand voltage level and water-trees could not be detected.

Key words:

- water-trees
 - lightning impulse test
 - refitting of PE-cables
-

Eidesstattliche Erklärung

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

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

Ort

Datum

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Kunststoffisolierte Energiekabel	2
2.1	Geschichtliche Entwicklung	2
2.2	Aufbau	5
3	Water-Trees	9
3.1	Arten von Water-Trees	10
3.1.1	Bow-Tie-Trees	10
3.1.2	Vented-Trees	10
3.2	Entstehung und Wachstum von Water-Trees	11
4	CableCURE - Sanierungsprozess	15
4.1	Sanierungsablauf	16
4.2	Referenzprojekte	19
5	Durchgeführte Untersuchungen	21
5.1	Vorgehensweise	21
5.2	Verwendete Kabel	23
5.3	Elektrische Untersuchungen	25
5.3.1	Stoßspannungsprüfung	25
5.3.1.1	Versuchsaufbau	25
5.3.1.2	Stoßspannungsgenerator	28
5.3.1.3	Herleitung der Gleichungen	30
5.3.1.4	Berechnung	32
5.3.1.5	Simulation des Stoßspannungsgenerators	34
5.3.1.6	Feldabbau durch äußere Leitschicht	39
5.3.1.7	Berechnung der Feldstärke in der Isolierung	41
5.4	Optische Untersuchungen	42
5.4.1	Ortung der Durchschlagsstelle	42
5.4.2	Vorbereitung der Kabelproben	42
5.4.3	Transparenzprüfung	42
5.4.4	Dünnschnittmethode	42
5.4.5	Untersuchung mit polarisiertem Licht	43
5.4.6	Färbemethode mit Methylenblau	43

5.4.7	Untersuchung der gefärbten Dünnschnitte	44
5.5	Infrarotspektroskopie	44
6	Ergebnisse	45
6.1	Feldberechnungen	45
6.2	Restfestigkeit der Kabel	48
6.3	Auffälligkeiten bei der Fehlersuche und beim Entmanteln	50
6.4	Transparenzprüfung	52
6.5	Untersuchungen der Dünnschnitte	52
6.6	Dünnschnitte vor der Sanierung	55
6.7	Dünnschnitte nach der Sanierung	59
6.8	Infrarotspektroskopie	68
7	Zusammenfassung	71
	Formelzeichen	73
	Literaturverzeichnis	74

1 Einleitung

Die Netz Burgenland Strom GmbH hat seit ca. 1970 Kunststoffmittelspannungskabel für 20 kV im Betrieb. Die Jahrgänge 1970 bis 1974 wurden aufgrund einiger Fehler bereits großteils ausgetauscht. Bei den Jahrgängen 1975 bis 1985 treten immer wieder Ausfälle an Water-Tree geschädigten Kabeln auf.

Seit 1986 werden Kabel mit einem Mantel aus PE anstatt PVC verwendet. Dieser Mantel ist wesentlich wasserundurchlässiger und wirkt sich positiv auf die Lebensdauer der Kabel aus. Die Jahrgänge ab 1986 bereiten daher kaum Schwierigkeiten. Im Jahr 1995 begann die Netz Burgenland Strom GmbH 20-kV-Kabel mit moderner VPE-Isolierung und mit Bleimantel als metallische Diffusionssperre einzusetzen. Bei diesen Kabeln ist mit keinen Problemen aufgrund von Water-Trees zu rechnen.

Es sind jedoch noch viele fehleranfällige Kabel-Jahrgänge im Verteilnetz vorhanden. Diese befinden sich meist unter versiegelten Oberflächen, deren Wiederherstellung nach einem Kabeltausch sehr kostspielig ist.

In den Jahren von 1996 bis 1997 wurden daher Kabel mit dem Verfahren „Cable-Cure“ saniert. Bei diesem Sanierungsverfahren wird eine Flüssigkeit in das Kabel injiziert, welche vorhandene Water-Trees beseitigt und somit die Lebensdauer der Kabel erhöht (siehe Punkt 4).

Die sanierten Kabel sind großteils noch heute im Einsatz.

In den Jahren 2003 und 2004 wurden weitere Kabelstrecken saniert. Dabei kam es aufgrund einer leicht geänderten Zusammensetzung der Sanierflüssigkeit und diverser anderer Faktoren (siehe Punkt 4) zur Korrosion des Aluminiumleiters. Dadurch wurde die Isolierung der Kabel stark beschädigt und in weiterer Folge kam es zu Ausfällen. Viele der in diesen Jahren sanierten Kabel mussten bereits getauscht werden.

Daraufhin entschloss die Netz Burgenland Strom GmbH dieses Sanierungsverfahren nicht weiter anzuwenden.

Bei der, seit 2008 verwendeten, dritten Generation der CableCure-Flüssigkeit tritt keine Korrosion mehr am Aluminiumleiter auf.

Daher wurden testweise Kabel in einem Pilotversuch mit der neuen Flüssigkeit saniert und dieses Sanierungsverfahren mit wissenschaftlicher Unterstützung überprüft.

Für diesen Zweck wurden im Jahr 2013 zwei gefährdete Kabelstrecken in der Nähe von Eisenstadt ausgesucht, welche noch keinen Fehler hatten, leicht zugänglich und von durchschnittlicher betrieblicher Bedeutung sind („Ring im Ring“). Diesen Kabelstrecken wurden vor und nach der Sanierung Proben entnommen und am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der TU Graz elektrisch und optisch untersucht. Die Ergebnisse dieser Untersuchungen wurden anschließend miteinander verglichen, um die Wirksamkeit des Sanierungsverfahrens zu bewerten.

2 Kunststoffisolierte Energiekabel

2.1 Geschichtliche Entwicklung der kunststoffisolierten Energiekabel

Energiekabel werden seit Beginn der Elektrizitätsversorgung eingesetzt. Die Anforderungen an diese Form der Energieübertragung stiegen in der über 100 Jahre alten Geschichte der Energiekabel stark an. Daher sind in vielen Entwicklungsstufen unterschiedlichste Isolierstoffe und Bauformen entstanden.[17, 23]

Im Jahre 1880 wurden in Berlin die ersten Kabel von Siemens und Halske zur Versorgung von Beleuchtungsanlagen gefertigt. Dabei vergoss man den Leiter aus Kupfer in einem Holzkanal mit Bitumen. Isolierstoff war dabei eine Kautschukart namens Guttapercha, die bereits bei 45 °C erweicht. Gleich darauf wurde zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit eine Jute-Isolierung mit einer Vaseline-Imprägnierung verwendet. In weiterer Folge entwickelte man als Feuchteschutz eine Rohrpresse, um einen geschlossenen Bleimantel direkt auf die Isolierung aufzutragen.[17, 23]

Die ersten Kabel waren ausschließlich Gleichstromkabel.

Der Durchbruch zur Wechsel- und Drehstromtechnik erfolgte mit der ersten 175 km langen Energiefernübertragung von Lauffen am Neckar nach Frankfurt am Main im Jahre 1891. Ein Jahr zuvor entwickelte Ferranti in England das erste 10 kV-Einphasen-Wechselstromkabel. Mit einem homogenen Dielektrikum war die, für damalige Verhältnisse sehr hohe Spannung, nicht mehr beherrschbar. Ferranti verwendete daher schmale, spiralförmig um den Leiter gewickelte Papierbahnen, die mit Wachs getränkt wurden. Dies stellt den Beginn des geschichteten Dielektrikums dar.[17, 23]

Die immer häufiger eingesetzte Drehstromtechnik führte zum Einsatz vom Dreileiterkabel in Form von Gürtelkabel, bei denen die einzelnen Leiter miteinander verseilt waren und eine gemeinsame Gürtelisolierung aus Papierbändern erhielten. Ein Bleimantel wurde zur gemeinsamen Abschirmung über die Isolierung aufgebracht. Die getrockneten Papierbänder trankte man mit erhitzten organischen Ölen oder Harzen. Nach dem Abkühlen verhielt sich dieses Tränkmittel zähflüssig wie eine Masse. Daraus entstand der Begriff Massekabel.[17, 23]

Um die Jahrhundertwende baute man die ersten größeren unterirdischen Mittel- und Hochspannungsanlagen für Spannungen von 3 kV bis 50 kV. Die Betriebssicherheit der Papierkabel über 20 kV ließ aufgrund der ungünstigen, nicht radialen Feldverteilung jedoch noch zu wünschen übrig. Abhilfe schaffte 1913 das, nach seinem Erfinder benannte, Höchststädter-Papier. Dieses, mit einer Aluminiumfolie verklebte und perforierte Papiermetallband, wird als Abschluss der Papierisolierung aufgewickelt. Dadurch stellt sich eine radiale Beanspruchung der geschichteten Papierisolierung ein, sodass die Schott- und Steuerwirkung der Papierlagen voll zu tragen kommt. Zusätzlich werden dadurch die Hohlräume zwischen Höchststädter-Papier und Bleimantel elektrisch nicht mehr beansprucht. Später ersetzte man das Höchststädter-Papier durch je einen Metallmantel über jeder Ader.[17, 23]

Einen weiteren wesentlichen Vorteil der Imprägnierung brachte die Haftmasse (Non-Dreining-Compound), die auch bei betriebswarmen Kabeln nicht abwandert. Dadurch wurden auch im Gefälle verlegte Papierkabel wartungsfrei, da das periodische

Nachfüllen der Kabelendverschlüsse nicht mehr notwendig war.[17, 31]

Mit diesen Konstruktionen waren Spannungen bis 60 kV möglich. Bei höheren Spannungen ergaben sich jedoch Probleme, da besonders bei häufigem Temperaturwechsel Hohlräume in der Isolierung entstanden, die zu örtlich hohen Feldstärken und Teilentladungen führten. Daher kam es in den 30er Jahren zur Entwicklung von teilentladungsfreien Kabeln (Ölkabel, Gasaußen- und Gasinnendruckkabel).[17, 23]

Durch das Streben nach leichten, einfach zu montierenden und wartungsfreien Kabeln gelangte man zurück zu homogenen Dielektrika. Man griff dabei auf die, seit Mitte des 19. Jahrhunderts bekannten, synthetischen Materialien zurück und leitete mit Polyvinylchlorid (PVC) als Isolierung die Kunststoffkabeltechnik ein, die vorerst nur im Nieder- und Mittelspannungsnetz eingesetzt wurde.[17, 31]

In der Mittelspannungstechnik wurde das PVC aufgrund der hohen dielektrischen Verluste jedoch bald von dem elektrisch wesentlich günstigeren, thermoplastische Polyethylen (PE) ersetzt. Die innere und äußere Leitschicht brachte man hier im sogenannten Tandem-Verfahren auf. Wegen der geringen Beständigkeit gegenüber Teilentladungen und Temperaturerhöhungen sowie der Empfindlichkeit gegenüber Wasser (Phänomen der Water-Trees) kommt anstatt von Polyethylen seit 1968 schließlich das thermoelastische, vernetzte Polyethylen (VPE, XLPE) zum Einsatz. Anfangs jedoch nur für Mittelspannungskabel. Mittlerweile ist die VPE-Isolierung dank einiger Verbesserungen bei Spannungen bis 400 kV allgemeiner Standard. Hier spielt besonders die hohe Reinheit der Isolierstoffe und die Dreifach-Extrusion, bei welcher die innere halbleitende Schicht, der Isolierstoff und die äußere halbleitende Schicht in einem Arbeitsschritt aufgetragen werden, eine große Rolle.[17, 23, 31]

Aufgrund der Water-Tree Problematik werden seit Beginn der 80er-Jahre, besonders im Bereich der Hochspannung, vermehrt längs- und querwasserdichte Kabel eingesetzt. Diese Kabel besitzen eine geschlossene metallische Hülle. Zusätzlich befinden sich im Schirmbereich bei Feuchtigkeitseinwirkung quellende Materialien. Heute werden auch Mittelspannungskabel meist längs- und querwasserdicht ausgeführt.

Für Spannungen von über 400 kV werden heute neuartige Bänder aus PPLP (Poly Propylene Laminated Paper) verwendet. Diese bieten den Vorteil, die ausgezeichneten elektrischen und dielektrischen Eigenschaften der Kunststoffe mit der bewährten Herstellungstechnik von Kabeln mit imprägniertem Papier zu kombinieren. Dabei wird eine Polypropylenfilm zwischen zwei Papierbändern einlaminiert. Das Polypropylen verbessert die Isoliereigenschaften und die Papierlagen gewährleisten den Ölfluss zwischen den Schichten. Dadurch bietet PPLP eine höhere Durchschlagsspannung und besonders niedrige dielektrische Verluste.[17, 31]

Durch die immer höher werdenden Anforderungen, elektrische Energie über weite Strecken zu transportieren und der damit verbundenen Hochspannungs-Gleichstromübertragung, gewann die Entwicklung von Kabeln für hohe Gleichspannungen erneut an Bedeutung.

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Meilensteine in der Entwicklung der Kabelherstellung zusammengefasst.

Jahr	Entwicklung der Kabeltechnik
1880	erstes Gleichstromkabel (Guttapercha)
1882	erstes Bleimantelkabel (Jute und Vaseline)
1890	erstes 10 kV-Einphasen-AC-Massekabel mit geschichtetem Dielektrikum
1892	erstes Dreileiterkabel
1913	Hochstädter-Kabel
1924	Ölkabel
1931	Gasaußendruckkabel
1937	Gasinnendruckkabel
1939	erste PVC-Isolieranwendung
1944	erstes 6 kV PVC-Kabel
1944	erstes 3 kV PE-Kabel
1947	erstes 20 kV PE-Kabel
1968	erstes 20 kV VPE-Kabel
	- Dampfvernetzung
	- Zweifachextrusion (innere Leitschicht und Isolierhülle)
	- Trockengraphitierung (äußere Leitschicht)
	- PVC-Mantel
1969	erstes 225 kV PE-Kabel
1972	erste Ausfälle aufgrund von Water-Trees
1973	erstes 110 kV VPE-Kabel
1975	Einführung Dreifachextrusion
1978	Einführung der Trockenvernetzung
1980	Einführung des PE-Außenmantels bei Mittelspannungskabel
1981	Längs- und querwasserdichtes Kabel
1988	erstes 220 kV VPE-Kabel
1996	erstes 400 kV VPE-Kabel
2001	erstes 500 kV VPE-Kabel
1990	erste 800 kV PPLP-Kabel-Teststrecke in Kanada (DC)
1999	erstes 500 kV PPLP-Kabel
	erstes 80 kV VPE-DC-Kabel
2002	erstes ± 150 kV HVDC Kabel
2006	erstes ± 400 kV HVDC Kabel
2010	erstes ± 450 kV HVDC Kabel

Tabelle 1: Geschichte und Entwicklung der Energiekabel [3, 7, 17, 23, 31]

2.2 Aufbau von kunststoffisolierten Energiekabeln

In diesem Punkt wird genauer auf den in dieser Arbeit behandelten Typ der Energiekabel eingegangen.

Abbildung 2.1 zeigt ein Schichtmodell dieser kunststoffisolierten Kabel.

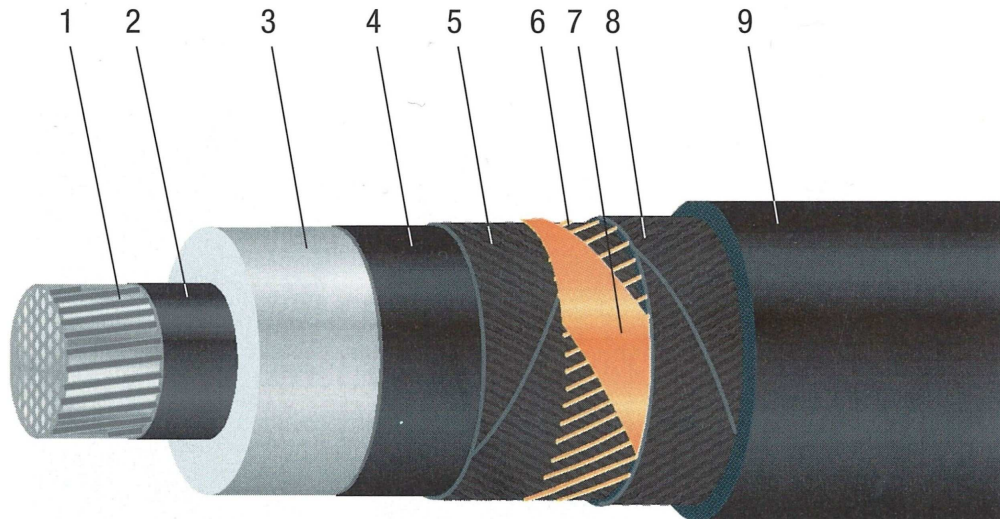


Abbildung 2.1: Aufbau eines kunststoffisoliertes Mittelspannungskabel [30]

- | | |
|----------------------------|---------------------|
| 1... Leiter | 6... Schirm |
| 2... innere Leitschicht | 7... Querleitwendel |
| 3... Isolierung | 8... Trennschicht |
| 4... äußere Leitschicht | 9... Mantel |
| 5... leitfähige Polsterung | |

Leiter

Im Zentrum des Energiekabels befindet sich der für den Stromtransport verantwortliche Leiter, der aus Kupfer oder Aluminium besteht. Dieser kann rund oder sektorförmig, sowie ein- oder mehrdrähtig ausgeführt sein. Sektorförmige Aluminiumleiter können bis zu Querschnitten von 240 mm^2 eindrätig sein [30]. Bis 10 kV werden mehradrige Kabel meist sektorförmig hergestellt um Material sowie Gewicht einzusparen. Mehrdrätige Kabel werden verdichtet um den Durchmesser zu verringern. Hohlleiter und Ovalleiter finden meist in Öl- und Gasdruckkabel Verwendung. In Abbildung 2.2 sind die verschiedenen Leiterformen dargestellt.

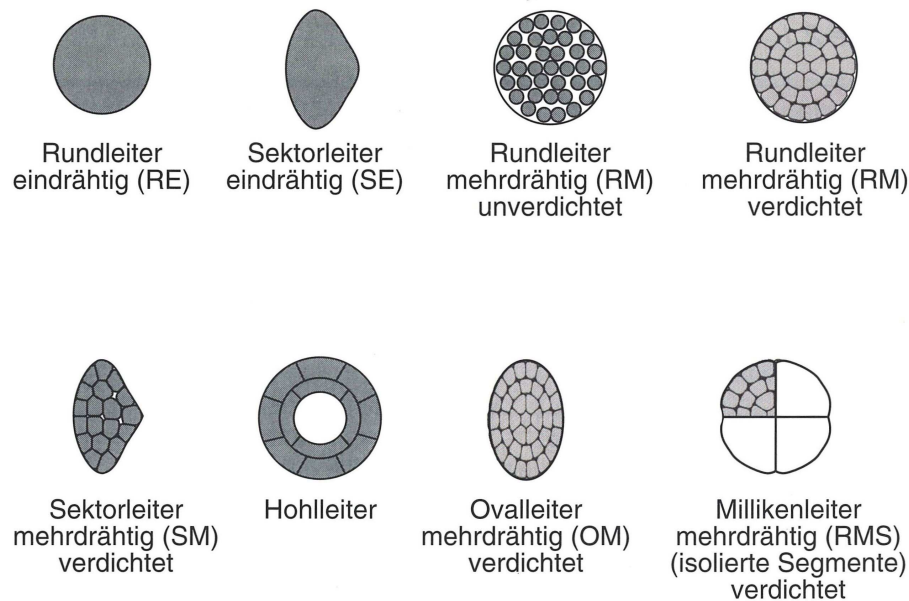


Abbildung 2.2: Leiterformen [30]

In den entsprechenden Teilen der DIN VDE 0276 sind die Abmessungen der Leiter genormt.

Millikenleiter bestehen aus gegeneinander isolierten Teileleitern, um bei großen Querschnitten den Wechselstromwiderstand, aufgrund von Stromverdrängungseffekten, wie Skineffekt und Proximityeffekt, zu verringern und somit den vollen Querschnitt für den Stromtransport nutzen zu können.

Innere Leitschicht

Um starke Inhomogenitäten des elektrischen Feldes im Bereich des Leiters und Teilentladungen an der Grenzschicht von Leiter und Isolierung zu vermeiden wird bei Mittel- und Hochspannungskabel eine schwach leitende Schicht auf den Leiter aufgebracht. Verwendet wird dazu leitfähiges Papier bzw. Gewebebänder oder leitfähiger Kunststoff, der in einem Arbeitsgang zusammen mit der Isolierung extrudiert wird. Die Leitfähigkeit wird dabei durch Zusatz von Ruß erreicht. Außerdem wird dadurch die mechanische und thermische Beanspruchung der Isolierung bei einem Kurzschluss gemindert.[30]

Abbildung 2.3 zeigt die Auswirkung der inneren Leitschicht auf das elektrische Feld.

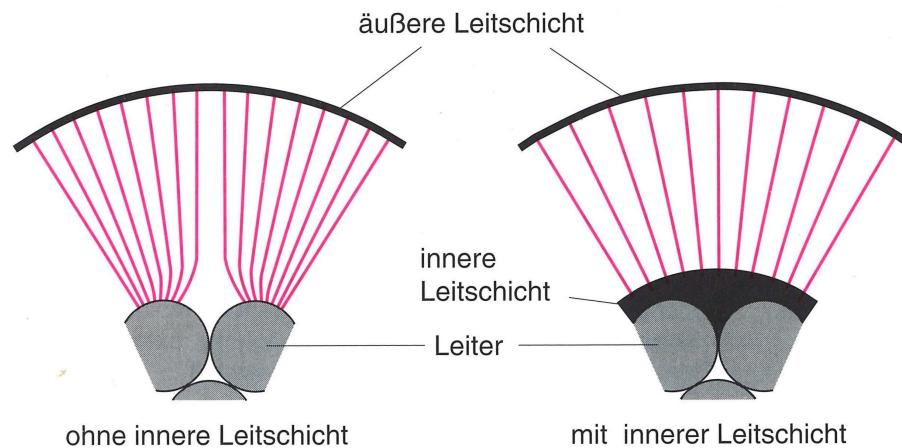


Abbildung 2.3: Feldlinienverlauf mit und ohne inneren Leitschicht [30]

Isolierung

Die Isolierung hat grundsätzlich die Aufgabe den Leiter vom Schirm zu isolieren. Die Wanddicke ist dabei sowohl durch die elektrische Beanspruchung als auch durch die mechanischen Anforderungen während der Fertigung, Legung, Montage und Betrieb der Kabel bestimmt. Als Isolierstoff wurden überwiegend die Thermoplaste Polyvinylchlorid (PVC), Polyethylen (PE) und die Thermoelaste vernetztes Polyethylen (VPE) und Ethylen-Gummi (EPR) verwendet. Heute kommt ausschließlich das vernetzte Polyethylen und Polypropylen zum Einsatz. Angaben zur Isolierwanddicke und den Materialmischungen sind in der Norm DIN VDE 0276 zu finden[30]. Bei kunststoffisolierten Kabeln sind besonders Inhomogenitäten im mikroskopischen und makroskopischen Bereich zu vermeiden, da sich diese zu Fehlerstellen weiterentwickeln können. Dieser Nachteil gegenüber papierisolierten Kabeln ist nur durch äußerste Sauberkeit und Präzision in der Fertigung auszugleichen. Heute werden die innere Leitschicht, die Isolierung und die äußere Leitschicht nahtlos mit Hilfe eines Dreifachspritzkopfs auf den Leiter aufgebracht (Dreifachextrusion). Bei VPE-Kabeln wird das thermoplastische Polyethylen der Isolierung nach der Extrusion, durch Wärmestrahlung und Druck, in das nicht mehr schmelzbare, thermoelastische, vernetzte Polyethylen (VPE) umgewandelt.[30]

Äußere Leitschicht

Wie bei der inneren Leitschicht wird auch über die Isolierung eine Leitschicht aufgebracht, welche mit dem Schirm elektrisch verbunden ist. Durch diese beiden Schichten wird die Isolierung an den Grenzflächen gleichmäßig belastet. Es treten keine lokalen Feldstärkeüberhöhungen auf (Siehe Abbildung 2.3).

Schirm

Der Schirm besteht aus Kupferdrähten mit Querleitwendel oder Bändern, die um die Kabelader gelegt sind. Seine Aufgaben sind der Berührungsschutz sowie das Ableiten von Fehlerströmen.[30]

Mantel

Der Mantel dient zum Schutz der Kabelisolierung gegen äußere Einflüsse wie z.B. Feuchtigkeit und mechanische Beschädigung.

Kunststoffisolierte Kabel benötigen im Allgemeinen keinen Metallmantel. Jedoch kann als Diffusionssperre ein Schichtmantel eingesetzt werden (quer-wasserdichtes Kabel). Dabei wird eine Aluminium- oder Kupferfolie mit dem Mantel (äußere Schutzhülle) verklebt. Für den Mantel wird PVC und PE verwendet. Die Vorteile bei PVC liegen in der einfachen Verarbeitung und der Flammwidrigkeit. PE-Mäntel haben im Vergleich dazu bessere mechanische Eigenschaften, günstigere Gleiteigenschaften und vor allem eine kleinere Wasserdampf-Diffusionskonstante.[30]

3 Water-Trees

Das Phänomen der Bildung von Water-Trees (Wasserbäumchen) wurde erstmals 1969 von Miyashita bei der Electrical Insulation Conference in Boston publiziert [13].

Als Water-Trees werden Strukturen in polymeren Isolierungen bezeichnet, die sich unter gleichzeitiger Einwirkung von Feuchtigkeit und einem elektrischen Feld, von einer Störstelle ausgehend, entlang des Feldgradienten in die Isolierung erstrecken. Diese Water-Trees ändern die elektrischen Eigenschaften der Isolierung und stellen eine irreversible Schädigung dar, die zu einem Durchschlag führen kann.

Im Vergleich zu den schnell wachsenden Electrical-Trees, die bei verhältnismäßig hohen lokalen Feldstärken auftreten, von Teilentladungen begleitet sind und kanal-förmige verästelte Strukturen aufweisen, treten Water-Trees bei wesentlich geringeren Feldstärken (im Bereich der Betriebsfeldstärke) auf und sind durch ein sehr langsames Wachstum über den Zeitraum von mehreren Jahren bis Jahrzehnten gekennzeichnet. Weiters können Water-Trees nicht durch elektrische Messungen, wie z. B. einer TE-Messung, nachgewiesen werden. Auch optisch, unter dem Mikroskop betrachtet, werden diese Strukturen erst nach Einfärben von Dünnschnitten, in einer speziellen Färbelösung, sichtbar [10, 19].

Je nach Entstehungsort unterscheidet man die sogenannten „Bow-Tie-Trees“ und „Vented-Trees“. Abbildung 3.1 zeigt eine schematische Darstellung dieser unterschiedlichen Water-Tree Strukturen, auf die im Punkt 3.1 genauer eingegangen wird.

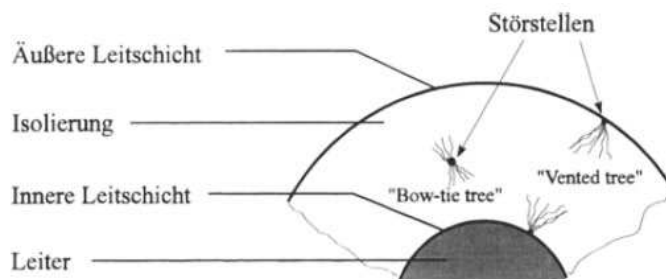


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Water-Tree Strukturen [14]

3.1 Arten von Water-Trees

3.1.1 Bow-Tie-Trees

Treten Water-Trees im Inneren der Isolierung auf und gehen von einer Störstelle (Verunreinigung, Einschlüsse, Mikrohohlräume usw.) aus, so spricht man von „Bow-Tie-Trees“ [10]. Diese können in sehr hohen Dichten auftreten, werden aber nur wenige $100\ \mu\text{m}$ lang.

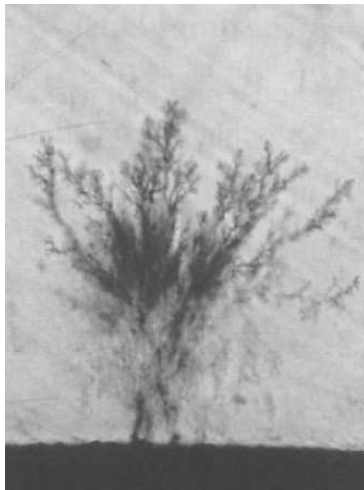
Da diese nur mit der in der Isolierung vorhandenen Feuchtigkeit versorgt werden ist ihr Wachstum begrenzt. Sie bleiben daher in der Regel sehr klein [24].

