Integrale dielektrische Diagnose von dreifach-extrudierten VPE-isolierten Mittelspannungskabeln

vorgelegt von
Dipl.-Ing.
Georg Frübing
ORCID: 0000-0002-6516-5928

an der Fakultät IV – Elektrotechnik und Informatik
der Technischen Universität Berlin
zu Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften
- Dr.-Ing. -

genehmigte Dissertation

Promotionsausschuss:

Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Uwe Schäfer
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Ronald Plath
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Wilfried Kalkner
Gutachter:	Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen

Tag der wissenschaftlichen Aussprache: 1. Juli 2020

Berlin 2020

Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der Diagnose von Alterungserscheinungen bei VPE-isolierten Mittelspannungskabeln, welche den Anforderungen der DIN VDE 0276-620 genügen. Die Untersuchungen zu Alterungserscheinungen konzentrieren sich dabei auf den Vorgang des Water Treeing. Die Diagnosegrößen sind der Verlustfaktor (seine Frequenzabhängigkeit bei 2 kV im Bereich 1×10^{-2} Hz bis 1×10^{2} Hz und seine Spannungsabhängigkeit bei 0,1 Hz bis 24 kV) sowie der Depolarisationsstrom (nach Polarisation im Gleichfeld mit 12 kV und 24 kV). In einigen Untersuchungen werden auch die Einflussgrößen Temperatur und Feuchte einbezogen. Die Messungen wurden im Labor sowohl an neuen als auch dem Mittelspannungsnetz entnommenen Kabelprüflingen vorgenommen sowie direkt vor Ort an den betreffenden Kabelstrecken durchgeführt. Zur Beurteilung des Alterungszustands der Kabelstrecken wurden auch Garnituren (Endverschlüsse, Muffen, Stecker) einbezogen.

Die Kabelprüflinge können in vier Gruppen eingeteilt werden: homopolymere und copolymere VPE-Isolierungen (Compounds), jeweils neu und betriebsgealtert, wobei die Betriebszeit bis zu 30 Jahre betrug.

In den dem Netz entnommenen, betriebsgealterten Kabelprüflingen (Homo- und Copolymeren) konnte selbst nach bis zu 30 Betriebsjahren nur eine sehr geringe Bildung von Water Trees nachgewiesen werden. Die Dichten liegen im Bereich bis 60 cm^{-3} mit Längen bis 250 µm, jedoch weisen die Dichten eine große Streuung auf. Bei den gefundenen Strukturen handelt es sich ausschließlich um Bow-tie Trees. Durch beschleunigte Weiter-Alterung von zwei Kabelproben im Labor wird die Dichte der Bow-tie Trees erhöht, bleibt jedoch im Bereich aller für betriebsgealterte Kabel gefundenen Werte.

Bei den Messungen an Kabelproben im Labor sind die Verlustfaktoren und Depolarisationsströme für neue Copolymere am größten ($\tan\delta$ von 5×10^{-4} bis $2{,}5 \times 10^{-3}$ bei 12 kV und 0,1 Hz) und für betriebsgealterte Copolymere größer als für neue oder betriebsgealterte Homopolymere ($\tan\delta$ von 1×10^{-4} bis 6×10^{-4} bzw. 5×10^{-5} bis 1×10^{-4} bei 12 kV und 0,1 Hz). Die Unterschiede hinsichtlich des Verlustfaktors zwischen diesen Gruppen nehmen mit abnehmender Frequenz (bei 2 kV) und mit zunehmender Spannung (bei 0,1 Hz) zu. Der Verlustfaktor oder der Depolarisationsstrom erweisen sich damit als geeignete Diagnosegrößen zur Unterscheidung dieser Gruppen. Für neue Copolymere werden für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz maximale Werte der Spannungsabhängigkeit (Zunahme von 12 kV auf 24 kV) von $1{,}5 \times 10^{-3}$ gemessen, während für betriebsgealterte Copolymere dieser Wert bei maximal $7{,}4 \times 10^{-4}$ liegt. Für neue und betriebsgealterte Homopolymere ist der Verlustfaktor nahezu unabhängig von der Spannung. Bei neuen Copolymeren weisen der Anstieg des Verlustfaktors mit abnehmender Frequenz sowie die Zeitabhängigkeit des Depolarisationsstromes auf eine Ladungsträger-Relaxation hin. Die Ladungsträger stammen vermutlich von ionischen Vernetzungsspaltprodukten, denn durch Ausheizen der Vernetzungsspaltprodukte wird diese Relaxation abgebaut. Nach der beschleunigten Weiter-Alterung im Labor ist die Veränderung der Diagnosegrößen (Verlustfaktor und Depolarisationsstrom) so gering, dass sie bei Vor-Ort-Messungen nur schwer feststellbar wäre.

Bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken liegen die beobachteten größten Werte für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz und 12 kV und seine Spannungsabhängigkeit

(tan δ-TipUp) bis zu einer Dekade oberhalb der im Labor maximal an betriebsgealterten Kabeln beobachteten Werte ($\tan\delta(12\,\mathrm{kV})$ bis zu siebenmal höher, tan δ-TipUp(12 kV auf 24 kV) bis zu zehnmal höher). Zwischen den tan δ-Werten und der Betriebszeit gibt es keine sichtbare Korrelation. Dort wo ein Vergleich von aktuellen und historischen Messwerten an der gleichen Strecke möglich war, wird eine Abnahme des Verlustfaktors mit der Betriebszeit festgestellt, welche um so größer ausfällt, je höher der historische Wert ist. Diese Erscheinung wird auf die Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten aus der Kabelisolierung zurückgeführt.

Die bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabeln beobachteten größeren Verlustfaktorwerte können im Allgemeinen durch folgende Einflussfaktoren verursacht werden: Temperatur und Wassergehalt der Isolierung, Art und Anzahl von Garnituren in der Kabelstrecke, Korona an den Kabelenden und Oberflächenströme infolge hoher Luftfeuchte bei der Messung.

Bei Untersuchungen an Kabelproben wird bei copolymeren Prüflingen ein starker Anstieg des Verlustfaktors bei 0,1 Hz mit der Temperatur bis 80 °C gefunden, welcher durch den Anstieg der Gleichstromleitfähigkeit erklärt werden kann. Bei den Vor-Ort-Messungen kann jedoch ein Einfluss der Temperatur nahezu ausgeschlossen werden. Der Wassergehalt der Isolierung hat nur für neue copolymere Kabelprüflinge signifikanten Einfluss auf den Verlustfaktor bei 0,1 Hz und kommt damit ebenfalls nicht für eine Erklärung der erhöhten Verlustfaktorwerte bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken in Betracht. Garnituren können den Verlustfaktor von Kabelstrecken deutlich erhöhen. Für einen der untersuchten Garniturentypen (Stecker) wird eine signifikante Erhöhung der tan δ-Messwerte an Kabelstrecken nachgewiesen. Exemplarische Untersuchungen zum Einfluss äußerer Teilentladungen (Korona) an Kabelenden und Oberflächenströmen infolge hoher Luftfeuchte bei der Messung zeigen, dass beide Faktoren den Verlustfaktor von Kabelstrecken bei 0,1 Hz sowie seine Spannungsabhängigkeit beträchtlich erhöhen können.

Abstract

This thesis investigates diagnostic methods for integral condition assessment of modern XLPE-insulated 20 kV medium-voltage cables, which satisfy the requirements of standard DIN VDE 0276-620 (German version of CENELEC HD 620). Additionally, investigations regarding the water-tree ageing behaviour for this cable type are presented. The considered diagnostic parameters are the dissipation factor (in particular, its frequency dependence at 2 kV in the frequency range of 1×10^{-2} Hz to 1×10^{2} Hz and its voltage dependence at 0,1 Hz up to 24 kV) and the depolarisation current (after polarisation with 12 kV and 24 kV). In some investigations the influence of the parameters temperature and water content of insulation are covered. The measurements were conducted on cable specimens in the laboratory as well as on cable lines on site. Additionally, the effects of accessories (terminations, joints, elbow-connectors) on one-site measurement results are incorporated.

The cable specimens can be categorized into four groups: homopolymeric and copolymeric XLPE-insulations (compounds), new and field-aged, respectively, while the time in service for the field-aged specimens was up to 30 years.

The field-aged cables (homopolymeric and copolymeric XLPE-compounds), which were extracted from a distribution network in the north of Germany show only minor water-tree ageing even after up to 30 years in service. The water-tree densities are in the range up to 60 cm^{-3} with typical water-tree length up to 250 µm. However, the observed density values exhibit significant scattering. Solely bow-tie water trees were found. Two field-aged cables which were subjected to further accelerated ageing in the laboratory showed an increase of water-tree density during the ageing experiment which, nevertheless, is still comparable with those of other (not further aged) field-aged cables.

By consideration of laboratory-tested cable specimens, the following findings can be derived for the four categories of cable specimens: For new cables with copolymeric compounds the highest values of dissipation factor ($\tan\delta$) and depolarisation current were measured ($\tan\delta$ from 5×10^{-4} to $2{,}5 \times 10^{-3}$ at 12 kV and 0,1 Hz). For field-aged cables with copolymeric compound these values are higher than for new or field-aged cables with homopolymeric compound ($\tan\delta$ from 1×10^{-4} to 6×10^{-4} and from 5×10^{-5} tp 1×10^{-4} respectively at 12 kV and 0,1 Hz). Consequently, the dissipation factor as well as the depolarisation current can be considered as suitable to distinguish these groups of compounds. The distinction between these groups regarding the dissipation factor values is rising with decreasing frequency (at 2 kV) and increasing voltage (at 0,1 Hz). For new cables with copolymeric compound, the significant rise of dissipation factor with decreasing frequency as well as the time dependence of the depolarisation current can be explained with a slow charge-carrier dominated relaxation in the insulation. The charge carriers stem probably from by-products of the curing process. This assumption is supported by the fact that degassing significantly reduces the observed relaxation. For new cables with copolymeric compound the maximum measured rise of the dissipation factor with increasing voltage from 12 kV to 24 kV is $1{,}5 \times 10^{-3}$ (at 0,1 Hz), while it is up to $7{,}4 \times 10^{-4}$ for field-aged cables with copolymeric compound and almost constant for cables with homopolymeric compound (new and field-aged). During the accelerated ageing in the laboratory only

a small change of the diagnostic parameters (dissipation factor and depolarisation current) was observed, which would hardly be detectable during on-site measurements.

During on-site measurements on field-aged cable lines the observed values of the dissipation factor at 0,1 Hz and of its increment with increasing voltage ($\tan\delta$-TipUp) are up to one decade higher compared to the values measured in the laboratory ($\tan\delta(12\,\mathrm{kV})$ up to seven times higher, $\tan\delta$-TipUp(12 kV to 24 kV) up to ten times higher). No correlation between the dissipation factor values and the time in service is discernible. For some cable lines a comparison between current values and historic values measured about 20 year earlier is possible. In general, a decrease of the dissipation factor can be observed with respect to the historic value. The difference between recent and historic values correlates with the magnitude of the historic value, i.e. higher initial values lead to higher decrease. This observation can be attributed to the diffusion of curing by-products out of the insulation.

The significant difference of values measured on site and in the laboratory can generally be explained by the following influencing factors: temperature and water content of the insulation, number and type of accessories in the cable line, corona at the terminations and surface leakage currents at high humidity during the measurements.

Investigations regarding the influence of temperature on dissipation factor revealed a huge increase of the dissipation factor at 0,1 Hz with temperature up to 80 °C for cables with copolymeric compound. This can be explained by an increase of conductivity. However, for the on-site measurements high temperatures of the cable lines can be excluded. The water content of the insulation shows only for new cable specimens with copolymeric insulation a significant influence on dissipation factor at 0,1 Hz. Hence, this factor is out of the question for explaining the difference between the higher values of the dissipation factor on site and those of field-aged cable specimens. Accessories can increase the dissipation factor of cable lines considerably. For one of the investigated accessories (an elbow-connector) a significant increase of the dissipation factor values could be proven. Exemplary investigations showed that the influence of corona at the terminations and surface leakage currents as a result of high humidity may significantly increase the measured 0,1 Hz-dissipation factor of cable lines as well as its voltage dependence ($\tan\delta$-TipUp).

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet für Hochspannungstechnik der Technischen Universität Berlin von Juni 2013 bis April 2018 im Rahmen eines Kooperationsforschungsprojektes mit dem Verteilnetzbetreiber EWE NETZ GmbH.

Mein besonderer Dank gilt zunächst Herrn Prof. Dr.-Ing. Ronald Plath für die Betreuung der Arbeit und für das mir entgegengebrachte Vertrauen für eine freie und eigenverantwortliche Projektdurchführung sowie für zahlreiche entscheidende Unterstützungen und Anregungen. Ein großer Dank gilt auch Herrn Prof. Dr.-Ing. Wilfried Kalkner für seine kontinuierliche kritisch-konstruktive Bewertung meiner Ergebnisse, für wichtige Anregungen und für die Übernahme des Zweitgutachtens. Herrn Prof. Dr.-Ing. Volker Hinrichsen danke ich sehr für das entgegengebrachte Interesse an der Arbeit und für die Übernahme des universitätsexternen Gutachtens. Herrn Prof. Dr.-Ing. Uwe Schäfer danke ich für die Übernahme des Vorsitzes des Promotionsausschusses. Großer Dank gilt auch Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Schufft für zahlreiche Anregungen und wichtige Diskussionen zum Thema der Arbeit.

Ich danke allen Mitarbeitern der EWE NETZ GmbH, die mich insbesondere im Rahmen der Vor-Ort Messungen unterstützt haben. Allen voran danke ich dabei Herrn Dr.-Ing. Thomas Kumm für die angenehme Zusammenarbeit und wertvolle praktische Hinweise und Ratschläge.

Den Herren Dr.-Ing. Dietmar Meurer, Michael Stürmer und Oleg Ilyasov danke ich für spannende Diskussionen zum Thema und die Bereitstellung von Kabelproben. Herrn Rudi Blank danke ich für die mehrjährige kostenfreie Bereitstellung eines exzellenten Vor-Ort Messsystems.

Mein herzlicher Dank geht auch an die Mitarbeiter des Fachgebiets für zahlreiche Unterstützungen, Anregungen und Kritik in einer angenehmen sozialen und produktiven Atmosphäre. Großer Dank gilt auch den studentischen Mitarbeitern und Bachelor- und Masterstudenten, die ich während meiner Arbeit im Fachgebiet betreuen und anleiten durfte und die einen nicht unwesentlichen Anteil am Erfolg des Projekts hatten.

Besonderer Dank gilt meinen Eltern, ohne die die Entscheidung zur Promotion wahrscheinlich nie gefallen wäre und die mich während meines gesamten Bildungswegs unterstützt und bestärkt haben. Zuletzt danke ich meiner Frau und meinem Sohn für die ausdauernde Unterstützung insbesondere in schwierigen Phasen. Sie boten mir einen großartigen Ausgleich in meiner Freizeit, so dass ich die mir zur Verfügung stehende Arbeitszeit um so intensiver nutzen konnte.

Berlin, 04.08.2020

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung **13**
1.1 Motivation und Zielstellung 13
1.2 Inhaltliche Struktur der Arbeit 15

2 Theorie **17**
2.1 VPE-isolierte Mittelspannungskabel 17
2.1.1 Aufbau 17
2.1.2 Morphologie und Eigenschaften von VPE 18
2.1.3 VPE-Compounds, Vernetzungsspaltprodukte und Additive 18
2.2 Water-Tree-Alterung der VPE-Isolierung 19
2.3 Dielektrische Antwort 22
2.3.1 Zeitbereich 22
2.3.2 Frequenzbereich 23
2.3.3 Die „Universal Dielectric Response“ als analytische Beschreibung der dielektrischen Antwort 23
2.4 Inhaltlicher Überblick über weitere theoretische Vorbetrachtungen in der Arbeit 27

3 Untersuchungsmethodik **29**
3.1 Untersuchungen an Kabel- und Isolierstoffproben im Labor 29
3.1.1 Präparation von Kabelproben für dielektrische Untersuchungen 29
3.1.2 Messungen des Verlustfaktors und der Kapazität 30
3.1.3 Messungen des Depolarisationsstromes 34
3.1.4 Mikroskopische Water-Tree-Analyse 36
3.1.5 Spezielle Einzeluntersuchungen 36
3.2 Versuch zur beschleunigten Alterung 39
3.3 Verlustfaktormessungen an verlegten Mittelspannungskabelstrecken 41
3.3.1 Präparation der Kabelstrecken für die Messungen 42
3.3.2 Beschreibung der durchgeführten Messungen 43

4 Alterungsverhalten bezüglich des Water Treeing **45**
4.1 Literaturüberblick 45
4.2 Water-Tree-Analyse betriebsgealterter Mittelspannungskabel 47
4.3 Water-Tree-Alterung bei beschleunigter Alterung 50
4.4 Zusammenfassung 52

5 Die dielektrische Antwort VPE-isolierter Mittelspannungskabel **53**
5.1 Literaturüberblick 53

5.2 Messungen des Verlustfaktors und der Kapazität . . . 56
5.2.1 Frequenzabhängige Messungen bei konstanter Spannung von 2 kV . . . 56
5.2.2 Spannungsabhängige Messungen bei konstanter Frequenz von 0,1 Hz . . 58
5.3 Messungen des Depolarisationsstromes . . . 60
5.4 Einfluss der Vernetzungsspaltprodukte (Veränderung durch Entgasen) . . . 65
5.5 Zusammenfassung . . . 69

6 Ergebnisse der Vor-Ort-Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz 71
6.1 Statistische Betrachtung . . . 72
6.2 Abhängigkeit des Verlustfaktors vom Verlegejahr der Kabel . . . 75
6.3 Zusammenfassung . . . 77

7 Einflussfaktoren auf den Verlustfaktor bei Vor-Ort-Messungen 79
7.1 Einfluss der Temperatur . . . 79
7.1.1 Literaturüberblick . . . 79
7.1.2 Untersuchungen zur Temperaturabhängigkeit der dielektrischen Antwort im Labor . . . 80
7.2 Einfluss des Wassergehaltes . . . 85
7.2.1 Literaturüberblick . . . 85
7.2.2 Untersuchungen zum Einfluss des Wassergehaltes . . . 88
7.3 Einfluss von Garnituren . . . 90
7.3.1 Literaturüberblick . . . 90
7.3.2 Verlustfaktormessungen an Garnituren im Labor . . . 92
7.3.3 Rechnerische Korrektur von Vor-Ort-Messungen mit Verlustfaktormessungen an Garnituren im Labor . . . 96
7.4 Einfluss von TE (Korona) . . . 100
7.4.1 Literaturüberblick . . . 100
7.4.2 Beobachtung vor Ort . . . 100
7.4.3 Laboruntersuchungen . . . 100
7.5 Einfluss der Luftfeuchtigkeit . . . 104
7.5.1 Literaturüberblick . . . 104
7.5.2 Beobachtung vor Ort . . . 105
7.6 Zusammenfassung . . . 107

8 Die Wirkung von WT-Alterung und Betriebszeit auf integrale Diagnosegrößen 109
8.1 Literaturüberblick . . . 109
8.2 Wirkung der WT-Alterung im Alterungsversuch auf integrale Diagnosegrößen . 111
8.3 Vergleich mit historischen Verlustfaktoren von Kabelstrecken bei 0,1 Hz . . . 117

9 Zusammenfassung 121

Literaturverzeichnis 124

Abkürzungsverzeichnis 139

Formelzeichen und Konstanten **140**

10 Anhang: Ergänzende Bemerkungen und Grafiken **141**

1 Einleitung

1.1 Motivation und Zielstellung

VPE-isolierte Mittelspannungskabel (MS-Kabel) werden in Deutschland seit Beginn der 1970er Jahre in großem Umfang verlegt. Die erste Generation dieser Kabel erwies sich jedoch als sehr anfällig für den Alterungsmechanismus des Water Treeing. Die Kabelindustrie reagierte auf die Problematik mit einer Reihe von Maßnahmen: Verwendung hochreiner Isolier- und Leitschichtwerkstoffe, Dreifachextrusion von Isolierung und Leitschichten, Trockenvernetzung und Verwendung von PE anstelle von PVC als Mantelmaterial [Ste98]. Diese Maßnahmen führten dazu, dass VPE-Kabel der zweiten Generation, welche ab Mitte der 1980er Jahre produziert wurden, zum Fehlergeschehen durch Alterung in Mittelspannungskabelnetzen praktisch kaum beitragen [HHL$^+$07, Wec06, WS08]. Der Autor führte ergänzend dazu eine Umfrage zum Fehlergeschehen im Netz der EWE Netz GmbH durch. Diese ergab, dass auf den ca. 20 000 km (Systemlänge) Mittelspannungskabel der zweiten Generation im Zeitraum 2010 bis 2015 kein einziger innerer Kabelfehler im Betrieb oder bei Spannungsprüfungen zur Wiederinbetriebnahme betriebsgealterter Strecken auftrat, der mit Water Treeing in Verbindung gebracht werden konnte.

Die Verfügbarkeit des Mittelspannungsnetzes war bisher vor allem für die Versorgungszuverlässigkeit von Bedeutung. Zum Beispiel ergab eine Analyse der deutschlandweit erfassten Störungsdaten (FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik) für die Jahre 2004 bis 2007, dass über 97% der Versorgungsunterbrechungen im Verteilnetz verursacht wurden und davon über 84% ihren Ursprung im Mittelspannungsnetz hatten, und davon wiederum etwa 35% auf Kabelstrecken auftraten [WLH10]. Im Rahmen der deutschen Energiewende nimmt die Bedeutung des Mittelspannungsnetzes für die Energieversorgung weiter zu, da die Aufgabe des Netzes von der reinen Energieverteilung um den Transport von verteilter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen in die Übertragungsnetze erweitert wird [Jen14, Kum16].

Nach der FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik von 2009 [FNN10] machen VPE-Kabel mit 119 698 km den größten Anteil (34,4%) der in der Statistik erfassten Stromkreislänge des MS-Netzes von 348 020 km (Erfassungsgrad 68,6%) aus, wobei Kabel, welche der ersten Generation zuzuordnen sind, enthalten sind. In 2017 hatte sich der Anteil der VPE-Kabel an der erfassten Stromkreislänge mit 172 327 km bereits auf 49,1% erhöht (erfasste Stromkreislänge 350 639 km, Erfassungsgrad 67,4%) [FNN18]. Seit nunmehr 30 Jahren werden vorrangig moderne VPE-isolierte Mittelspannungskabel verlegt und kommen für den Austausch schadhafter oder nicht mehr als betriebstauglich eingeschätzter Kabel zum Einsatz. Ihr Anteil muss daher im gesamten deutschen Netz stetig steigen, während der Anteil papierisolierter Kabel, PE/VPE-isolierter Kabel der ersten Generation und sonstiger Kunststoffkabel (in Deutschland ohnehin kaum eingesetzt) stetig sinken muss. Auch der Rückbau von Freileitungen und die Zunahme der

Stromkreislänge des MS-Netzes tragen dazu bei. So hat sich der Verkabelungsgrad in den deutschen Mittelspannungsnetzen von 59,7% (1993) auf 78,8% (2013) erhöht [BDE13], 2017 lag er bereits bei 81,4% [Gro18]. Die Stromkreislänge des deutschen Mittelspannungsnetzes stieg parallel von 497 000 km (2010) auf 520 000 km (2017) [Bun18a]. Auch der schon angesprochene Umbau des Mittelspannungsnetzes im Rahmen der Energiewende trägt zu dieser Entwicklung bei. Die Verlegung von Kabeln mit größerem Leiterquerschnitt und die Verkabelung von Freileitungen sind die häufigsten Maßnahmen der Verteilnetzbetreiber zur Netzoptimierung und Netzverstärkung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [Bun18b].

Denkt man die beschriebene Entwicklung weiter, bestünden in 20 bis 30 Jahren die Mittelspannungsnetze vorrangig aus VPE-Kabeln der zweiten Generation, wobei ein nicht unerheblicher Anteil bereits über 40 Betriebsjahre aufweisen würde. Die anhand von Langzeitprüfungen mit alterungsbeschleunigenden Parametern prognostizierte Mindestlebensdauer für diese Kabel liegt bei etwa 40 Jahren [MB99]. Es ist sicher unvernünftig, diese Kabel erst nach Eintreten von alterungsbedingten Fehlern oder anhand der Betriebszeit auszutauschen. Vielmehr wird man (wie das heute bei papierisolierten Kabeln oder PE/VPE-Kabeln der ersten Generation gewöhnlich Praxis ist) versuchen, den Zustand der Kabel anhand nicht-zerstörender diagnostischer Verfahren zu ermitteln und das Asset-Management daran zu orientieren. Darüber hinaus ist es für die Diagnose alter PE/VPE-Kabel der ersten Generation und papierisolierter Kabel in Mischkabelstrecken, d. h. Strecken, in denen bereits VPE-Kabel der zweiten Generation als Austausch- oder Erweiterungslängen enthalten sind, wichtig, den Einfluss dieser modernen VPE-Kabel auf die integral gemessenen Diagnosegrößen zu kennen.

Aus diesen Gründen ist es erforderlich, die Untersuchung des Alterungsverhaltens VPE-isolierter Kabel der zweiten Generation und die Entwicklung neuer sowie die Anpassung bestehender Diagnoseverfahren für diesen Kabeltyp voranzutreiben. Diese beiden Sachverhalte sind Gegenstand der vorliegenden Arbeit. Im Detail orientiert sich die Arbeit an folgenden Fragestellungen:

- Wie ist der Zustand der im Betrieb befindlichen Kabel aktuell zu bewerten? Die Arbeit betrachtet dabei ausschließlich den Alterungsvorgang des Water Treeing.

- Wie sind die dielektrischen Systemeigenschaften (Polarisation, Leitfähigkeit, Ladungsspeicherung) des Isoliersystems dieser Kabel im neuen oder schwach gealterten Zustand? Die dielektrischen Systemeigenschaften sind Basis aller bestehenden integralen Diagnoseverfahren für Mittelspannungskabel. Es geht bei dieser Frage zunächst um die Schaffung von Referenzwerten oder Wertebereichen für „gesunde“ Kabel.

- Welche nicht alterungsrelevanten Faktoren beeinflussen die dielektrischen Systemeigenschaften bei Messungen vor Ort, und wie können diese Faktoren identifiziert und gegebenenfalls quantifiziert und damit die Messungen bewertet bzw. korrigiert werden? Nicht alterungsrelevante Faktoren sind z. B. die Temperatur der Kabelstrecke oder die zusätzlichen Verluste in den Garnituren.

- Wie verändern sich die dielektrischen Systemeigenschaften im Betrieb? Zu den Mechanismen, welche zur Veränderung von dielektrischen Systemeigenschaften im Betrieb führen, gehört neben der Alterung auch die Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten und Wasser.

1.2 Inhaltliche Struktur der Arbeit

Das folgende Kapitel 2 gibt einen Überblick über grundlegendes Wissen zum Aufbau der Kabel, der Isolierung, den Alterungsmechanismus des Water Treeing und das Konzept der dielektrischen Antwort zur Beschreibung der dielektrischen Systemeigenschaften der Kabelisolation. Kapitel 3 beschreibt die Untersuchungsmethodik. Die inhaltliche Struktur der Kapitel 4 bis 8 orientiert sich an den oben genannten Fragestellungen. Kapitel 4 dokumentiert die Ergebnisse der mikroskopischen Water-Tree-Analysen von 22 dem Netz entnommenen, betriebsgealterten Kabelprüfligen sowie die Veränderung des Water-Tree-Bildes bei beschleunigter Weiter-Alterung von zwei betriebsgealterten Kabelprüflingen. Kapitel 5 behandelt die dielektrische Antwort anhand von Verlustfaktor-, Kapazitäts- und Depolarisationsstrommessungen an 29 neuen und betriebsgealterten Kabelprüflingen. Kapitel 7 untersucht die Einflussfaktoren Temperatur, Wassergehalt, Garnituren, Korona an Kabelenden und Oberflächenströme bei hoher Luftfeuchte auf die Messung der dielektrischen Systemeigenschaften vor Ort. Dabei wird der Fokus auf die spannungsvariable Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz gelegt. Diesen Untersuchungen wird in Kapitel 6 eine statistische Auswertung von 134 Vor-Ort-Messungen des 0,1 Hz-Verlustfaktors vorangestellt, die signifikante Unterschiede zwischen Labor- und Vor-Ort-Messungen aufzeigt. Kapitel 8 beleuchtet die Veränderung des 0,1 Hz-Verlustfaktors an Kabeln vor Ort durch Vergleiche mit historischen Werten aus den 90er Jahren. Außerdem wird die Veränderung der dielektrischen Antwort der beiden beschleunigt weiter gealterten Kabelprüflinge behandelt.

Zu Beginn des jeweiligen Kapitels gibt es einen Literaturüberblick zur behandelten Thematik. In Kapitel 7 erfolgt der Literaturüberblick für jeden Einflussfaktor separat im jeweiligen Unterkapitel.

2 Theorie

Dieses Kapitel dient der Darstellung wichtiger theoretischer Grundlagen zu den Themen Aufbau und Isolierung VPE-isolierter MS-Kabel, Water Tree(WT)-Alterung und dielektrische Antwort von Feststoffdielektrika.

2.1 VPE-isolierte Mittelspannungskabel

Im Rahmen der Arbeit werden ausschließlich dreifachextrudierte, trockenvernetzte, VPE-isolierte 12/20 kV-Mittelspannungskabel behandelt. Die folgenden Abschnitte behandeln den Aufbau der Kabel sowie die Morphologie und die Eigenschaften der Isolierung.

2.1.1 Aufbau

Abbildung 2.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau der untersuchten Kabel. Wesentliche Bestandteile sind der runde, mehrdrähtige Aluminiumleiter (1), das Isolierstoffsystem bestehend aus der VPE-Isolierung (3, Nennwanddicke 5,5 mm) und der inneren (2) und äußeren (4) Leitschicht, einer leitfähigen Polsterung (5), Schirm (6) und Querleitwendel (7) aus Kupfer, einer Trennschicht (8) und dem Kabelmantel (9) aus PE. Quer- oder längswasserdichte Konstruktionen wurden im Rahmen der Arbeit nicht untersucht. Der Aufbau wird durch die VDE-Kennung NA2XS2Y definiert. Bei den Leitschichten kommen im Allgemeinen Acrylat-Copolymere zum Einsatz, denen bis zu 40% feinteilige Rußpartikel beigemischt werden [Wal03]. Als Mantelmaterial wird Polyethylen mittlerer oder hoher Dichte (PE-MD, PE-HD) eingesetzt [MB99]. Die bereits im letzten Abschnitt erwähnten technologischen Entwicklungsschritte, die zum Aufbau und zur Qualität VPE-isolierter Mittelspannungskabel geführt haben, sind in Abbildung 2.2 noch einmal in ihrer zeitlichen Reihenfolge dargestellt.

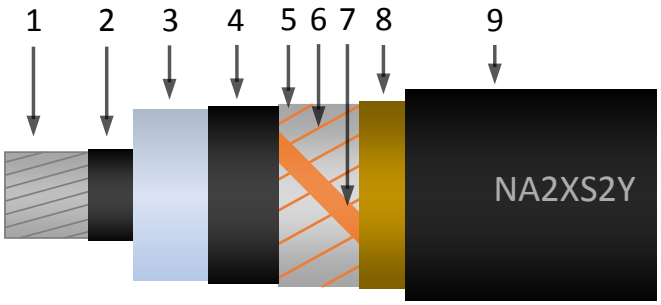


Abbildung 2.1: Aufbau eines modernen VPE-Mittelspannungskabels, nach [CK12]

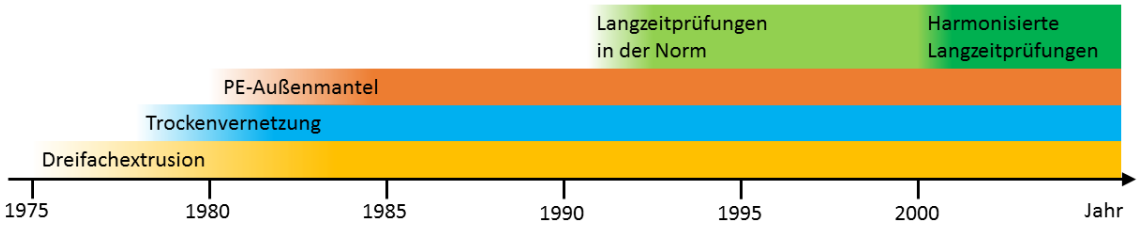


Abbildung 2.2: Technologische Entwicklungsschritte, die zur heutigen Qualität VPE-isolierter Mittelspannungskabel geführt haben; Jahreszahlen nach [Spe94] und [Mer16]

2.1.2 Morphologie und Eigenschaften von VPE

Die Isolierung besteht im einfachsten Fall (VPE-Homopolymer) aus LDPE (PE niedriger Dichte), welches nach der Extrusion der Kabelader durch peroxidische Trockenvernetzung zu VPE vernetzt wird. LDPE wird durch Polymerisation im Hochdruckverfahren aus Ethylen hergestellt [Küc05]. Polyethylen ist ein teilkristallines Polymer (Kristallinität: 40%-60% [Ola06]). Bei höheren Temperaturen beginnen die kristallinen Bereiche zu schmelzen, und die Formbeständigkeit ist nicht mehr ausreichend gegeben (zulässige Dauertemperatur 70 °C). Durch die räumliche Vernetzung erhöht sich die Dauertemperaturbeständigkeit des nun duroplastischen VPE auf 90 °C. Die kristallinen Bereiche, in denen die Polymerketten dicht aneinander gefaltet vorliegen, bilden lamellenartige Strukturen (Lamellenkristallite) von typischerweise 10 nm Dicke. Die ungeordnete Struktur von PE-Ketten, welche benachbarte Lamellen verbinden, bildet die dazwischen liegenden amorphen Bereiche [Ste89]. Das Wachstum der Lamellen erfolgt räumlich zu einer sphärolithischen Überstruktur. Durch die Vernetzung in VPE wird die vollständige Ausbildung dieser Überstruktur jedoch unterdrückt [Ste89, Ola06, und dort zitierte Quellen]. Dieser Sachverhalt ist von Vorteil, da Grenzen großer Sphärolithe als dielektrisch „schwächere“ Bereiche angesehen werden müssen [Wut02, und dort zitierte Quellen]. Auf Grund der geringeren Dichte der amorphen Bereiche und der dort vermehrt vorhandenen physikalischen und chemischen Fehlstellen finden Schädigungs- und Zerstörungsprozesse fast ausschließlich in diesen Bereichen statt [Kus00].

Polyethylen hat auf Grund seiner symmetrischen und unpolaren Molekülstruktur eine sehr geringe Dielektrizitätszahl sowie sehr geringe dielektrische Verluste [Küc05]. Es bildet auf Grund nicht vorhandener polarer Strukturen keine ausgeprägten Verlustmaxima über der Frequenz aus [FBGMK01]. Dielektrische Verluste werden im Wesentlichen durch Verunreinigungen und Additive hervorgerufen [Jon83]. Wie bei allen teilkristallinen Stoffen ergibt sich für PE keine einfache Bandstruktur: Unterhalb der Leitungsbandkante befinden sich lokale Zustände (Traps), die eine Hoppingleitung ermöglichen [Raj03].

2.1.3 VPE-Compounds, Vernetzungsspaltprodukte und Additive

Bei der Vernetzung des Materials entstehen Acetophenon, Cumylalkohol, α-Methylstyrol, Methan und Wasser als Spaltprodukte [Kus00]. Wasser und Methan diffundieren auf Grund ihres geringen Molekulargewichtes relativ schnell aus der Isolierung, während die ersten drei genannten lange in der Isolierung verbleiben können [ATAH90, SBW08]. Der Gehalt von Vernetzungsspaltprodukten eines neuen Mittelspannungskabels ist abhängig vom eingesetzten Compound,

den Vernetzungsparametern und den Lagerungsbedingungen zwischen Fertigstellung der Ader und dem Aufbringen des Kabelmantels [Kus00].