Bow-Tie-Trees wachsen in zwei Richtungen entlang des Feldgradienten (siehe Abbildung 3.1 und 3.2b). Aufgrund des eingeschränkten und sehr langsamen Wachstums führen sie nur in seltenen Fällen zu einer Beeinträchtigung der Betriebstüchtigkeit der betroffenen Kabel. Sie gelten daher als weniger kritisch als die Vented-Trees.

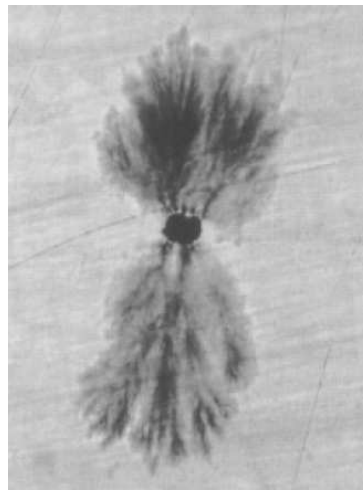
3.1.2 Vented-Trees

Vented-Trees wachsen von Störstellen oder Inhomogenitäten an der Isolierstoffoberfläche, also der Grenzfläche zwischen Isolierung und innerer bzw. äußerer Leitschicht aus, in die Isolierung (siehe Abbildung 3.1 und 3.2a) [24].

Diese haben Zugang zu dem höheren Wasserangebot im Schirm- oder Leiterbereich. Sie wachsen daher schneller und können unter Umständen sogar die gesamte Isolierung überbrücken. Vented-Trees sind daher wesentlich kritischer zu bewerten als Bow-Tie-Trees.



(a) Vented-Tree



(b) Bow-Tie-Tree

Abbildung 3.2: Bilder der unterschiedlichen Water-Tree Strukturen [14]

3.2 Entstehung und Wachstum von Water-Trees

Der Entstehungs- und Wachstumsvorgang von Water-Trees ist sehr komplex und hängt von einigen parallelen und teilweise auch konkurrierenden Mechanismen ab.[14] In der Literatur sind Modellvorstellungen und Theorien über die Entstehung und das Wachstum von Water-Trees zu finden, jedoch konnte der genaue Mechanismus, trotz intensiver Forschung in den 80er und 90er Jahren nicht vollständig geklärt werden.

Grundlegend kann man den Vorgang von der Initiierung eines Water-Trees bis zur möglichen Einleitung eines elektrischen Durchschlags in mehrere Entwicklungsstufen einteilen. Diese sind in Abbildung 3.3 zusammengefasst.

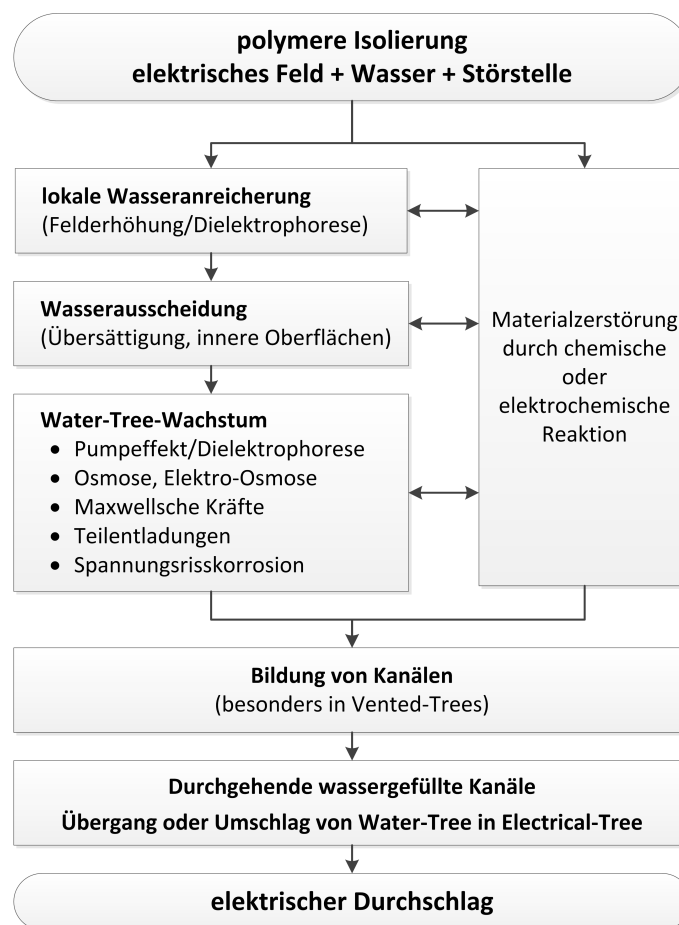


Abbildung 3.3: Entwicklungsstufen eines Water-Trees bis zum Durchschlag [10]

Es wird angenommen, dass bei der Entstehung von Water-Trees die in der polymeren Isolierung vorhandenen Wassermoleküle, wegen ihrer Dipoleigenschaften in Bereiche höherer elektrischer Feldstärke wandern (Dielektrophorese). Water-Trees entstehen also besonders an Störstellen in der Isolierung und der Grenzfläche zwischen Isolierung und den Leitschichten, an denen das elektrische Feld stark inhomogen ist. Diese Störstellen können z.B. durch Verunreinigungen oder Unregelmäßigkeiten in der Isolierung und Leitschicht entstehen. [10, 13, 25]

Abbildung 3.4 zeigt die schematische Darstellung eines Dipols im inhomogenen elektrischen Feld (Dielektrophorese).

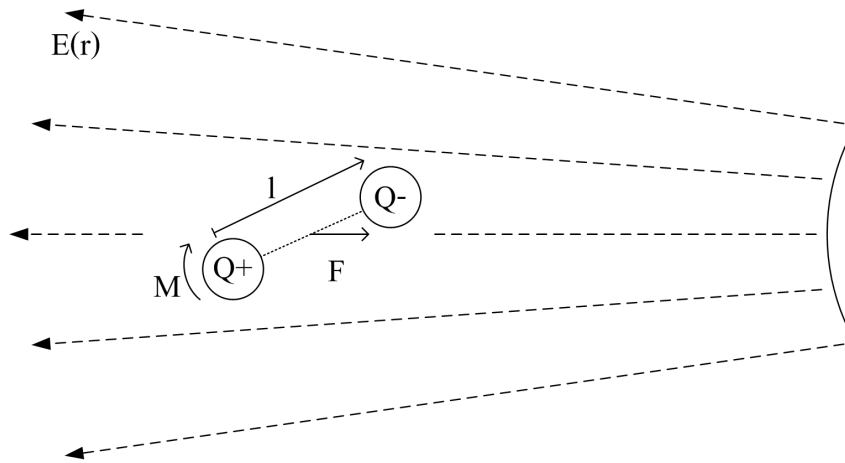


Abbildung 3.4: Dipol im inhomogenen elektrischen Feld

Die auf den Dipol mit der Ladung $+Q$ und $-Q$ wirkende Kraft \vec{F} ergibt sich aus der Verteilung der Ladungen im ortsabhängigen elektrischen Feld:

$$\vec{F} = Q(\vec{E}(\vec{r}) - \vec{E}(\vec{r} + \vec{l})) \quad (1)$$

Mittels Taylorentwicklung $\vec{E}(\vec{r} + \vec{l}) = \vec{E}(\vec{r}) + \vec{\nabla}(\vec{E} \cdot \vec{l}) + \dots$ und der Definition des Dipolmoments $\vec{p} = Q\vec{l}$ ergibt sich die vereinfachte Gleichung:

$$\vec{F} = Q \cdot \vec{\nabla}(\vec{E} \cdot \vec{l}) = \vec{\nabla}(\vec{E} \cdot \vec{p}) = \text{grad}(\vec{E} \cdot \vec{p}) = p \frac{\partial \vec{E}}{\partial l} \quad (2)$$

Das, als elektrischer Dipol wirkende Wassermolekül, richtet sich also aufgrund des auftretenden Drehmoments \vec{M} zunächst entlang der elektrischen Feldlinien aus.

$$\vec{M} = \vec{l} \times \vec{F} = Q\vec{l} \times \vec{E} = \vec{p} \times \vec{E} \quad (3)$$

In einem inhomogenen elektrischen Feld wirken auf die Ladungen des Dipols (Q_+ und Q_-) unterschiedliche Kräfte \vec{F}_1 und \vec{F}_2 . Dadurch ergibt sich eine resultierende Kraft \vec{F} und es kommt neben der Orientierung im Feld (Rotation) auch zu einer Verschiebung (Translation) in Richtung zunehmender Feldstärke ($p \frac{\partial \vec{E}}{\partial l}$).

Daher bewirkt die Dielektrophorese eine örtliche Ansammlung von Wassermolekülen im Bereich der Störstellen. Es entsteht eine übersättigte Lösung von Wasser im Polyethylen. In der zweiten Stufe kommt es zu einer Ausscheidung des über der Löslichkeitsgrenze liegenden Wassers in Form einer getrennt flüssigen Phase. Diese Ausscheidung wird durch das Vorhandensein von Störstellen mit innerer Grenzfläche und wasserlöslichen Verunreinigungen wie z.B. Salzen begünstigt.[10, 11, 13]

Die dritte Stufe ist das Wachstum von Water-Trees. Dieses wurde versucht in unterschiedlichen Theorien zu erklären. Welche Theorie, oder welche Kombination dieser Theorien maßgebend ist, ist nicht vollständig geklärt.[2, 19, 10]

Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die Dielektrophorese für eine weitere Wassernachlieferung sorgt und durch eine Art Pumpeffekt ein Überdruck in den wassergefüllten Mikrohohlräumen entsteht. Dieser Druck kann so groß werden, dass es zu einer lokalen Überbeanspruchung des Polymers kommt und dadurch weitere kleine Risse entstehen. [2, 10, 25]

An diesem Aufbrechen, Aufreißen oder Kriechen des umgebenden Isoliermaterials könnten jedoch auch weitere Mechanismen beteiligt sein, die hier kurz aufgezählt werden:

Salzhaltige, wasserlösliche Verunreinigungen führen zu einem Aufbau eines osmotischen Drucks auf die Hohlraumoberfläche [21].

Zusätzlich kommt es in Folge der an den Spitzen der wassergefüllten Mikrorisse auftretenden, hohen Feldstärken und der Maxwell'schen Kräfte in diesem Bereich, zu einer Zugbelastung und somit zu einer zusätzlichen Beanspruchung des Polymers [25].

Auch elektrochemische Vorgänge, wie das Herabsetzen der Oberflächenspannung an der Polymer-Wasser-Grenzfläche unter Einwirkung des elektrischen Feldes führen möglicherweise zu einer Art Spannungsrissskorrosion [12]. Außerdem können elektroosmotische Vorgänge an einem Druckaufbau beteiligt sein [10].

Zusätzlich treten auch nicht messbare kleine Teilentladungen in nicht vollständig wassergefüllten Rissen und Hohlräumen auf, die eine Zersetzung von Wasser und somit eine Erhöhung des Drucks in diesen Hohlräumen bewirken [15].

Bei diesen mechanischen Vorgängen wird von einer Sprengwirkung durch ausgeschiedenes Wasser ausgegangen. Es gibt jedoch auch Hinweise auf chemische bzw. elektrochemische Vorgänge. Dabei wird angenommen, dass es sich bei der Entstehung von Water-Trees um einen Oxidationsprozess handelt. Man unterscheidet hier zwischen einer Initiierungs- und Wachstumsphase, die als intensive lokale Oxidation, hervorgerufen durch die Bildung reaktionsfreudiger Hydroxylradikale, durch elektrolitische Dissoziation der Wassermoleküle und dem einwirkenden elektrischen Feld, hervorgerufen werden. [10, 25]

Es ist davon auszugehen, dass all diese mechanischen Vorgänge und chemischen Abbaureaktionen zusammen zu einer teilweisen Schädigung des Isoliermaterials führen und im fortgeschrittenen Stadium wassergefüllte, leitfähige Hohlräume oder hohlkanalförmige Strukturen bilden. Dabei haben einige Parameter wie Temperatur, Frequenz usw. einen großen Einfluss auf das Wachstum dieser Strukturen welche in Abbildung 3.5 zusammengefasst sind. Die Größe der Pfeilspitze deutet dabei auf die Intensität des Einflusses hin.

Bilden sich diese Strukturen durch die gesamte Isolierung aus, so kann es zur Einleitung eines thermischen Durchschlags kommen. Aufgrund der hohen Feldstärke an den Spitzen der Water-Trees ist aber auch ein Umschlag vom Water-Tree zu einem Electrical-Tree und somit zu einem Durchschlag der gesamten Isolationsstrecke möglich. Dieser Umschlag tritt meist bei erhöhter elektrischer Beanspruchung wie z.B. einer transienten Überspannung auf. [10, 25]

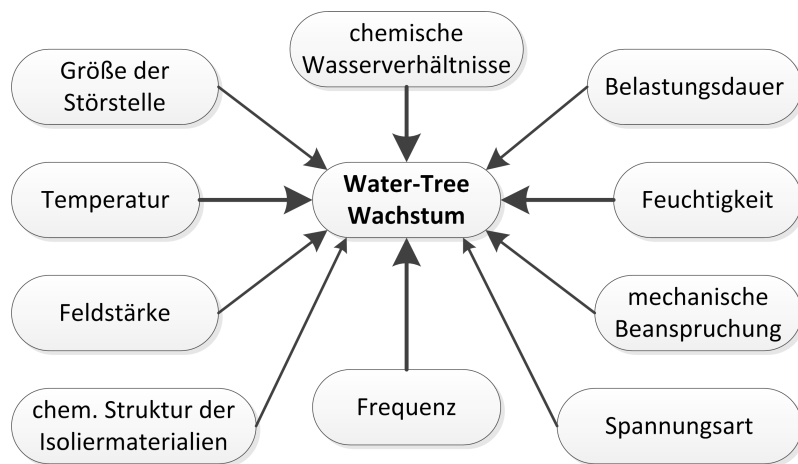


Abbildung 3.5: Einfluss der einzelnen Parameter auf das Water-Tree-Wachstum [14]

4 CableCURE - Sanierungsprozess für Water-Tree geschädigte Kabel

CableCURE[®] ist eine Sanierungstechnologie für Water-Tree geschädigte Mittelspannungskabel und wird heute von der UtilX[®] Corporation angeboten.

1991 erwarb die UtilX[®] Corporation – damals unter dem Namen FlowMole[®] Corporation – die exklusiven Rechte an den von Dow Corning entwickelten CableCURE[®]-Flüssigkeiten.

Diese Flüssigkeit soll wassergeschädigte Energiekabel restaurieren und deren Lebensdauer um mindestens 20 Jahre verlängern.

Die Europäische CableCURE[®] Niederlassung von UtilX[®] wurde 1993 gegründet.

Weltweit sanierte die UtilX[®] Corporation in mehr als 20 Jahren 36.000 km wassergeschädigte Erdkabel [27].

Die CableCURE[®]-Flüssigkeit hydrolysiert mit dem in den Water-Trees enthaltenen Wassermolekülen unter Freisetzung von Alkoholen und Organosiliziumverbindungen und bildet somit in den Water-Tree Strukturen einen Füllstoff mit einer, im Vergleich zu Wasser, geringeren Dielektrizitätszahl ($\epsilon_r \approx 3,7$). Da diese Verbindungen wesentlich größer sind als Wassermoleküle, verbleiben diese in der Isolierung und verzögern somit auch das zukünftige Wachstum von Water-Trees.

Bei der ersten und zweiten Generation dieser CableCURE[®]-Flüssigkeit mit der Bezeichnung 2-2614 gab es Fälle, bei denen es nach der Sanierung zu einem Aufplatzen der Isolierung, und somit zu Ausfällen einzelner Kabelstrecken kam. Schuld daran war auftretende Korrosion am Aluminiumleiter.

Die damals verwendete Flüssigkeit auf Basis von Phenylmethyl-Dimethoxysilan reagierte unter bestimmten Voraussetzungen mit den, im nicht vollständig gereinigten Leiter enthaltenen Wassertropfen und produzierte dadurch Methanol. Da Aluminium in Verbindung mit Methanol unter Lochfraß zu Aluminiummethoxid und Wasser korrodiert (Korrosionsgeschwindigkeit $100 \text{ g/m}^2\text{h}$ [9]) kam es zu einer Beschädigung der Isolierung.

Dieser Effekt trat ausschließlich in Europa und auch hier nur vereinzelt an sanierten Kabelstrecken auf. Der Grund dafür könnte sein, dass die Schwere dieser Korrosion von einigen Faktoren abhängt: Zum einen von der Menge an Methanol und somit von der enthaltenen Menge an Wasser im Bereich des Aluminiumleiters. Zum anderen von der Stöchiometrie der Silan-Wasser-Reaktion, also dem Verhältnis aller beteiligten Materialien, die miteinander reagieren. Daher haben auch die im Wasser gelösten Stoffe einen starken Einfluss auf die Korrosion. Ein weiterer abmildernder Faktor ist die hohe Diffusionsrate des Methanols vom Leiterbereich aus dem Kabel. Diese steigt zunehmend mit der Temperatur. Daher ist die Gefahr der Korrosion nach dem Sanierungsprozess bei stark belasteten Kabeln geringer.

Bei der heute verwendeten dritten Generation der CableCURE[®]-Flüssigkeit wurde dieses Problem beseitigt, da der Hauptbestandteil auf Di-n-Butoxydimethylsilan geändert wurde und somit bei der Reaktion mit Wasser, ein weniger reaktionsfähiger, langkettiger Alkohol (n-Butanol) anstatt Methanol entsteht und eine Korrosion am Leiter daher ausgeschlossen ist.

Diese dritte Generation der Flüssigkeit ist unter dem Handelsnamen DOW CORNING[®] UTILX[™] CableCURE DMDB bekannt. Die wichtigsten Kenndaten dieser Flüssigkeit sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Handelsname:	DOW CORNING [™] UTILX [™] CableCURE DMDB
Chemische Charakterisierung:	Alkoxysilan Di-n-Butoxydimethylsilan (98 Gew.%)
Flammpunkt:	65 °C
Siedepunkt:	186 °C
Dichte:	840 kg/m ³
Viskosität:	2 mm ² /s bei 25 °C
Besondere Gefahren:	Dämpfe bilden zusammen mit Luft ein explosives Gemisch
Hinweise zum sicheren Umgang:	Augenkontakt vermeiden (Schutzbrille tragen). Dämpfe nicht einatmen. Lüftung des Arbeitsraumes und Absaugung an der Entstehungsstelle der Dämpfe wird empfohlen. Nicht mit Oxidationsmittel lagern.

Tabelle 2: Kenndaten Sanierflüssigkeit [6]

4.1 Sanierungsablauf

Vor der Sanierung sollte an der betroffenen Kabelstrecke eine Teilendladungsmessung durchgeführt werden, um vorhandene Electrical-Trees in der Isolierung ausschließen zu können.

Anschließend wird die Kabelstrecke außer Betrieb genommen und die Endverschlüsse sowie notwendigen Muffen zugänglich gemacht.

Der CableCURE[®]-Sanierungsprozess kann in mehrere Schritte eingeteilt werden. Diese sind in Abbildung 4.1 zusammengefasst und werden in der folgenden Auflistung genauer beschrieben.

Schritte des CableCURE[®]-Sanierungsprozesses [28]:

1. **Laufzeitmessung:**
Mit Hilfe einer TDR-Laufzeitmessungen werden unbekannte Muffen lokalisiert (siehe Abbildung 4.2b).
2. **Muffentausch:**
Falls notwendig, werden vorhandene Muffen durch druckfeste Reparaturmuffen ersetzt. Die Firmen Tyco-Electronics und 3M bieten solche Muffen an.
3. **Vorbereitung der Kabelenden:**
An den Kabelenden werden die zur Injektion notwendigen Kabelinjektionsadapter montiert (siehe Abbildung 4.2c) bzw. die vorhandenen Endverschlüsse für die Injektion modifiziert.
4. **Kontrolle der Durchgängigkeit:**
Um eine einwandfreie Injektion zu gewährleisten wird durch einen Stickstoff-Flowtest die Durchgängigkeit der zu sanierenden Kabelstrecke überprüft. Dabei werden auch Schweißstellen im Leiter erkannt und die Durchgängigkeit der Muffen kontrolliert.

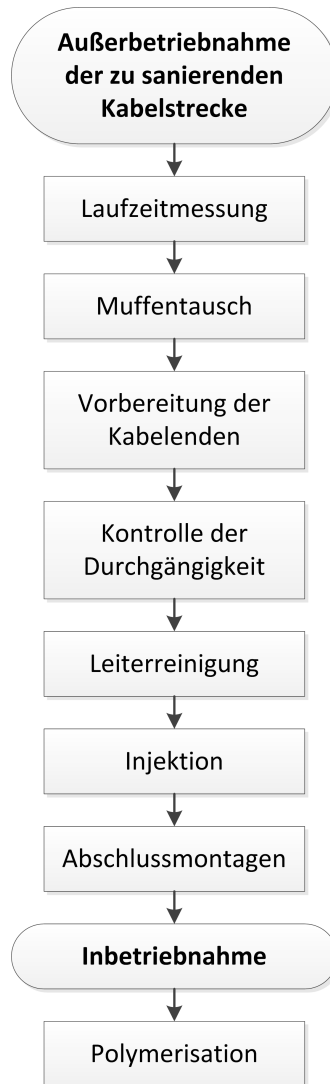


Abbildung 4.1: Schritte des Sanierungsvorgangs: Blockschaltbild

5. **Leiterreinigung:**

Durch eine Injektion von Isopropylalkohol und Additiven wird der Leiter gereinigt und vorhandenes Wasser aus dem Leiter gespült.

6. **Injektion:**

Die CableCURE[®]-Flüssigkeit wird mit einem Druck von 2–8 bar in das Kabel injiziert (Abbildung 4.2d).

Um Gaseinschlüsse im Leiter und der Flüssigkeit zu verhindern wird auf der Empfangsseite ein Vakuumsystem installiert. Zusätzlich wird dadurch der Injektionsvorgang unterstützt.

Bei Kabel mit einem Leiterquerschnitt größer als 95 mm² wird eine Einmal-Sanierung angewandt. Kabel mit kleineren Querschnitten saniert man mit dem sogenannte Soaking-Verfahren. Dabei wird nach der Erstinjektion über spezielle Adapter ein kleiner Flüssigkeitstank an das betroffene Kabel angeschlossen. Danach nimmt man das Kabel wieder in Betrieb und speist es solange mit der CableCURE-Flüssigkeit bis eine ausreichende Menge injiziert ist.

Die notwendige Menge an CableCURE-Flüssigkeit hängt von einigen Faktoren wie dem Durchmesser der Leiterdrähte, der durchschnittlichen Dicke der inneren Leitschicht sowie dem Außen-, und Innendurchmesser der Isolierung ab. Diese Parameter bestimmen auch die Dauer der Injektion, welche wenige Stunden bis einige Wochen betragen kann.

7. Abschlussmontagen:

Die Kabelinjektionsadapter werden demontiert und die Kabelstrecke kann wieder in Betrieb genommen werden.

8. Polymerisation:

Vom Leiter ausgehend beginnt die CableCURE[®]-Flüssigkeit durch die innere Leitschicht hindurch in die Primärisolierung zu diffundieren, wo sie mit dem in den Water-Trees enthaltenen Wasser polymerisiert und die zuvor mit Wassermolekülen besetzten Störstellen belegt.

4.2 Referenzprojekte

In den folgenden Punkten werden einige, von UtilX durchgeführte, Projekte zusammengefasst.

Ockholm - Gröde, Deutschland

Im Rahmen dieser Arbeit wurde die Sanierung einer Kabelstrecke von Ockholm an der Nordsee zur Insel Gröde besichtigt. Der erste Teil der 8,5 km langen 20 kV Kabelstrecke verläuft an Land, parallel zum Landesschutzdeich. Der zweite Teil der Kabelstrecke ist im Wattenmeer bis zur Insel Gröde eingepflügt (siehe Abbildung 4.2a). An der ersten, sehr fehlerbehafteten Teilstrecke wurden die unbekanntenen Muffen mittels TDR-Laufzeitmessung lokalisiert und die Abschnitte zwischen den Muffen der Reihe nach saniert. Die Dauer für die Reinigung und die anschließende Injektion der Teilstrecken betrug maximal 16 h. Bei diesen Kabeln mit einem Leiterquerschnitt von 120 mm² wurden ca. 1200 g an CableCURE[®]-Flüssigkeit pro 100 m Kabel benötigt.

Im Jahr 2015 wird die zweite Teilstrecke im Wattenmeer saniert.



(a) Übersicht Kabelstrecke: Landesschutzdeich (links) und Hallig Gröde (rechts)



(b) TDR-Laufzeitmessung

(c) Injektionsadapter

(d) Flüssigkeitsbehälter

Abbildung 4.2: Dagebüll – Gröde: Sanierungsprojekt an der Nordsee

EnBW Regional AG, Deutschland

Die Gesamtsystemlänge der Water-Tree-gefährdeten Kabel in der EnBW Regional AG (heute Netze BW) betrug 346 km. 265 Systemkilometer der Baujahre 1972-1980 wurden in den Jahren 2001 bis 2009 mit dem CableCURE[®] Verfahren saniert.

Die Anzahl innerer Kabelstörungen sank anschließend von 72 im Jahr 2001 auf 15 im Jahr 2008. [8]

Stahlwerke Bremen, Deutschland

In den Jahren 1996 bis 1998 wurden im Stahlwerk Bremen (heute Arcelor Mittal) 8,5 Systemkilometer Mittelspannungskabel aus den 80er-Jahren saniert. Es sind keine Ausfälle nach erfolgter Sanierung bekannt. [8]

Daimler AG Sindelfingen, Deutschland

Seit 2006 wurden im Werk Sindelfingen über 14 Systemkilometer Mittelspannungskabel saniert. Auch hier kam es nach erfolgter Sanierung zu keinen weiteren Ausfällen. [8]

Essent - Brabant, Niederlande

In den Jahren 2001 bis 2009 wurden vom Netzbetreiber Essent (heute Enexis) aus den Niederlanden 158 Systemkilometer Water-Tree geschädigte 400 – mm²-Mittelspannungskabel in der Region Brabant aus den Jahren 1975 bis 1981 mit dem CableCURE[®]-Verfahren saniert. Die längste Kabelstrecke betrug 3,5 km. Die Anzahl der Kabelstörungen ging daraufhin deutlich zurück. Ein Tausch dieser Kabel kommt auf ca. 80 €/m. Die Kosten für die Sanierung beliefen sich inklusive der Tiefbauarbeiten, Muffen usw. auf 25 €/m. [1]

HWEC - Lake Erie - USA

Im Oktober 1998 sanierte die Hancock-Wood Electric Cooperative (HWEC) zwei 5,85 km lange Seekabel im Lake Erie. Um eine Injektion dieser Kabelstrecke zu ermöglichen wurden von der Firma UtiliX spezielle druckresistenten und injizierbare Muffen entwickelt. Die alten Muffen der Seekabel wurden getauscht. Anschließend begann man mit der Injektion eines Kabels, welche neuneinhalb Tage dauerte. Danach konnte das Kabel wieder in Betrieb genommen werden und das zweite wurde saniert. Die Kosten für diese Sanierung beliefen sich auf insgesamt 600.000 US\$. Ein Austausch der Kabel hätte ca. 4 Mio.US\$ gekostet.[26]

Salt River Project - USA

Aufgrund von mehr als 800 Kabelfehlern pro Jahr wurde 1998 das Salt River Project in Phoenix gestartet, in dem bis heute über 2100 km Einleiter-Mittelspannungskabel saniert wurden. Geplant ist insgesamt noch weitere 7000 km zu sanieren [29].

5 Durchgeführte Untersuchungen

5.1 Vorgehensweise

Vor der Sanierung entnahm die Netz Burgenland Strom GmbH der Kabelstrecke 1-20-25, je Phase 40 m Kabel. Daraus wurden zwei Proben mit jeweils 20 m geschnitten. Aus der Kabelstrecke 1-12-09 konnten nur ca. 14 m Kabel pro Phase entfernt werden. Das entnommene Kabel wurde gleich darauf durch ein neues Kabel (150 mm² Alu) ersetzt.