Wegen ihrer höheren WT-Resistenz wurde ab Mitte der 1980er Jahre die copolymere Isolierung eingeführt. Die Compounds für diese Isolierung bestehen aus einem Blend von LDPE, dem 2-5% eines Ethylen-Copolymers beigemischt sind. Zum Einsatz kommen Ethylen-Ethylacrylat, Ethylen-Butylacrylat und Ethylen-Vinylacetat. Neben Copolymeren werden alternativ auch nicht-flüchtige polare Additive eingesetzt. In beiden Fällen wird durch die polare Molekülstruktur der Copolymere oder Additive das Wasserbindungsvermögen der Isolierung erhöht und damit die Bildung von flüssigem Wasser in der Isolierung verzögert [Kus00].

Die höhere WT-Resistenz von Copolymer-Kabeln und Kabeln mit entsprechenden Additiven wurde mehrfach durch akzelerierte Alterungstests nachgewiesen, z. B. [Wal03, HHL+07, WS08, CBPC16]. Derartige Kabel und Compounds werden häufig mit den Bezeichnungen WTR(Water Tree retardant)-VPE oder TR(Tree retardant)-VPE versehen, wobei dabei nicht klar wird, ob Copolymere oder Additive eingesetzt wurden. Pelissou et al. [PHB+08] diskutieren Möglichkeiten, wie die Bezeichnung TR-VPE mit der Performance von Kabeln in akzelerierten Tests verknüpft werden könnte.

Vernetzungsspaltprodukte, Additive und Copolymere sind im Gegensatz zum reinen VPE polar und führen damit zu einer Erhöhung der Dielektrizitätszahl sowie der dielektrischen Verluste.

Gegen die thermische Alterung des VPE durch Autooxidation, d. h. die Reaktion mit Sauerstoff während der Herstellung und im Betrieb, welche den thermischen Abbau des VPE zur Folge hat, werden dem Compound Antioxidantien in geringen Gewichtsanteilen von 0,1% bis 0,5% beigemischt [KS03a, Thu12]. Eingesetzte Antioxidationsmittel werden zum Beispiel von Hill et al. [HTRL15] aufgelistet. Auf Grund der polaren Struktur der eingesetzten Antioxidationsmittel kann von einer Beeinflussung der dielektrischen Größen ausgegangen werden [Kus00]. Antioxidationsmittel können auch die Leitfähigkeit sowie das Trappingverhalten (Bildung von Raumladungen) in VPE beeinflussen [Hus11, und dort zitierte Quellen].

2.2 Water-Tree-Alterung der VPE-Isolierung

Water Treeing wird als der wichtigste Alterungsmechanismus in VPE-isolierten MS-Kabeln angesehen [Wer01]. Für Kabel der ersten Generation ist dieser in der Regel der lebensdauerbegrenzende Mechanismus. Thermische Alterung durch Oxidation ist darüber hinaus für Kabelstrecken mit hoher thermischer Belastung oder kurzzeitigen Übertemperaturbelastungen $> 90\,^{\circ}\mathrm{C}$ vorstellbar. Electrical Treeing, initiiert an leitfähigen Einschlüssen, an TE-behafteten Hohlräumen oder Leitschichtprotrusionen, kann auf Grund der hohen Qualitätsstandards und Qualitätssicherungssysteme, welche die Norm für moderne Mittelspannungskabel vorschreibt, praktisch ausgeschlossen werden. Electrical Treeing, initiiert an der Spitze von Water Trees, ist als sekundärer, zum Durchschlag führender Prozess anzusehen und steht als lokaler Schädigungsmechanismus nicht im Fokus der integralen Diagnostik. Dagegen können Degradationsprozesse der inneren Leitschicht, wie „environmental stress cracking“ (ESC) und „stress induced electrochemical degradation“ (SIED), ebenfalls als Initierungsprozesse für Water Treeing angesehen werden.

Water trees sind baum-, busch- oder farnförmige diffuse Strukturen, welche sich bei Vorhandensein von Wasser und einem elektrischen Wechselfeld vorzugsweise in Feldrichtung ausbreiten. Mikrokopisch werden Ansammlungen von Hohlräumen und ungeordneten „tracks“ im einstelligen oder Sub-Mikrometerbereich beobachtet [MMLB93].

Grundsätzlich können auf Grund ihres Initiierungspunktes und ihrer Form zwei Arten unterschieden werden: Vented Trees und Bow-tie Trees. Vented Trees werden an Störstellen und Inhomogenitäten an den Grenzflächen von Isolierung und Leitschichten initiiert. Bei alten zweifach-extrudierten Kabeln bietet die äußere graphitierte Leitschicht häufig gute Voraussetzungen für die Initiierung von Vented Trees. An der inneren Leitschicht können diese auch durch Degradationsprozesse innerhalb der Leitschicht, verursacht durch Korrosionsprodukte des Aluminiumleiters, erzeugt werden. Diese Degradationsprozesse werden durch die Theorien der SIED [Ste98, SK98] und des ESC [HKRL09] erklärt. Bow-tie Trees werden an Störstellen, Unreinheiten oder mikroskopischen Hohlräumen in der Isolierung initiiert. Sie Wachsen vom Initiierungspunkt in Richtung beider Leitschichten, was ihnen die namensgebende Form „Fliege“ (Bow-tie) verleiht. Insbesondere bei kleinen Bow-tie Trees werden dabei auch einflügelige Varianten beobachtet, d. h. Trees, die vom Initiierungspunkt nur in eine Richtung wachsen [Pax94].

WT-Initiierung und WT-Wachstum können als zwei getrennte Phasen angesehen werden. Nach einer gewissen Zeit, welche für die Initiierung des Trees benötigt wird, wächst dieser in der Wachstumsphase mit einer Geschwindigkeit, die mit der Länge des Trees abnimmt. Dabei wird speziell für Bow-tie Trees beobachtet, dass diese nach Erreichen einer maximalen Länge kaum noch erkennbares Wachstum zeigen [SS84, DF92]. Die beobachteten Wachstumsgeschwindigkeiten liegen für Vented Trees bei ca. 20 µm bis 500 µm pro Jahr [Ste89].

Es werden mehrere Theorien für Initiierung und Wachstum von Water Trees diskutiert, wobei davon ausgegangen wird, dass mehrere Ursachen zum Water Treeing beitragen können und Alterungsbedingungen (Alterungsparameter, Prüflingsgeometrie, Materialzusammensetzung und -Eigenschaften) eine nicht unwesentliche Rolle spielen [Ros98a]. Ein Überblick über die existierenden Theorien wird z. B. in [MSW98, Ros98a, Ros98b, Cri98] gegeben. Nach Muhr et al. [MSW98] können drei grundlegende Theorien, ausgehend von dem ihnen zugrunde liegenden Prozess beschrieben werden: Die *elektro-physikalische Theorie* geht von Wasseranreicherungen in der Nähe von Störstellen durch Dielektrophorese aus, wodurch sich wassergefüllte Mikrohohlräume bilden. Der hydrostatische Druck führt zur lokalen mechanischen Schädigung des Polymers in Form von Mikrocracks, an welchen sich der Prozess der Wasseranreicherung durch Dielektrophorese wiederholt. Die *elektro-chemische Theorie* sieht Water Treeing als einen Prozess lokaler Oxidation an, die durch elektrolytische Dissoziation von Wassermolekülen angeregt wird. Untersuchungen von Bulinski et al. [BCN+98] weisen jedoch darauf hin, dass Oxidation keinen wesentlichen Faktor bei der Entstehung von Water Trees darstellt. In der *elektro-mechanischen Theorie* wird die mechanische Überbeanspruchung des Polymers an wassergefüllten Mikrohohlräumen oder Mikrorissen durch die hohe elektrische Feldstärke im Bereich dieser Strukturen als Ursache angesehen, welche zum weiteren Wachstum der Struktur durch „Aufreißen“ des Polymers führt. Das später publizierte Modell von Crine und Jow [CJ04] [CJ05] basiert auf der Vergrößerung von zunächst sehr kleinen Nano-Hohlräumen (Hohlräume des freien Volumens in den amorphen Bereichen), die zum Aufbrechen von mo-

lekularen Bindungen führt. Diese Hypothese stützt sich auf die Beobachtung eines deutlichen Zusammenhangs zwischen WT-Länge und der Anzahl an Spannungsperioden.

Die Initiierung und das Wachstum von Water Trees wird durch eine ganze Reihe von Parametern (Alterungsparameter, Prüflingsparameter und Materialeigenschaften) beeinflusst. Auch hier wurden zu den zahlreichen experimentellen Beobachtungen bereits mehrfach Zusammenfassungen verfasst, z. B. in [Ste89, MSW98, Cri98, Cig12, SZA+16]. Die Ergebnisse sind für einige Parameter zum Teil widersprüchlich (und für Bow-tie und Vented Trees mitunter verschieden). Grundsätzlich wirken höhere Feldstärke und höhere Frequenz beschleunigend auf das WT-Wachstum. Das Vorhandensein einer Feuchtigkeit von $\gtrsim$ 65%RH kann als Voraussetzung für die Entstehung angesehen werden. Einige Untersuchungen zeigen, dass zusätzliche mechanische Beanspruchung die Bildung von Water Trees unterstützt. Erhöhte Temperaturen fördern das WT-Wachstum, wobei der Temperaturgradient oder Temperaturzyklen eine entscheidende Rolle spielen. Die Anzahl und Größe von Störstellen, die Menge und Art gelöster Ionen und die Qualität der Grenzflächen Leitscheit-Isolierung können ebenfalls entscheidende Einflussgrößen darstellen. Nicht zuletzt beeinflussen die Art, Morphologie und Zusammensetzung der Isolierung die Initiierung und das Wachstum von Water Trees (vgl. auch Abschnitt 2.1.3).

Der Mechanismus, der letztlich zum Durchschlag der Kabelisolierung führt, ist in den meisten Fällen die Entstehung eines Electrical Trees an der Spitze eines Vented Water Trees, verursacht durch die starke Feldüberhöhung in diesem Bereich. Der Electrical Tree wächst mit erheblich höherer Geschwindigkeit und führt in vergleichsweise kurzer Zeit zum Durchschlag. Darüber hinaus wurde auch beobachtet, dass Electrical Trees in der Nähe der Fußpunkte langer Vented Trees initiiert werden können [MS06]. Ebenfalls möglich ist die Entstehung eines Wärmedurchschlages, wenn Vented Trees die komplette Isolierung überbrücken [Cig12].

Die von Ross [Ros98a] und Kuschel [Kus00] zusammengefassten Veröffentlichungen zu den dielektrischen Eigenschaften von Water Trees zeigen, dass diese sich gegenüber dem ungeschädigten VPE durch eine leicht erhöhte Dielektrizitätszahl, eine deutlich höhere Leitfähigkeit und höhere sowie nichtlineare dielektrische Verluste auszeichnen. Starke WT-Schädigung äußert sich bei Kabeln (integral) durch höhere Verlustfaktoren und eine deutliche Nichtlinearität (d. h. einer Zunahme des Verlustfaktors mit der Spannung) [Wer01, Kus00, Hvi99]. Die Nichtlinearität wird von Hvidsten [Hvi99] damit erklärt, dass sich zwischen den wassergefüllten Hohlräumen eines Water Trees rissige Bereiche (oder kleine nm-dicke Kanäle, „Cracks“) befinden. Diese werden bei höherer Feldstärke durch elektrische Feldkräfte geöffnet und erlauben die Ausbreitung des Wassers in diesen Bereich. In den Kanälen fließt ein Ionenstrom zwischen den Hohlräumen, dem die zusätzlichen Verluste zugeschrieben werden. Die neun Jahre später publizierten Simulationsergebnisse von Dubickas und Edin [DE08] stützen diese Theorie.

Es ist bekannt, dass Water Trees in der Kabelisolierung bei längerer Lagerung unter trockenen Bedingungen austrocknen können, was zu einer Abnahme des Verlustfaktors führt [Wer01, Pax94, PPR91]. Selbst bei Feuchtigkeitszutritt zur Isolierung wurde nach längerer Zeit ohne Spannung eine Verringerung des Verlustfaktors beobachtet [KWX13].

Es existieren eine ganze Reihe von Verfahren für die Diagnose des Water Treeing in Mittelspannungskabeln. Eine gute Übersicht wird in der Cigre Brochure „Non-Destructive Water-Tree Detection in XLPE Cable Insulation“ [Cig12] gegeben. Auch die voraussichtlich 2019/20

erscheinende Cigre Brochure der aktuell arbeitenden Arbeitsgruppe B1.58 „Condition Assessment and Diagnostic Methods to support Asset Management of MV Cable Networks“, wird eine ausführliche Beschreibung aller Diagnoseverfahren für Mittelspannungskabel enthalten. Als Methode mit der häufigsten Anwendung und dem größten Angebot am Markt verfügbarer Geräte kann die spannungsvariable Messung des Verlustfaktors bei 0,1 Hz angesehen werden.

2.3 Dielektrische Antwort

In Anlehnung an die Systemtheorie beschreibt die dielektrische Antwort das zeitliche Verhalten eines Dielektrikums hinsichtlich Polarisation und Ladungsbewegung als Folge einer Anregung durch Änderung des elektrischen Feldes bis zum Erreichen eines Gleichgewichtszustandes. Die Betrachtung kann im Zeit- und Frequenzbereich erfolgen.

2.3.1 Zeitbereich

Wird ein Dielektrikum einer Feldstärke $E(t) = E_0$ für $t \geqslant 0$ und $E(t) = 0$ für $t < 0$ (Sprungfunktion) ausgesetzt, stellt sich eine Polarisation gemäß Gleichung 2.1 ein [Jon83]. Die Funktion $f(t)$ ist dabei definiert als Antwortfunktion der Polarisation auf eine elektrische Feldanregung in Form einer Deltafunktion ($\delta(t)$).

$$P(t) = \epsilon_0 E_0 \int_0^t f(\tau) d\tau \tag{2.1}$$

Die Funktion $f(t)$ steht in direktem Zusammenhang mit der Polarisationsstromdichte, welche sich bei einer sprungförmigen Feldanregung einstellt:

$$J_p(t) = \frac{dD(t)}{dt} + \kappa E_0 = \epsilon_0 E_0 \delta(t) + \epsilon_0 E_0 f(t) + \kappa E_0 \tag{2.2}$$

Der Term $\epsilon_0 E_0 \delta(t)$ repräsentiert die theoretisch unmittelbar zum Zeitpunkt $t = 0$ auftretende Verschiebungsstromdichte, die zur Aufladung der geometrischen (Vakuum-)Kapazität führt (sie wird im Folgenden vernachlässigt), und κE_0 repräsentiert die Leitungsstromdichte.

Wird die Spannung nun nach einer Ladezeit t_L wieder sprungförmig auf null gesetzt, was der Summierung einer Sprungfunktion mit der Amplitude $-E_0$ gleichkommt, setzt eine Depolarisationsstromdichte ein, welche in der gleichen Weise durch die dielektrische Antwort beschrieben wird [Kus00]:

$$J_d(t) = \epsilon_0 E_0 (-f(t) + f(t - t_L)) \tag{2.3}$$

Wie in Gleichung 2.3 ersichtlich, überlagern sich nun die Antworten beider Anregungen. Bei einer hinreichend langen Ladezeit kann der zweite Term jedoch vernachlässigt werden. Auf Grund der nun nicht mehr vorhandenen Feldstärke verschwindet der Term κE_0 ebenfalls.

An einem Kabel, welches vereinfacht als Zylinderkondensator der Länge l betrachtet werden kann, stellt sich eine ortsabhängige Feldstärke $E_0(r) = \frac{U}{r \ln(r_a/r_i)}$ und damit die ortsabhängige Depolarisationsstromdichte $J_d(t, r)$ ein, dabei sind r_i der innere und r_a der äußere Radius des Kondensators. Der am Kabel gemessene Depolarisationsstrom $i_d(t)$ ergibt sich

durch Multiplikation[1] über eine beliebige Zylinderfläche $F_z(r_f) = 2\pi r_f l$ mit dem Radius r_f ($r_i < r_f < r_a$):

$$i_d(t) = F_z(r_f) \cdot J_d(t, r_f) = 2\pi r_f l \cdot \frac{U}{r_f \ln(\frac{r_a}{r_i})} \cdot \epsilon_0 \cdot -f(t) = -C_0 \cdot U \cdot f(t) \tag{2.4}$$

$C_0 = \frac{2\pi\epsilon_0 l}{\ln(r_a/r_i)}$ ist dabei die geometrische Kapazität des Zylinderkondensators. Es zeigt sich, dass der Vergleich der Depolarisationsströme verschiedener Kabelprüflinge nur unter Berücksichtigung der geometrischen Kapazität der Prüflinge möglich ist.

2.3.2 Frequenzbereich

Mit der dielektrischen Funktion $\epsilon(t) = \int_0^t f(\tau)d\tau$ kann Gleichung 2.1 auch wie folgt geschrieben werden.

$$P(t) = P_\infty + \epsilon_0 E_0 \epsilon(t) \tag{2.5}$$

P_∞ ist dabei die praktisch augenblicklich einsetzende Verschiebungspolarisation (Atompolarisation) [KS03b]. Durch Fouriertransformation in Gleichung 2.6 erhält man $\epsilon^*(\omega)$.

$$\epsilon^*(\omega) = \epsilon'(\omega) - i\epsilon''(\omega) = \epsilon_\infty - \int_0^\infty \frac{d\epsilon(t)}{dt} \exp(-i\omega t)dt \tag{2.6}$$

Die komplexe Funktion $\epsilon^*(\omega)$ beschreibt das Verhalten der Polarisation als Folge einer Anregung mit der sinusförmigen Feldstärke der Frequenz ω. $\epsilon''(\omega)$ ist proportional zur Energie-Dissipation („dielektrische Verluste“) pro Spannungsperiode und $\epsilon'(\omega)$ proportional zur gespeicherten Energie pro Spannungsperiode [KS03b]. Das Verhältnis aus beiden ist der Verlustfaktor ($\tan\delta$). Der Winkel δ ist dabei die durch $\epsilon''(\omega)$ verursachte Verringerung der Phasenverschiebung zwischen Strom und Spannung ($90° - \delta$). Da der unweigerlich bei Anlegen einer Spannung fließende Leitungsstrom eine zusätzliche Phasenverschiebung verursacht, muss dies für den messtechnisch erfassbaren Verlustfaktor durch einen weiteren Term $\frac{\kappa}{\omega\epsilon_0\epsilon'(\omega)}$ berücksichtigt werden und man erhält die vollständige Darstellung in Gleichung 2.7.

$$\tan\delta(\omega) = \frac{\epsilon''(\omega)}{\epsilon'(\omega)} + \frac{\kappa}{\omega\epsilon_0\epsilon'(\omega)} \tag{2.7}$$

Dominieren die Leitfähigkeitsverluste ($\frac{\kappa}{\omega\epsilon_0} > \epsilon''(\omega)$), wird dies durch einen Verlauf des Verlustfaktors proportional ω^{-1} und einen konstanten Verlauf der Kapazität ersichtlich.

2.3.3 Die „Universal Dielectric Response“ als analytische Beschreibung der dielektrischen Antwort

Durch die Theorie der „Universal Dielectric Response“ nach Jonscher [Jon96, Jon92] kann die dielektrische Antwort von Feststoffdielektrika gut beschrieben werden. Dies wurde für VPE-Kabel z. B. von Scarpa et al. [SSDG96], von Leguenza et al. [LRG04] und von Thomas und

[1] Eigentlich müsste eine Integration durchgeführt werden, aber $J_d(t, r)$ ist bei festem $r = r_f$ auf der gesamten Zylinderfläche gleich groß.

Saha [TS05] vorgenommen. Die Theorie beschreibt dabei vier verschiedene Formen: „near-Debye“, „diplor loss peak“, „flat loss“, „low frequency dispersion“. Die erste Form ,„near-Debye“, ist für die Messungen in der vorliegenden Arbeit nicht relevant und wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Das Verhalten wird in den Abbildungen 2.3 bis 2.5 für den Frequenzbereich gezeigt. Dargestellt ist jeweils der Real- und Imaginärteil der Suszeptibilität $\chi^*(\omega)$. Dabei gilt $\chi''(\omega) = \epsilon''(\omega)$ und $\chi'(\omega) = \epsilon'(\omega) - \epsilon_{HF}$. ϵ_{HF} steht für den Anteil von $\epsilon'(\omega)$, welcher nicht dem (Polarisations-)Prozess des betrachten Frequenzbereiches zuzuordnen ist, sondern bei höheren Frequenzen stattfindet. Im Folgenden werden einige Sachverhalte diskutiert, die für die Interpretation der an Kabelprüflingen aufgenommenen Messungen des Verlustfaktors und der Kapazität wichtig sind. Es gelten folgende Zusammenhänge (bei Nicht-Berücksichtigung der Leitfähigkeitsverluste: $\frac{\kappa}{\omega\epsilon_0\epsilon'(\omega)} = 0$):

$$\tan\delta(\omega) = \frac{\epsilon''(\omega)}{\epsilon'(\omega)} = \frac{\chi''(\omega)}{\chi'(\omega) + \epsilon_{HF}} \tag{2.8}$$

$$C(\omega) = \epsilon'(\omega)C_0 = (\chi'(\omega) + \epsilon_{HF})C_0 \tag{2.9}$$

Das Verhalten eines Systems, bei welchem dipolare Prozesse dominieren, zeigt einen Verlustpeak von $\chi''(\omega)$ bei einer charakteristischen Frequenz ω_p (Abbildung 2.3). Bei Frequenzen $\omega \ll \omega_p$ ist die gemessene Kapazität konstant und $\tan\delta$ proportional ω^m $(0 < m < 1)$. Oberhalb des Verlustpeaks $(\omega \gg \omega_p)$ verlaufen $\chi'(\omega)$ und $\chi''(\omega)$ parallel. Es gilt $\chi'(\omega) = A \cdot \omega^{n-1}$ und $\chi''(\omega) = A \cdot \omega^{n-1} \cdot \cot(\frac{n\pi}{2})$ (A ist eine Konstante) und $0,5 \leqslant n \leqslant 0,9$. Damit ergibt sich nach Einsetzen in Gleichung 2.8 und einer Umformung für den Verlustfaktor $\tan\delta(\omega) = \frac{A\cot(\frac{n\pi}{2})}{A + \epsilon_{HF}\omega^{-(n-1)}})$ (vgl. auch Heizmann [Hei94, S. 37-38]). Oberhalb einer gewissen Frequenz gilt $A \ll \epsilon_{HF}\omega^{-(n-1)}$ $(0,5 \leqslant n \leqslant 0,9)$, und der Verlustfaktor zeigt mit $\tan\delta = \frac{A\cot(\frac{n\pi}{2})}{\epsilon_{HF}}\omega^{n-1}$ einen zu χ'' bzw. χ' parallelen Verlauf. Die Kapazität nimmt bei Frequenzen $\omega \gg \omega_p$ den konstanten Wert $C_\infty = \epsilon_{HF}C_0$ an.

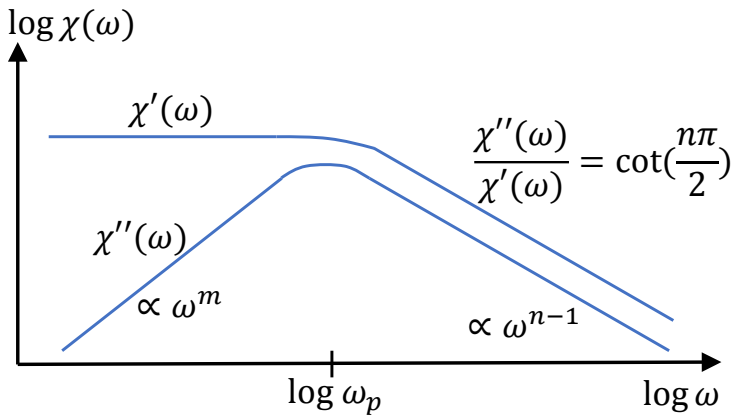


Abbildung 2.3: Frequenzbereichsdarstellung der „Universal Dielectric Response“ für dipolare Prozesse, nach Jonscher [Jon92]

In einem System, bei dem freie Ladungsträger für die Verluste verantwortlich sind („carrier-dominated system“), ist oberhalb einer charakteristischen Frequenz ω_c (d. h. $\omega \gg \omega_c$) ein

Verhalten zu beobachten, welches dem für dipolare Prozesse (siehe oben) oberhalb von ω_p entspricht. Unterhalb von ω_c ergeben sich ebenfalls Verläufe der Form $\chi'(\omega) = A \cdot \omega^{n-1}$ und $\chi''(\omega) = A \cdot \omega^{n-1} \cdot \cot(\frac{n\pi}{2})$. Der Unterschied ist jedoch, dass n jetzt im Bereich $0 < n < 0,5$ liegt. In diesem Bereich für n ist $\cot(\frac{n\pi}{2}) > 1$, und damit wird $\chi''(\omega) > \chi'(\omega)$, wie in Abbildung 2.4 ersichtlich. Nach Einsetzen von χ' und χ'' in Gleichung 2.8 und Umformung ergibt sich wieder $\tan\delta(\omega) = \frac{A\cot(\frac{n\pi}{2})}{A + \epsilon_{HF}\omega^{-(n-1)}}$. Mit $0 < n < 0,5$, d. h. $-(n-1) > 0,5$, gilt bei Frequenzen $\omega \ll \omega_c$, dass $A \gg \epsilon_{HF}\omega^{-(n-1)}$, so dass $\tan\delta$ den konstanten Wert $\tan\delta = \cot(\frac{n\pi}{2})$ annimmt. Im Frequenzbereich um ω_c muss $\tan\delta$ jedoch mit abnehmender Frequenz steigen. Für die Kapazität ist bei Frequenzen $\omega \ll \omega_c$ $C(\omega) = A \cdot \omega^{n-1} \cdot C_0$, da $A \cdot \omega^{n-1} \gg \epsilon_{HF}$ ist, d. h. es ist ein Anstieg der Kapazität mit abnehmender Frequenz zu beobachten, der keine Sättigung erreicht. Man spricht auch von „low frequency dispersion“ (LFD) [Jon95, DH84].

Der dritte Fall „flat loss“ (Abbildung 2.5, siehe auch [Jon99]), welcher das Verhalten von „low-loss“-Materialien (wie reinem PE) beschreibt, ergibt einen nahezu konstanten Verlauf von Kapazität und Verlustfaktor über der Frequenz. Dabei gilt $n \to 1$ und $\cot(\frac{n\pi}{2}) \to 0$ und $\tan\delta(\omega) = \frac{A\cot(\frac{n\pi}{2})}{A + \epsilon_{HF}\omega^{-(n-1)}})$ wird zu $\tan\delta(\omega) = \frac{A\cot(\frac{n\pi}{2})}{A + \epsilon_{HF} \cdot 1}$ und ist damit praktisch konstant.

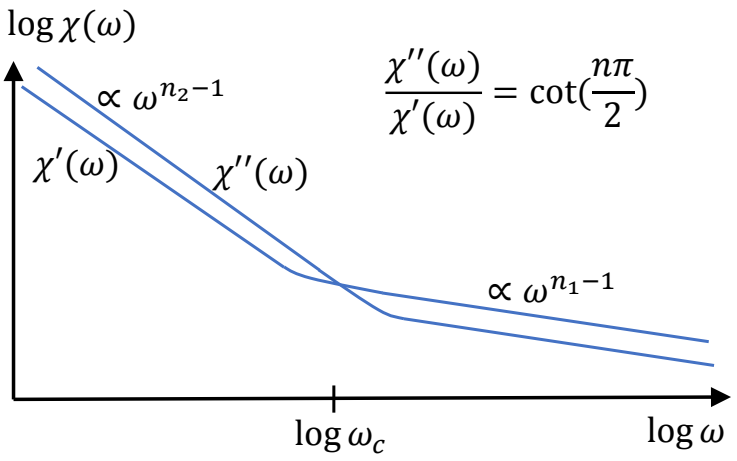


Abbildung 2.4: Frequenzbereichsdarstellung der „Universal Dielectric Response“ für LFD, nach Jonscher [Jon92]

Im Zeitbereich, d. h. bei der Betrachtung des Depolarisationsstromes, sind die drei Formen etwas einfacher zu interpretieren, da der gemessene Depolarisationsstrom direkt proportional zur dielektrischen Antwort ist. Abbildung 2.6 zeigt den Verlauf für die drei verschieden Formen im Zeitbereich. Der erste und zweite Fall ergibt jeweils einen Verlauf $\propto t^{-n}$ für kleine Zeiten $t \ll \tau$ ($\tau = 1/\omega_p$ bzw. $\tau = 1/\omega_c$). Für ein dipolares System wird der Verlauf oberhalb von τ steiler, im Falle von LFD oberhalb von τ flacher. Für „flat loss“-Systeme ergibt sich ein Verlauf $\propto t^{-1}$ im gesamten Zeitbereich. In Abbildung 2.6 ist zum Vergleich auch die dielektrische Antwort eines dipolaren Systems nach Debye dargestellt: $f(t) \propto \exp(-t/\tau)$, die jedoch für

Polymere nicht beobachtet wird. Diese bilden im Frequenzbereich im Falle eines dipolaren Verhaltens in der Regel deutlich breitere Verlustmaxima aus [BB05]. Die Abhängigkeit $i(t) \propto t^{-n}$ $(0 < n < 1)$ wird auch als Curie-von Schweidler-Gesetz bezeichnet [Cur89, Sch07].

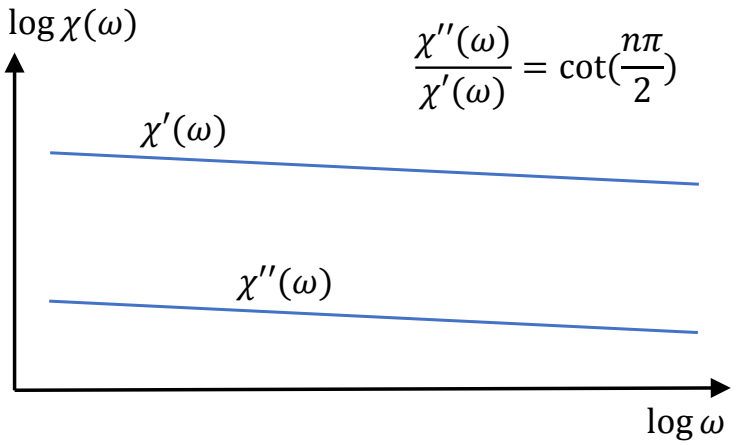


Abbildung 2.5: Frequenzbereichsdarstellung der „Universal Dielectric Response“ für „flat loss“, nach Jonscher [Jon92]

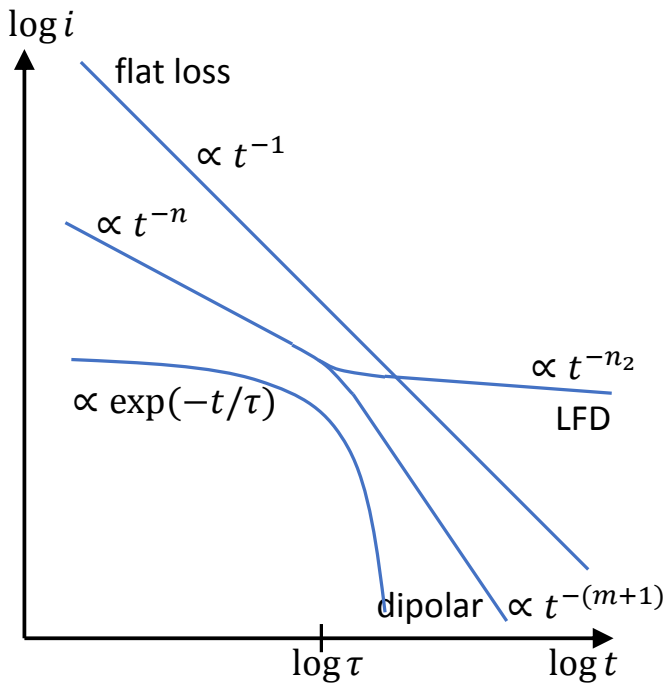


Abbildung 2.6: Zeitbereichsdarstellung der „Universal Dielectric Response“, nach Jonscher [Jon92]

2.4 Inhaltlicher Überblick über weitere theoretische Vorbetrachtungen in der Arbeit

Im den Kapiteln 4, 5, 7 und 8 werden weitere theoretische Grundlagen sowie Literaturüberblicke für den jeweils behandelten Sachverhalt dargestellt. Dieser Abschnitt gibt dazu eine kurze inhaltliche Übersicht.

Abschnitt 4.1 fasst die Ergebnisse aus der Literatur zu WT-Analysen an dreifach-extrudierten VPE-isolierten Mittelspannungskabeln nach beschleunigter Alterung im Labor oder nach Alterung im Netz zusammen.

Abschnitt 5.1 beschreibt die grundsätzliche Form der dielektrischen Antwort VPE-isolierter Mittelspannungskabel anhand von in der Literatur dokumentierten Messungen im Zeit- und Frequenzbereich. Dabei wird insbesondere der Einfluss der Vernetzungsspaltprodukte diskutiert.

In Abschnitt 7.1.1 wird der Einfluss der Temperatur auf die dielektrische Antwort VPE-isolierter Mittelspannungskabel behandelt. Das Zeit-Temperatur-Superpositionsprinzip wird ergänzend dazu zu Beginn des Abschnitts 7.1.2 erklärt.

Abschnitt 7.2.1 beschriebt die Diffusion von Wasser in die VPE-Isolierung und die in der Literatur dokumentierten Ergebnisse zur Wirkung von Wasser in der Isolierung auf die dielektrische Antwort.

Abschnitt 7.3.1 behandelt den Forschungsstand zu dielektrischen Verlusten in Mittelspannungskabelgarnituren und deren Einfluss auf Vor-Ort-Verlustfaktormessungen. Die vereinzelten Nachweise in der Literatur zum Einfluss äußerer Teilentladung und zum Einfluss von Oberflächenströmen bei hoher Luftfeuchte auf Vor-Ort-Verlustfaktormessungen an Kabelstrecken sowie dazugehörige theoretische Überlegungen können den Abschnitten 7.4.1, 7.4.3, 7.5.1 und 7.5.2 entnommen werden.

Abschnitt 8.1 präsentiert einen Literaturüberblick zur Wirkung von WT-Alterung im Labor und im Netz auf die dielektrische Antwort.

3 Untersuchungsmethodik

Dieses Kapitel beschreibt die eingesetzte Mess- und Versuchstechnik sowie die Präparierung von Kabelproben, Isolierstoffproben und Kabelstrecken für die durchgeführten Untersuchungen.

3.1 Untersuchungen an Kabel- und Isolierstoffproben im Labor

Ein Großteil der Untersuchungen erfolgten im Labor an neuen und aus dem Netz entnommenen Kabelproben sowie Proben aus der Isolierung dieser Kabel. Die folgenden Abschnitte beschreiben die Herstellung der Kabel- und Isolierstoffproben und die durchgeführten Untersuchungen an diesen Proben.

3.1.1 Präparation von Kabelproben für dielektrische Untersuchungen

Die gelieferten Kabelproben wurden zunächst mit einer eindeutigen Kennung versehen. Diese setzt sich aus einem von der Netzregion abhängigen Buchstaben, gefolgt von einer Nummer für die Prüflingsgruppe (eine Gruppe besteht in der Regel aus den verseilten drei Phasen, welche grundsätzlich gemeinsam entnommen wurden) und einer durch Bindestrich abgetrennten Nummer für den einzelnen Kabelprüfling (z. B. E11-1). Wurde der Kabelprüfling vor der Untersuchung noch einmal geteilt, so wurde jeweils eine weitere Zahl an die beiden Teile angehängt (z. B. E2-3-1). Die Kabelprüflinge der Gruppe Z1 wurden durch den Kabelhersteller *E* zur Verfügung gestellt. Alle anderen Proben stammen aus dem MS-Netz der EWE NETZ GmbH oder wurden im Fall von neuen Kabeln aus dessen Lagerbeständen zur Verfügung gestellt. Alle betriebsgealterten Kabelproben wurden bis auf die Prüflingsgruppen V1 und V2 bei Stilllegungen oder Umbauten von Kabelstrecken entnommen. Keine der untersuchten Kabelproben wurde auf Grund von inneren Kabelfehlern entnommen. Bei allen untersuchten Kabeln handelt es sich um dreifachextrudierte, trockenvernetzte, VPE-isolierte 12/20 kV-Mittelspannungskabel mit mehrdrähtigem Aluminiumleiter, mehrdrähtigem Kupferschirm und PE-Mantel ohne Quer- oder Längswasserdichtigkeit (VDE-Kennung: NA2XS2Y). Die Leiterquerschnitte der untersuchten Kabelprüflinge betragen 95 mm^2, 120 mm^2, 150 mm^2 und 240 mm^2, wobei die mittleren beiden mit Abstand am häufigsten vertreten sind.