Die restlichen Kabelstrecken wurden anschließend saniert und wieder in Betrieb genommen, wobei bei der Strecke 1-20-25 aufgrund des geringen Querschnittes das Soaking-Verfahren angewandt wurde (siehe Punkt 4.1).

Ein Netzplan und eine genaue Beschreibung dieser Strecken ist in Punkt 5.2 zu finden.

Diese, vor der Sanierung entnommenen Kabelproben, wurden daraufhin am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der Technischen Universität Graz elektrischen und optischen Untersuchungen unterzogen.

Zehn Monate nach der Sanierung wurden erneut neun gleich lange Proben der sanierten Kabel entnommen. Die Sanierflüssigkeit sollte nach diesem Zeitraum ausreichend durch die Isolierung diffundiert sein.

Um die Kabelproben nach der Sanierung mit denen vor der Sanierung vergleichen zu können, wurden diese den gleichen Untersuchungen unterzogen.

Bei den elektrischen Untersuchungen wurden die Kabelproben mit einer Stoßspannungsprüfung bis zum Durchschlag geprüft (siehe Punkt 5.3). Die so ermittelte Restspannungsfestigkeit der Proben wurden anschließend miteinander verglichen.

Für die optischen Untersuchungen wurden die Bereiche des Durchschlags und Stichproben am Anfang und am Ende des Kabels entmantelt und daraus Dünnschnitte erstellt. Diese Dünnschnitte wurden mit Methylenblau gefärbt und unter dem Mikroskop untersucht.

Am Ende der Untersuchungen wurde, um die vollständige Diffusion der Sanierflüssigkeit durch die Isolierung zu kontrollieren, an einzelnen Proben eine Infrarotspektroskopie durchgeführt.

In Abbildung 5.1 wurde der Ablauf der Versuchsdurchführung veranschaulicht.

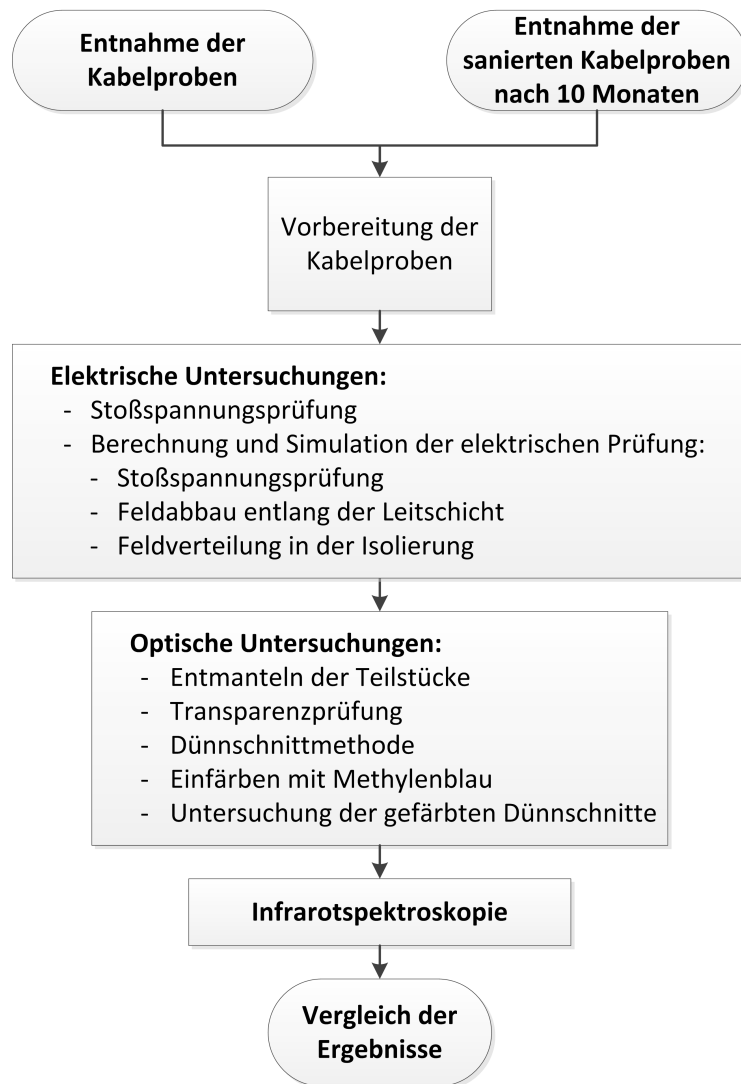
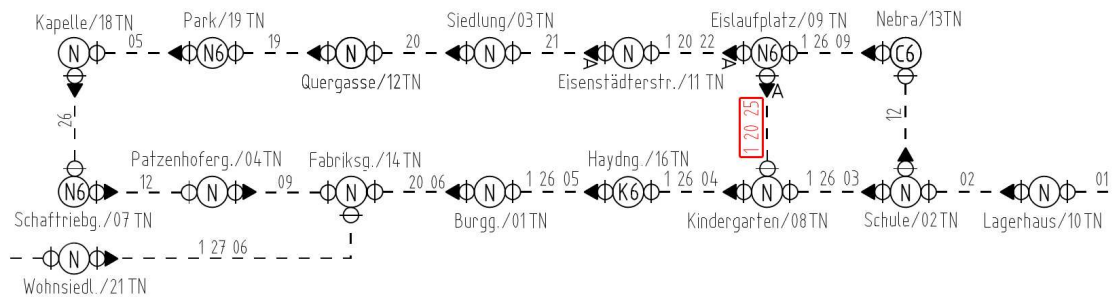


Abbildung 5.1: Blockschaldbild der Versuchsdurchführung

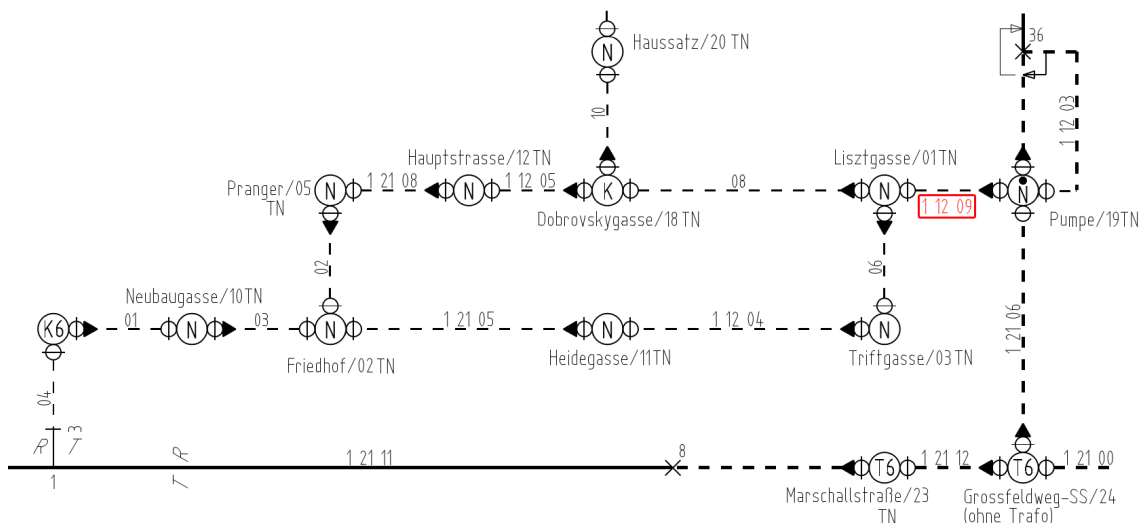
5.2 Verwendete Kabel

In dieser Arbeit wurden Kabelproben aus zwei unterschiedlichen 20-kV-Kabelstrecken der Netz Burgenland Strom GmbH untersucht. Diese beiden Kabelstrecken hatten noch keinen Fehler, sind leicht zugänglich und von durchschnittlicher betrieblicher Bedeutung.

Die Strecke 1-20-25 verläuft in Siegendorf im Burgenland zwischen Eislaufplatz und Kindergarten, die Strecke 1-12-09 in St. Margarethen zwischen Lisztgasse und Pumpe. Der Netzplan dieser Gebiete ist in Abbildung 5.2a und 5.2b dargestellt.



(a) Siegendorf



(b) St. Margarethen

Abbildung 5.2: Netzplan im Bereich der Kabelstrecken

Um eine eindeutige Zuordnung der Kabelproben zu gewährleisten wurden die entnommenen Teilstücke der Strecken 1-20-25 und 1-12-09 gemäß Abbildung 5.3 nummeriert. Die roten Teilstücke Ax und Bx wurden vor der Sanierung entnommen, die blauen Teilstücke Kx und Lx zehn Monate nach der Sanierung.

In Tabelle 3 sind der Typ und das Datum der Inbetriebnahme dieser Kabelstrecken zusammengefasst.

Es handelt sich dabei um Energiekabel mit einem Leiter aus Aluminium. Der Querschnitt dieses Leiters beträgt 70 mm^2 bei der Strecke 1-20-25 und 120 mm^2 bei der Strecke 1-12-09. Die Isolierung besteht aus Polyethylen.

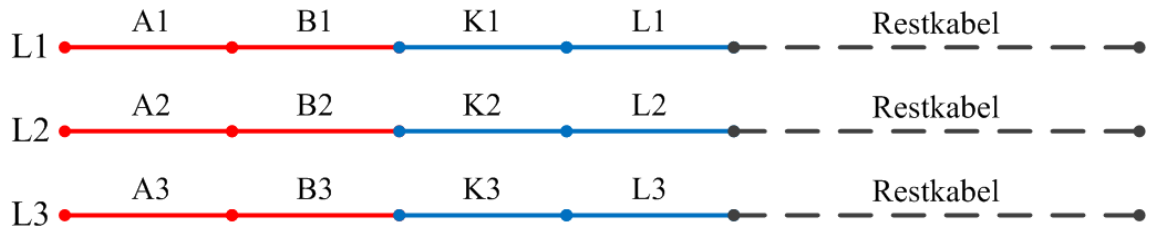


Abbildung 5.3: Nummerierung der Kabelproben vor (rot) und nach (blau) der Sauerung

Strecke	Typ	Hersteller	Inbetriebnahme
1-20-25	E-A2YHCY 1x70 RM	PENGG	01.01.1982
1-12-09	E-A2YHC2Y 1x120 RM	KDAG	01.01.1984

Tabelle 3: Kabeldaten

Über dem Leiter und über der Isolierung befindet sich eine feldbegrenzende leitfähige Schicht. Diese Schicht wurde bei beiden Kabeln mit dem sogenannten Tandem-Verfahren aufgebracht. Die Messungen der Widerstandswerte dieser äußeren Leitschicht ergaben $12,905 \text{ k}\Omega/\text{m}$ für die Proben der Strecke 1-20-25 und $4,312 \text{ k}\Omega/\text{m}$ für die Proben der Strecke 1-12-09.

Der Schirm ist aus Kupferdrähten aufgebaut.

Die Strecke 1-20-25 hat einen Mantel aus Polyvinylchlorid (PVC). Der Mantel der Strecke 1-12-09 besteht aus Polyethylen (PE).

Der äußere Radius der inneren Leitschicht beträgt 6 mm (1-20-25) bzw. 7,5 mm (1-12-09). Der innere Radius der äußeren Leitschicht 11,5 mm bzw. 13 mm.

In OEKW [16] ist der Kapazitätsbelag der Kabel mit $196 \text{ nF}/\text{km}$ bzw. $235 \text{ nF}/\text{km}$ angegeben.

5.3 Elektrische Untersuchungen

5.3.1 Stoßspannungsprüfung

Bei der Stoßspannungsprüfung ist es möglich Einschlüsse, Protrusionen und Inhomogenitäten in der Isolierung von PE-Kabeln zu finden, da durch diese fehlerhaften Bereiche die Stoßspannungsfestigkeit stark herabgesetzt wird [32].

Zusätzlich wird bei einem Durchschlag nur eine relativ geringe Energie im Durchschlagkanal umgesetzt. Dadurch kann die Fehlerstelle im Anschluss sehr gut mit optischen Verfahren untersucht und meist noch die Fehlerursache aufgeklärt werden (siehe Punkt 5.4). Bei der Ermittlung der Stehspannung durch hohe Wechselspannung sind Untersuchungen der Durchschlagsstelle meist nicht mehr aussagekräftig, da durch die hohe umgesetzte Energie ein großer Bereich der Isolierung vollständig zerstört wird.

Ein weiterer Vorteil der Stoßspannungsprüfung liegt in den großen Erfahrungen dieser Prüfung von Kabeln am Institut. Die Durchschlagsspannung, das Verhalten und das Erscheinungsbild der Durchschlagskanäle neuer Kabel sind bekannt und können beurteilt werden.

Die Länge der verwendeten Kabelproben sollte mindestens 20 m betragen. Endabschlüsse sind bei dieser Prüfung nicht notwendig, da die äußere halbleitende Schicht die Spannungssteuerung übernimmt (siehe Punkt 5.3.1.6). Dabei werden die Kabelenden auf einer Länge von 4,5 m (bei 20 kV Kabeln) bis zur äußeren Leitschicht abgemantelt. Bei der Prüfung wird die Kabelprobe an beiden Enden mit der Stoßspannungselektrode verbunden und von einem Spannungswert mit 125 kV ausgehend mit fünf Stößen negativer Polarität belastet. Der Stoßspannungsimpuls sollte dabei eine Stirnzeit zwischen $1 \mu\text{s}$ und $5 \mu\text{s}$ und eine Rückenhalbwertszeit von $50 \mu\text{s} \pm 10 \mu\text{s}$ besitzen [5].

Abbildung 5.4 veranschaulicht den zeitlichen Verlauf der Blitzstoßspannung und zeigt die Hilfslinie zur Ermittlung der Stirn- und Rückenhalbwertszeit.

Kommt es bei diesen fünf Stößen zu keinem Fehler, so wird der Spannungswert um 25 kV erhöht und die Prüfung so lange wiederholt, bis es zu einem Durchschlag der Isolierung kommt [32].

Abbildung 5.5 zeigt diese Vorgehensweise anhand der Kabelprobe 1-20-25-A2. Die blauen Balken weisen dabei auf einen fehlerfreien Stoß hin. Der rote Balken repräsentiert einen Durchschlag.

5.3.1.1 Versuchsaufbau

Die Kabelproben werden mit einem isolierenden Seil aufgehängt und der Leiter mit dem vierstufigen Stoßspannungsgenerator verbunden. Der Schirm der Kabel wird geerdet. Die halbrunde leitfähige Kappe am Ende der Kabel ist mit dem Leiter verbunden und dient zur Feldschwächung, um Gleitentladungen von den Spitzen des Leiters entlang des Seils auf die Decke zu vermeiden.

Parallel zum Kabel befindet sich ein gedämpft kapazitiver Spannungsteiler mit dessen Hilfe der Scheitelwert und die Kurvenform des Impulses gemessen wird.

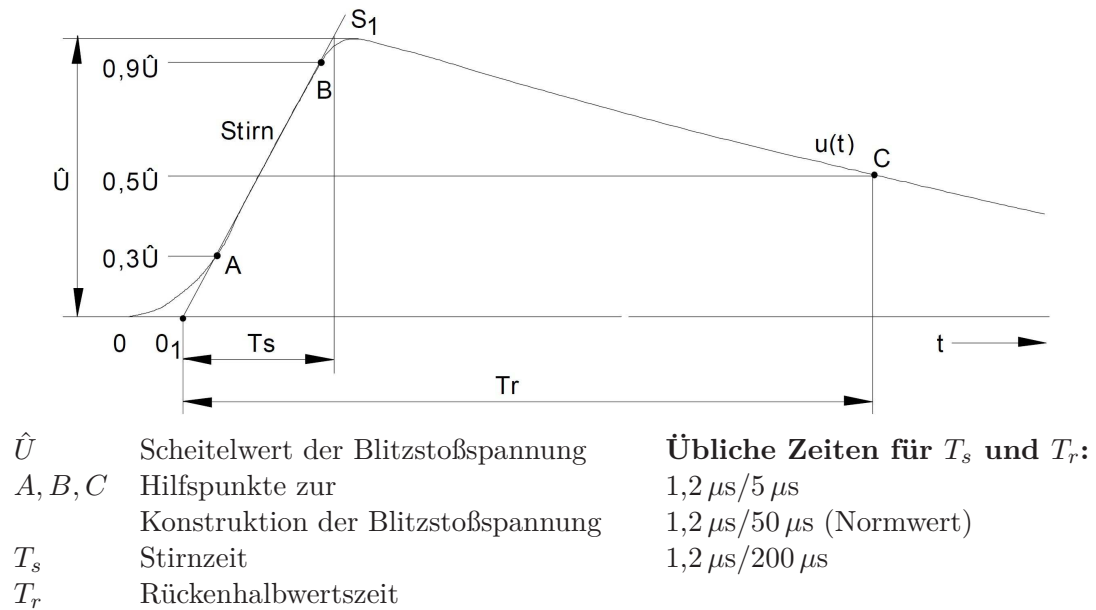


Abbildung 5.4: Zeitlicher Verlauf der Blitzstoßspannung [4]

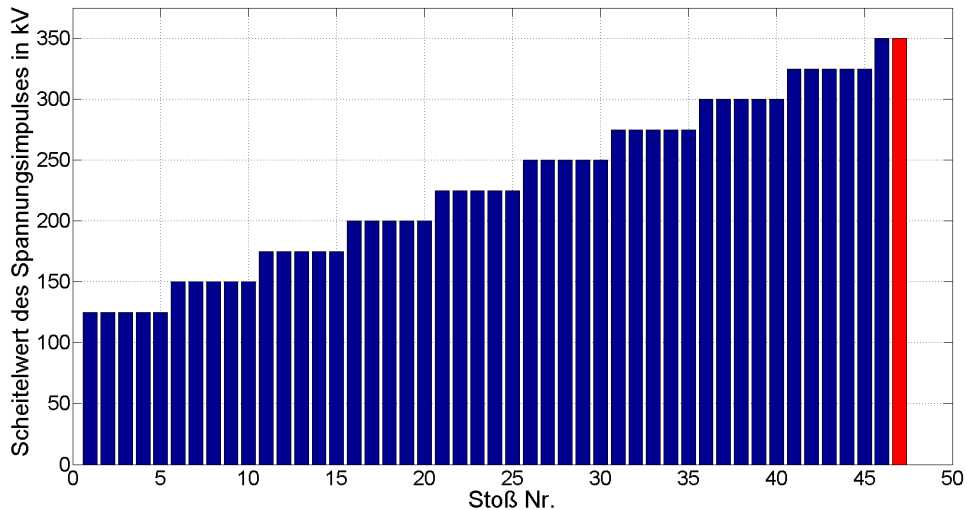


Abbildung 5.5: Veranschaulichung der Stoßspannungsprüfung anhand der Probe 1-20-25-A2

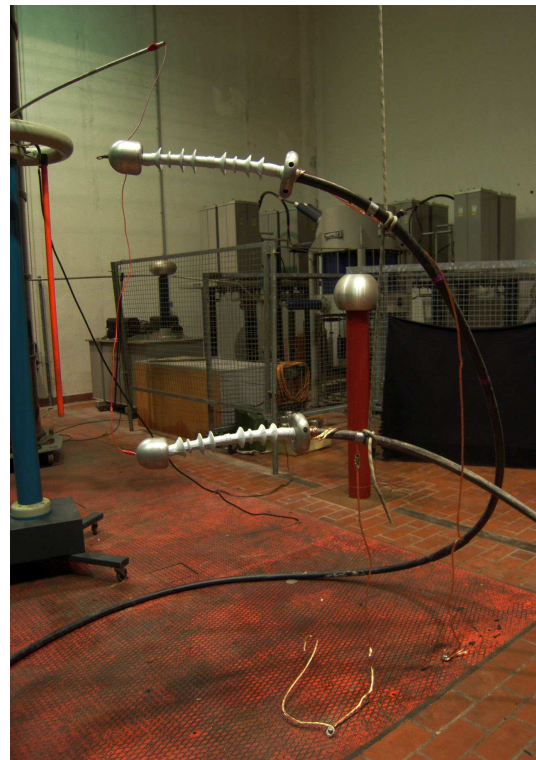
Die drei Kabelproben der Strecke 1-12-09 waren zu kurz um eine Prüfung nach Abschnitt 5.3.1 durchzuführen. Daher wurden an diesen Endverschlüsse montiert. Zusätzlich wurde, um den hohen Feldstärken an den Kanten der Anschlüsse und dem Schirm entgegenzuwirken, runde Abschirmungen angebracht (siehe Abbildung 5.6b). Wie zu erwarten kam es bei diesen 20 kV Endverschlüssen jedoch bei 200 kV zu einem Überschlag (Abbildung 5.7). Daher konnten die Kabelproben auf diese Weise nicht bis zum Durchschlag der Isolierung belastet werden.

In weiterer Folge wurden die Endverschlüsse wieder demontiert. Vom Überschlag waren lediglich Kriechwege an den Schrumpfschläuchen zu erkennen. Im Inneren waren keine Spuren bzw. Beschädigungen zu sehen. Die Kabelenden wurden daraufhin auf einer Länge von 3,5 m bis zur äußeren Leitschicht abgemantelt. Diese Länge ist für den Feldabbau der erwarteten Spannung ausreichend. Jedoch wurde dadurch die aktive Prüflängelänge auf nur noch ca. 6 m reduziert.

Abbildung 5.6a zeigt den Versuchsaufbau dieser Prüfung. Im Vordergrund befindet sich das Kabel, dahinter der Teiler (blau) und rechts der Stoßspannungsgenerator. In Abbildung 5.6b ist der Aufbau mit den Endverschlüssen zu sehen. Das Schaltbild der gesamten Anordnung ist in Abbildung 5.8 dargestellt.



(a) Übersicht



(b) Probe mit Endverschluss

Abbildung 5.6: Versuchsaufbau Stoßspannungsprüfung

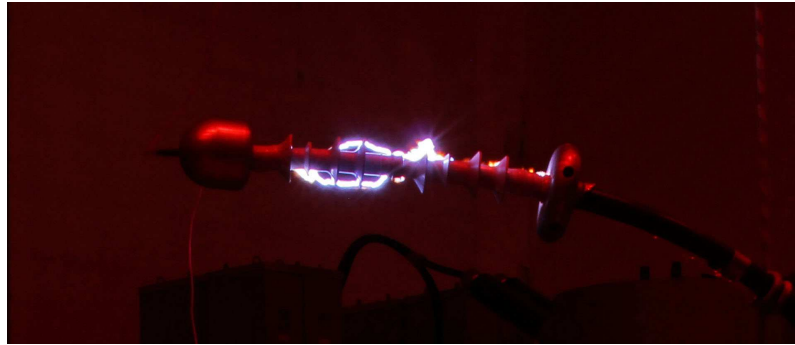


Abbildung 5.7: Überschlag Endverschluss

5.3.1.2 Stoßspannungsgenerator

Die Höhe der Stoßspannung eines einfachen Stoßspannungsgenerators ist im Wesentlichen durch die Spannungsfestigkeit der Bauteile begrenzt und liegt bei etwa 200 kV. Ist eine höhere Spannung notwendig, verwendet man mehrstufige Anordnungen nach Marx.

Bei den Prüfungen vor der Sanierung wurde ein 4-stufiger Marx-Generator mit einer maximalen Summenladespannung von 800 kV und einer maximalen Ladeenergie von 11 kJ verwendet.

Aufgrund der Vermutung, mit diesem Generator die Durchschlagsspannung der sanierten Kabel nicht mehr zu erreichen, wurde für die Prüfung nach der Sanierung ein zu sechs Stufen umgebauter 13-stufiger Marx-Generator verwendet.

Ein Marx-Generator (siehe Abbildung 5.8 für $n = 4$ Stufen) besteht im Allgemeinen aus n Stoßkapazitäten C'_s die über die Ladewiderstände R'_L parallel auf die Stufenladespannung U'_L aufgeladen werden. Anschließend werden diese durch das Zünden der Zündfunkenstrecke ZF in Reihe geschaltet und über die Dämpfungswiderstände R'_d und R''_d , die Entladewiderstände R'_e , den Teiler (R'_1 , R'_2 , C'_1 und C'_2) und den Prüfling (R_P und C_P) entladen.

Der gedämpft kapazitive Spannungsteiler ist zur Messung der Kurvenform und des Scheitelwerts notwendig und wird im Schaltbild durch die Widerstände R'_1 und R'_2 sowie den Kapazitäten C'_1 und C'_2 dargestellt.

Unter Berücksichtigung des Ausnutzungsfaktors η ergibt sich bei n Stufen je nach Ladespannung U'_L ein Scheitelwert von $\hat{u} = \eta \cdot n \cdot U'_L$.

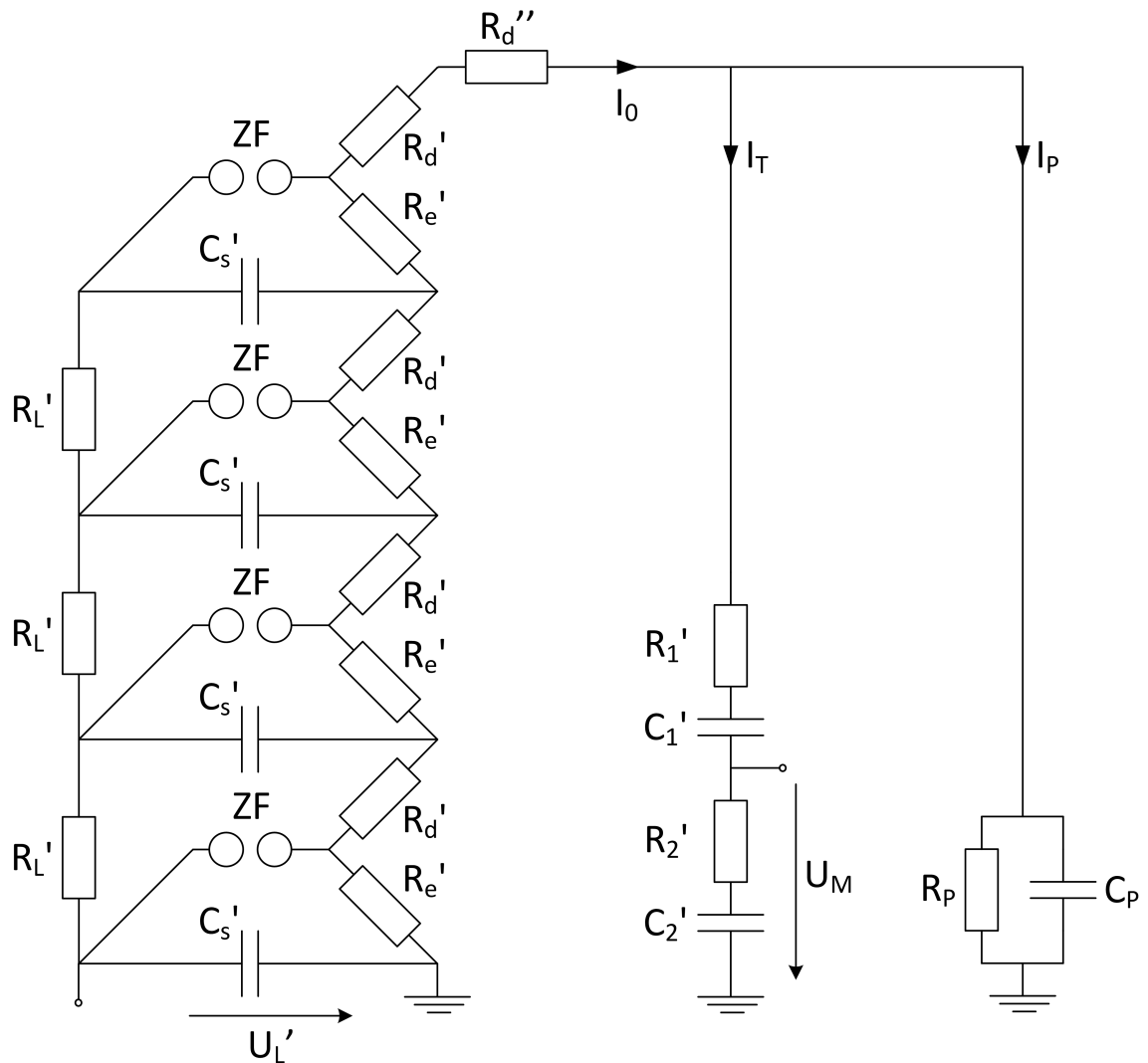


Abbildung 5.8: Schaltbild der Stoßspannungsprüfung mit 4-stufigem Marx-Generator (links), gedämpft kapazitiven Spannungsteiler (Mitte) und der Kabelprobe (rechts).