Die Kabel wurden mit Aufschiebeendverschlüssen und so genannten Messspalten versehen. Die Messpalte entkoppeln durch Herstellung einer Schutzringelektrodenanordung das Kabel dielektrisch von den Endverschlüssen. Der Aufbau eines Messspaltes wird in Abbildung 3.1 gezeigt. Diese Konstruktion besteht aus einer schmalen Unterbrechung der Leitschicht. Über diese wird eine isolierende (PTFE-Band) und eine leitfähige (leitfähiges EPR-Band, kontaktiert mit der Endverschluss-seitigen Leitschicht) Schicht gewickelt. Über einen auf das leitfähige EPR-Band gewickelten Draht, der nach außen geführt wird (Guardanschluss), kann die

Schutzringelektrode geerdet werden. Die Konstruktion ist den von Kuschel [Kus00] und Werelius [Wer01] verwendeten sehr ähnlich. Ein Foto eines so präparierten Prüflingsendes ist in Abbildung 3.2 zu sehen.

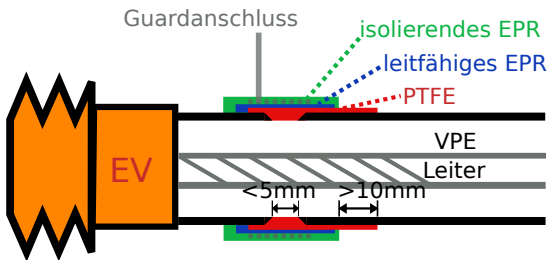


Abbildung 3.1: Prinzipzeichnung des Aufbaus eines Messspaltes

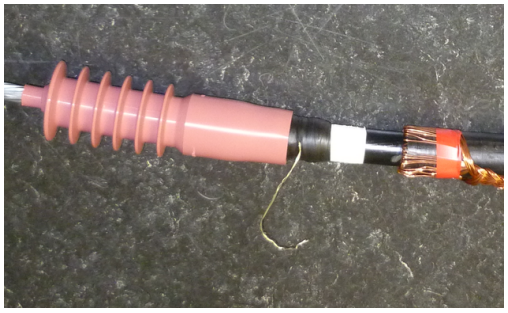


Abbildung 3.2: Prüflingsende mit Messspalt und Endverschluss

Die Qualität der Montage von Endverschlüssen und Messspalten wurde durch eine Isolationswiderstandsmessung der Messspalte und eine TE-Messung des Kabelprüflings überprüft. Die Isolationswiderstände der Messspalte wurden bei 300 V mit dem MIT1525 von Megger überprüft. Die Messspaltwiderstände lagen für alle Kabelprüflinge bei $> 500\,\mathrm{G\Omega}$. Die TE-Messung erfolgte mit dem MPD540 (Omicron) unter Verwendung eines 1 nF-Koppelkondensators (H+H) mit integriertem Ankoppelvierpol. Eine hundertprozentige TE-Freiheit der Messspalte bis zur maximalen Messspannung von 24 kV konnte für die meisten Kabelprüflinge nicht erzielt werden. Der Großteil der Kabelprüflinge wies einen TE-Einsatz bei Spannungen $> 12\,\mathrm{kV}$ mit TE-Pegeln von 10 pC bis 50 pC bei 24 kV auf. Ein Einfluss des TE-Einsatzes am Messspalt auf die $\tan\delta$-Messungen bei 0,1 Hz konnte jedoch nicht beobachtet werden.

Die Kabelprüflinge wurden vor den integralen Diagnosemessungen einer betriebsähnlichen Spannungsbelastung (12 kV, 50 Hz) für mindestens 50 h unterzogen (Konditionierung). Ein nennenswerter Einfluss dieser Konditionierung auf die Messungen konnte allerdings nicht festgestellt werden. Die Kabelprüflinge wurden zwischen den Messungen grundsätzlich trocken, geschützt vor Sonnenlicht, bei Raumtemperatur und im Kurzschluss gelagert. Vor den im Folgenden beschriebenen Messungen wurden die Kabelprüflinge mindestens 3 h im jeweiligen temperierten Laborraum gelagert, um sicherzustellen, dass das Kabeldielektrikum die Messtemperatur (19 °C bis 21 °C) annimmt.

3.1.2 Messungen des Verlustfaktors und der Kapazität

Für die Messung des Verlustfaktors und der Kapazität im Labor wurde das bereits in den 1990er Jahren an der TU Berlin entwickelte digitale Verlustfaktormesssystem LDV-5 verwendet. Die Funktionsweise des Systems (in einer frühen Version) wurde von Kaul et al. [KPK93] publiziert. Die prinzipielle Funktionsweise wird auch in [HL14, S. 244ff] beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung ist auch bei Kuschel [Kus00] zu finden. Das System besteht aus zwei Stromsensoren, die die Ströme durch den Prüfling und einen parallel liegenden Referenzkondensator zeitsynchron aufzeichnen. Über Phasen- und Amplitudenvergleich der beiden Stromsignale werden Verlustfaktor und Kapazität bestimmt. Diese Auswertung erfolgt in einem Digitalen Signalprozessor (DSP), welcher über Glasfaser und damit potenzialfrei mit den

Sensoren kommuniziert. Der DSP übernimmt auch die Ansteuerung des Hochspannungsfunktionsgenerators, wobei der Start der Spannungsperiode und der Start der Messung durch die Sensoren über den DSP synchron getriggert werden. Die synchrone Ansteuerung von Hochspannungsfunktionsgenerator und Sensoren ist optional (es kann auch jede beliebige externe Quelle nicht synchron verwendet werden), erlaubt jedoch die automatisierte softwaregesteuerte Messung unterschiedlicher Spannungs- oder Frequenzwerte hintereinander und damit z. B. die Aufnahme eines Frequenzgangs. Darüber hinaus wird automatisch der optimale Messbereich für die Sensoren ausgewählt, der sich aus dem Produkt von Spannungsamplitude und Kapazität des Prüflings ergibt. Das Messsystem kann in einem Frequenzbereich von 1 mHz bis 10 kHz arbeiten. Eine schematische Darstellung des Messsystems zeigt Abbildung 3.3. Die Sensoren wurden einmal jährlich kalibriert. Dafür werden die beiden Sensoren in Reihe geschaltet und für jede Messbereichskombination und ausgewählte Frequenzen die sensoreigenen Amplituden- und Phasenabweichungen aufgenommen und in einer Kalibrierdatei abgespeichert. Diese wird zur automatischen Korrektur der Werte bei späteren Messungen verwendet. Das Messsystem benötigt drei Perioden, um einen Messwert zu generieren. Wird eine längere Messzeit eingestellt als für drei Perioden notwendig, ermittelt das System innerhalb der folgenden drei Perioden eine neuen Messwert und gibt diesen aus.

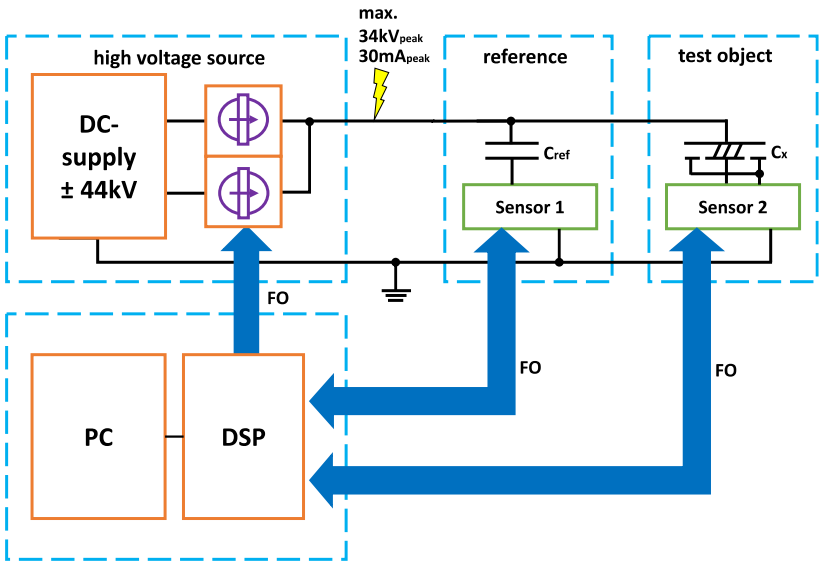


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung der frequenzvariablen Verlustfaktor- und Kapazitätsmesseinrichtung mit synchroner Ansteuerung des Hochspannungsfunktionsgenerators nach [Kus00]

Für die Erzeugung der sinusförmigen Messspannung standen zwei Generatoren zur synchronen Ansteuerung über den DSP zur Verfügung. Der in Abbildung 3.3 angedeutete Generator kann Spannungen bis 24 kV liefern und wurde für die meisten der in dieser Arbeit dokumentierten Messungen an Kabel- und Garniturenprüflingen verwendet. Der Generator besteht aus einem bipolaren Hochspannungsverstärker, welcher im Rahmen der Diplomarbeit von Pepper [Pep94] entwickelt und später durch eine digitale Ansteuerung erweitert wurde. Darüber hinaus wurde für die Messungen in Abschnitt 7.1.2 ein prinzipiell baugleicher portabler Generator verwendet, welcher jedoch nur Spannungen bis 2,5 kV liefern kann. Für die spannungs-

variablen Messungen bei 0,1 Hz in Abschnitt 7.1.2 und Abbildung 7.15 wurde die portable VLF-Quelle HVA60 von b2 verwendet (kein synchroner Messbetrieb).

Für die Messungen kamen zwei verschiedene Referenzkondensatoren zum Einsatz. Standardmäßig wurde ein Pressgaskondensator von Hartmann & Braun (H&B) mit einer Kapazität von 103,48 pF verwendet. Nur bei Messungen, welche mit dem portablen 2,5 kV-Generator oder dem HVA60 (von b2) durchgeführt wurden, kam ein 100 pF-Pressgaskondensator von Tettex zur Anwendung. Für eine Vergleichbarkeit der Messungen muss sichergestellt werden, dass beiden Kondensatoren einen identischen (möglichst kleinen) Verlustfaktor aufweisen. Abbildung 3.4 zeigt dafür die Messung des $\tan\delta$ mit den beiden Pressgaskondensatoren, wobei der H&B-Kondensator als Referenz und der Tettex-Pressgaskondensator als Prüfling fungierte. Ebenfalls in Abbildung 3.4 dargestellt ist die Verlustfaktorkurve für den Fall, dass beide Sensoren an einem der beiden Pressgaskondensatoren in Reihe angeschlossen werden. Diese Kurve stellt also den sensoreigenen Messfehler dar, welcher sich im Bereich von -2×10^{-6} bis 2×10^{-6} bewegt und damit vernachlässigbar ist. Bei der Vergleichsmessung der beiden Pressgaskondensatoren ist jedoch eine negative Abweichung für Frequenzen < 200 mHz festzustellen. Demzufolge weist der Tettex Pressgaskondensator in diesem Bereich geringere Verluste auf als der H&B-Pressgaskondensator. Die Abweichung erreicht bei 50 mHz, 20 mHz und 10 mHz jeweils etwa Werte von -1×10^{-5}, -2×10^{-5} und -3×10^{-5}. Um eine Vergleichbarkeit der Messungen mit beiden Pressgaskondensatoren bis auf eine Unsicherheit von $\pm 1 \times 10^{-5}$ sicherzustellen, wurden alle Messungen, welche mit dem H&B-Pressgaskondensator durchgeführt wurden, bei den drei angegebenen Frequenzen um die genannten Werte nach oben korrigiert.

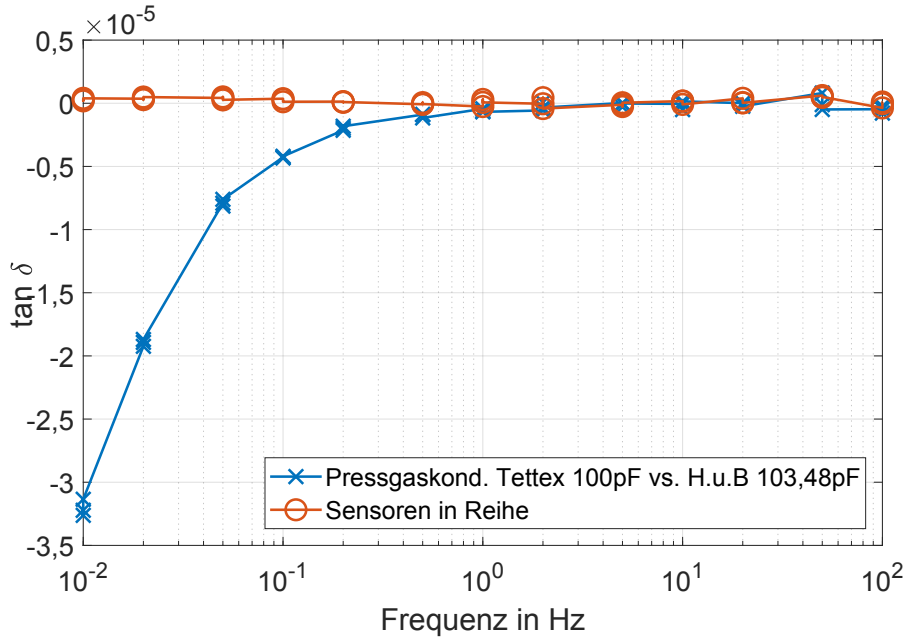


Abbildung 3.4: Messung der sensoreigenen Abweichung (Sensoren in Reihe) und der Vergleich der beiden verwendeten Pressgaskondensatoren (Tettex 100 pF und Hartmann & Braun 103,48 pF) bei 20 kV

Wie Werelius [Wer01, S. 77-78] zeigt, kann die kapazitive Überkopplung von der Hochspannungsseite auf den Messbelag (Kabelschirm zwischen den Messspalten) zu einer leichten

Phasendrehung des gemessenen Stromes führen. Um dies zu verhindern, wurden die Kabelenden durch geerdete Metallbleche geführt. Die Guardelektroden wurden über diese Bleche ebenfalls geerdet. Den prinzipiellen Aufbau zeigt dazu Abbildung 3.5.

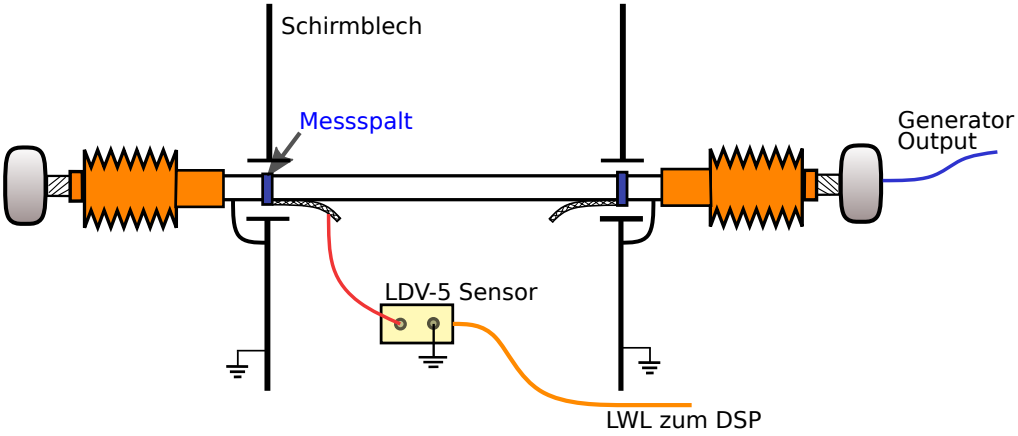


Abbildung 3.5: Prinzipieller Aufbau zur geschirmten tan δ-Messung eines Kabelprüflings

Alle Messungen, mit Ausnahme der Messungen zur Untersuchung der Temperaturabhängigkeit in der Klimakammer (alle Messungen in Abschnitt 7.1 sowie Messungen in Abbildung 7.15), wurden in einem temperierten Laborraum bei 19 °C bis 21 °C und $< 60\%$ relativer Luftfeuchte durchgeführt.

Im Rahmen der Arbeit werden zwei Arten von Verlustfaktormessungen behandelt:

- die frequenzvariable Messung bei einer Spannung von 2 kV im Frequenzbereich von 0,01 Hz bis 100 Hz, wobei die Frequenzwerte in absteigender Reihenfolge (beginnend mit der höchsten Frequenz) durchlaufen wurden.

- die spannungsvariable Messung bei 0,1 Hz bei Spannungen von 1 kV bis 24 kV, wobei die Spannung für jeden Messwert beginnend mit 1 kV um jeweils 1 kV erhöht wurde. Nach Erreichen der maximalen Spannung von 24 kV wurden die Spannungsstufen erneut in absteigenden Schritten von 1 kV durchlaufen. Die Spannung wurde für 60 s (6 Perioden) in jeder Spannungsstufe gehalten. Der Messwert wird in den letzten 3 Perioden generiert. Bei einzelnen Prüflingen waren es jedoch nur 30 s (3 Perioden), wobei der Messwert in diesen drei Perioden generiert wird. An den entscheidenden Stellen in der Auswertung wird darauf gesondert hingewiesen.

Wie der Autor in [FPKK15] gezeigt hat, können niederfrequente Spannungsbelastungen mit hinreichender Amplitude durch Raumladungsbildung zu einer nennenswerten Vergrößerung des Verlustfaktors bei Kabeln mit copolymerer Isolierung führen. Für die relativ geringe Spannungsbelastung bei der Messung mit 2 kV konnten derartige Verlustfaktoränderungen jedoch nicht beobachtet werden, allerdings traten diese für Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz auf (vergleiche auch Abschnitt 5.2.2). Um bei nachfolgenden Messungen reproduzierbare Ergebnisse zu erhalten, wurden die Prüflinge, sofern bei einer Messung eine Verlustfaktoränderung auftrat, in einer Klimakammer bei 70 °C für mindestens 3 h im Kurzschluss geheizt. Dadurch konnte die beobachtete Verlustfaktoränderung zurückgebildet werden. Die Verlustfaktoränderung durch

niederfrequente Spannungsbelastung führt dazu, dass bei plötzlicher Steigerung der Spannung eine Art „Einlaufen“ des $\tan\delta$ (und der Kapazität) auf einen bestimmten Wert festzustellen ist. Beispielhaft zeigt dies Abbildung 3.6 für eine 0,1 Hz-Sinusspannung mit $U_{\text{eff}} = 20\,\text{kV}$. Der Verlustfaktor ändert sich zunächst schnell und erreicht einen Sättigungswert. Daher muss grundsätzlich die Messdauer in der aktuellen und den vorherigen Spannungsstufen für die Interpretation der Werte berücksichtigt werden.

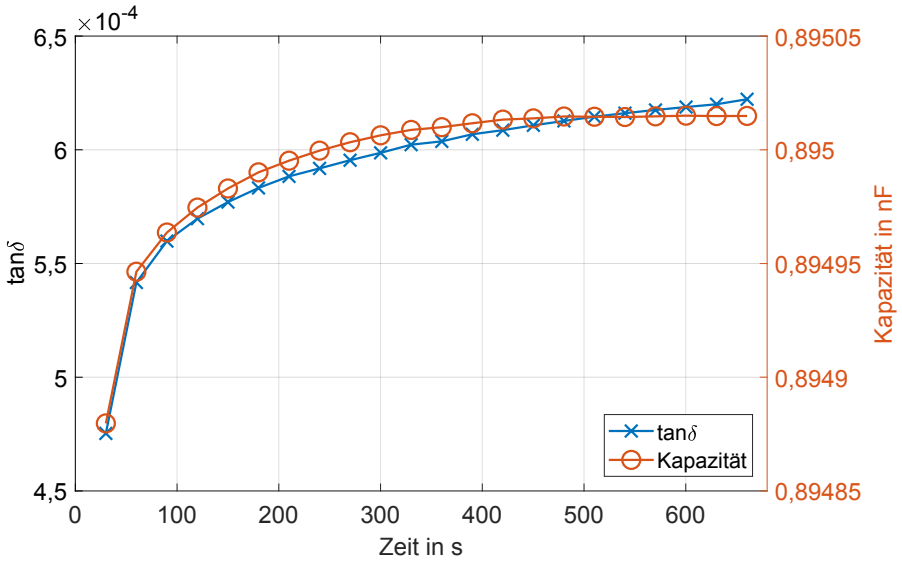


Abbildung 3.6: Entwicklung des gemessenen $\tan\delta$ am Kabelprüfling V1-3 bei Anlegen einer sinusförmigen Spannung mit 0,1 Hz und 20 kV; der erste Messwert wird erst nach drei Perioden (30 s) aufgezeichnet. Während dieser ersten drei Perioden hat sich der Verlustfaktor vermutlich bereits verändert.

3.1.3 Messungen des Depolarisationsstromes

Für die Messungen des Depolarisationsstromes wurde von Klemm [Kle16] ein neues System entwickelt. Die grundlegende Struktur wurde an das bereits von Kuschel [Kus00] verwendete System angelehnt. Kern des Systems ist ein Elektrometer vom Typ 6517B von Keithley, welches die eigentliche Strommessung vornimmt. Weiterhin sind eine DC-Hochspannungsquelle vom Typ HCE35-35000 von FuG sowie eine Schaltung mehrerer Hoch- und Niederspannungsrelais zur Herstellung der unterschiedlichen Zustände Laden (Polarisieren), Kurzschließen (Entladen der geometrischen Kapazität), Messen (Depolarisieren) enthalten. Abbildung 10.1 zeigt die Topologie des Messsystems. Die Steuerung des Systems sowie die Aufnahme der Messwerte erfolgt mittels LabView durch einen PC.

Die Messung des Depolarisationsstroms erfolgt über den Messbelag des Kabelprüflings (Schirmbereich zwischen den beiden Messspalten). Der Kabelschirm befindet sich elektrisch ungeschirmt unter dem Kabelmantel. Jegliche kapazitive Einkopplung wäre ohne zusätzliche Schirmung dem zu messenden Stromsignal überlagert. Aus diesem Grund wird der zu untersuchende Kabelprüfling zwischen einer geerdeten Bodenplatte und einem geerdeten Metallgitter über dem Kabelprüfling isoliert aufgestellt (Abbildung 3.7). Die Guardelektroden der Mess-

spalte wurden über das Metallgitter geerdet. Kapazitive Einkopplungen sind zwar grundsätzlich Mittelwert-frei, sodass sich das eigentliche Stromsignal durch Mittelwertbildung rekonstruieren ließe, jedoch erwies sich die Einkopplung bei ungeschirmter Messung als so groß, dass die pA-Messbereiche des Keithley 6517B aufgrund der überlagerten Einkopplung übersteuert waren.

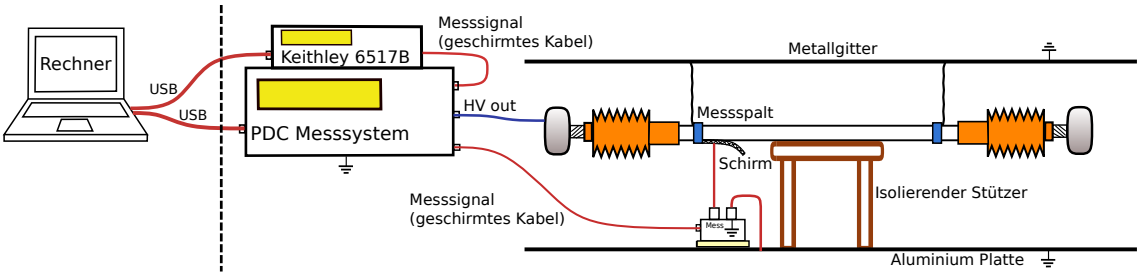


Abbildung 3.7: Prinzipieller Aufbau zur geschirmten Depolarisationsstrommessung eines Kabelprüflings; die Topologie des als „PDC Messsystem“ bezeichneten Teils ist in Abbildung 10.1 gezeigt

Tabelle 3.1 zeigt die Prozedur für die Messung des Depolarisationsstromes bei unterschiedlichen Spannungen. Zunächst wurde eine Depolarisationsstrommessung ohne vorherige Polarisation des Kabelprüflings für mindestens 1000 s durchgeführt, um den Offsetstrom im Aufbau festzustellen. Anschließend erfolgten jeweils die Polarisation des Kabelprüflings für 8000 s, die Entladung der geometrischen Kapazität über einen eingebauten Entladewiderstand von 30 kΩ für 1 s und die Messung des Depolarisationsstromes für 9000 s. Die Wahl einer längeren Messzeit für den Depolarisationsstrom gegenüber der Ladezeit wurde gewählt, um eine möglichst vollständige Depolarisation zu gewährleisten und damit die Wirkung einer Restpolarisation auf den Folgezyklus zu vermeiden. Die Zeitmessung für die Auswertung des Depolarisationsstromes beginnt mit dem Zeitpunkt des Kurzschlusses und nicht mit dem Beginn der Messung des Depolarisationsstromes. Die geometrische Kapazität der Kabelprüflinge (< 1 nF) wird über den eingebauten Entladewiderstand innerhalb von weniger als 1 ms vollständig entladen, und die Depolarisation des Materials beginnt quasi unmittelbar mit dem Kurzschluss. Alle Messungen wurden in einem temperierten Laborraum bei 19 °C bis 21 °C und $< 60\%$ relativer Luftfeuchte durchgeführt.

Tabelle 3.1: Prozedur zur Messung des Depolarisationsstromes; U_{DC}: Ladespannung; t_L: Ladezeit; t_{KS}: Kurzschlusszeit; t_M: Messzeit; Zyklus 2 wurde nicht bei allen Kabelprüflingen durchgeführt

Zyklus	U_{DC}(kV)	t_L(s)	t_{KS}(s)	t_M(s)
1	0	-	-	$\geqslant$ 1000
2	2	8000	1	9000
3	12	8000	1	9000
4	24	8000	1	9000
5	0	-	-	$\geqslant$ 1000

3.1.4 Mikroskopische Water-Tree-Analyse

Eine zentrale Untersuchung zur Feststellung des Ist-Zustandes von betriebsgealterten Kabelproben ist die mikroskopische WT-Analyse. Dafür wurden kurze Stücke von einem Ende der entnommenen betriebsgealterten Kabel abschnitten (4 cm bis 5 cm) und der Mantel und Schirm entfernt. Aus dem nun freigelegten Kabeladerstück wurde der Innenleiter herausgedrückt. Die so entstandenen zylindrischen Isolierblöcke wurden in einer Lösung bestehend aus 2 l destilliertem Wasser, 200 ml Ammoniak und 1,5 g Methylenblau bei 85 °C für mindestens 80 h eingefärbt. Anschließend wurden mit einem Mikrotom Radialschnitte (im Folgenden als Dünnschnitte (DS) bezeichnet) mit einer Dicke von 250 µm angefertigt und unter dem Mikroskop (Keyence VHX-5000) untersucht. Das Absuchen der Schnitte nach WT-Strukturen erfolgte bei 50-facher Vergrößerung. Zur genauen Identifikation, Ausmessung und Aufnahme insbesondere kleiner Strukturen wurde mit einer maximalen Vergrößerung von 200 gearbeitet. Die gewählte Vergrößerung resultiert aus einem sinnvollen Kompromiss aus Analysegeschwindigkeit und Analysegenauigkeit und führt dazu, dass Trees mit Längen $<$50 µm übersehen werden können.

3.1.5 Spezielle Einzeluntersuchungen

FTIR-Spektren

Bei einzelnen Untersuchungen wurden IR-Spektren der Kabelisolierung aufgenommen. Dafür wurden radiale Dünnschnitte der Isolierung angefertigt und mit einem FTIR-Spektrometer (Spectrum Two von Perkin Elmer) in einem Spektralbereich von 4000 cm^{-1} bis 450 cm^{-1} mit einer Auflösung von 2 cm^{-1} untersucht. Die Messungen erfolgten im ATR(attenuated total reflection)-Verfahren in der Mitte der Isolierung (etwa gleicher Abstand zu innerer und äußerer Leitschicht). Die Spektren werden als Transmission in % über der Wellenzahl in cm^{-1} dargestellt.

Befeuchtung von Kabelprüflingen

Für die Untersuchungen zum Einfluss des Wassergehaltes auf den Verlustfaktor wurden Kabelprüflinge in 50 °C warmem Leitungswasser befeuchtet. Abbildung 3.8 zeigt dazu den prinzipiellen Aufbau. Die Kabel befanden sich vollständig in einem wassergefüllten Schlauch. Es bestand damit Wasserzutritt zur Isolierung von außen über den Schirmbereich und von innen über den Leiter. Die Endverschlüsse wurden zuvor mit einer Druckluftvorrichtung heruntergezogen und anschließend neu montiert. Die Messspaltwickel mussten nach der Befeuchtung zum Teil neu gewickelt werden, da der Messspaltwiderstand nach Befeuchtung nicht mehr ausreichend groß war.

Wassergehaltsanalyse von Kabelproben

Parallel zu der oben beschriebenen Befeuchtung wurden kurze Kabeladerproben (ohne Schirm, Mantel und Innenleiter) in einem Bad mit Leitungswasser bei 50 °C befeuchtet und anschließend der Wassergehalt bestimmt. Dazu wurden nach der Befeuchtung kleine Schnipsel der Isolierung (ohne Leitschichten) angefertigt und in verschlossene Probengläser gefüllt. Die Wassergehaltsbestimmung erfolgte mit dem Karl-Fischer-Titrator „Aqua 40“ von Analytik Jena.

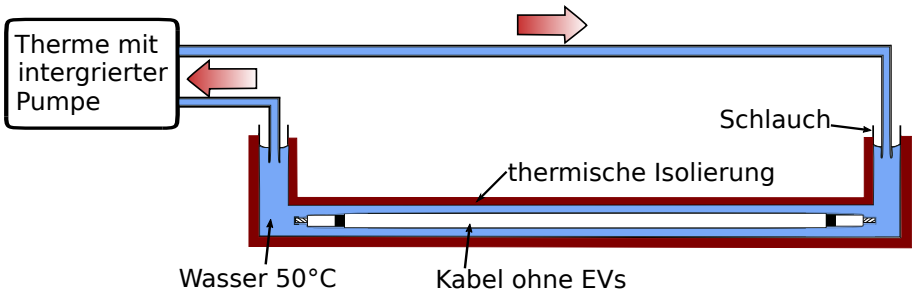


Abbildung 3.8: Prinzipieller Aufbau zur Befeuchtung der Kabelprüflinge

Die Probeneinwaage betrug jeweils 0,5 g bis 1 g. Der Titrator extrahiert das Wasser aus den Proben, indem er die Probengläser in einen integrierten Ofen schiebt und eine Nadel in die Membran der Probengläser drückt, über die das ausgeheizte Wasser in die Titrationszelle geleitet wird. Die Ausheiztemperatur betrug 150 °C. Für jeden Kabelprüfling wurden drei Probengläser untersucht. Die Zeit zwischen Entnahme der Kabeladerproben aus dem Wasserbad und Analyse der Probengläser betrug maximal vier Stunden.

Präparierung von Garniturenproben für dielektrische Untersuchungen

Die Präparierung von Garniturenproben ist ähnlich wie die der Kabelproben. Tabelle 7.1 gibt einen Überblick über die präparierten Garniturenprüflinge. Die Messspalte werden möglichst dicht neben dem Ende der Garnitur angebracht, um den Einfluss der Kabel, auf welchen die Garnitur installiert ist, auf den gemessenen Verlustfaktor möglichst klein zu halten. Untersucht wurden drei Arten von Garnituren: Muffen, Aufschiebeendverschlüsse (EV) und Kabelstecker, die Abbildungen 3.9 bis 3.11 zeigen jeweils ein Beispiel. Bei den Endverschlüssen und Steckern befindet sich die Unterbrechung der Leitschicht des Messspaltes etwa 5 cm vor dem Ende des EV. Bei aus dem Netz entnommenen Muffen ist diese etwa 5 cm neben den Enden des äußeren Schrumpfschlauches. Bei Muffen, welche selbst montiert wurden (G14-1 und G15-1), wurde auf den äußeren Schrumpfschlauch verzichtet und die Messspalte direkt neben dem Feldsteuer- und Isolierkörper der Muffe montiert. Der Messbelag dieser Garniturenprüflinge ist damit deutlich kürzer. Damit fällt die gemessene Kapazität und der Einfluss der Dielektrika der Kabelkurzstücke in der Muffe auf den gemessenen $\tan\delta$ etwas kleiner aus.

Abbildung 3.9: Muffenprüfling B8-3

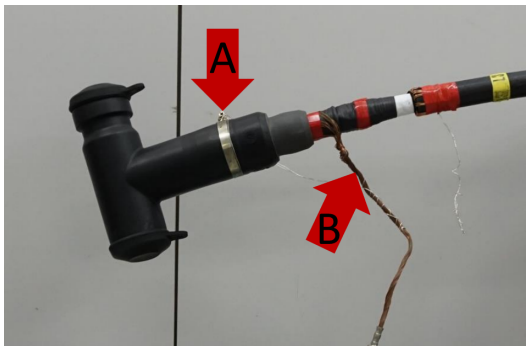


Abbildung 3.10: Kabelstecker B1-3

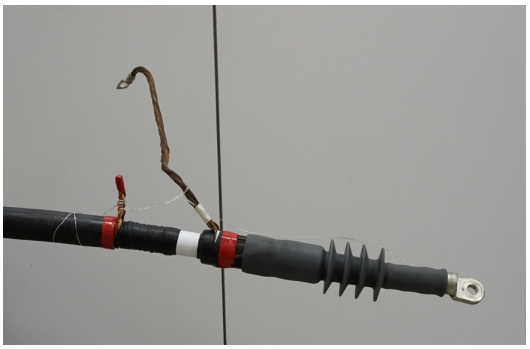


Abbildung 3.11: Aufschiebeendverschluss B4-2-B

Bei den untersuchten Muffenprüflingen handelt es sich, mit Ausnahme des Prüflings G14-1, um Muffentypen, die in Aufschiebetechnik zu montieren sind. Der Muffentyp des Prüflings G14-1 wird in Kaltschrumpftechnik montiert. Bei den Aufschiebeendverschlüssen handelt es sich ausschließlich um Innenraum-Endverschlüsse.

Die untersuchten Kabelstecker haben zwei Erdungskontakte: Den herausgeführten Kabelschirm (in Abbildung 3.10 roter Pfeil „B“), über welchen die Verluste im Feldsteuerelement messbar sind, und den Erdungskontakt für die äußere leitfähige Schicht des Steckers, welcher z. B. über eine Schelle separat geerdet wird (roter Pfeil „A“). Über diesen Kontakt sind die Verluste in der Isolierung des Steckers messbar. Einige Steckertypen, die jedoch nicht Gegenstand dieser Arbeit sind, weisen zusätzlich eine metallische Umhüllung auf. Der Betrag des Verlustfaktors $\tan\delta$ hängt davon ab, wo der LDV-5-Sensor an den Kabelstecker angeschlossen wird. Abbildung 3.12 zeigt das Ergebnis für den Steckerprüfling B1-3. Die Messung am Schirmanschluss liefert deutlich geringere Verluste als die Messung über den Erdungskontakt für die äußere leitfähige Schicht des Steckers. Da bei einer Vor-Ort-Messung beide Verluste in die Messung mit eingehen, wird im Rahmen der Arbeit deshalb immer die Messung betrachtet, bei der beide Kontakte in den Sensor geführt werden.