5.3.1.3 Herleitung der Gleichungen

Der in Abbildung 5.8 gezeigte vierstufige Marx-Generator kann für die Berechnung des Entladevorgangs vereinfacht und die vier Stufen zu einer Stufe zusammengefasst werden. Es ergibt sich dabei die in Abbildung 5.9 dargestellte Schaltung.

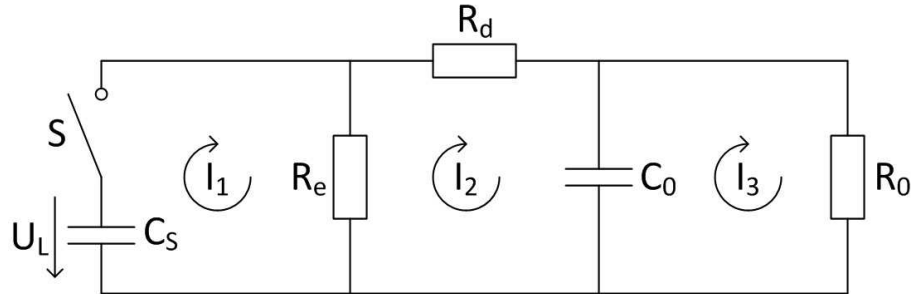


Abbildung 5.9: Vereinfachte Schaltung der Spannungsprüfung

Beim Zünden der Funkenstrecken ZF können die Ladewiderstände R'_L vernachlässigt werden. Es ergeben sich aufgrund der Serienschaltung der n Stoßkapazitäten C'_s , Entladewiderstände R'_e und Dämpfungswiderstände R'_d die zusammengefassten Bauteile C_s , R_e und R_d sowie eine Summenladespannung U_L :

$$\begin{aligned} C_s &= \frac{C'_s}{n} \\ R_e &= R'_e \cdot n \\ R_d &= R'_d \cdot n + R''_d \\ U_L &= U'_L \cdot n \end{aligned} \quad (4)$$

Die parallel geschalteten Kapazitäten des Teilers, des Prüflings und die parasitären Kapazitäten werden zu C_0 zusammengefasst. Der Widerstand des Teilers kann vernachlässigt werden:

$$\begin{aligned} C_0 &= \frac{C'_1 \cdot C'_2}{C'_1 + C'_2} + C_p + C_{par} \\ R_0 &= R_p \end{aligned} \quad (5)$$

Mit Hilfe des Maschenstromverfahrens wird das Gleichungssystem der vereinfachten Schaltung im Frequenzbereich aufgestellt. Die Maschenströme (I_1, I_2 und I_3) sind in Schaltbild (Abbildung 5.9) eingezeichnet.

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{sC_s} + R_e & -R_e & 0 \\ -R_e & R_e + R_d + \frac{1}{sC_0} & -\frac{1}{sC_0} \\ 0 & -\frac{1}{sC_0} & \frac{1}{sC_0} + R_0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{U_L}{s} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (6)$$

Formt man dieses auf I um, so erhält man:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_e + R_d + R_0 + C_0 R_0 (R_e + R_d) s \\ R_e + R_e C_0 R_0 s \\ R_e \end{bmatrix} \cdot \frac{U_0 C_s}{R_e + R_d + R_0 + (C_s R_e (R_d + R_0) + C_0 R_0 (R_e + R_d)) s + C_0 C_s R_d R_e R_0} \quad (7)$$

Die gesuchte Spannung ergibt sich aus $U_0 = R_0 \cdot I_3$. Wird dies aus Gleichung 7 gelöst, so erhält man die Ausgangsspannung im Frequenzbereich:

$$U_0(s) = U_L \cdot \frac{d}{as^2 + bs + c} \quad (8)$$

mit

$$\begin{aligned} a &= C_0 C_s R_d R_e R_0 \\ b &= C_s R_e (R_d + R_0) + C_0 R_0 (R_e + R_d) \\ c &= R_e + R_d + R_0 \\ d &= C_s R_e R_0 \end{aligned} \quad (9)$$

Unter Berechnung der Nullstellen des Zählers wird Gleichung 8 in die für die inverse Laplace-Transformation notwendige Form gebracht:

$$U_0(s) = U_L \cdot \frac{d}{a(s-g)(s-h)} \quad (10)$$

mit

$$\begin{aligned} g &= \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \\ h &= \frac{b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a} \end{aligned} \quad (11)$$

Und als Lösung im Zeitbereich:

$$U_0(s) \quad \bullet \text{---} \circ \quad u_0(t) = U_L \cdot \frac{d}{a \cdot (g-h)} \cdot (e^{gt} - e^{ht}) \quad (12)$$

Die Ausgangsspannung ergibt sich also aus einer Überlagerung von zwei Exponentialfunktionen (Siehe Abbildung 5.10). Die Variablen g und h sind für alle nicht schwingenden Fälle negative reelle Zahlen. Somit konvergiert die Ausgangsspannung gegen Null.

Energie des Stoßspannungsimpulses

Wie im Punkt 5.3.1.2 beschrieben, werden die Stoßkapazitäten des Stoßspannungsgenerators über den Prüfling entladen.

Die in den einzelnen Stoßkapazitäten C'_s gespeicherte Energie W'_s errechnet sich bei

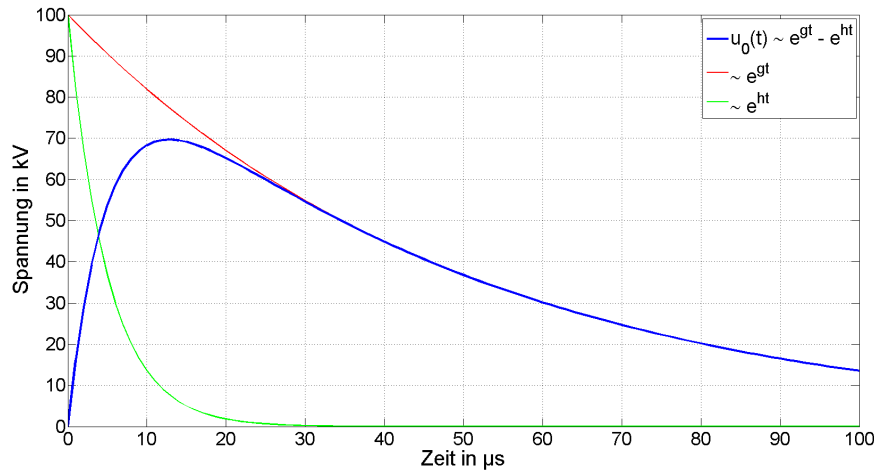


Abbildung 5.10: Überlagerung zweier Exponentialfunktionen

einer Ladespannung von U'_L folgendermaßen:

$$W'_s = \frac{C'_s \cdot U_L'^2}{2} \quad (13)$$

Aus der Anzahl n der in Serie geschalteten Stufen ergibt sich die Gesamtenergie W .

$$W = n \cdot W'_s \quad (14)$$

Beim Durchschlag der Kabelprobe wird nur ein Teil dieser Energie im Durchschlagskanal umgesetzt. Der Rest wird im Entlade- und Dämpfungswiderstand in Wärme umgewandelt. In Punkt 5.3.1.5 wird genauer auf diese Aufteilung eingegangen.

5.3.1.4 Berechnung

Die zur Berechnung notwendigen Bauteilwerte für C'_s , R'_e , R'_d , R''_d und C'_1 S C'_2 wurden vom Stoßspannungsgenerator und dem Teiler abgelesen.

Daraus ergeben sich nach Formel 4 folgende Werte:

$$\begin{aligned} C_s &= \frac{C'_s}{n} = \frac{140 \text{ nF}}{4} = 35 \text{ nF} \\ R_e &= R'_e \cdot n = 390 \Omega \cdot 4 = 1560 \Omega \\ R_d &= R'_d \cdot n + R''_d = 75 \Omega \cdot 4 + 100 \Omega = 400 \Omega \end{aligned}$$

Für den Kapazitätsbelag des Kabels und den spezifischen Widerstand der äußeren Leitschicht wurden die Werte der Kabelstrecke 1-20-25 herangezogen (196 nF/km und $12,905 \text{ k}\Omega/\text{m}$, siehe Punkt 5.2).

Die Kapazität des Prüflings (C_p) ergibt sich aus diesem Kapazitätsbelag bezogen auf die Probenlänge (25 m). Die parasitären Kapazitäten wurden dabei vernachlässigt. Den Wert des Widerstands R_p erhält man durch die Parallelschaltung von zwei, sich aus dem spezifischen Widerstand und der entmantelten Kabellänge (4,5 m) ergebenden Widerständen.

Die in der vereinfachten Schaltung zusammengefassten Bauteile C_0 und R_0 berechnen sich nach Gleichung 5 zu

$$C_0 = \left(\frac{C'_1 \cdot C'_2}{C'_1 + C'_2} \right) + C_p + C_{par} = (1 \text{ nF}) + 196 \text{ nF/km} \cdot \frac{20 \text{ m}}{1000} = 4,92 \text{ nF}$$

$$R_0 = R_p = \frac{12,905 \text{ k}\Omega/\text{m} \cdot 4,5 \text{ m}}{2} = 29,036 \text{ k}\Omega$$

Alle weiteren Berechnungen und Auswertungen wurden mit Hilfe von MATLAB durchgeführt.

Als Ergebnis erhält man

$$u_0(t) = U_L \cdot 0,8898 \cdot (e^{-1,6896 \cdot 10^4 t} - e^{-5,8798 \cdot 10^5 t})$$

Abbildung 5.11 zeigt das Ergebnis als Überlagerung der zwei Exponentialfunktionen im zeitlichen Bereich von 0–100 μs . Für die Ladespannung wurde der Wert für einen 350 kV-Stoß mit -110 kV angenommen ($U_L = U'_L \cdot n = -110 \text{ kV} \cdot 4 = -440 \text{ kV}$).

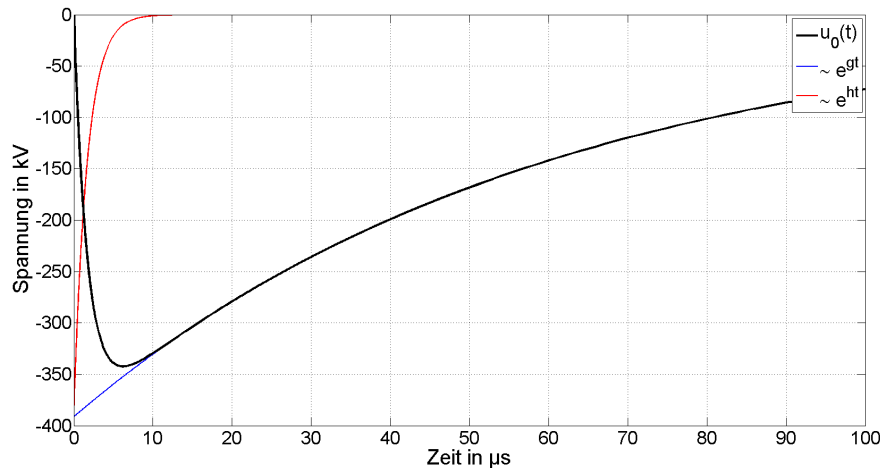


Abbildung 5.11: Ergebnis der Berechnung

Daraus ergibt sich ein Scheitelwert von -342 kV, eine Stirnzeit von 3,4 μs und eine Rückenhalbwertszeit von 49,1 μs .

Wird berücksichtigt, dass bei diesen Berechnungen alle parasitären Kapazitäten und Induktivitäten vernachlässigt wurden, befinden sich die Ergebnisse sehr nahe an der Realität (4,1 μs /52 μs).

Die Gesamtenergie des Stoßspannungsimpulses errechnet sich nach Gleichung 14 und 13 zu:

$$W'_s = \frac{C'_s \cdot U'_L{}^2}{2} = \frac{140 \text{ nF} \cdot (-110 \text{ kV})^2}{2} = 847 \text{ J}$$

$$W = n \cdot W'_s = 4 \cdot W'_s = 3388 \text{ J}$$

5.3.1.5 Simulation des Stoßspannungsgenerators

Bei der Simulation des Stoßspannungsgenerators wird der 4-stufige Marx Generator in OrCAD nachgebildet. Dabei werden die Kapazitäten $Cs1$ – $Cs4$ zum Zeitpunkt 0 über die Schalter und über die Dämpfungswiderstände $Rd1$ – $Rd4$ und Rdz in Reihe geschaltet. Der Teiler Rt und Ct sowie der Prüfling Rp und Cp befinden sich parallel dazu. Die Bauteilwerte werden wie in Punkt 5.3.1.4 gewählt. Zusätzlich wird bei dieser Simulation noch die Induktivität der Litze vom Generator zum Prüfling mit einem Mikrohenry angenommen.

In Abbildung 5.12 ist das Schaltbild der Simulation zu sehen.

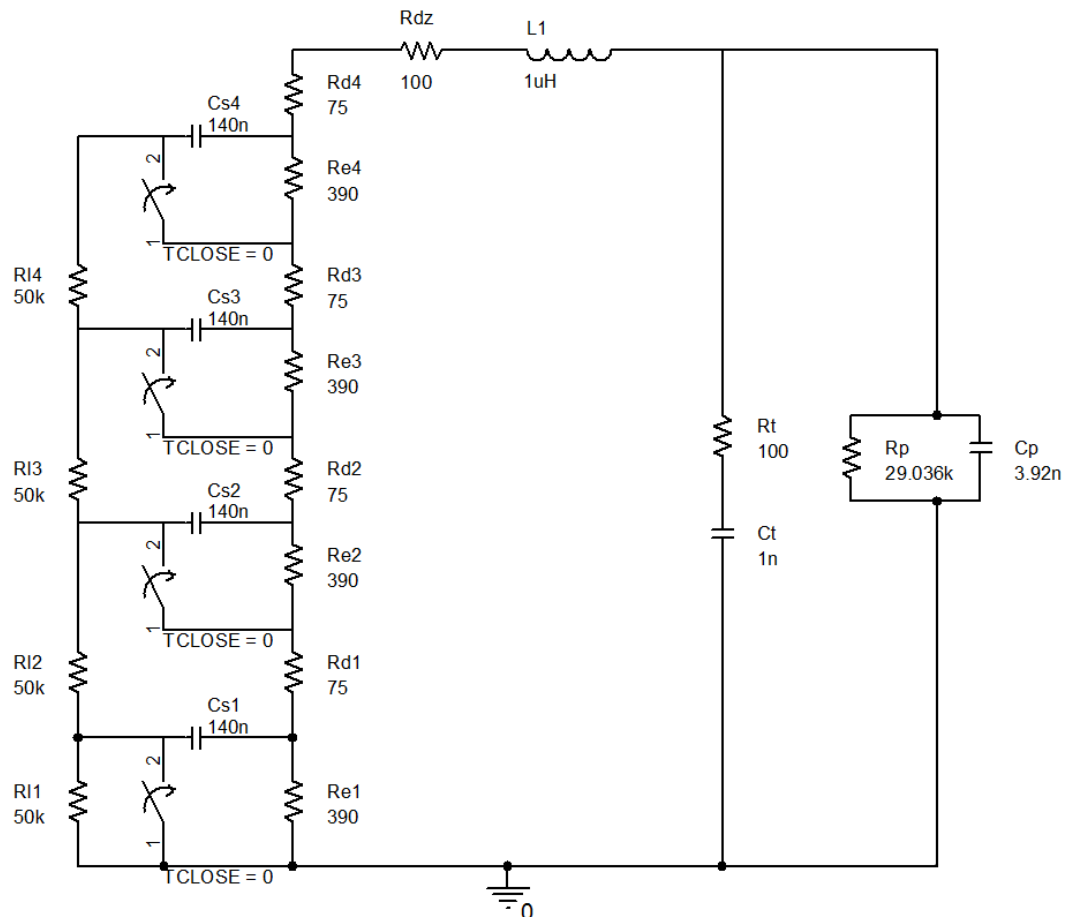


Abbildung 5.12: Schaltung der Simulation

In Abbildung 5.13 werden ausgewählte Spannungen, Ströme und Leistungen über die Zeit dargestellt.

Die einzelnen Stufenspannungen werden dabei mit U_1 – U_4 bezeichnet. Die Spannung am Prüfling mit U_P (Abbildung 5.13a). I_0 ist der aus dem Stoßspannungsgenerator fließende Strom, I_T der Strom durch den Teiler und I_P der Strom der in den Prüfling fließt (Abbildung 5.13b). Im letzten Diagramm (Abbildung 5.13c) wird die Gesamtleistung der einzelnen Bauteilgruppen aufgetragen. Dabei wurde die Leistung aller Dämpfungswiderstände P_{Rd} , Entladewiderstände P_{Re} , Bauteile des Teilers P_T und die Bauteile des Prüflings P_P zusammengefasst.

Aus der Simulation erhält man einen Scheitelwert von $-341,65 \text{ kV}$, eine Stirnzeit von $3,5 \mu\text{s}$ und eine Rückenhalbwertszeit von $51 \mu\text{s}$.

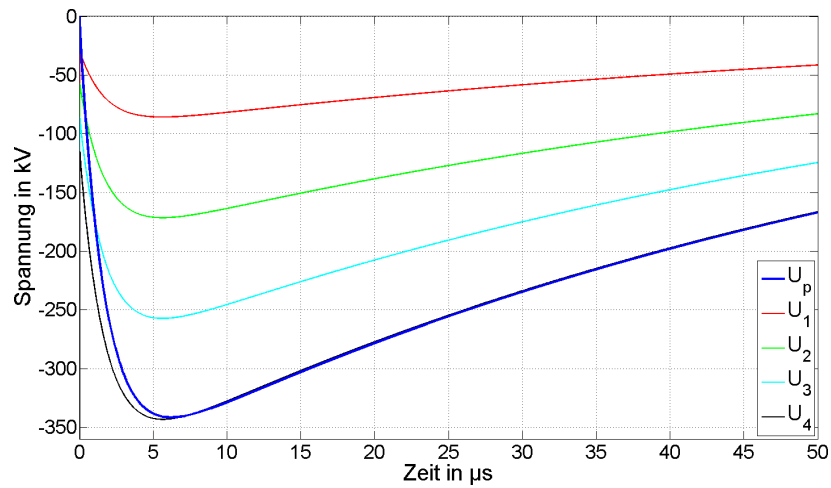
Zum Zeitpunkt 0 sind die Stoßkapazitäten C_{sx} auf 110 kV aufgeladen und haben eine gespeicherte Gesamtenergie W_{ges} (3388 J). Nach Schließen der Schalter werden diese teilweise zum Prüfling umgeladen. Im ersten Moment bricht die Spannung an den Stoßkapazitäten zusammen. Ein hoher Strom fließt über die Dämpfungswiderstände (R_d) aus dem Generator (I_0). Durch diesen hat auch die Verlustleistung der Dämpfungswiderstände P_{Rd} hier das Maximum. Der Teiler und der Prüfling werden geladen und die Spannung U_P sowie die Spannung der einzelnen Stufen beginnt zu steigen. Können die Stoßkapazitäten keinen Strom mehr aus dem Generator liefern, so beginnt die Spannung des Generators zu sinken und auch die Spannung am Prüfling hat ihren Scheitelwert erreicht. Der Umladevorgang ist abgeschlossen.

Anschließend ändert der Strom seine Richtung und der Prüfling, der Teiler und die restliche Energie aus den Stoßkapazitäten entladen sich über die Serienschaltung der Entladewiderstände R_e und Dämpfungswiderstände R_d .

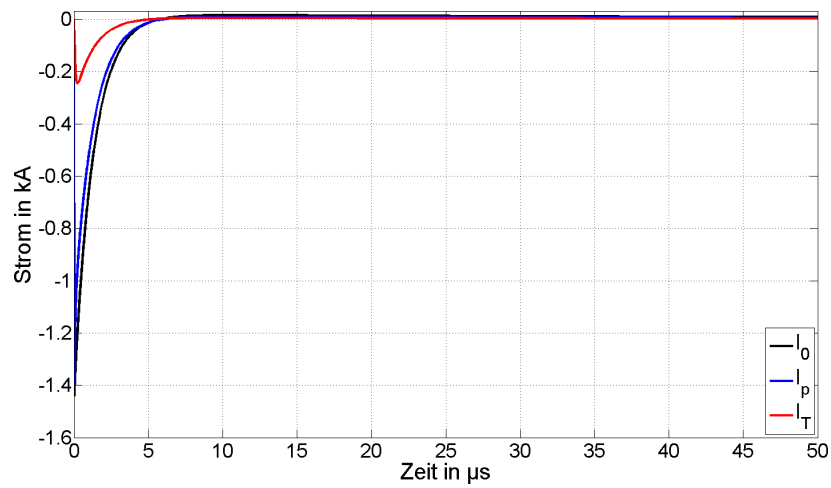
Integriert man die Leistung der einzelnen Bauteile über die gesamte Zeit so erhält man die in den Bauteilen umgesetzte Energie. Bei einem fehlerfreien Stoß wird der überwiegende Teil ($83,5\%$) in den Entladewiderständen verheizt (W_{Re}). An zweiter Stelle stehen, aufgrund der hohen aber nur sehr kurzen Leistung, die Dämpfungswiderstände ($11,8\%$). Auch im Prüfling (W_P) wird, wegen dem über die Leitschicht fließenden Strom, eine relativ hohe Energie umgesetzt ($4,2\%$). Die Energie des Teilers (W_T) und der restlichen Bauteile (W_{rest} : Induktivität, Zündfunkenstrecken (Schaltern) und Ladewiderständen) ist sehr klein. Diese Energien wurden in Tabelle 4 zusammengefasst.

$W_{Re} =$	$2825,16 \text{ J} \cong$	$83,5\%$
$W_{Rd} =$	$398,11 \text{ J} \cong$	$11,8\%$
$W_T =$	$3,99 \text{ J} \cong$	$0,12\%$
$W_P =$	$142,29 \text{ J} \cong$	$4,2\%$
$W_{rest} =$	$0,37 \text{ J} \cong$	$0,38\%$
$W_{ges} =$	3388 J	

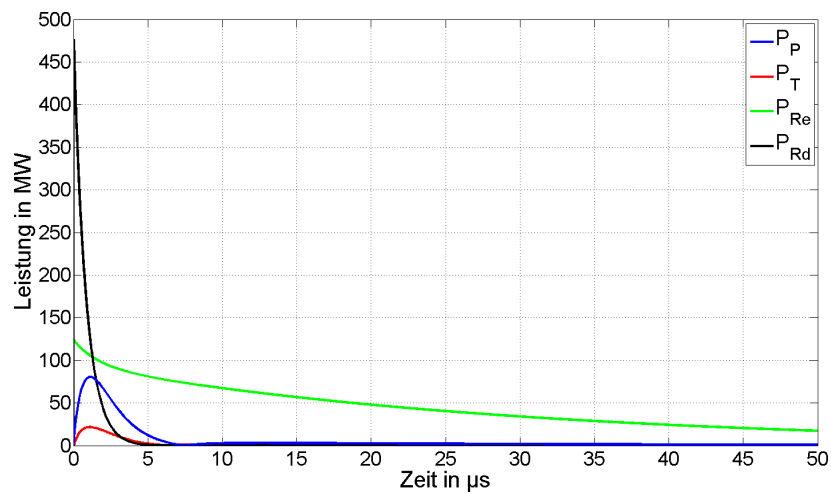
Tabelle 4: Energieaufteilung bei fehlerfreiem Stoß



(a) Spannungen



(b) Ströme



(c) Leistung

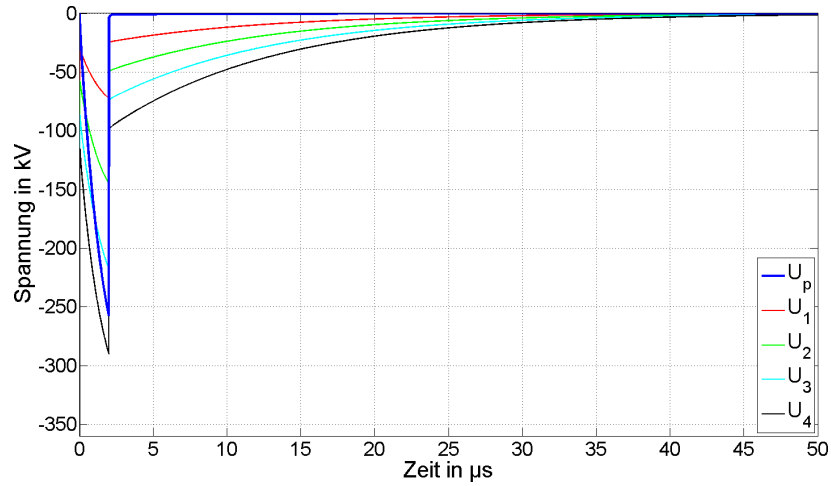
Abbildung 5.13: Ergebnisse der Simulation bei fehlerfreiem Stoß

Bei der Simulation mit Fehler wurde der Prüfling nach $2 \mu\text{s}$ kurzgeschlossen. In diesem Zeitpunkt entladen sich Prüfling und Teiler schlagartig über diese Fehlerstelle und bewirken hier einen sehr hohen Strom. Die Energie der Stoßkapazitäten wird etwas langsamer über die Dämpfungswiderstände und die Fehlerstelle, sowie über die Entladewiderstände entladen.

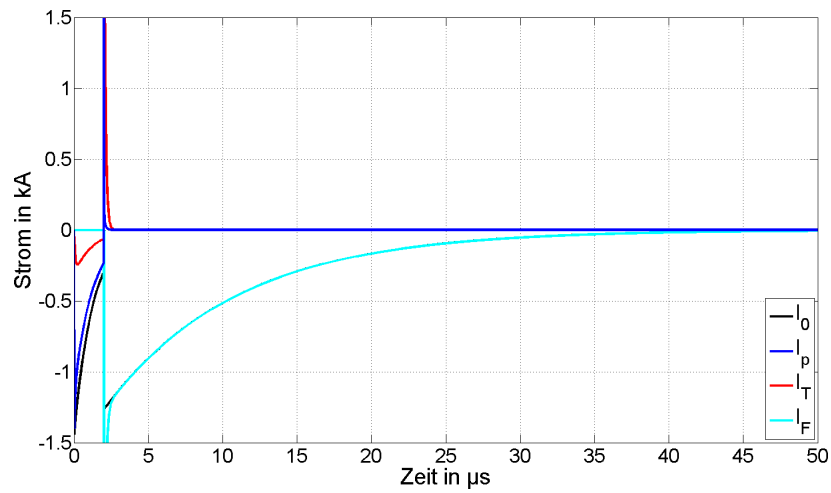
Die umgesetzte Energie der einzelnen Bauteilgruppen ist in Tabelle 5 zusammengefasst. Bei einem Durchschlag wird ein großer Teil ($3/4$) der Energie in den Dämpfungswiderständen umgesetzt. Ca. 5% an der Fehlerstelle.

$W_{Re} =$	629,86 J $\hat{=}$	18,6%
$W_{Rd} =$	2530,56 J $\hat{=}$	74,7%
$W_T =$	44,16 J $\hat{=}$	1,3%
$W_F =$	187,28 J $\hat{=}$	5,5%
$W_{rest} =$	3,86 J $\hat{=}$	0,1%
$W_{ges} =$	3388 J	

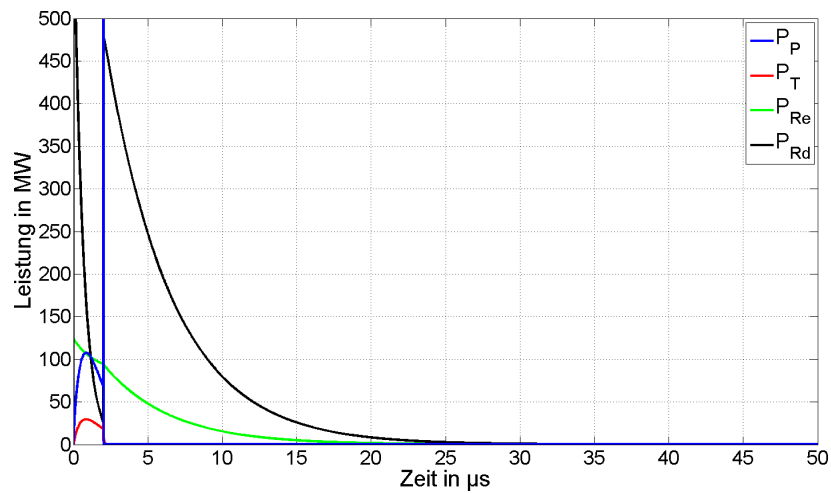
Tabelle 5: Energieaufteilung bei fehlerbehafteten Stoß



(a) Spannungen



(b) Ströme



(c) Leistung

Abbildung 5.14: Ergebnisse der Simulation mit Durchschlag bei $2 \mu\text{s}$

5.3.1.6 Feldabbau durch äußere Leitschicht

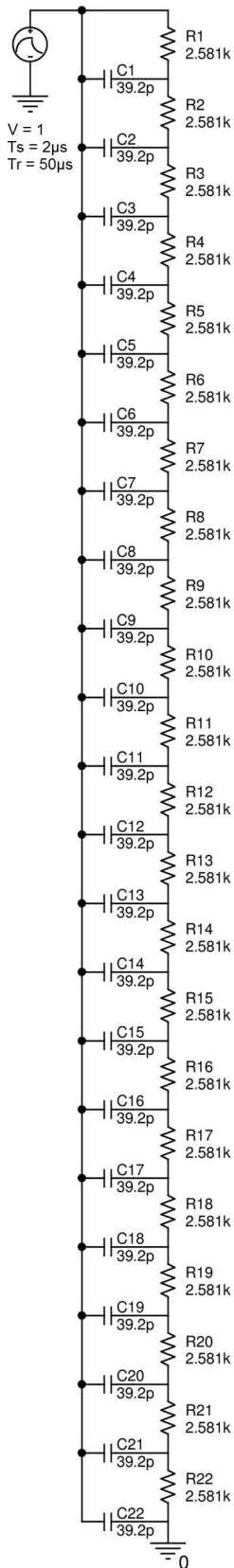
An den entmantelten Kabelenden wirkt die äußere Leitschicht zusammen mit dem Kapazitätsbelag des Kabels wie ein Kettenleiter. Es wird dadurch die Spannung in diesem Bereich abgebaut. Um diesen Spannungsabbau zu veranschaulichen wurde dieser Kettenleiter mit Hilfe des Simulationsprogramms OrCAD nachgebildet.

Abbildung 5.15a zeigt das für diese Simulation zugrunde liegende Schaltbild. Mit 22 Gliedern wurde das 4,4 m lange, entmantelte Kabelende als Kettenleiter nachgebildet. Für die Kapazitäten und Widerstände wurden die Werte der Strecke 1-20-25 aus Punkt 5.2 mit einer Auflösung von 20 cm angenommen. Der Spannungsimpuls besitzt eine Stirnzeit von $2 \mu\text{s}$ und eine Rückenhalbwertszeit von $50 \mu\text{s}$.

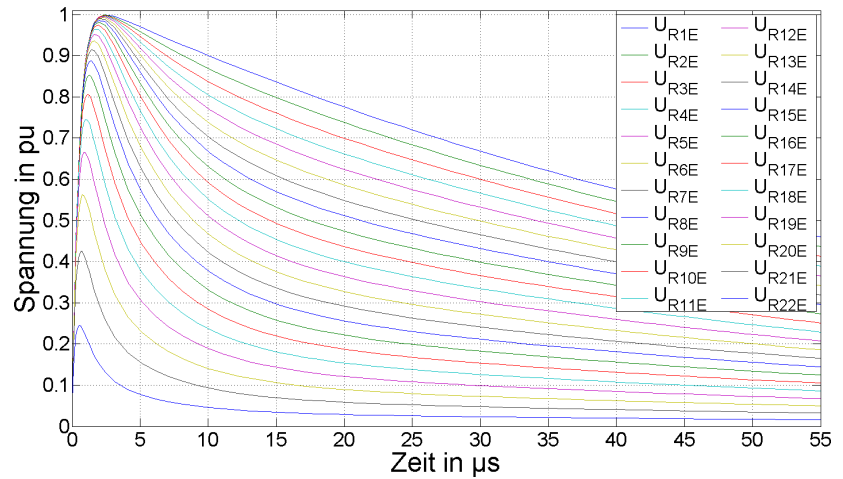
Alle Ergebnisse sind in per-unit bezogen auf den Scheitelwert des Spannungsimpulses angegeben. Das Diagramm in Abbildung 5.15b zeigt die Leitschicht-Erde Spannung für eine Auflösung von 20 cm aufgetragen über die Zeit. Das Maximum dieser Spannung entlang der Leitschicht ist in Abbildung 5.15c über den Abstand vom Mantel dargestellt. Der exponentiellen Spannungsabbau an der äußeren Leitschicht ist hier sehr gut zu erkennen.

Die Differenz dieser Spannung und der Leiterspannung ist die über die Isolierung wirkende Spannung (in der Simulation entspricht diese der Spannung an den Kapazitäten). Im Diagramm in Abbildung 5.15d ist das Maximum der Isolationsspannung über den Abstand vom Mantel aufgetragen. Hier ergibt sich ein annähernd linearen Anstieg entlang der entmantelten Kabelenden.

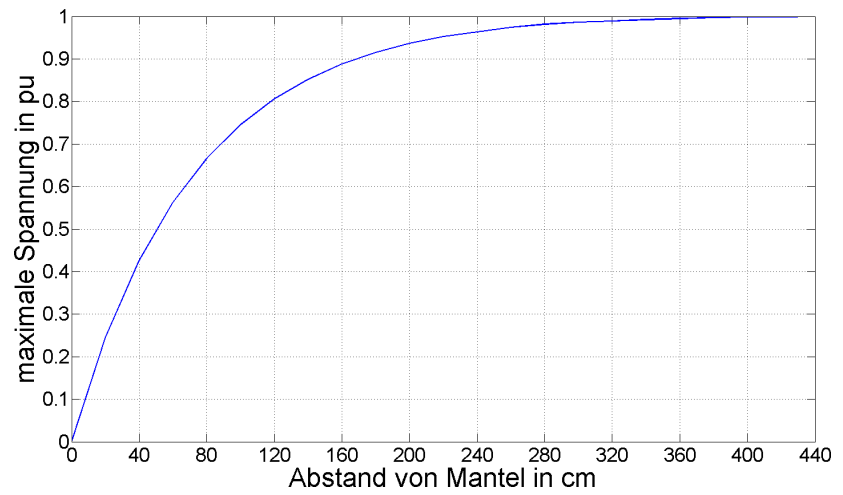
Ein Durchschlag in diesen Bereichen muss daher hinsichtlich der Haltespannung korrigiert werden.



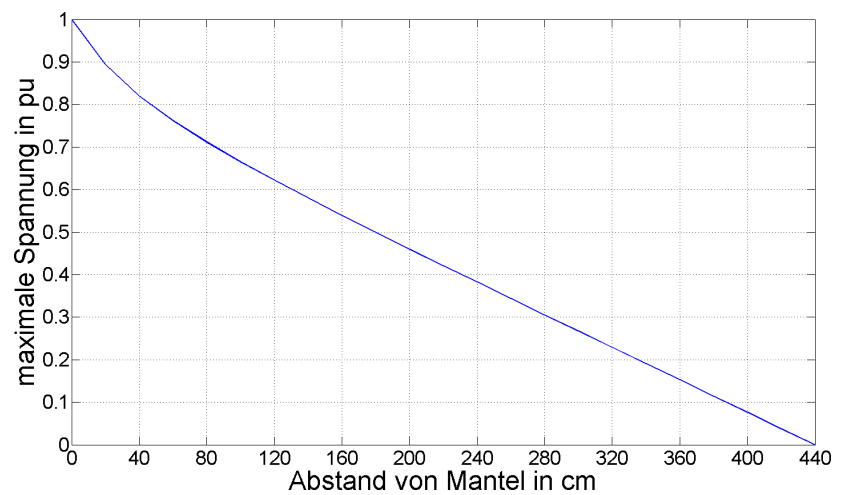
(a) Schaldbild Kettenleiter



(b) Leitschicht-Erde Spannungen (20 cm Abstand)



(c) max. Spannung an der Leitschicht



(d) max. Isolationsspannung

Abbildung 5.15: Simulationsergebnisse: Feldabbau an der Leitschicht

5.3.1.7 Berechnung der Feldstärke in der Isolierung

Das elektrische Feld einer Linienladung berechnet sich nach dem Gaußschen Gesetz der Elektrostatik

$$\oint_{\Gamma} \vec{E} d\vec{\Gamma} = \frac{1}{\epsilon_0} \int_{\Omega} \rho d\Omega \quad (15)$$

Wird eine unendlich lange Linienladung τ angenommen, so ergibt sich bei der Integration des elektrischen Feldes über einen beliebigen Zylindermantel Γ_M um die Linienladung:

$$\oint_{\Gamma} \vec{E} d\vec{\Gamma} = \int_{\Gamma_M} E d\Gamma = E(r) \cdot 2\pi \cdot r \cdot l \quad (16)$$

und als eingeschlossen Ladung über dieses Volumen Ω

$$\frac{1}{\epsilon_0} \int_{\Omega} \rho d\Omega = \frac{1}{\epsilon_0} \int_{\Omega_{\text{Zyl}}} \tau d\Omega = \frac{\tau \cdot l}{\epsilon_0} \quad (17)$$

Daraus ergibt sich für das elektrische Feld um eine Linienladung im homogenen Dielektrikum:

$$\vec{E} = \frac{\tau}{2\pi\epsilon_0 \cdot r} \cdot \vec{e}_r \quad (18)$$

Nun wird die Linienladung als unendlich langer zylindrischer Leiter mit dem Radius R_i angesehen. Im Radius R_a um diesen Leiter befindet sich der Schirm, auf welchem die gleiche Ladung mit entgegengesetztem Vorzeichen sitzt. Der Potentialunterschied zwischen diesen Radien ist die Spannung U . Da das elektrische Feld für ein homogenes Dielektrikum betrachtet wird kann ϵ_0 durch $\epsilon = \epsilon_0 \cdot \epsilon_r$ ersetzt werden.

$$U = \int_{R_i}^{R_a} \vec{E} d\vec{r} = \int_{R_i}^{R_a} \frac{\tau}{2\pi\epsilon \cdot r} \cdot \vec{e}_r d\vec{r} = \frac{\tau}{2\pi\epsilon} \cdot \ln \frac{R_i}{R_a} \quad (19)$$

Daraus erhält man die Ladung des Leiters τ

$$\tau = U \cdot \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{R_i}{R_a}} \quad (20)$$

und durch Einsetzen in Gleichung 18 das von der Spannung und dem Radius abhängige elektrische Feld, gültig im Bereich von R_i bis R_a .

$$\vec{E}(r) = \frac{U}{r \cdot \ln \frac{R_i}{R_a}} \cdot \vec{e}_r \quad R_i \leq r \leq R_a \quad (21)$$

Zusätzlich lässt sich noch der Kapazitätsbelag (C') dieser Anordnung berechnen:

$$C' = \frac{Q}{U} = \frac{\tau}{U} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{R_i}{R_a}} \quad (22)$$

5.4 Optische Untersuchungen

5.4.1 Ortung der Durchschlagsstelle

Aufgrund des aufgeplatzten Mantels war die Durchschlagsstelle an einigen Kabelproben optisch sichtbar.

Zur Lokalisierung an den übrigen Proben wurden die Kabel in der Hälfte getrennt. Anschließend konnte über eine Messung des Isolationswiderstands die fehlerbehaftete Hälfte ermittelt werden. Dieser Vorgang wurde anschließend wiederholt. Auf diese Weise konnte der betroffene Bereich schnellstmöglich eingegrenzt werden.

Die fehlerbehafteten Teilstücke wurden aus dem Kabel geschnitten.

Um eine bessere Aussage über die Häufigkeit von Water-Trees in den Kabeln zu bekommen wurden an den Proben vor der Sanierung zusätzlich zwei weitere Teilstücke am Anfang und am Ende des Kabels entnommen.

Zur besseren Dokumentation wurden die Teilstücke alphabetisch beschriftet.

5.4.2 Vorbereitung der Kabelproben

Für weitere Untersuchungen entfernte man an den Teilstücken Mantel, Schirm und äußere Leitschicht, sowie den Leiter. Dabei wurde besonders auf Auffälligkeiten im Kabelaufbau wie z.B. verschobene Schirmdrähte, Beschädigungen der äußeren Leitschicht sowie Feuchtigkeit des Kabels geachtet.

An den Proben nach der Sanierung wurde zusätzlich noch der Leiter auf Spuren von Korrosion untersucht.

5.4.3 Transparenzprüfung

Um Unebenheiten auf der inneren Leitschicht und Fremdeinschlüsse in der Isolierung zu untersuchen wurde eine Transparenzprüfung durchgeführt.

Da die Auswirkungen auf das nachfolgende Einfärben unbekannt waren, wurde diese Prüfung nur an einem der fehlerbehafteten Teilstücke (1-12-09-A3-b) durchgeführt.

Dazu wurde das Teilstück in Silikonöl auf 160 °C erhitzt. Das Polyethylen der Isolierung wird dadurch transparent, wodurch die innere Leitschicht und der Durchschlagskanal untersucht werden können.

5.4.4 Dünnschnittmethode

Um eine weitere Untersuchung der Kabel zu ermöglichen wurden jeweils 2 cm der Teilstücke mit Hilfe eines Mikrotoms (bzw. einer dazu umgebauten Fräsmaschine) in 200 µm dicke Scheiben geschnitten. An den fehlerbehafteten Teilstücken wurde darauf geachtet, dass der Durchschlagskanal vollständig in den Dünnschnitten abgebildet wird.

5.4.5 Untersuchung mit polarisiertem Licht

Es sollte möglich sein, mechanische Spannungen in der Isolierung, die durch Water-Trees hervorgerufen werden, mit Hilfe von polarisiertem Licht zu erkennen. Grund dafür ist die Eigenschaft vieler isotroper Materialien, zu denen auch Polyethylen zählt, bei denen mechanische Spannungen zu einer Doppelbrechung des Lichtes führen[18]. Zur Untersuchung an den Dünnschnitten wurde über die Lichtquelle des Mikroskops ein Filter gelegt der das Licht linear polarisiert. Dieses linear polarisierte Licht durchströmt den Dünnschnitt der Probe und wird durch die mechanischen Spannungen gedreht. Ein weiterer Filter vor der Linse des Mikroskops wurde so platziert, dass nur das gedrehte Licht zur Linse gelangt. Die von den Water-Tree verursachten Spannungen werden sichtbar.

Diese Spannungen wurden jedoch stark von den durch die Dünnschnitt-Methode hervorgerufenen Spannungen und den im Durchschlagskanal auftretenden Spannungen überdeckt, sodass keine eindeutige Zuordnung zu einem Water-Tree möglich war.

5.4.6 Färbemethode mit Methylenblau

Water-Tree Strukturen in der PE-Isolierung werden durch das Einfärben mit Methylenblau sichtbar.

Dazu wurde die sogenannten Siemens Methode nach Henkel verwendet.

Bei dieser Methode wird eine Lösung aus Methylenblau und Natriumkarbonat hergestellt. Anschließend werden die Dünnschnitte in dieser Lösung gefärbt.

Dazu wurden sie auf einen kreisförmig gebogenen Stab gefädelt und in die Lösung gehängt. Mit einem beheizbaren Magnetrührer wurde die Lösung unter ständiger Bewegung auf Temperatur gehalten.

Die genaue Vorgehensweise dieser Methode wird in folgenden Punkten beschrieben:

Herstellung der Methylenblau-Färbelösung [22][20]

1. 6 g Methylenblau und 0,5 g Natriumcarbonat (Na_2CO_3) werden mit 250 ml destilliertem Wasser aufgefüllt. Dabei ist auf eine Genauigkeit von $\pm 0,1$ g zu achten.
2. Anschließend wird die Lösung unter ständigem Rühren für 4 h auf $70^\circ C$ erhitzt. Das Gefäß ist dabei mit einer PE-Schicht zu bedecken, um ein Entweichen des Dampfes zu verhindern.
3. Vor der erstmaligen Verwendung muss die Färbelösung in einem vorgeheizten Ofen bei $70^\circ C$ für mindestens 10 h (optimal 20 h) rasten, da es sonst bei der Anwendung zu einer granulatartigen Ausscheidung auf der Probe kommt.

Anwendung der Methylenblau-Färbelösung [22]

1. Vor der Anwendung ist die Lösung abgedeckt für mindestens 15 min bei $70^\circ C$ zu rühren.
2. Nun werden die Dünnschnitte in die Färbelösung getaucht.
3. Je nach verwendetem PE-Material kann die Färbezeit zwischen 1/2 und 2 Stunden variieren. Der Behälter soll dabei immer zugedeckt bleiben.

4. Um unterschiedliche Farbintensitäten zu vermeiden wird die Lösung während des Färbevorgangs ununterbrochen gerührt. Probeweise wird ein Dünnschnitt entnommen und auf seine Farbintensität beurteilt.
5. Nach Abschluss des Färbevorgangs, werden die Dünnschnitte unter fließendem Wasser abgespült. Das Abspülen kann beendet werden, wenn das abfließende Wasser nicht mehr gefärbt ist (Dauer ca. 15 min).
6. Vorhandene Farbreste werden durch ein dreiminütiges Ethanolbad entfernt.
7. Für eine spätere Färbung kann die Färbelösung bei Raumtemperatur bis zu einer Woche unter Luftabschluss gelagert werden. Danach beginnt die Lösung einzudicken.

In einem Durchgang konnten 15–20 Dünnschnitte eingefärbt werden. Von den fehlerfreien 2 cm-Bereichen wurde daher nur jeder fünfte Dünnschnitt eingefärbt. Im Bereich des Durchschlags wurden alle Dünnschnitte gefärbt.

5.4.7 Untersuchung der gefärbten Dünnschnitte

Anschließend wurden die Dünnschnitte optisch auf Water-Trees kontrolliert. Dazu reinigt man sie mit einem fusselfreiem Tuch und betrachtet sie auf einem weißem Hintergrund. Water-Trees sind durch ihre starke, blaue Struktur sehr gut zu erkennen.

Anschließend wurden Einzelbilder von den Water-Trees und vom gesamten Durchschlagskanal mit Hilfe eines Mikroskops aufgenommen. Die Einzelbilder des Durchschlagkanals mussten noch mit einem Bildbearbeitungsprogramm aneinandergereiht werden.

5.5 Infrarotspektroskopie

Um die vollständige Diffusion der Sanierflüssigkeit durch die Isolierung zu untersuchen wurde an Proben beider Kabelstrecken eine Infrarotspektroskopie durchgeführt. Dazu wurde jeweils ein Dünnschnitt vor der Sanierung und ein Dünnschnitt nach der Sanierung untersucht.

Es handelt sich bei der Infrarotspektroskopie um ein schwingungsspektroskopisches Verfahren, bei dem durch Infrarotstrahlung Molekülschwingungen und Rotationen angeregt und detektiert werden. Diese Schwingungen sind charakteristisch für bestimmte funktionelle Gruppen innerhalb der Moleküle. Daher lassen sich anhand des detektierten (von der Probe transmittierten) IR-Spektrums qualitative Aussagen über Teilstrukturen von Molekülen ableiten.

Bei den Untersuchungen der Dünnschnitte wurde das Spektrum eines 1 mm breiten Bereichs entlang des Radius, von der inneren bis zur äußeren Leitschicht, auf Spuren von Silikon (1260 cm^{-1} Absorption) untersucht.

6 Ergebnisse

6.1 Feldberechnungen

Den geometrischen Angaben zufolge (siehe Punkt 5.2) ergibt sich nach Formel 21 für den Normalbetrieb mit einer Leiter-Erde-Spannung von 11,6 kV eine maximal in der Isolierung auftretende, elektrische Feldstärke von $2,97 \text{ kV/mm}$ für die Kabel der Strecke 1-20-25 und $2,81 \text{ kV/mm}$ für die Strecke 1-12-09.

Zur Veranschaulichung der Feldverteilung in der Isolierung wurde die Berechnung der Strecke 1-20-25 auch mit dem Finite-Elemente-Simulationsprogramm QuickField durchgeführt.

Zusätzlich wurde, um den Einfluss eines Water-Trees zu zeigen, ein stark vereinfachter Vented- und Bow-Tie-Tree als kleine verästelte Struktur in der Isolierung nachgebildet.

Der Vented-Tree hat dabei eine Länge von $1600 \mu\text{m}$ und einer Dicke von $60 \mu\text{m}$ bzw. $20 \mu\text{m}$. Der Bow-Tie-Tree ist mit einer Länge von $500 \mu\text{m}$ und einer Dicke von $20 \mu\text{m}$ modelliert. Die Spitzen sind abgerundet.

In der Realität sind die Mikrorisse der Water-Trees um ein Vielfaches dünner und stärker verästelt. Außerdem können diese sehr spitze Enden haben, wodurch um ein vielfaches höhere Feldstärken auftreten können. Im Simulationsprogramm ist es nicht möglich, solche feinen Strukturen nachzubilden. Jedoch können mit diesem vereinfachten Modell die grundlegenden Effekte erklärt werden.

Die relative Permeabilität ϵ_r dieser Struktur wird mit 80 (Wasser) und einer spezifischen Leitfähigkeit von $50 \cdot 10^{-3} \text{ S/m}$ angenommen.

In einer dritten Simulation wird gezeigt, wie sich das elektrische Feld ändert, wenn die Strukturen vollständig mit dem durch den Sanierungsprozess entstandenen Füllmaterial aufgefüllt sind. Die elektrischen Eigenschaften für dieses Füllmaterial wird mit $\epsilon_r = 3,7$ (siehe 4) und $\sigma = 10^{-10} \text{ S/m}$ gewählt.

Die Isolierung aus Polyethylen hat eine relative Permeabilität von 2,3 und einen spezifischen Leitwert von $10 \cdot 10^{-14} \text{ S/m}$.

In Abbildung 6.1a ist das in der fehlerfreien Isolierung auftretende elektrische Feld dargestellt. Dieses Feld ist gleichmäßig radialsymmetrisch und weist eine maximale Feldstärke nahe der inneren Leitschicht mit $2,96 \text{ kV/mm}$ auf, was sehr gut mit den analytisch berechneten Wert von $2,97 \text{ kV/mm}$ übereinstimmt.

An den Feldbildern der Simulationen mit den wassergefüllten Strukturen ist eine starke Erhöhung des elektrischen Feldes an den Spitzen der Struktur zu sehen, wodurch die restliche Struktur, wie in den Abbildungen 6.1b, 6.2a, 6.3a und 6.4a ersichtlich, vom elektrischen Feld abgeschottet wird. Die Angaben der Feldstärke in den Abbildungen sind nur als Richtwert zu sehen, da, wie oben beschrieben, die Struktur für die Simulation stark vereinfacht und mit Wasser gefüllt nachgebildet wurde. Die lokale Felderhöhung an den Spitzen unterstützt das Wachstum der Water-Trees und lässt die Isolierung unter Umständen auch elektrisch altern.

Nach der Sanierung bewirkt der Füllstoff mit ähnlichen Eigenschaften wie Polyethylen, eine weitaus geringere Erhöhung der elektrischen Feldstärke an den Spitzen der Struktur (siehe Abbildung 6.1c 6.2b, 6.3b und 6.4b).

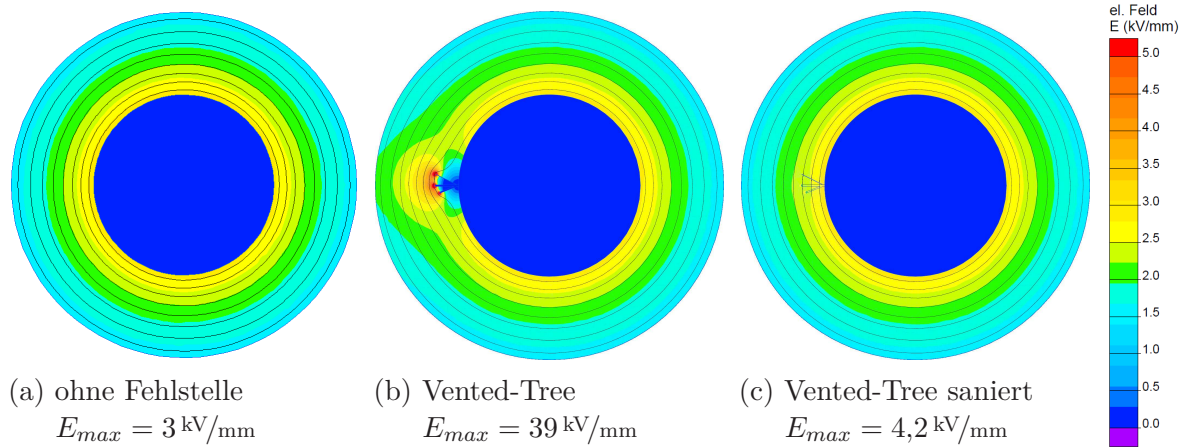


Abbildung 6.1: Elektrisches Feld in der Isolierung mit Vented-Tree
(Äquipotentiallinien 2 kV)

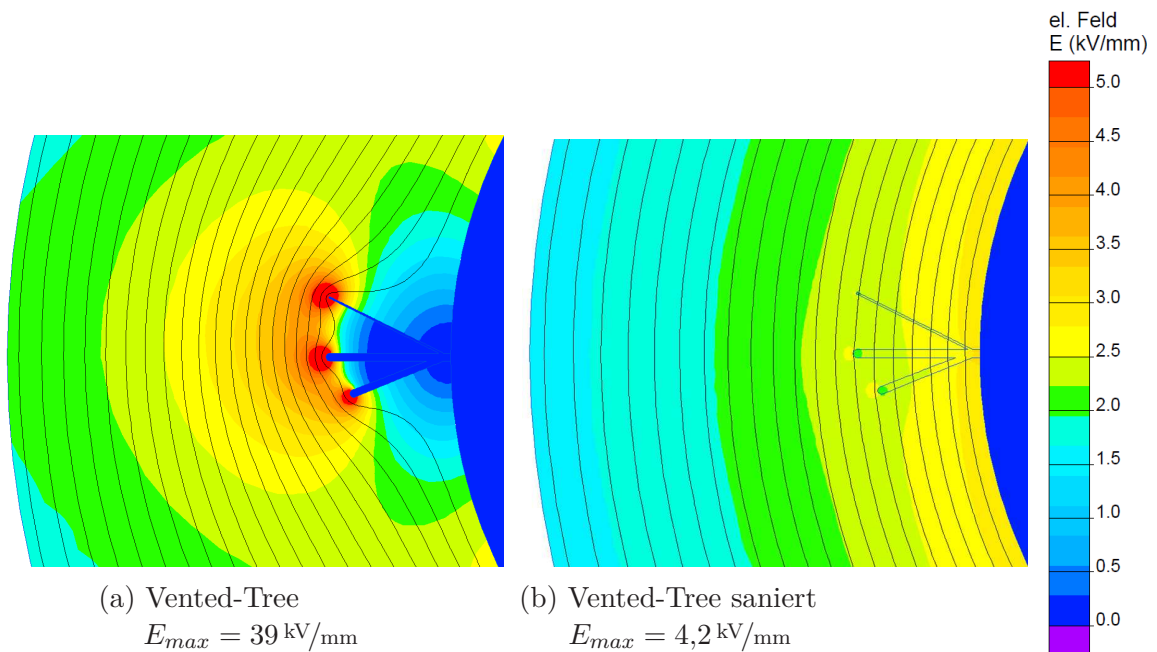


Abbildung 6.2: Elektrisches Feld im Bereich der Vented-Tree Struktur
(Äquipotentiallinien 800 V)