Um bei höheren Spannungen die Spannungsfestigkeit des Steckers sicherzustellen, werden von beiden Seiten Isolierkonen in den Stecker geschraubt. Abbildung 3.12 zeigt, dass diese keinen nennenswerten Einfluss auf $\tan\delta$ haben. Bei Vor-Ort-Messungen sind diese Isolierkonen nur auf der Außenseite des Steckers installiert, sofern sich der Stecker nicht am nahen Ende befindet, wo stattdessen der Prüfadapter für die Zuführung der Prüfspannung installiert wird. Der Isolierkonus auf der Innenseite existiert bei Vor-Ort-Messung nicht, da der Stecker auf den Anschlusskonus der Schaltanlage geschraubt bleibt[1].

[1] Prinzipiell ist es möglich, die Stecker von der Anlage zu lösen und statt dessen Isolierkonen in die Stecker zu schrauben. Dies wurde bei den im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Vor-Ort-Messungen jedoch nicht vorgenommen.

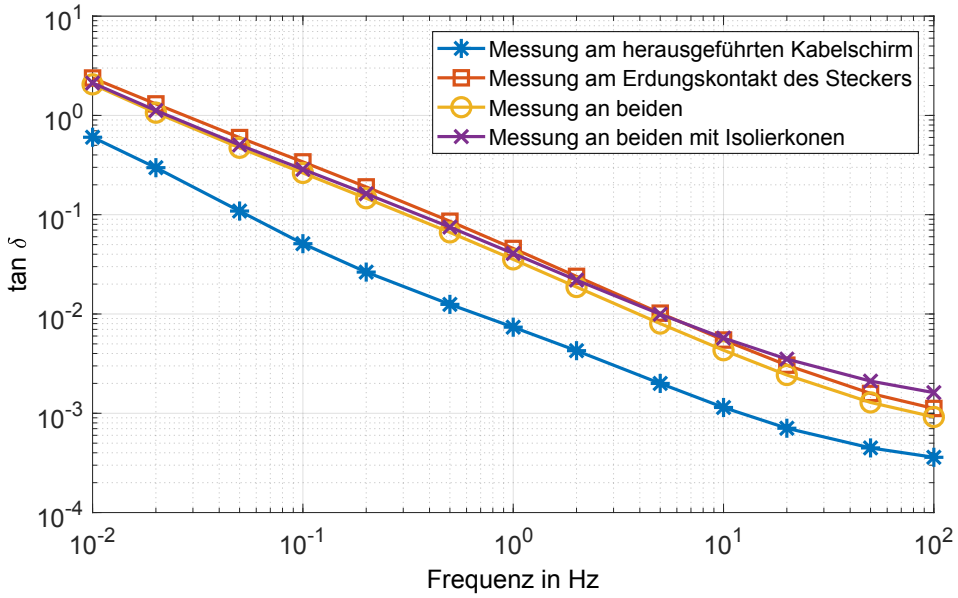


Abbildung 3.12: Verlustfaktormessungen bei 2 kV am Steckerprüfling B1-3 mit verschiedenen Anschlusskonfigurationen; Erdungskontakt des Steckers: Anschluss „A“ in Abbildung 3.10; herausgeführter Kabelschirm: Anschluss „B“ in Abbildung 3.10

3.2 Versuch zur beschleunigten Alterung

Im Versuch zur beschleunigten Alterung wurden zwei für die Dauer von 27 Jahren im Netz gealterte Kabelprüflinge (ein Copolymer: V1-1 und ein Homopolymer: V2-1) für insgesamt 9669 h (ca. 1 Jahr und 38 Tage) beschleunigt weiter gealtert.

Die Kabelprüflinge wurden im 8-Stunden-Takt mit einem Strom von 380 A bis 400 A für 4 Stunden beheizt (d. h. 4 Stunden Pause). Dabei wurde der höhere Wert zu Beginn der Heizperiode erreicht und sank infolge der erwärmungsbedingten Zunahme des Leiterwiderstandes bis auf den niedrigeren Wert. Durch Vorversuche mit einem Dummyprüfling, bei dem Temperatursensoren durch dünne Bohrungen auf dem Innenleiter platziert wurden, wurde ermittelt, dass bei dem hier vorhandenen Leiterquerschnitt von 120 mm^2 und einer Raumtemperatur von 20 °C Innenleitertemperaturen von etwa 75 °C und eine Manteltemperatur von etwa 50 °C der maximal erreichten Temperatur entsprechen (Abbildung 10.3).

Die Kabelprüflinge wurden dauerhaft mit einer Spannung von 30 kV bis 32 kV belastet (ca. das 2,5fache der Betriebsspannung). Beide Kabelprüflinge wurden beidseitig am Ende des abgesetzten Kabelmantels mit wassergefüllten Trichtern versehen. Der Wasserstand in den Trichtern wurde durch Tauchpumpen in externen Wasserreservoirs konstant gehalten. Die Kabel wurden so aufgestellt, dass das Wasser in den Schirmbereich unter den Mantel fließt und damit den Schirmbereich dauerhaft mit Wasser befüllt. Abbildung 3.13 zeigt ein Foto des Versuchsaufbaus. An insgesamt 6 Positionen wurden die Temperatur der Kabelmäntel sowie die Lufttemperatur gemessen. Die anliegende Spannung und der Heizstrom wurden jeweils über einen kapazitiven Spannungsteiler und eine Stromzange gemessen. Alle Werte wurden kontinuierlich (Messintervall 30 s) mit einem Datenlogger aufgezeichnet. Abbildung 10.2 zeigt beispielhaft für einen Tag die aufgezeichneten Werte.

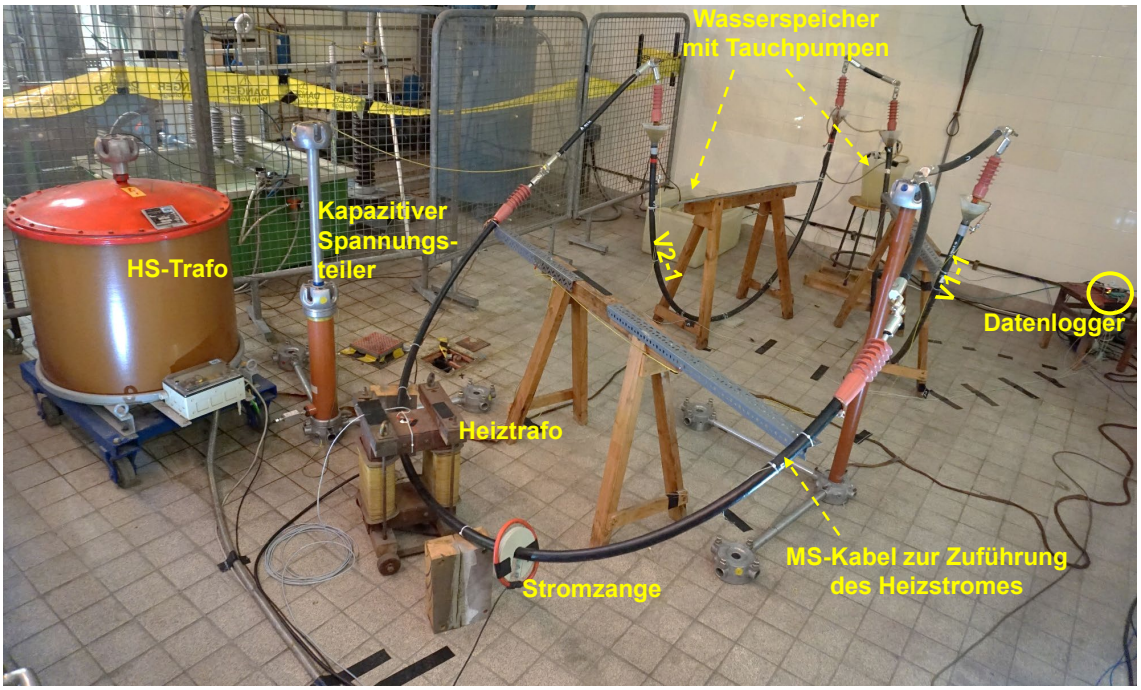


Abbildung 3.13: Foto des Versuchsaufbaus zur beschleunigten Alterung der Kabelprüflinge V2-1 und V1-1

Die beiden Kabelprüflinge wurden bei der Präparation zunächst wie üblich mit Messspalten versehen. Außerdem wurde jeweils ein kurzes Kabelstück für WT- und FTIR-Untersuchungen eingelagert. Diese Proben wurden später mit Kabelstücken aus der Mitte der Kabelprüflinge nach der Zeit im Alterungsversuch hinsichtlich FTIR-Spektrum und WT-Bild verglichen. Mit den präparierten Kabelprüflingen wurden $\tan\delta$-Messungen in Abhängigkeit der Frequenz bei 2 kV und der Spannung bei 0,1 Hz durchgeführt, wie in Abschnitt 3.1.2 beschrieben. Zusätzlich wurden Messungen des Depolarisationsstromes bei 12 kV und 24 kV vorgenommen. Anschließend wurden die Kabelenden am Messspalt abgeschnitten und die Endverschlüsse neu montiert, da bei einer Alterung mit Messspalten ein TE-Durchschlag des Kabelprüflings am Messspalt nicht auszuschließen ist. Nach Beendigung der Alterung wurden neue Messspalte montiert und die Kabelprüflinge den beschriebenen Messungen erneut unterzogen.

Um die Entwicklung des Verlustfaktors der Kabelprüflinge auch während der Alterung zu beobachten, wurden die Kabelprüflinge in turnusmäßigen Abständen von etwa zwei bis vier Monaten einer $\tan\delta$-Messung bei 0,1 Hz unterzogen. Um den dabei vorhandenen Einfluss der Endverschlüsse zu identifizieren, wurden diese Messungen auch vor Beginn der Alterung (nach Entfernung der Messspalte) und nach Beendigung der Alterung (vor Neumontage der Messspalte) durchgeführt.

Der Alterungsversuch hat das Ziel, die Entwicklung der WT-Alterung zu prognostizieren. Dabei muss sichergestellt werden, dass parallel nicht eine nennenswerte thermische Alterung auftritt, welche die gemessenen Größen $\tan\delta$ und Depolarisationsstrom ebenfalls beeinflusst. Anhand der FTIR-Spektren soll überprüft werden, ob während der Zeit im Alterungsversuch eine thermische Alterung (Oxidation) das Materials auftritt. In Abbildung 3.14 und 3.15 sind die FTIR-Spektren der beiden Kabelprüflinge jeweils vor und nach der Alterung dargestellt.

Für alle Spektren sind Absorptionsbanden bei 2917 cm^{-1}, 2848 cm^{-1}, 1465 cm^{-1}, 1377 cm^{-1} und 719 cm^{-1} festzustellen, welche bestimmten Schwingungen des PE-Makromoleküls zugeordnet werden können [CMPSO89]. Die zusätzlichen Absorptionsbanden bei dem Kabelprüfling V1-1 im Bereich von 1300 cm^{-1} bis 990 cm^{-1} und insbesondere die Peaks bei 1735 cm^{-1} und 1160 cm^{-1} sind der Compoundzusammensetzung (Copolymer) zuzuschreiben. Die Feststellung von Oxidation kann durch Betrachtung des Wellenzahlbereichs von 1745 cm^{-1} bis 1690 cm^{-1} erfolgen, in dem Carbonylgruppen als Oxidationsprodukte zu IR-Absorption führen [Hyv08]. Beim Vergleich der Spektren vor und nach der Alterung sind bei beiden Kabelprüflingen keine Veränderungen, insbesondere nicht in dem typischen Bereich für Carbonylgruppen, festzustellen. Die zulässige Dauertemperatur für VPE liegt bei 90 °C. Die während des Alterungsversuches gemessenen Manteltemperaturen lagen bei maximal etwa 50 °C. Wie oben gezeigt, ergaben Versuche mit einem baugleichen Dummyprüfling eine Differenz zwischen Mantel- und Innenleitertemperatur von ca. 25 °C (vgl. Abbildung 10.3). Erwartungsgemäß kommt es in diesem Temperaturbereich (50 °C bis 75 °C) somit zu keiner thermischen Alterung des VPE. Es kann also davon ausgegangen werden, dass die beschleunigte Alterung ausschließlich zur Beschleunigung des Water Treeing führt.

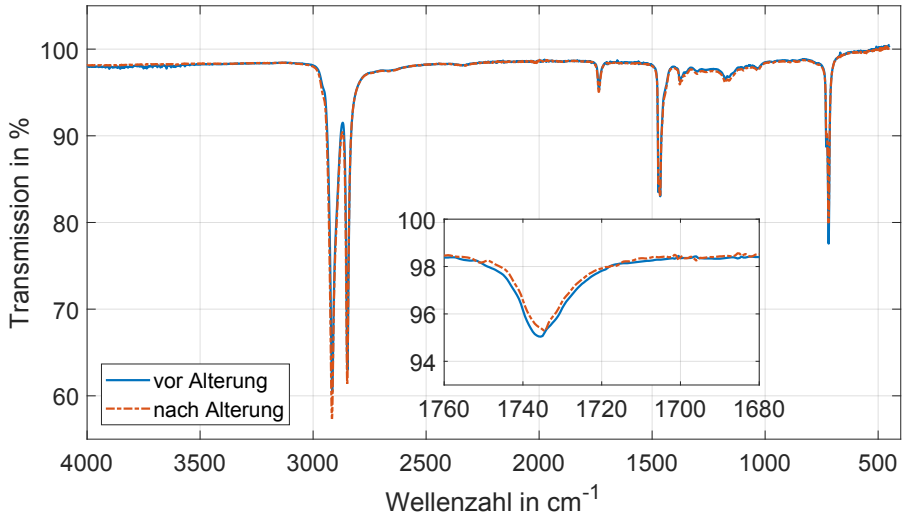


Abbildung 3.14: FTIR-Spektrum von V1-1 (Copolymer) vor und nach der Alterung (der Bereich 1760 cm^{-1} bis 1680 cm^{-1} ist vergrößert dargestellt)

3.3 Verlustfaktormessungen an verlegten Mittelspannungskabelstrecken

Neben den oben beschriebenen Laboruntersuchungen wurden umfangreiche Messungen des 0,1 Hz-Verlustfaktors an verlegten Kabelstrecken im Netz der EWE NETZ GmbH durchgeführt. Die Messungen fanden im Zeitraum von Juli 2015 bis Oktober 2017 statt. Eine Auflistung aller Strecken, welche im Rahmen der Arbeit gemessen wurden, wird in Tabelle 10.3 gezeigt. Die anonymisierte Bezeichnung der Kabelstrecken besteht aus einem Buchstaben, abhängig von der Netzregion und einer fortlaufenden Nummer.

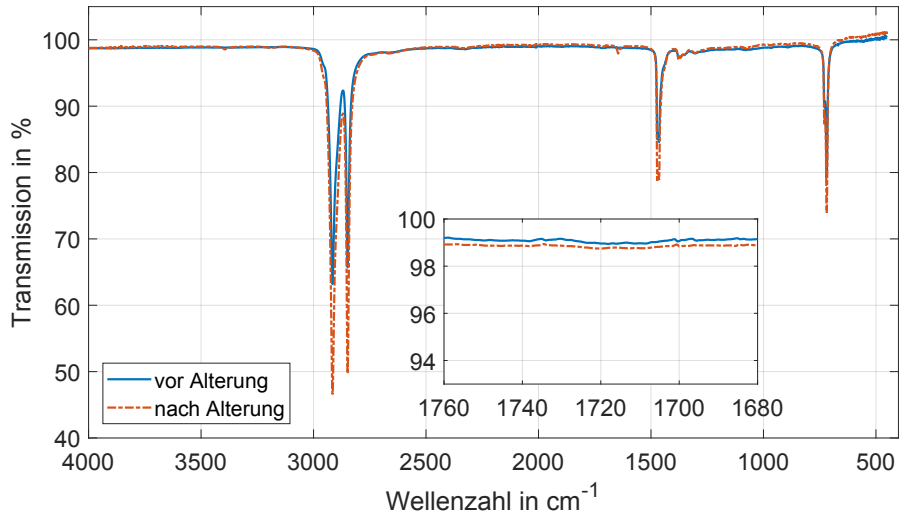


Abbildung 3.15: FTIR-Spektrum von V2-1 (Homopolymer) vor und nach der Alterung (der Bereich 1760 cm^{-1} bis 1680 cm^{-1} ist vergrößert dargestellt)

3.3.1 Präparation der Kabelstrecken für die Messungen

Sofern die Strecke nicht schon am Vortag der Messung freigeschaltet wurde, erfolgte vor der Freischaltung die Abfrage der ungefähren Strombelastung bei der Netzleitstelle. Bei den im Rahmen dieses Projekts durchgeführten Vor-Ort-Messungen war die Strombelastung immer so gering, dass von keiner nennenswerten Erwärmung der Strecke (Erdbodentemperatur) ausgegangen werden konnte.

Zur Reduzierung von Oberflächenströmen wurden bei luftisolierten Anlagen die Phasen „abgelegt“ (Abtrennen der Kabelenden von jeglichen Anlagenteilen), so dass der Endverschluss die einzige Oberfläche darstellt, welche ungewollte Leckströme führen könnte. Die Endverschlussoberflächen wurden mit einem geeigneten Reinigungsmittel (MTX60 „Rivolta“) gründlich gereinigt.

Gegen die Beeinflussung durch Korona wurden scharfe Kanten und Spitzen sowohl hochspannungsseitig als auch erdseitig durch geeignete Schirmkörper (z. B. Toroide, Kugeln) abgedeckt. In der Regel wurde nur die aktuell gemessene Phase abgelegt, um die Abstände zwischen Hochspannungs- und Erdpotential zu maximieren. Die beiden anderen Phasen wurden geerdet. Die Abbildungen 3.16 und 3.17 zeigen Fotos von präparierten Kabelenden.