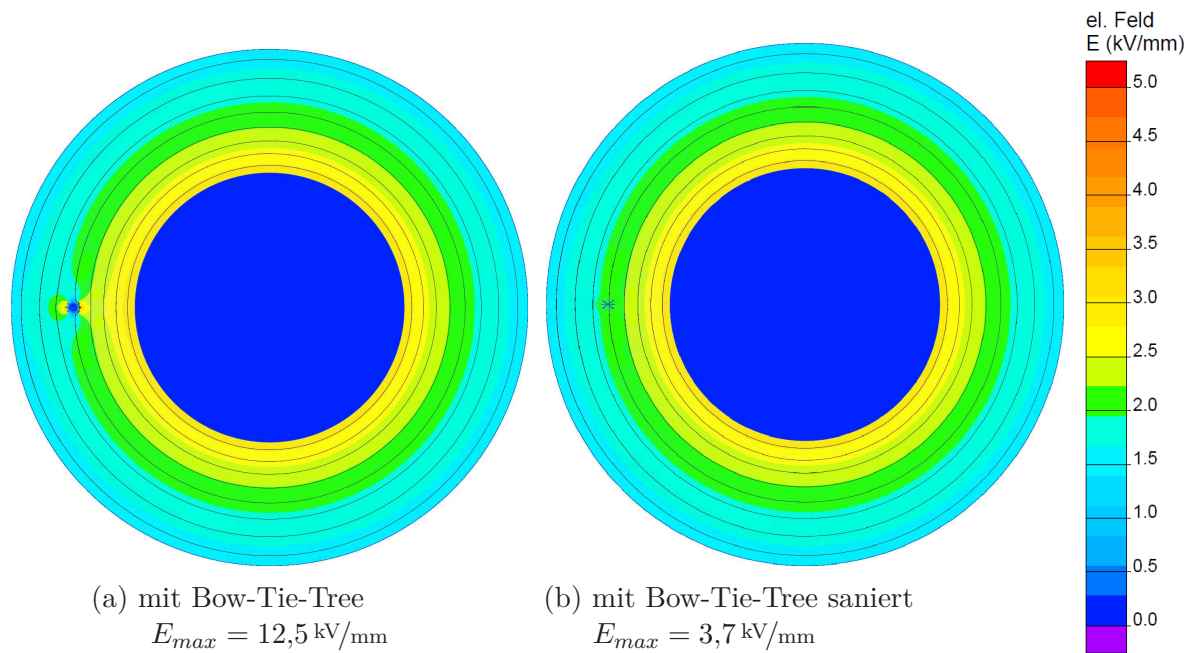


Abbildung 6.3: Elektrisches Feld in der Isolierung mit Bow-Tie-Tree
 (Äquipotentiallinien 2 kV)

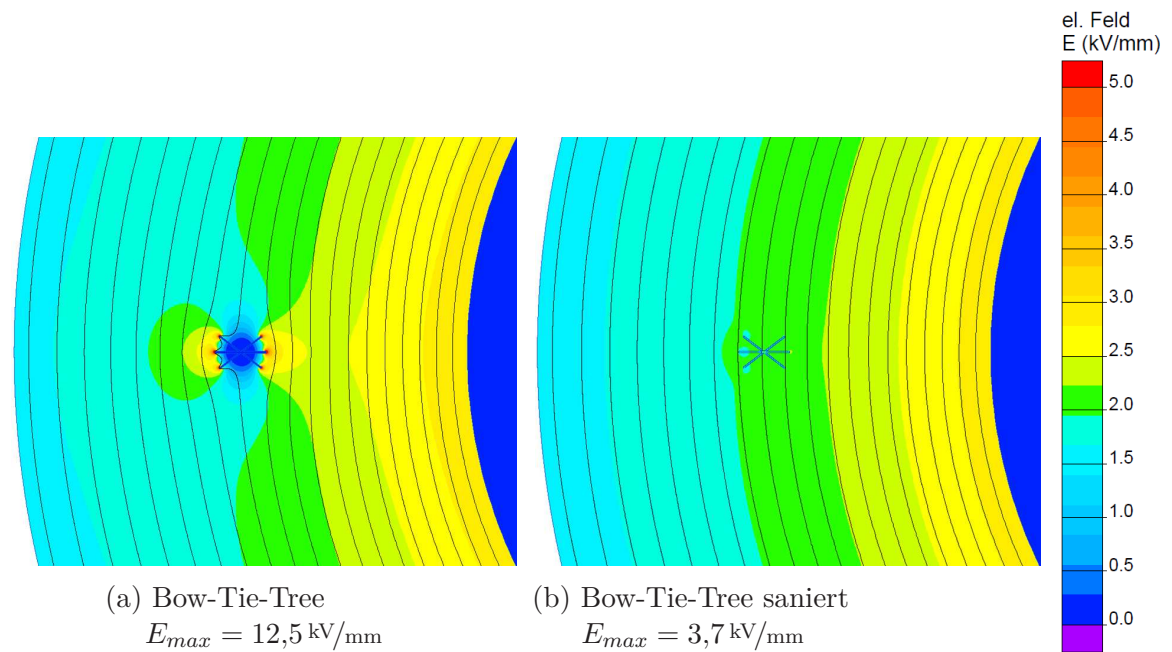


Abbildung 6.4: Elektrisches Feld im Bereich der Bow-Tie-Tree Struktur
 (Äquipotentiallinien 800 V)

6.2 Restfestigkeit der Kabel

Die Stoßspannungsprüfung wurde bei allen Proben gemäß Punkt 5.3.1 durchgeführt. Vor der Sanierung betrug die Stirnzeit (T_S) bei den Proben der Strecke 1-20-25 $4,1 \mu\text{s}$ und die Rückenhalbwertszeit (T_r) $52 \mu\text{s}$. Bei den Proben der Strecke 1-12-09 ergab sich aufgrund der geringeren Probenlänge (niedrigere Kapazität) eine Stirnzeit von $2,97 \mu\text{s}$ sowie eine Rückenhalbwertszeit von $42,4 \mu\text{s}$.

Nach der Sanierung kam man wegen der höheren Ladekapazitäten und der sechs Stufen des Spannungsgenerators auf eine Stirnzeit (T_S) von $2,13 \mu\text{s}$ und eine Rückenhalbwertszeit (T_r) von $58,3 \mu\text{s}$ bei der Strecke 1-20-25, sowie eine Stirnzeit (T_S) von $1,28 \mu\text{s}$ und eine Rückenhalbwertszeit (T_r) von $53,9 \mu\text{s}$ bei der Strecke 1-12-09.

All diese Zeiten liegen innerhalb der Toleranzen [5].

In Tabelle 6 und 7 sind die Ergebnisse dieser Prüfungen zusammengefasst.

Die Haltespannung ist der Scheitelwert der Spannung, bei der noch kein Fehler aufgetreten ist. Die Stoßnummer gibt an beim wievielten Stoß in Höhe der Durchschlagsspannung es zu einem Versagen der Isolierung kam. Der Durchschlag trat bei allen Kabelproben im Bereich des Scheitels auf.

Die Proben der Strecke 1-12-09 besitzen eine geringere Probenlänge sowie eine geringere maximale Feldstärke aufgrund des dickeren Leiters (siehe Punkt 6.1). Um sie mit den Werten der Strecke 1-20-25 vergleichen zu können, müssten die Werte für die Haltespannung korrigiert werden. Dafür wäre jedoch eine hohe Anzahl an Proben notwendig.

Im Mittel beträgt die Haltespannung der Strecke 1-12-09 vor der Sanierung 417 kV und nach der Sanierung 517 kV . Dies entspricht einer Erhöhung um 100 kV (24%). Bei der Strecke 1-20-25 liegt der Mittelwert der Haltespannung vor der Sanierung bei 296 kV und nach der Sanierung bei 458 kV , was einer Erhöhung um 163 kV (55%) entspricht.

Vergleichsweise liegt die Haltespannung neuer VPE-isolierter Kabel im Bereich von 600 kV bis 700 kV .

Abbildung 6.5 stellt die Haltespannung der einzelnen Kabelproben vor und nach der Sanierung gegenüber.

Strecke	Probe	Haltespannung	Durchschlagsspannung	Stoß Nr.
1-12-09	A1	450 kV	475 kV	5
	A2	375 kV	400 kV	5
	A3	425 kV	450 kV	1
1-20-25	A1	325 kV	350 kV	1
	A2	325 kV	350 kV	1
	A3	325 kV	350 kV	5
	B1	250 kV	275 kV	2
	B2	275 kV	300 kV	2
	B3	275 kV	300 kV	4

Tabelle 6: Ergebnisse der Stoßspannungsprüfung vor der Sanierung

Strecke	Probe	Haltespannung	Durchschlagsspannung	Stoß Nr.
1-12-09	K1	525 kV	550 kV	1
	K2	525 kV	550 kV	1
	K3	500 kV	525 kV	4
1-20-25	K1	425 kV	450 kV	5
	K2	450 kV	475 kV	2
	K3	425 kV	450 kV	3
	L1	425 kV	450 kV	2
	L2	550 kV	575 kV	2
	L3	475 kV	500 kV	2

Tabelle 7: Ergebnisse der Stoßspannungsprüfung nach der Sanierung

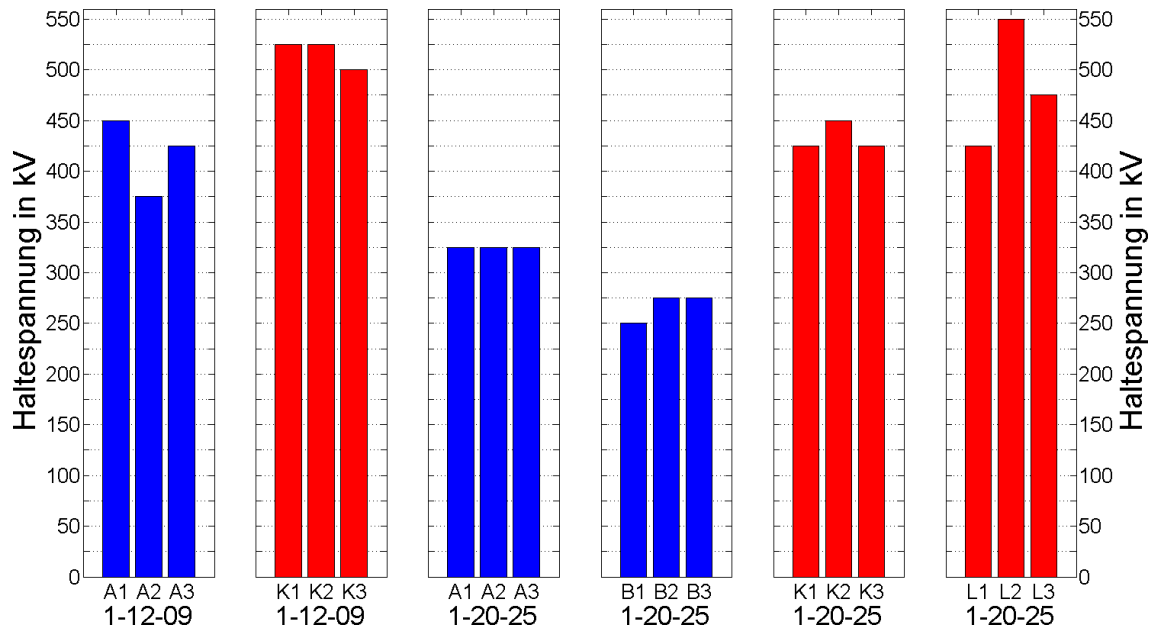


Abbildung 6.5: Haltespannung aller Kabelproben vor (blau) und nach (rot) der Sanierung

6.3 Auffälligkeiten bei der Fehlersuche und beim Entmanteln

Die Fehlersuche an den Kabeln wurde durch den teilweise aufgeplatzten PVC-Mantel einiger Proben erleichtert. Abbildung 6.6 zeigt dieses Erscheinungsbild an der Probe 1-20-25-B2.



Abbildung 6.6: Aufgeplatzter Mantel an der Probe 1-20-25-B2

Beim Entmanteln der Teilstücke wurde ein stark variierender Wassergehalt in den Kabelproben festgestellt. Dieser wird nach der subjektiven Wahrnehmung der Feuchtigkeit von Trennschicht und Polsterung in die Kategorien trocken, wenig feucht, feucht und nass (Tropfenbildung) eingeteilt.

Es ist auffällig, dass sich besonders bei den Proben der Strecke 1-20-25 mit PVC Mantel, viel Wasser zwischen Mantel und Isolierung befand. An Probe Nr. 1-20-25-B3 konnten sogar Wassertropfen beobachtet werden (Abbildung 6.7). Die Proben der Strecke 1-12-09 (PE-Mantel) hingegen waren im Vergleich dazu sehr trocken.



Abbildung 6.7: Wassertropfen zwischen Mantel und Isolierung

Zusätzlich wurde bemerkt, dass bei einigen Kabelproben die Schirmdrähte nicht gleichmäßig verteilt und bei den feuchten Kabeln leicht korrodiert waren.

Am Leiter selbst konnten keine Auffälligkeiten festgestellt werden. Auch bei den Proben nach der Sanierung waren keine Spuren von Korrosion zu erkennen. In Abbildung 6.8 sind Ausschnitte des Leiters der beiden Kabelstrecken abgebildet wobei die Einzeldrähte der Kabelstrecke 1-12-09 sehr viel glatter ausgeführt sind als die der Strecke 1-20-25.

Diese Ergebnisse werden in Tabelle 8 und 9 zusammengefasst.

Strecke	Probe	Mantel	Feuchtigkeit	Schirm
1-12-09	A1	unbeschädigt	trocken	keine Auffälligkeiten
	A2	unbeschädigt	trocken	keine Auffälligkeiten
	A3	unbeschädigt	trocken	keine Auffälligkeiten
1-20-25	A1	unbeschädigt	feucht	nicht gleichmäßig verteilt
	A2	aufgeplatzt	wenig feucht	nicht gleichmäßig verteilt
	A3	aufgeplatzt	feucht	keine Auffälligkeiten
	B1	aufgeplatzt	feucht	nicht gleichmäßig verteilt
	B2	aufgeplatzt	wenig feucht	keine Auffälligkeiten
	B3	aufgeplatzt	nass	keine Auffälligkeiten

Tabelle 8: Auffälligkeiten bei der Fehlersuche und beim Entmanteln vor der Sanierung

Strecke	Probe	Mantel	Feuchtigkeit	Schirm
1-12-09	K1	unbeschädigt	trocken	keine Auffälligkeiten
	K2	unbeschädigt	trocken	keine Auffälligkeiten
	K3	unbeschädigt	wenig feucht	keine Auffälligkeiten
1-20-25	K1	aufgeplatzt	feucht	keine Auffälligkeiten
	K2	aufgeplatzt	feucht	nicht gleichmäßig verteilt
	K3	aufgeplatzt	feucht	keine Auffälligkeiten
	L1	aufgeplatzt	feucht	nicht gleichmäßig verteilt
	L2	aufgeplatzt	wenig feucht	keine Auffälligkeiten
	L3	aufgeplatzt	feucht	keine Auffälligkeiten

Tabelle 9: Auffälligkeiten bei der Fehlersuche und beim Entmanteln nach der Sanierung



(a) 1-12-09

(b) 1-20-25

Abbildung 6.8: Leiter nach der Sanierung

6.4 Transparenzprüfung

Hier war festzustellen, dass die innere Leitschicht der Probe 1-12-09-A3 im Bereich des Durchschlags sehr glatt ausgeführt ist (keine Protrusionen) und sich keine Fremdeinschlüssen in der Isolierung befinden. Der Durchschlagskanal verläuft als einzelner dicker Kanal von innen nach außen.

Abbildung 6.9 zeigt links die innere Leitschicht, den Durchschlagskanal durch die Isolierung und rechts das Silikonöl.



Abbildung 6.9: Durchschlagskanal im transparentem Polyethylen (Probe 1-12-09-A3-b)

6.5 Untersuchungen der Dünnschnitte

In Tabelle 10 und 11 sind die Ergebnisse der optischen Untersuchungen an den Dünnschnitten zusammengefasst.

Das Erscheinungsbild gibt an ob der Kanal aus einem durchgehenden dicken Kanal besteht, was meist auf eine Fehlstelle in der Isolierung (z.B. Water-Tree) oder an den Leitschichtoberflächen zurückzuführen ist, oder ob der Kanal verästelt ist, was auf eine normale Überbeanspruchung der Isolierung hindeutet.

Zusätzlich wird die Richtung des Durchschlagkanals angeführt. Im Normalfall beginnt der Electrical-Tree im Bereich höherer Feldstärken, an der inneren Leitschicht und wächst durch die Isolierung nach außen. Daher deutet das Wachsen von außen nach innen auf eine Fehlstelle in der Nähe der äußeren Leitschicht hin.

Bei der Untersuchung der gefärbten Dünnschnitte wurde festgestellt, dass vor der Sanierung bei sechs der neun untersuchten Proben ein Water-Tree am Durchschlag beteiligt war. Bei all diesen Proben war ein Vented-Tree an der inneren Leitschicht

Ausgangspunkt des Durchschlags.

An den restlichen drei Proben konnte kein Water-Tree im Bereich des Durchschlagkanals gesichtet werden. Ein Water-Tree als Fehlerursache ist hier jedoch nicht auszuschließen, da ein beteiligter Vented- oder Bow-Tie-Tree durch den Durchschlag zerstört worden sein könnte.

Zusätzlich wurde die ungefähre Länge der Water-Trees ermittelt. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Vented-Tree im Bereich der Durchschlagsstelle der längste in der Kabelprobe war.

Nach der Sanierung konnten keine Water-Trees mehr festgestellt werden. Auffällig ist hier, dass jeder Durchschlag seinen Ausgangspunkt an der äußeren Leitschicht hat. Untypisch ist auch die feine Verästelung des Durchschlags.

Als Grund für den Ausgangspunkt an der äußeren Leitschicht wird vermutet, dass die CableCure-Flüssigkeit noch nicht vollständig durch die Isolierung diffundiert ist. Die sehr feine Verästelung hängt mit dem molekularen Aufbau der CableCure Flüssigkeit zusammen, die sich in den Bereichen zwischen den Polymer-Kristallstrukturen befindet.

Die Bilderserien der aufeinanderfolgenden Dünnschnitte im Bereich des Durchschlagkanals sind im Punkt 6.6 und 6.7 aufgelistet.

In diesen Bildern ist der Durchschlagskanal im Bereich der Isolierung, von der inneren Leitschicht (unten) bis zur äußeren Leitschicht (oben), abgebildet. Die voneinander abweichenden Farbintensitäten der Dünnschnitte sind auf die unterschiedlichen Färbedauern und dem automatischen Weißabgleich der Kamera zurückzuführen.

Bei der Auswertung der Dünnschnitte am Anfang und Ende der Proben wurde ein Bereich entdeckt, in dem sich ein Vented-Tree gerade im Umschlag zu einem Electrical-Tree befindet. Dieser Umschlag erfolgt normalerweise sehr rasch. Bei der Stoßspannungsprüfung kam es jedoch währenddessen an der wirksamen Fehlstelle zu einem vollständigen Durchschlag. Die Spannung brach zusammen und das Wachstum des Electrical-Tree stoppte.

Abbildung 6.10a zeigt den Electrical-Tree vor dem Einfärben. In Abbildung 6.10b ist auch der eingefärbte Vented-Tree zu sehen.

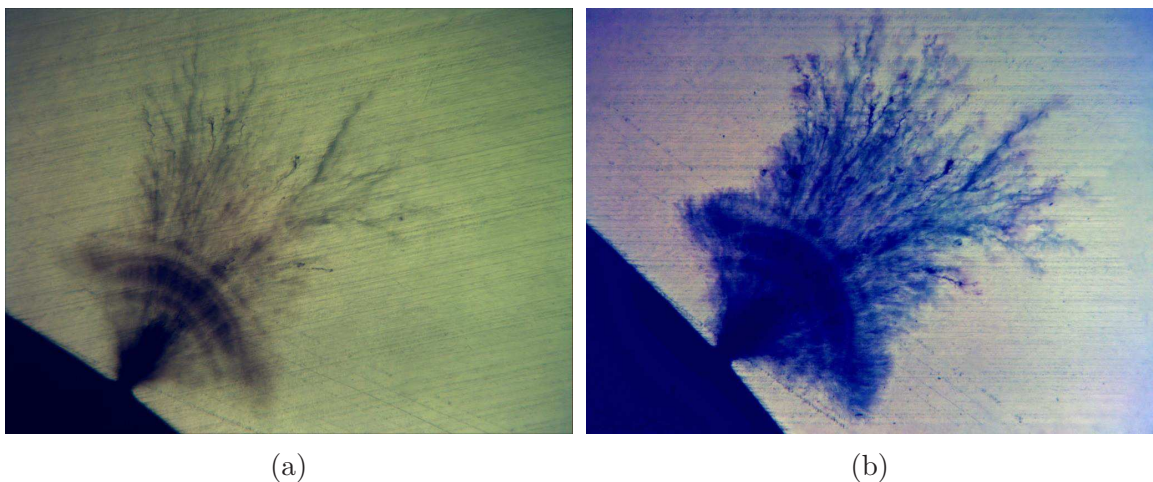


Abbildung 6.10: Umschlag eines Water-Tree in einen Electrical-Tree

Strecke	Probe	Erscheinungsbild	Richtung	Water-Tree	Länge
1-12-09	A1	verästelt	innen nach außen	Vented-Tree	500 μm
	A2	ein Kanal (dick)	innen nach außen	kein WTR	-
	A3	ein Kanal, Längsverlauf (2 mm)	innen nach außen	kein WTR	-
1-20-25	A1	verästelt	außen nach innen	kein WTR	-
	A2	ein Kanal (dick)	innen nach außen	Vented-Tree	1600 μm
	A3	ein Kanal (dick)	innen nach außen	Vented-Tree	600 μm
	B1	ein Kanal, Längsverlauf (1,6 mm)	innen nach außen	Vendet-Tree	500 μm
	B2	stark verästelt	innen nach außen	Vented-Tree	1300 μm
	B3	ein Kanal	innen nach außen	Vented-Tree	600 μm

Tabelle 10: Ergebnisse der Untersuchung der Dünnschnitte vor der Sanierung

Strecke	Probe	Erscheinungsbild	Richtung	Water-Tree
1-12-09	K1	stark verästelt	außen nach innen	kein WTR
	K2	verästelt	außen nach innen	kein WTR
	K3	verästelt	außen nach innen	kein WTR
1-20-25	K1	stark verästelt	außen nach innen	kein WTR
	K2	stark verästelt	außen nach innen	kein WTR
	K3	verästelt	außen nach innen	kein WTR
	L1	verästelt	außen nach innen	kein WTR
	L2	verästelt	außen nach innen	kein WTR
	L3	stark verästelt	außen nach innen	kein WTR

Tabelle 11: Ergebnisse der Untersuchung der Dünnschnitte nach der Sanierung

6.6 Dünnschnitte vor der Sanierung

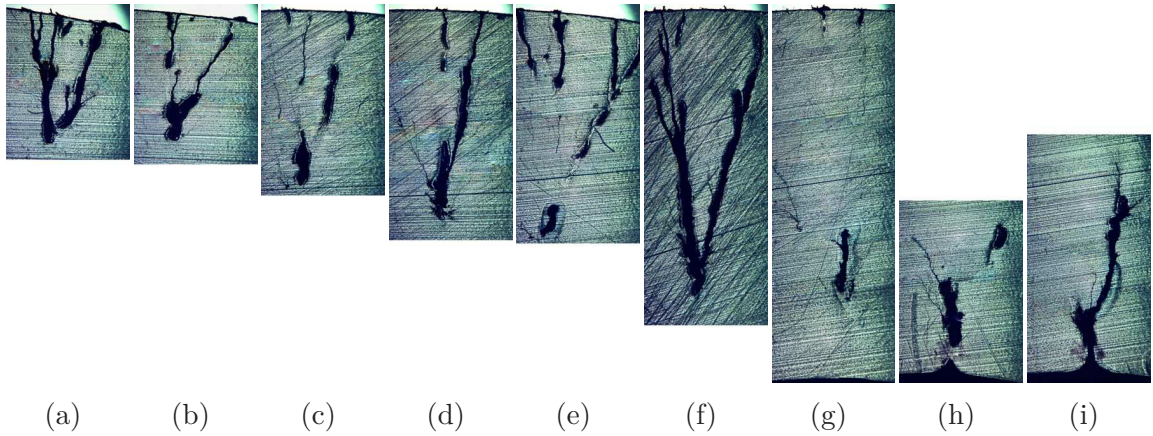


Abbildung 6.11: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-A1 an der Fehlerstelle

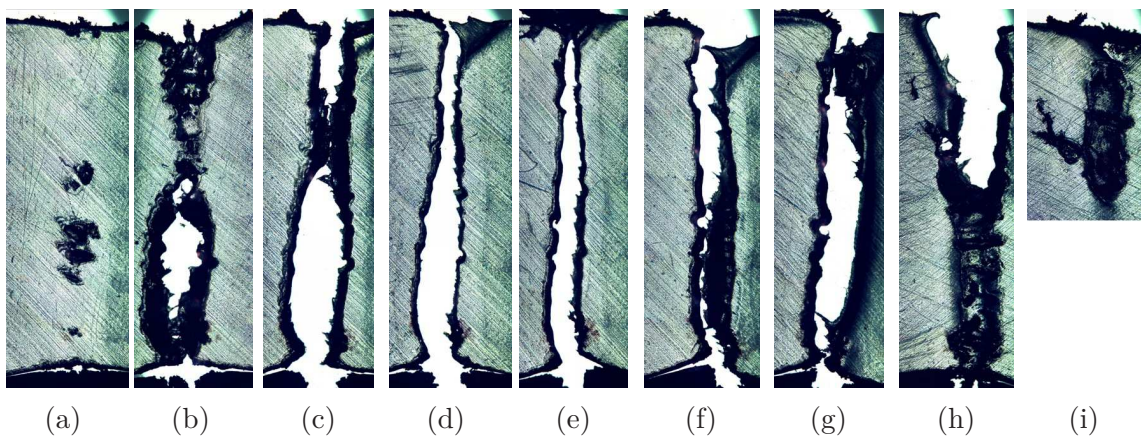


Abbildung 6.12: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-A2 an der Fehlerstelle

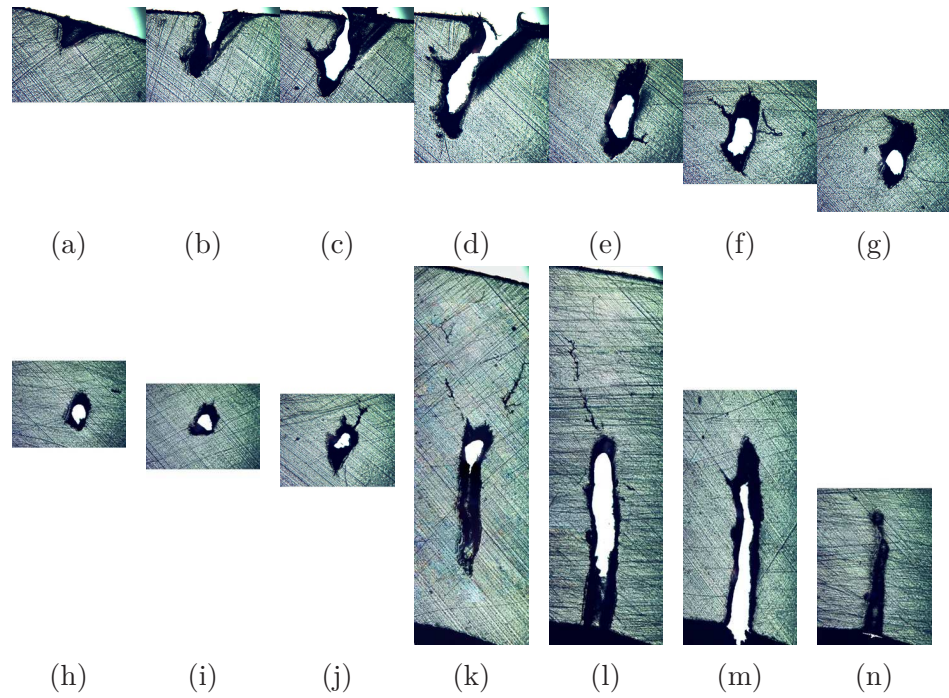


Abbildung 6.13: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-A3 an der Fehlerstelle

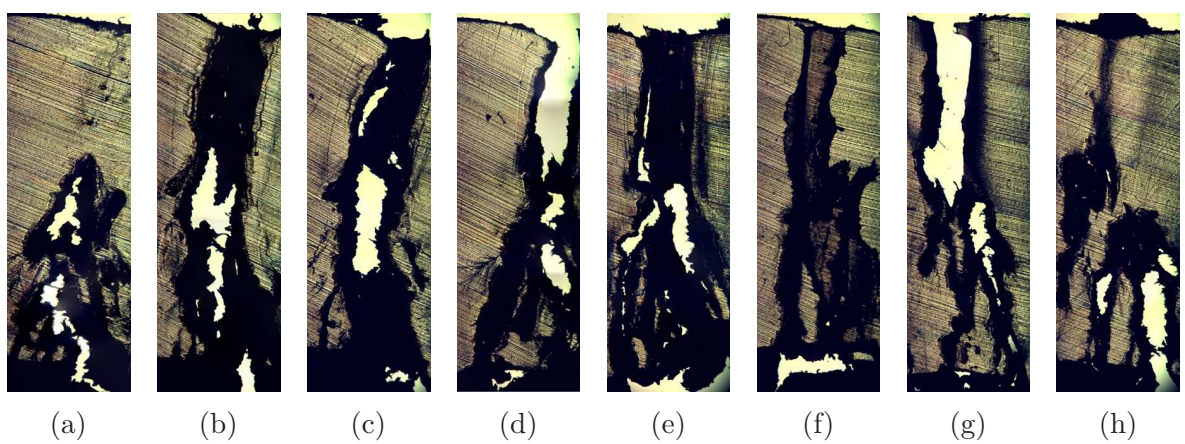


Abbildung 6.14: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-A1 an der Fehlerstelle

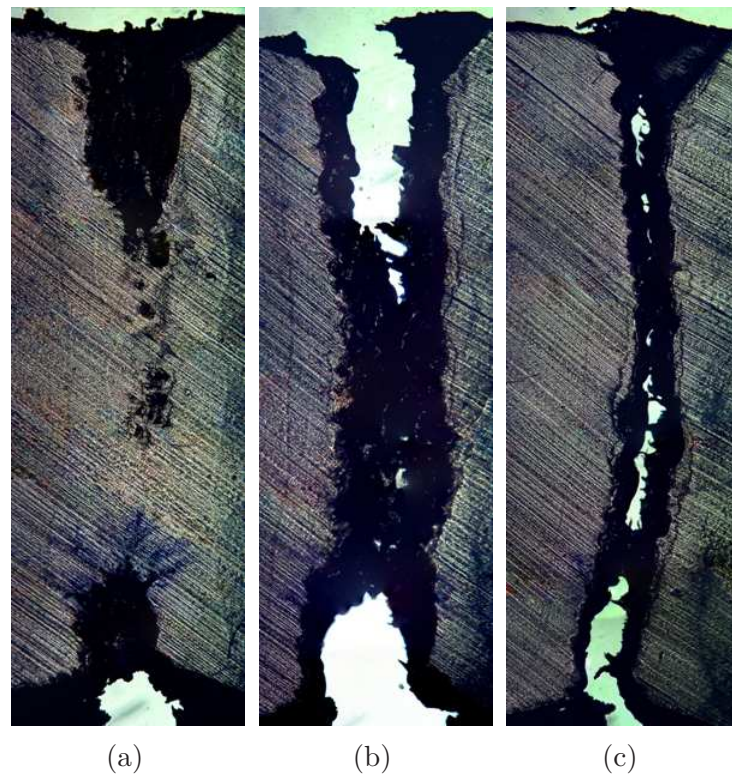


Abbildung 6.15: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-A2 an der Fehlerstelle

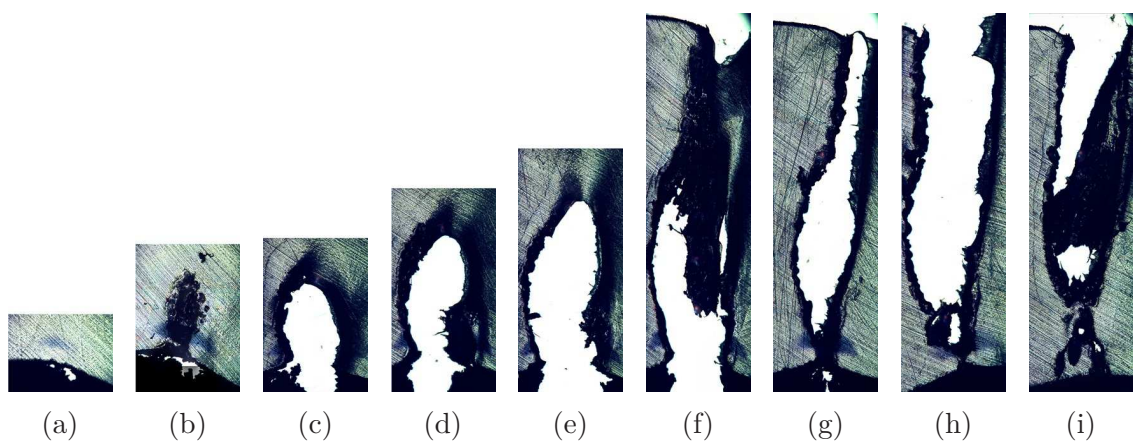


Abbildung 6.16: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-A3 an der Fehlerstelle

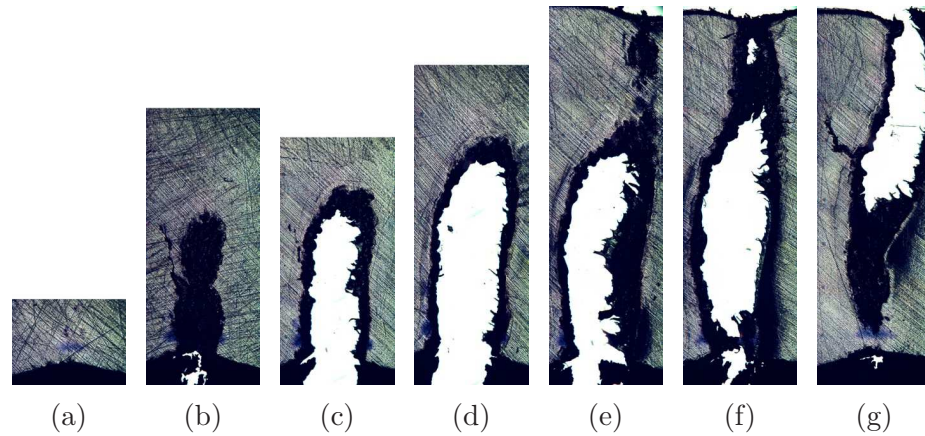


Abbildung 6.17: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-B1 an der Fehlerstelle

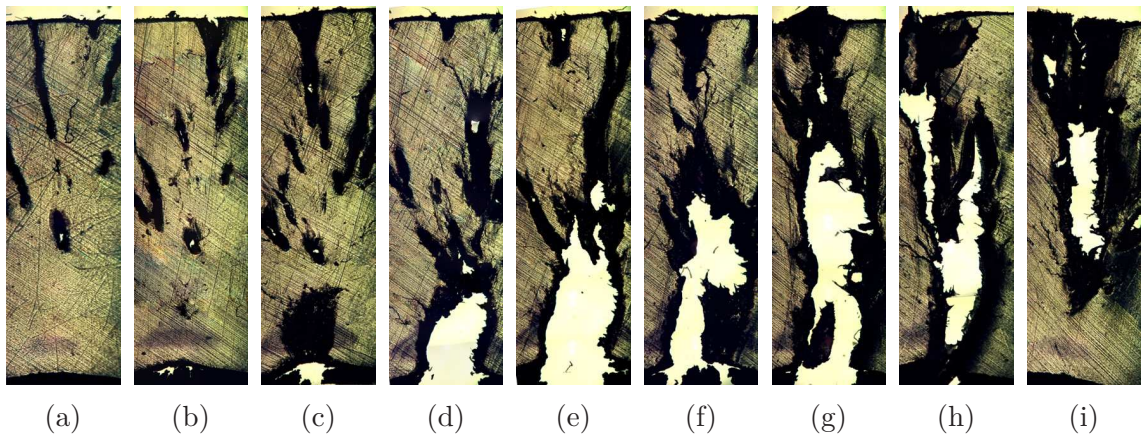


Abbildung 6.18: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-B2 an der Fehlerstelle

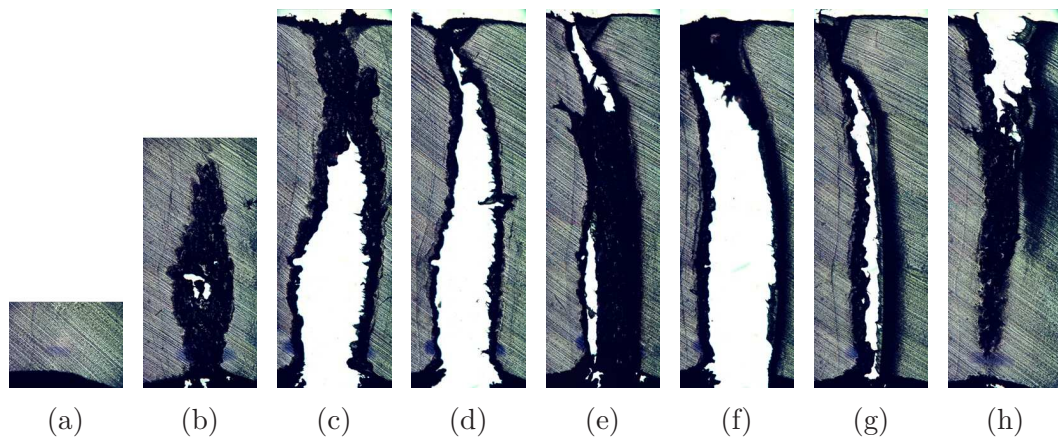


Abbildung 6.19: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-B3 an der Fehlerstelle

6.7 Dünnschnitte nach der Sanierung

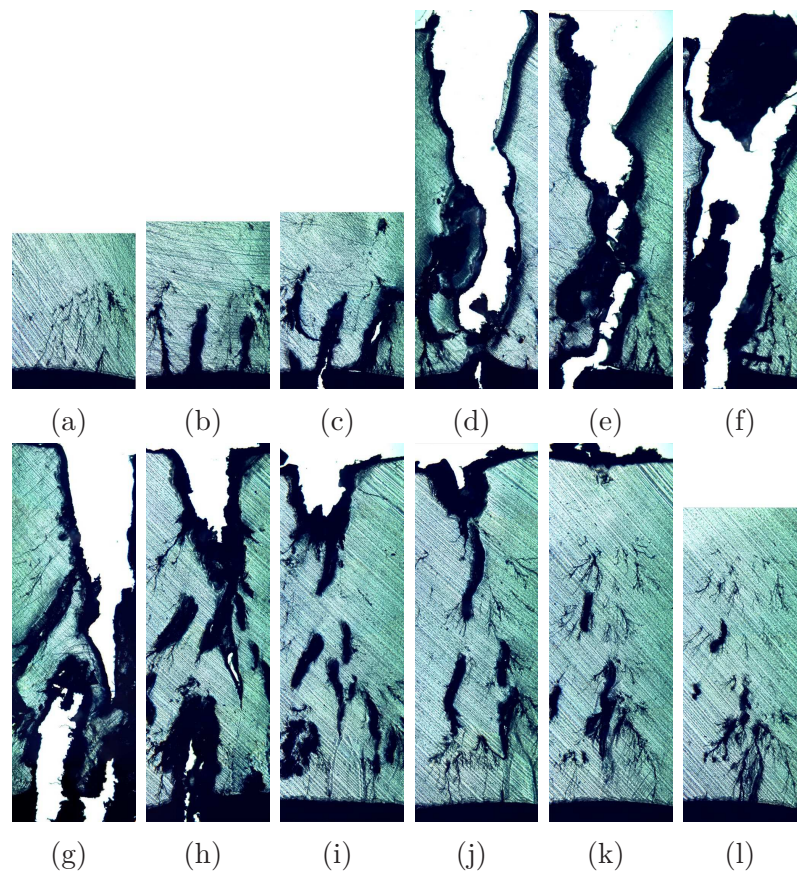


Abbildung 6.20: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-K1 an der Fehlerstelle

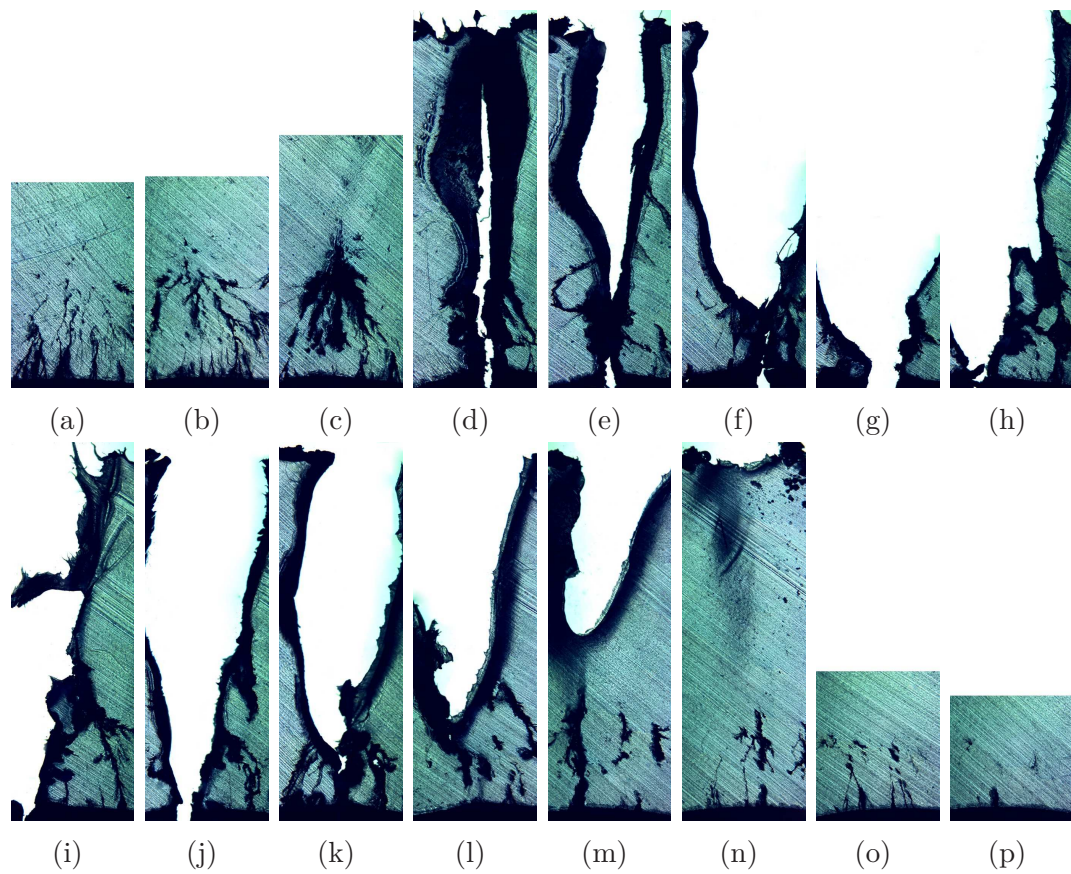


Abbildung 6.21: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-K2 an der Fehlerstelle

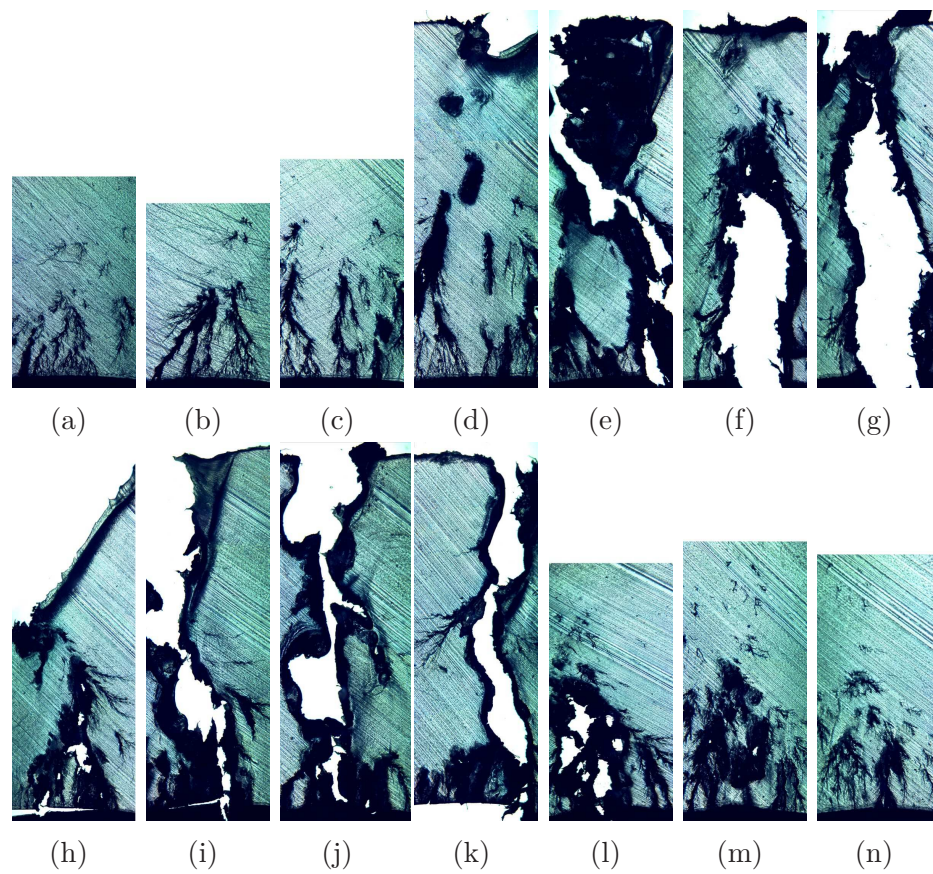


Abbildung 6.22: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-12-09-K3 an der Fehlerstelle

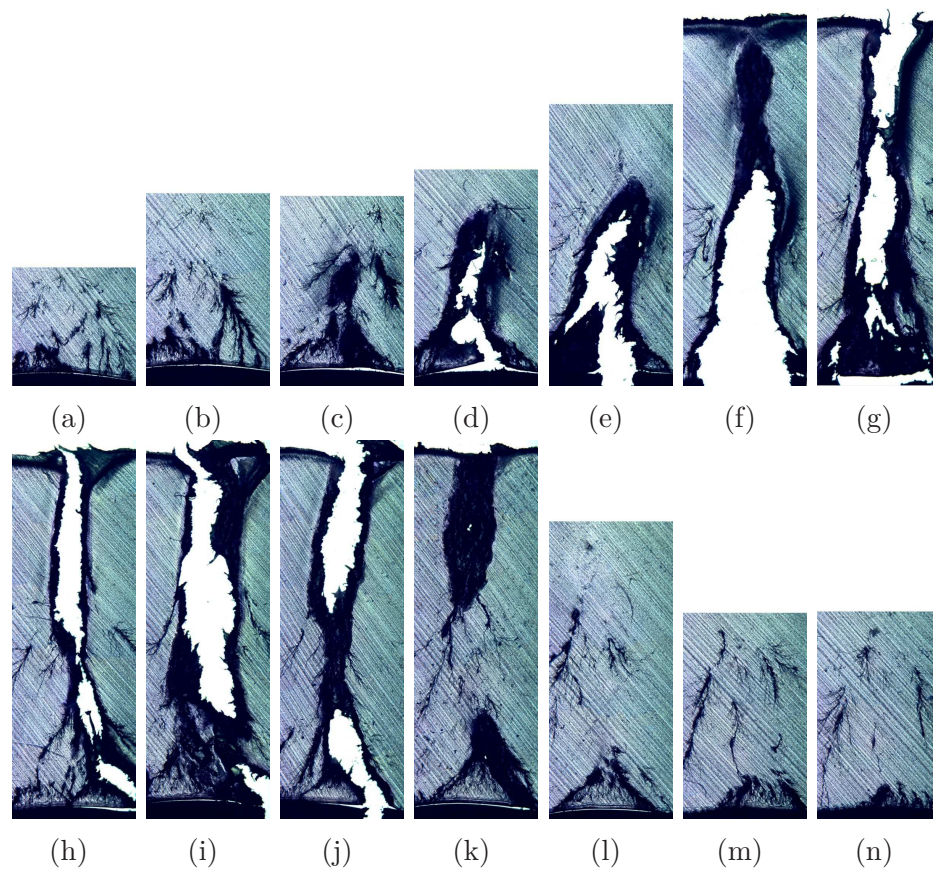


Abbildung 6.23: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-L1 an der Fehlerstelle

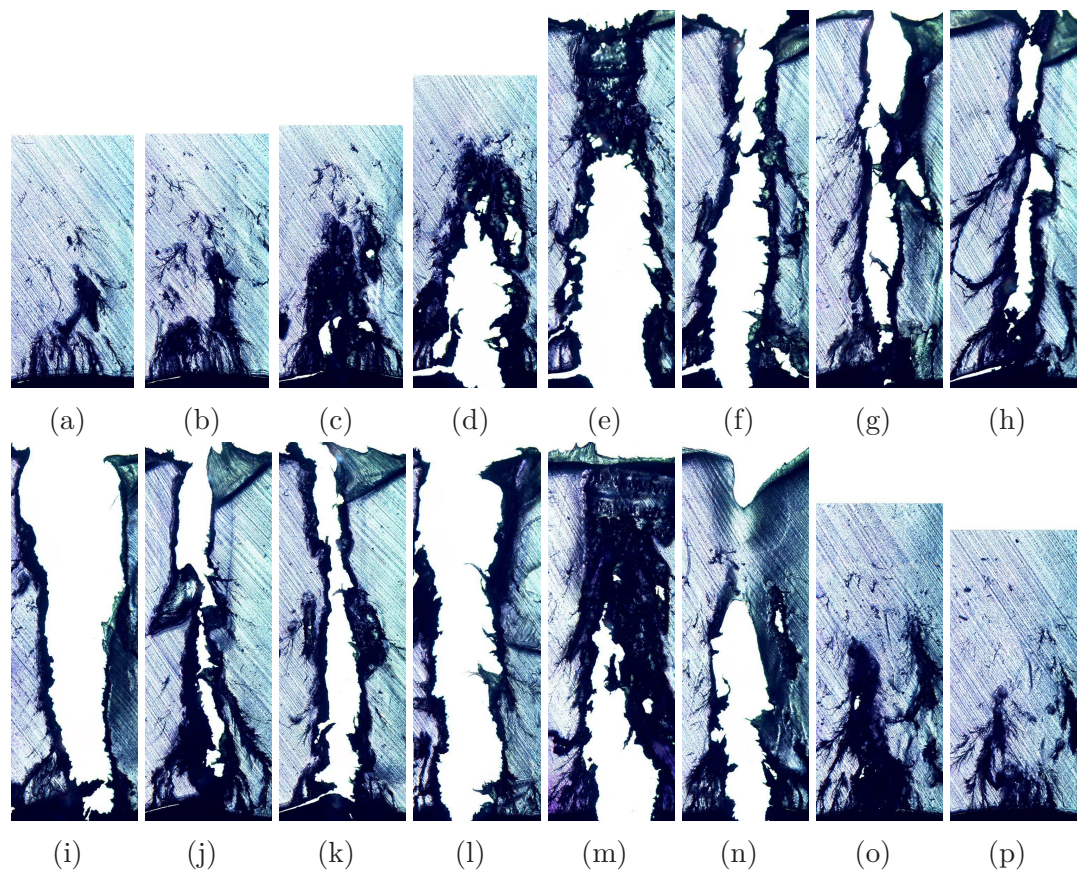


Abbildung 6.24: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-L2 an der Fehlerstelle

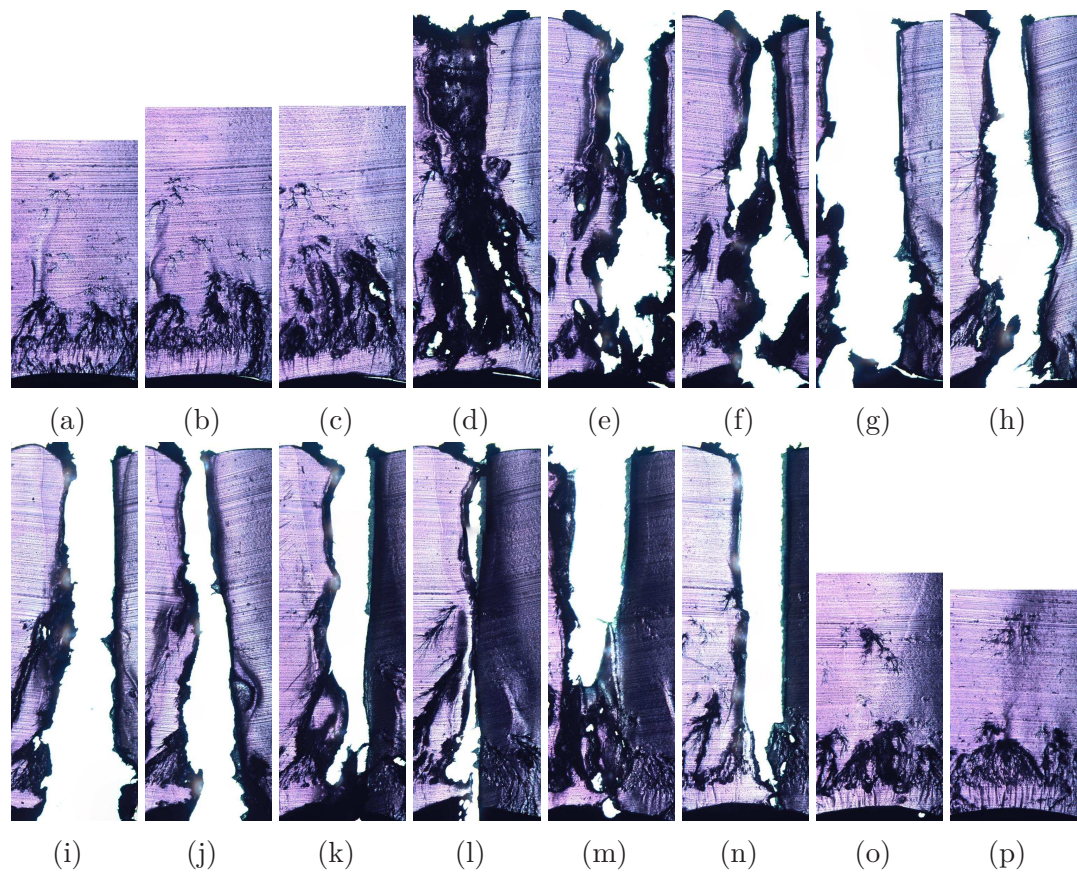


Abbildung 6.25: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-L3 an der Fehlerstelle

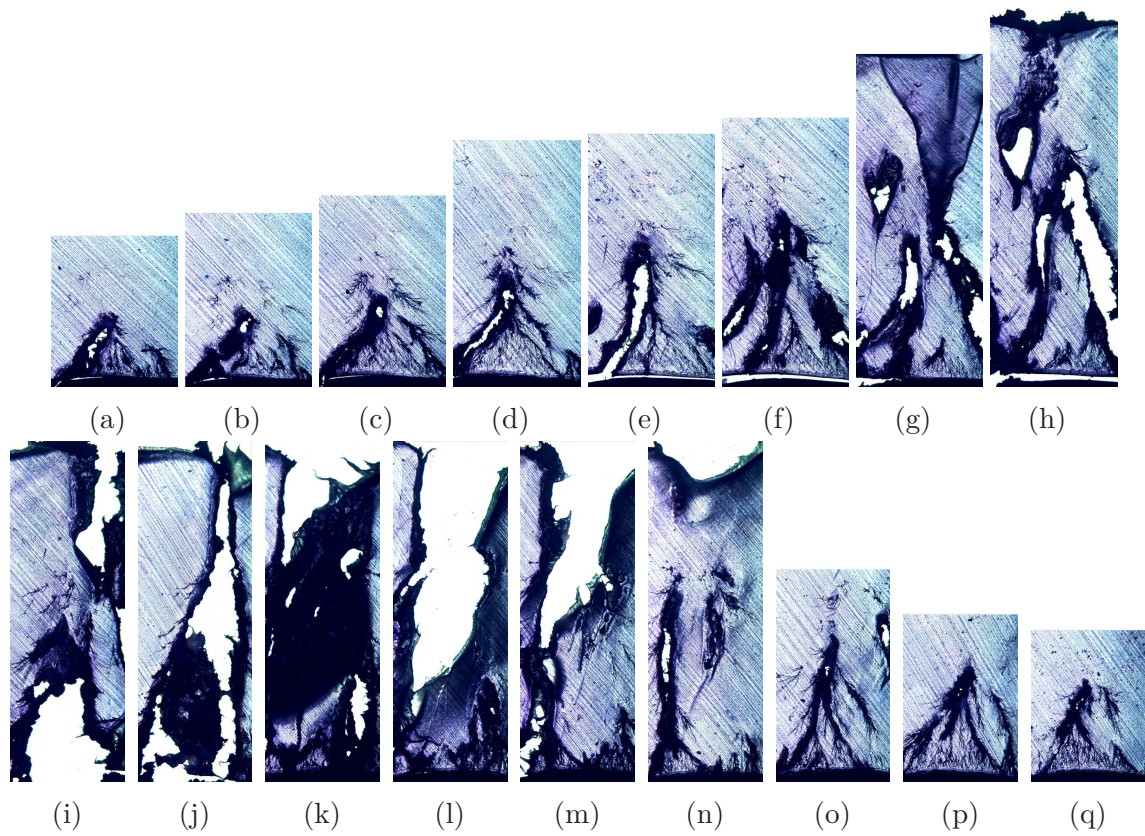


Abbildung 6.26: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-K1 an der Fehlerstelle

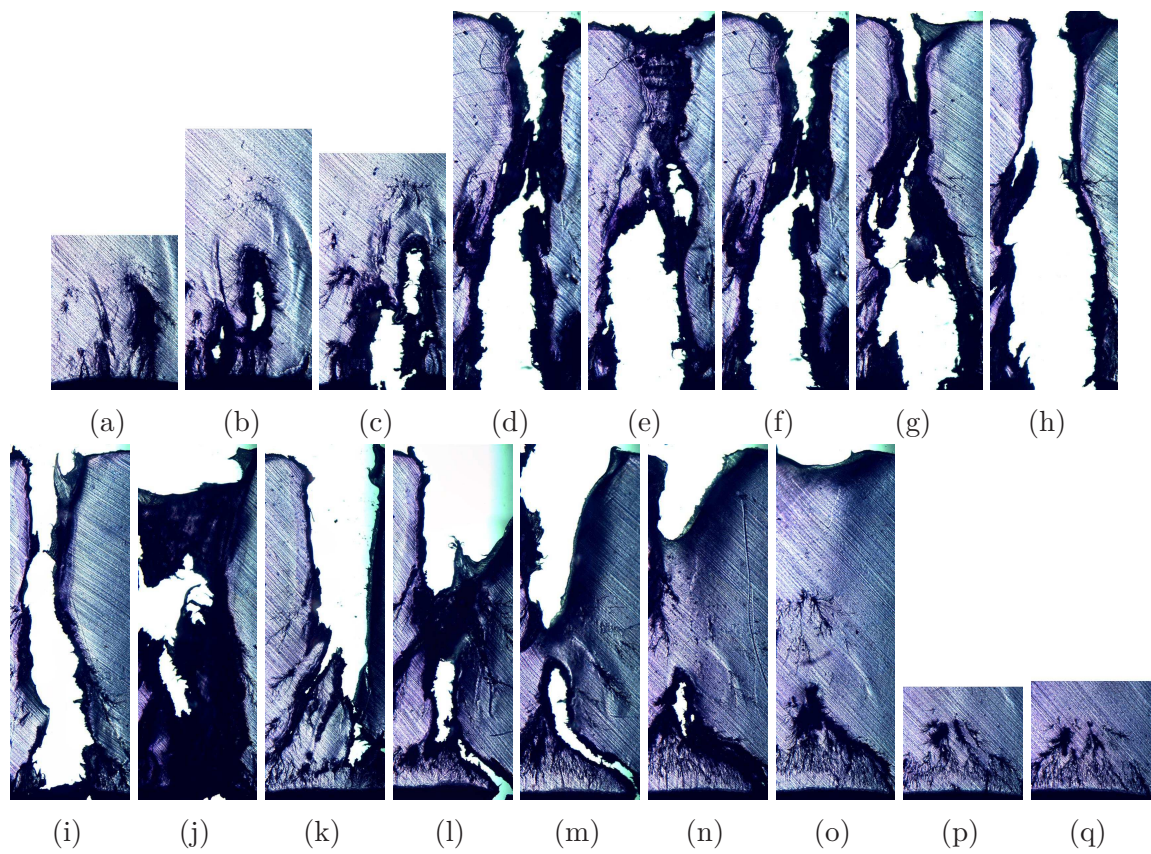


Abbildung 6.27: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-K2 an der Fehlerstelle

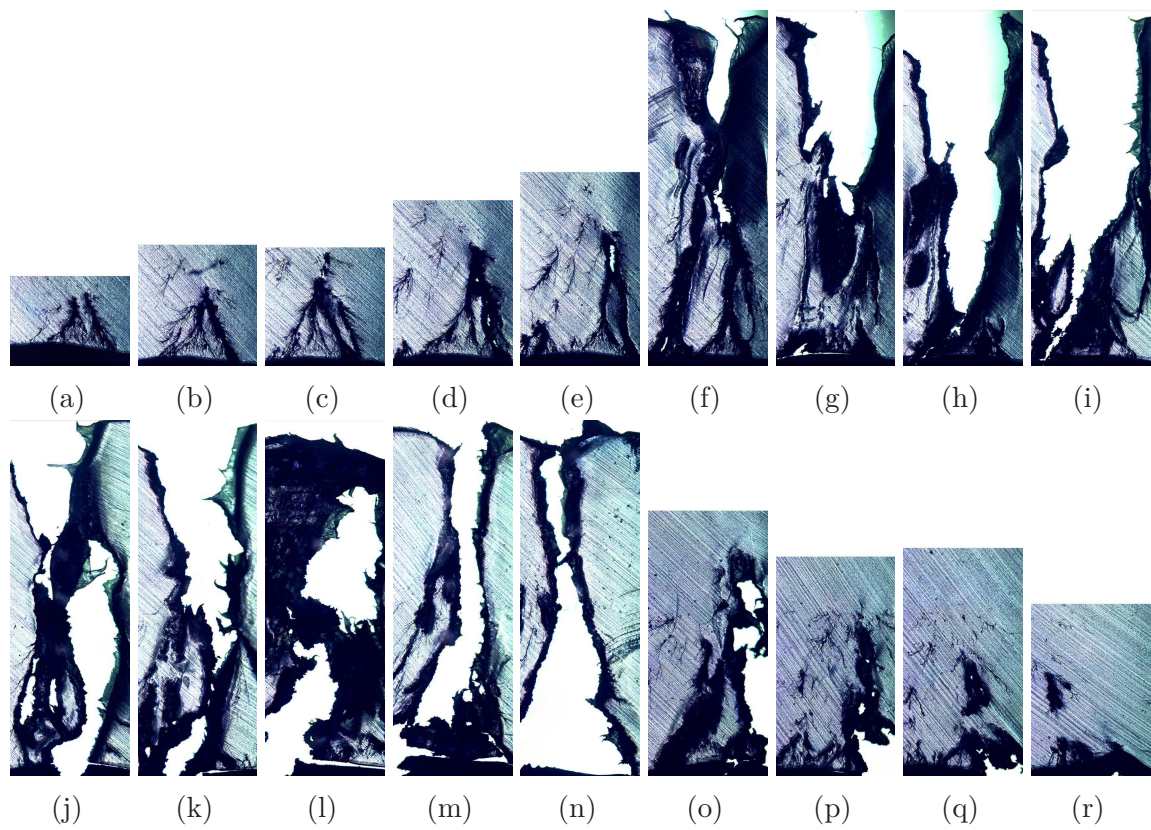


Abbildung 6.28: gefärbte Dünnschnitte der Probe 1-20-25-K3 an der Fehlerstelle

6.8 Infrarotspektroskopie

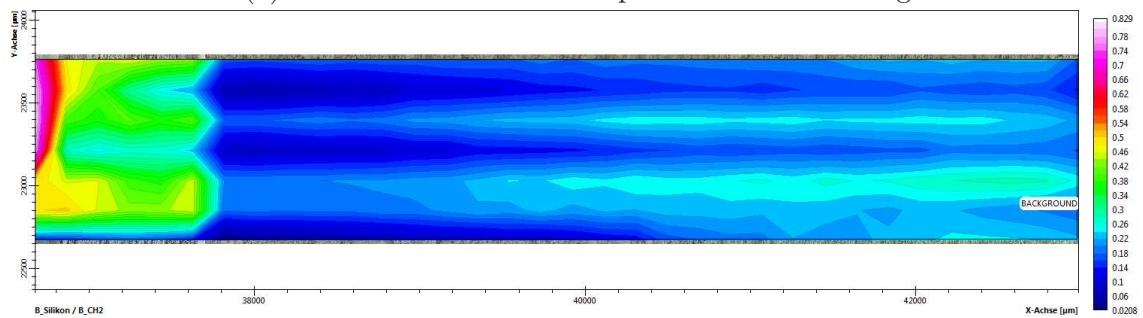
Abbildung 6.29 und 6.30 zeigen die Ergebnisse der Infrarotspektroskopie. Im Bild oben ist jeweils die lichtmikroskopische Aufnahme eines ca. 1 mm breiten Bereichs von der inneren bis zur äußeren Leitschicht zu sehen. In der Abbildung darunter ist die Integration der 1260 cm^{-1} Absorption dieses Bereichs dargestellt. Rote Bereiche weisen dabei auf einen hohen Silikonanteil ($SI - CH_3$ Gruppe) hin. In den blauen Bereichen ist dieser Anteil geringer. Die Bereiche der Farbskalen sind in allen Abbildungen unterschiedlich (siehe Legende rechts).

Rückstände von Silikon konnte in der Isolierung aller Proben, und besonders im Bereich der inneren Leitschicht, festgestellt werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der Fertigung der Kabel Silikonöl als Schmiermittel im Leiter verwendet wurde. Eine definitive Identifizierung des in der CableCURE-Flüssigkeit enthaltenem Di-n-Butoxydimethylsilan ist mit der Infrarotspektroskopie bei diesen Gegebenheiten nicht möglich, da die transmittierten Schwingungen dieser Flüssigkeit denen von Silikonöl gleichen. Dafür ist eine deutlich empfindlichere Methode notwendig, die gleichzeitig eine genaue Identifizierung ermöglicht (z.B. Massenspektrometrie). Leider ist mit derartigen Methoden eine ortsabhängige Darstellung der Verteilung der Sanierflüssigkeit in der Isolierung unmöglich.

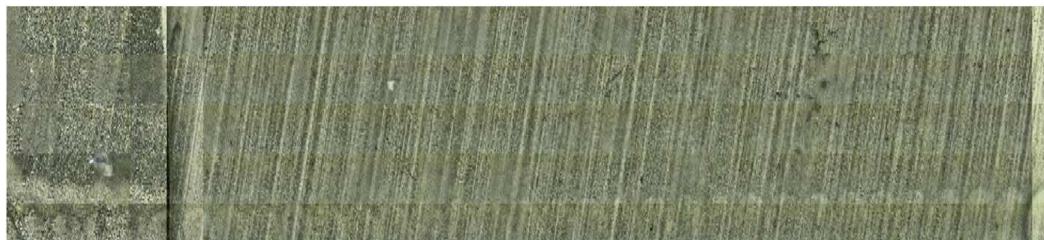
Die vollständige und gleichmäßige Diffusion der Sanierflüssigkeit durch die Isolierung konnte daher nicht nachgewiesen werden.



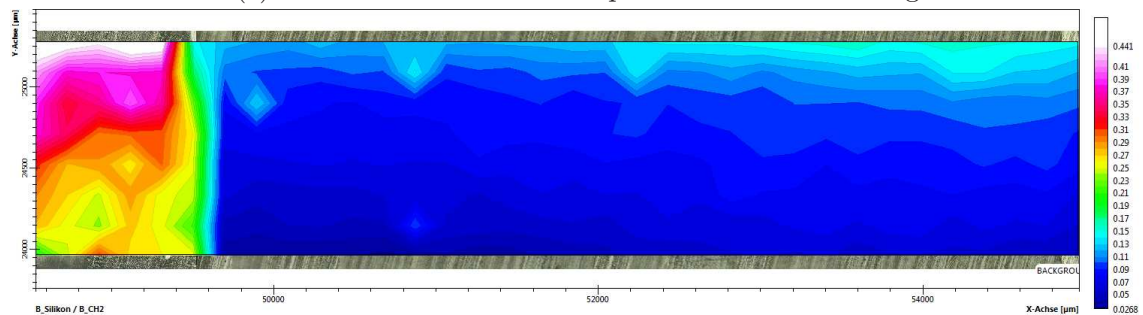
(a) 1-12-09-A1 Lichtmikroskopie - vor der Sanierung



(b) 1-12-09-A1 IR-Mapping - vor der Sanierung



(c) 1-12-09-K1 Lichtmikroskopie - nach der Sanierung

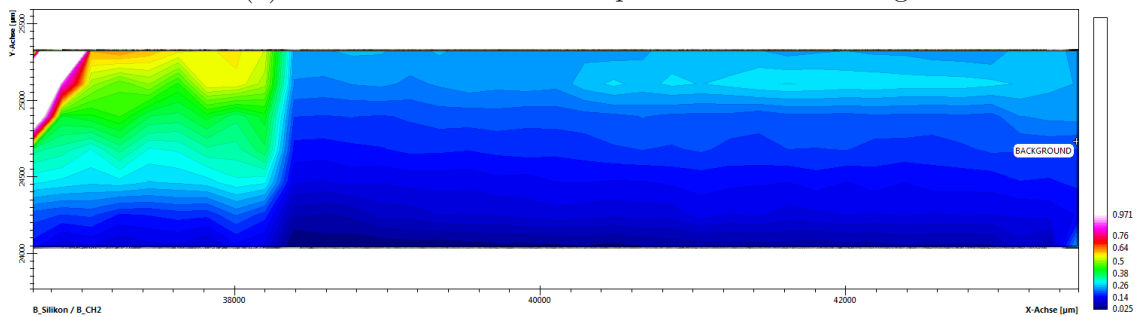


(d) 1-12-09-K1 IR-Mapping - nach der Sanierung

Abbildung 6.29: Ergebnisse der Infrarotspektroskopie an den Proben der Strecke 1-12-09



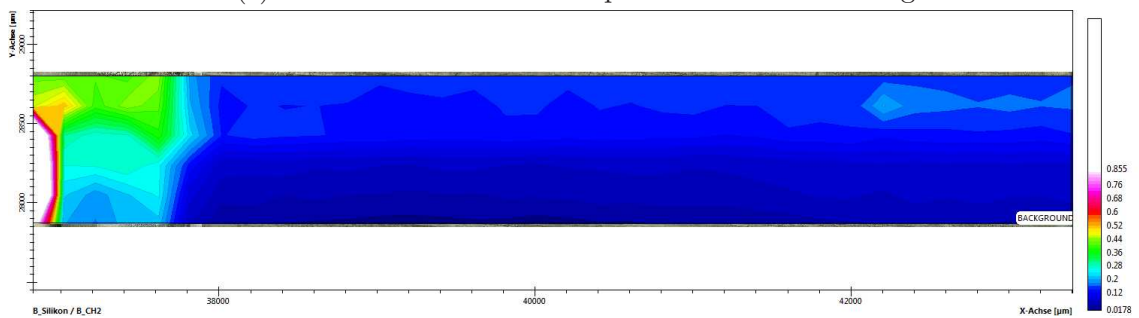
(a) 1-20-25-B1 Lichtmikroskopie - vor der Sanierung



(b) 1-20-25-B1 IR-Mapping - vor der Sanierung



(c) 1-20-25-L1 Lichtmikroskopie - nach der Sanierung



(d) 1-20-25-L1 IR-Mapping - nach der Sanierung

Abbildung 6.30: Ergebnisse der Infrarotspektroskopie an den Proben der Strecke 1-20-25

7 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wird die Wirksamkeit des Sanierungsverfahrens CableCURE® für Water-Tree geschädigte Mittelspannungskabel untersucht. Dazu wurden Teilstücke von zwei Kabelstrecken, die seit den 80er-Jahren in Betrieb sind, vor und zehn Monate nach der Sanierung entnommen und miteinander verglichen.

Neben dem praktischen Teil in Form von optischen und elektrischen Untersuchungen im Labor und der anschließenden Auswertung und Diskussion der Ergebnisse werden im theoretischen Teil die Grundlagen zusammengefasst und der zugehörige physikalische Hintergrund erläutert.

Der theoretische Teil beginnt mit einem Überblick über die Geschichte von Energiekabel und beschreibt den Aufbau und die Konstruktion von kunststoffisolierten Kabeln.

Weiters wird auf das Phänomen der Water-Trees eingegangen und die unterschiedlichen Theorien der Entstehungs- und der Wachstumsvorgänge zusammengefasst. Zusätzlich werden die grundlegenden Effekte der Feldverzerrung, im Bereich von Vented- und Bow-Tie-Trees in der Isolierung anhand von Simulationen veranschaulicht.

In Folge wird das Sanierungsverfahren genauer beschrieben und auf das Problem der Leiterkorrosion in der Vergangenheit eingegangen.

Ein großer Teil der theoretischen Arbeit befasst sich mit der zur Bestimmung der Restfestigkeit durchgeführten Blitzstoßspannungsprüfung. Der Aufbau und die Versuchsdurchführung werden erklärt und die Kurvenform des Blitzstoßspannungsimpulses analytisch berechnet und simuliert. In einer weiteren Simulation wird der Feldabbau an der äußeren Leitschicht bei dieser Prüfung veranschaulicht.

Im praktischen Teil dieser Arbeit liegt das Hauptaugenmerk in der Bestimmung der Restspannungsfestigkeit und in den optischen Untersuchungen der Kabelproben. Ein wesentlicher Punkt ist hier die Vorbereitung der Kabelproben sowie das für die Water-Tree Untersuchung notwendige Einfärben der Dünnschnitte. Der Bereich des Durchschlags und andere Auffälligkeiten in der Isolierung wurden anschließend unter dem Mikroskop betrachtet und dokumentiert. Zusätzlich wurde der Leiter auf Spuren von Korrosion untersucht und im Anschluss eine Infrarotspektroskopie an den Dünnschnitten der Isolierung durchgeführt um die Diffusion der Sanierflüssigkeit in die Isolierung zu kontrollieren.

Zur Bewertung des Sanierungsverfahrens werden die Ergebnisse der Kabelproben vor und nach der Sanierung miteinander verglichen.

Die Ergebnisse der Blitzstoßspannungsprüfung zeigen eine Erhöhung der Restspannungsfestigkeit von durchschnittlich 417 kV auf 517 kV (24%) bei der Strecke 1-12-09 mit PE-Mantel und 296 kV auf 458 kV (55%) bei der durchaus feuchteren Strecke 1-20-25 mit PVC-Mantel. Vergleichsweise liegt die Stoßspannungsfestigkeit neuer VPE-isolierter Kabel im Bereich von 600 kV bis 700 kV.

Bei den optischen Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass bei sechs der neun Kabelproben vor der Sanierung ein Vented-Tree an der inneren Leitschicht am Durchschlag beteiligt war. An den Proben nach der Sanierung war kein Water-

Tree mehr zu finden. Auffällig ist bei diesen Kabelproben jedoch die starke Verästelung der Durchschlagskanäle und eine Ausbreitungsrichtung von außen nach innen. Diese ungewöhnliche Richtung deutet auf Inhomogenitäten in Bereich der äußeren Leitschicht hin und könnte auf die nicht vollständig Diffusion und ungleichmäßige Verteilung der Sanierflüssigkeit in der Isolierung zurückzuführen sein. Mit der Infrarotspektroskopie an den Dünnschnitten konnte diese Vermutung nicht bestätigt werden, da auch bei den Proben vor der Sanierung Silikonöl in der Isolierung festgestellt wurde und eine Unterscheidung mit der Sanierflüssigkeit somit unmöglich ist. Die starke Verästelung hängt mit dem molekularen Aufbau der in die Isolierung diffundierten Sanierflüssigkeit zusammen.

In weiterer Folge wäre noch eine vergleichende Prüfung der sanierten Kabel zu einem späteren Zeitpunkt interessant. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich die Restspannungsfestigkeit weiter erhöht und sich das durch die Sanierflüssigkeit verursachte untypische Erscheinungsbild der Durchschläge verändert.

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
C_0	F	Belastungskapazität
C'_1 und C'_2	F	Teilkapazität des Teilers
$C_1 - C_{22}$	F	Teilkapazitäten des Kabels (Kettenleiter)
C_p	F	Kapazität des Prüflings
C_{par}	F	parasitäre Kapazitäten
C_s	F	Stoßkapazität
C_t	F	Kapazität des Teilers
E	V/m	elektrisches Feld
ϵ_0	As/Vm	Dielektrizitätskonstante des Vakuums ($= 8,854 \dots \cdot 10^{-12} \text{As/Vm}$)
ϵ_r		Dielektrizitätszahl
F	N	Kraft
I_0	A	Strom aus dem Generator
I_P	A	Strom durch Prüfling
I_T	A	Strom durch Teiler
L_1	H	parasitäre Induktivität (Litze usw.)
M	Nm	Drehmoment
n		Anzahl der Stufen (Marx-Generator)
p	Cm	Dipolmoment
P_P	W	Verlustleistung Prüfling
P_{Rd}	W	Verlustleistung Dämpfungswiderstände
P_{Re}	W	Verlustleistung Entladewiderstände
P_T	W	Verlustleistung Teiler
Q	C	elektrische Ladung
r	m	Radius
R_a	m	Außenradius der Isolierung
R_i	m	Innenradius der Isolierung
R_0	Ω	Belastungswiderstand
$R_1 - R_{22}$	Ω	Teilwiderstände der Leitschicht (Kettenleiter)
R_d	Ω	Dämpfungswiderstand
R_e	Ω	Entladewiderstand
R_l	Ω	Ladewiderstand
R_p	Ω	Widerstand des Prüflings
R_t	F	Widerstand des Teilers
ρ	As/m ³	Raumladungsdichte
τ	As/m	Linienladungsdichte
T_r	s	Rückenhalbwegszeit
T_s	s	Scheitelzeit
U	V	Leiterspannung
U_0	V	Ausgangsspannung im Frequenzbereich
u_0	V	Ausgangsspannung im Zeitbereich
$U_1 - U_4$	V	Stufenspannungen
U_L	V	Ladespannung
U_P	V	Spannung am Prüfling
$U_{R1E} - U_{R22E}$	V	Leitschicht Erde Spannung (Kettenleiter)
W	J	Energie
W_F	J	Verlustenergie an Fehlstelle
W_{ges}	J	Gesamtenergie
W_P	J	Verlustenergie Prüfling
W_{Rd}	J	Verlustenergie Dämpfungswiderstände
W_{Re}	J	Verlustenergie Entladewiderstände
W_{rest}	J	Verlustenergie der restlichen Bauteile
W_T	J	Verlustenergie Teiler

Literaturverzeichnis

- [1] CLARKE I.: *Revitalizing Water-Damaged Cable from Within*. Trenchless Technology International, July 2005.
- [2] DANG C., PARPAL J.-L. und CRINE, J.-P.: *Electrical aging of extruded dielectric cables: review of existing theories and data*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Seiten 237–247, 1996.
- [3] DELLBY B., BERGMAN G., KARLSTRAND J. und KAUMANN J.: *XLPERFORMANCE Hochspannungskabeltechnik*. ABB Technik: HV Cable Technology, 2000.
- [4] DIN EN 60060-2: *Hochspannungsprüftechnik - Teil 2: Messsysteme*, Januar 2011.
- [5] DIN EN 60230: *Stoßspannungsprüfungen an Kabeln und deren Garnituren*, 2002.
- [6] DOWN CORNING: *Sicherheitsdatenblatt: DOW CORNING UTILX CABLECURE DMDB*, 02.10.2013.
- [7] HATA R.: *Solid DC Submarine Cable Insulated with Polypropylene Laminated Paper (PPLP)*. SEI TECHNICAL REVIEW, 2006.
- [8] HESSE M.: *General Manager at UtilX Europe GmbH, Mühlengrund 1 D-31675 Bückeburg*. martin.hesse@cablecure.de.
- [9] HORNSKY P.: *Das Korrosionsverhalten von Eisen, Zink, Aluminium und Chromnickelstahl im System Methanol-Wasser-Chlorwasserstoff*. Materials and Corrosion, Seiten 619–625, 1980.
- [10] KALKNER W., MÜLLER U., PESCHKE E., HENKEL H. J. und OLSHAUSEN R.: *Water treeing in PE- und VPE-isolierten Mittel- und Hochspannungskabeln*. Elektrizitätswirtschaft 81, 1982.
- [11] KREFTER K.H.: *Prüfungen zur Beurteilung von Kabelanlagen in Mittelspannungsnetzen*. VWEW, 1991.
- [12] MINNEMA L., BARNEVELD H.A. und RINKEL P.D.: *An Investigation into the Mechanism of Water Treeing in Polyethylene High-Voltage Cables*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Seiten 461–472, Dec 1980.
- [13] MIYASHITA T.: *Deterioration of Water-Immersed Polyethylene-Coated Wire by Treeing*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, EI-6(3):129–135, 1971.
- [14] MUHR M., STROBL R. und WOSCHITZ, R.: *WATER-TREEING - Ein Alterungsphänomen in kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln*. e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, Seiten 229–235, 1998.
- [15] NITTA Y.: *A Possible Mechanism for Propagation of Water Trees from Water Electrodes*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Seiten 109–112, Sept 1974.
- [16] OEKW: *Technische Information, Lieferprogramm*. Oesterreichische Kabelwerke Gesellschaft m.b.H, 1995.
- [17] ORTON H.: *History of underground power cables*. IEEE Electrical Insulation Magazine, Seiten 52–57, July 2013.

-
- [18] ROHRBACH C. und AHRENSDORF K.: *Handbuch fuer experimentelle Spannungsanalyse*. VDI-Verlag, 1989.
- [19] ROSS R.: *Inception and propagation mechanisms of water treeing*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Seiten 660–680, 1998.
- [20] ROSS R., SMIT J. J. und AUKEMA P.: *Staining of water trees with methylene blue explained*. In: *Proceedings of the 4th International Conference on Conduction and Breakdown in Solid Dielectrics*, Seiten 456–460, 1992.
- [21] SAETBAK J.: *A Theory of Water Tree Initiation and Growth*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Seiten 1358–1365, July 1979.
- [22] SCHWARZ R.: *Dielektrische und optische Untersuchungen an PE-Kabeln*. Diplomarbeit, Institut für Hochspannungstechnik mit Versuchsanstalt der Technischen Universität Graz, 1997.
- [23] SPECK D.: *Energiekabel im EVU: Entwicklung, Technik, Anwendung, Prüfung und Betriebserfahrung der Energiekabel vom Niederspannungs- bis zum Hochspannungsnetz*. Expert Verlag, 1994.
- [24] STEENNIS E.F. und KREUGER F.H.: *Water treeing in polyethylene cables*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Seiten 989–1028, 1990.
- [25] STROBL R.: *Die Diagnose von kunststoffisolierten Mittelspannungskabel nach dem Prinzip der Entladestrommethode*. Doktorarbeit, Technische Universität Graz, 1997.
- [26] TRANSMISSION & DISTRIBUTION WORLD: *Word Technology Update - Submarine Cable Rescued With Silicone-Based Fluid*. Intertec Publishing, a PRIMERA Company, 1999.
- [27] UTILX EUROPE GMBH: *The global leader in life extension technologies for power and telecommunication cable - history*. <http://www.cablecure.de/history.aspx>, 12.Jan 2015.
- [28] UTILX EUROPE GMBH: *The global leader in life extension technologies for power and telecommunication cable - prozess*. <http://www.cablecure.de/powerccprocess.aspx>, 12.Jan 2015.
- [29] UTILX PRESS CENTER: *Salt River project exceeds seven million feet of CableCURE treated cables*. http://www.utilx.com/FileCabinet/CC/Salt_River_Project_2013.pdf, 12.Jan 2015.
- [30] VEREINIGUNG DEUTSCHER ELEKTRIZITAETSWERKE. ARBEITSAUSSCHUSS KABEL: *Kabelhandbuch*. VWEW-Energieverlag, 1997.
- [31] WOSCHITZ R.: *Hochspannungsleitungen*. Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement - Technische Universität Graz, 2007.
- [32] WOSCHITZ R., MUHR M. und SUMEREDER C.: *Quality control of XLPE cables by means of impulse voltage test*. In: *International Symposium on Electrical Insulating Materials*, Band 2, Seiten 526–528, June 2005.
-