Die beschriebenen Maßnahmen lassen sich deutlich einfacher umsetzen, sofern sie am nahen Ende durchgeführt werden. Bei einseitig luftisolierten Kabelstrecken wurde daher angestrebt, die Messung am luftisolierten Ende durchzuführen. Bei beidseitig luftisolierten Strecken ist das einzelne Ablegen der Phasen am fernen Ende unter Umständen sehr zeitaufwendig (sofern keine zweite Person am fernen Ende verbleibt, muss der Prüfer zwischen jeder Phasenmessung zum fernen Ende fahren). In derartigen Situationen mussten die Phasen am fernen Ende zum Teil parallel abgelegt werden. Bei gekapselten Anlagen wurde ein langer Prüfadapter nur an der gerade gemessenen Phase installiert, um ausreichend Abstand zur Anlagenwand sicherzustellen (Abbildung 3.16). Die Kabelstecker wurden für die Messung nicht von der Anlage getrennt. Testmessungen ergaben, dass das Abschrauben der Stecker von der Anlage keinen nennenswerten Einfluss hat.

Abbildung 3.16: Messung an gekapselter Station (die roten Pfeile markieren Schirmkörper gegen Korona)

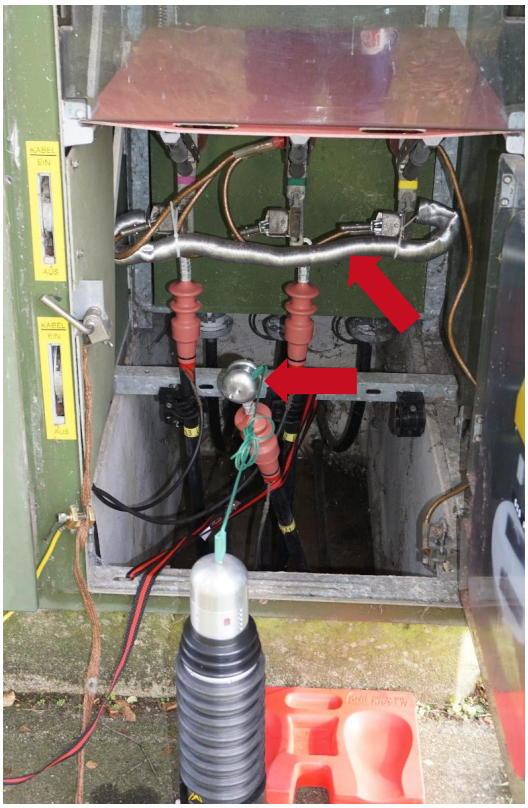


Abbildung 3.17: Messung an luftisolierter Station (die roten Pfeile markieren Schirmkörper gegen Korona)

3.3.2 Beschreibung der durchgeführten Messungen

Die Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz erfolgte bei den aufeinanderfolgenden Spannungsstufen 4 kV, 8 kV, 12 kV, 16 kV, 20 kV, 24 kV und 4 kV, wobei die Spannung je Stufe für 3 min anstand. Die Messung einer Phase dauerte damit 21 min. Die Kontrollmessung bei 4 kV am Ende der Serie wurde bei den ersten 27 Messungen nicht durchgeführt. Die Messungen erfolgten mit dem Verlustfaktormesssystem TD60 von b2 unter Verwendung des VLF-Generators HVA60. Eine Ableitstromerfassung (Erfassung der Oberflächenströme auf den Endverschlüssen) war dabei nicht möglich. Nach der erforderlichen Synchronisationszeit (ca. 1 min) gibt das System nach jeder 0,1 Hz-Periode einen Wert aus. So konnten innerhalb der 3 min je Spannungsstufe 10 bis 14 $\tan\delta$-Werte aufgenommen werden, aus denen anschließend Mittelwert und Standardabweichung bestimmt wurden. Abbildung 3.18 zeigt beispielhaft das Ergebnis für zwei Kabelstrecken. Vergleichsmessungen zwischen LDV-5 und TD60 an einer Kabeltrommel im Labor zeigten, dass die Ergebnisse im Rahmen der Messgenauigkeit (für das TD60 laut Datenblatt 1×10^{-4}) gut übereinstimmen. Für die statistische Auswertung der Messungen aller Strecken (Abschnitt 6.1) werden einzelne Werte aus den jeweiligen Messungen extrahiert, dies sind der Mittelwert des $\tan\delta$ bei 12 kV, die Veränderung des $\tan\delta$-Mittelwertes der Spannungsstufen 12 kV auf 20 kV und 12 kV auf 24 kV ($\tan\delta$-TipUp), die Veränderung des $\tan\delta$ zwischen der ersten und letzten

Spannungsstufe jeweils bei 4 kV ($\Delta \tan\delta(4\,\mathrm{kV})$) und die Standardabweichung der Werte in der 12 kV-Spannungsstufe ($\mathrm{std}(\tan\delta(12\,\mathrm{kV}))$).

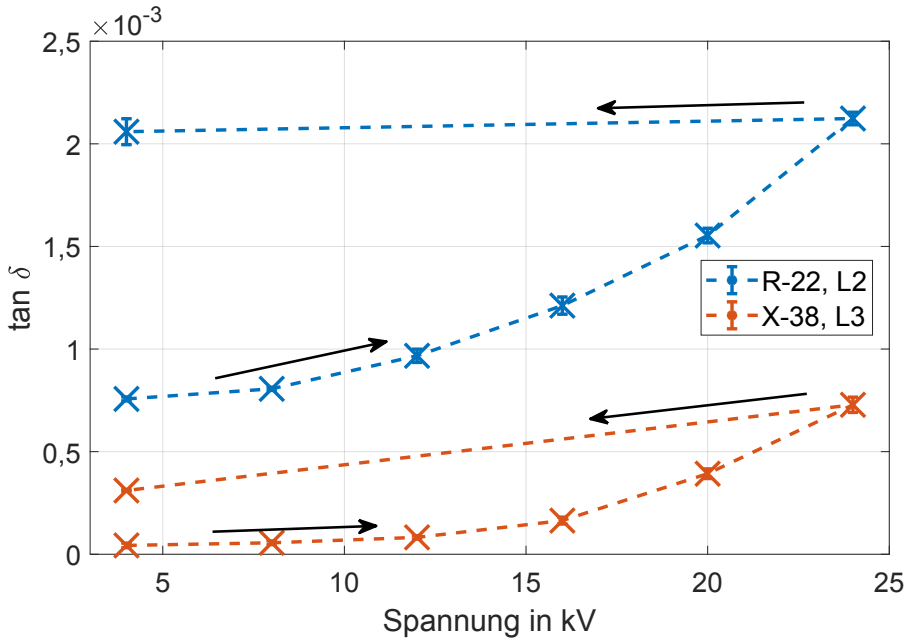


Abbildung 3.18: Beispiel der 0,1 Hz-Verlustfaktormessung an zwei Kabelstrecken; dargestellt sind jeweils Mittelwert und Standardabweichung für jede Spannungsstufe; die Pfeile markieren die Reihenfolge der aufgenommenen Werte; Anmerkung: Die Strecke R-22 wies die größten Werte für die $\tan\delta$-Veränderung bei 4 kV ($\Delta \tan\delta(4\,\mathrm{kV})$) auf (vgl. Abschnitt 6.1)

4 Alterungsverhalten bezüglich des Water Treeing

Das vorliegende Kapitel beschäftigt sich mit den Untersuchungen zum WT-Bild betriebsgealterter Kabel sowie der Veränderung des WT-Bildes bei akzelerierter Alterung. Zunächst erfolgt eine Zusammenfassung des aus der Literatur bekannten Wissens zum Thema Water Treeing in modernen Kabeln. Die meisten Untersuchungen zu diesem Thema beziehen sich auf die beschleunigte Alterung neuer Kabel. Untersuchungen von betriebsgealterten Kabeln aus dem Netz sind vergleichsweise selten.

4.1 Literaturüberblick

Die WT-Resistenz moderner VPE-Kabel muss seit 1991 durch die Hersteller in Typprüfungen und fertigungsbegleitenden Langzeitprüfungen nachgewiesen werden (siehe Normen DIN VDE 0276-620 [VDE18] und DIN VDE 0276-605 [VDE09]). Das Verfahren wurde ab 2000 im Rahmen der europäischen Normenharmonisierung leicht modifiziert, wobei dies die Ergebnisse anscheinend nicht nennenswert beeinflusste, wie Meurer und Stürmer [MS03] berichten. Die nach der Langzeitalterung (2 Jahre bei $3\,U_0$, 40 °C Wasser an der äußeren Leitschicht) geforderten Mindestrestfestigkeiten im Bereich von etwa 8 bis $12\,U_0$ schließen ein schnelles Wachstum von Water Trees (insbesondere langer Vented Trees) aus. WT-Untersuchungen an VDE-langzeitgealterten Kabeln hat z. B. Wutzler [Wut02] durchgeführt. Dabei wurden keine Trees länger als 500 µm festgestellt. Der WT-Befall wird von Wutzler jedoch nicht mit der Abnahme der Restfestigkeit in Verbindung gebracht, sondern mit der Abnahme der Acetophenonkonzentration und der Zunahme der Karbonylgruppenkonzentration während des Alterungstests. Merschel [Mer16] fasst die Ergebnisse der Langzeitprüfung etlicher Fertigungsstrecken zusammen: Demnach finden sich in Kabeln nach der Langzeitprüfung keine Vented Trees > 250 µm an der äußeren und keine > 200 µm an der inneren Leitschicht sowie keine Bow-tie Trees > 500 µm. Die Restfestigkeitsmittelwerte aller Fertigungsstätten sind auf einem langjährig stabilen Niveau.

Neben den harmonisierten Langzeitprüfungen wurde das Alterungsverhalten mehrfach durch unterschiedliche akzelerierte Alterungen untersucht. Ausgewählte Ergebnisse sollen hier wiedergegeben werden: Kuschel [Kus00] präsentiert Ergebnisse von Kurzzeitalterungen (max. 3000 h) an Kabelproben, wobei zum Teil stark akzelerierende Parameter gewählt wurden (Temperatur bis 90 °C, radialer Temperaturgradient, Feldstärke $5\,\mathrm{kV\,mm^{-1}}$, Wasser an der äußeren Leitschicht, zum Teil auch Elektrolyt im Leiterbereich, und mechanische Aufdehnung des Innenleiters). Dabei wurden Vented Trees ausschließlich als Folge der mechanischen Aufdehnung der inneren Leitschicht durch SIED initiiert. Bei den Alterungen ohne mechanische Dehnung wur-

den ausschließlich Bow-tie Trees, jedoch mit maximalen Längen von etwa 3 mm festgestellt, wobei die mittleren Längen deutlich kleiner sind. Die beobachtete Dichte ist bei Homopolymeren zum Teil sehr groß (bis etwa 900 mm^{-3}), während für Copolymere deutlich kleinere Werte ermittelt werden. Al-Arainy et al. [AAQM04] präsentieren WT-Untersuchungen an Kabelprüflingen nach 1000 h Alterung bei dreifacher Nennspannung mit deionisiertem Wasser im Innenleiter und verschiedenen wässrigen Lösungen an der äußeren Leitschicht (NaCl, $AgNO_3$ und deionisiertes Wasser). Die Alterung wurde sowohl bei Raumtemperatur als auch bei zyklischer Wasserheizung bis 50 °C durchgeführt. Die beobachteten maximalen WT-Längen liegen bei 370 µm für Bow-tie Trees und 257 µm für Vented Trees. Für Bow-tie Trees sind die mittleren gegenüber den maximalen Längen deutlich kleiner. Vented Trees wurden fast ausschließlich an der inneren Leitschicht beobachtet. Die maximale Dichte von Bow-tie Trees liegt bei etwa 20 mm^{-3}. Es wurde darüber hinaus festgestellt, dass sich die statistische Längenverteilung der Vented und Bow-tie Trees mit einer logarithmischen Normalverteilung am besten beschreiben lässt und dass sie in radialer Richtung ungleichmäßig über die Isolierung verteilt sind. Foottit [Foo15] kommt ebenfalls zum Ergebnis einer logarithmischen Normalverteilung in Bezug auf die Längen der Bow-tie Trees und einer ungleichförmigen radialen Dichteverteilung. Die Kabel wurden dort für 400 Tage bei dreifacher Nennspannung in 60 °C warmen Wasser und zyklischer Leiterheizung bis 80 °C gealtert. Die Restfestigkeit (Weibull-63%-Wert) der gealterten Kabel lag bei etwa dem neunfachen der Betriebsfeldstärke. Es wurden Bow-tie Trees bis etwa 400 µm und Vented Trees bis etwa 840 µm Länge festgestellt. Da sowohl Temperaturverlauf, Temperaturgradient und lokale Feldstärke die Initiierung und das Wachstum von Water Trees beeinflussen können, scheint es plausibel, dass die radiale Dichteverteilung von Bow-tie Trees von den Temperaturparametern der Alterung beeinflusst wird. Ildstad et al. [IAF13, IGF15] zeigen, dass das WT-Bild durch zusätzliche statische oder dynamische mechanische Belastungen sowie durch die aus der Herstellung resultierenden mechanischen Spannungen im Material verschlechtert wird. Sie altern bei 5,2 $kV\,mm^{-1}$ (Feldstärke an der inneren Leitschicht) und Wasser im Innenleiter sowie an der äußeren Leitschicht mit Temperaturen von 20 °C bis 60 °C. Parallel wurden die Kabel zum Teil statisch oder dynamisch longitudinal gedehnt. Die Alterungszeit betrug 3 Wochen. Es wurden maximale Bow-tie Tree-Dichten von etwa 9 mm^{-3} mit durchschnittlichen Längen von 60 µm bis 70 µm gefunden. Vented Trees wurden vorrangig an der inneren Leitschicht erzeugt, mit Dichten von maximal etwa 5,5 cm^{-2} (Anzahl pro Leitschichtfläche) und mittleren Längen von 100 µm bis 140 µm.

Das Alterungsverhalten von Kabeln im Betrieb wurde von Lindemann et al. [LMW+99] untersucht. Dort werden Restfestigkeitsuntersuchungen von 195 Kabelproben je 15 m (davon 123 Standardkonstruktion und 72 längswasserdichte Konstruktionen) gezeigt, welche nach 10 Jahren im Betrieb im Mittel sehr hohe Restfestigkeiten aufwiesen ($>20\,U_0$) und damit eine sehr geringe WT-Schädigung der Kabel vermuten ließen. Durch mikroskopische WT-Untersuchungen an den Kabeln mit den kleinsten Restfestigkeiten in der Nähe des Durchschlagortes konnte dies bestätigt werden. Die maximale Länge von Vented Trees betrug 700 µm und weniger als 500 µm für Bow-tie Trees. Die maximal beobachtete Dichte (Bow-tie Trees) wurde mit 5,4 cm^{-3} angegeben. Meurer [Meu18] präsentiert Ergebnisse zur Langzeituntersuchung im Netz von vier im Grundwasser verlegten Kabeln unterschiedlicher Hersteller (ein Homopolymer, zwei Copolymere, ein WTR-Compound). Nach 27 Jahren sind die Restfestigkeiten für drei der vier Kabel

zwar deutlich gesunken, lagen aber immer noch bei über $16\,U_0$. Es wurde weder freies Wasser im Schirm noch signifikantes Water Treeing festgestellt (nur 2 Bow-tie Trees in einem der vier Kabel).

4.2 Water-Tree-Analyse betriebsgealterter Mittelspannungskabel

Für die Analyse des WT-Bildes betriebsgealterter Kabel wurden 22 aus dem Netz entnommene Kabelproben mikroskopisch untersucht. Tabelle 10.1 fasst die wichtigsten Informationen zu den untersuchten Kabelprüflingen zusammen. Die Betriebszeiten der untersuchten Kabel liegen zwischen 15 und 32 Jahren. Insgesamt wurden 1094 radiale Dünnschnitte mit einer Dicke von jeweils 250 µm untersucht. Die untersuchte Kabellänge beträgt insgesamt entsprechend 27,35 cm. Sämtliche Proben zeichnen sich durch eine sehr geringe WT-Schädigung aus. In der Regel werden entweder keine oder gelegentlich sehr kleine Bow-tie Trees mit Längen von 50 µm bis 150 µm beobachtet (z. B. Abbildung 10.4). Selten wurden längere Bow-tie Trees bis maximal etwa 550 µm gefunden (Abbildung 10.5). Die als gefährlicher einzustufenden Vented Trees an den Leitschichten traten nicht auf. Für die quantitative Bewertung des WT-Bildes wurden die gefundenen Strukturen vermessen und gezählt und einer von vier Längenklassen zugeordnet.

Abbildung 4.1 zeigt für alle untersuchten Kabelprüflinge die Anzahl der gefundenen Strukturen für jede der Längenklassen. Dabei wird deutlich, dass Trees mit Längen über 250 µm äußerst selten vorkommen. Es wurden nur zwei Trees gefunden, die länger als 400 µm waren.

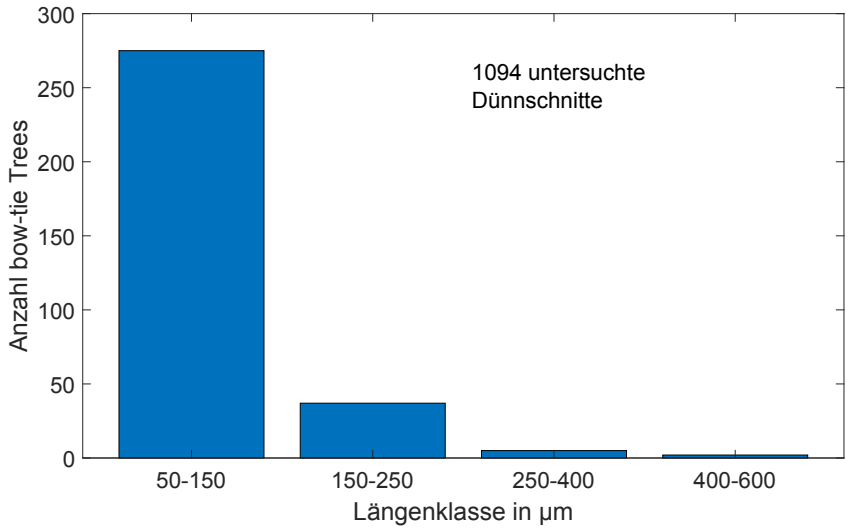


Abbildung 4.1: Anzahl gefundener Bow-tie Trees je Längenklasse für alle untersuchten Kabelprüflinge (1094 radiale Dünnschnitte je 250 µm Dicke)

Abbildung 4.2 zeigt die Anzahl untersuchter Dünnschnitte (DS) und die Anzahl gefundener Bow-tie Trees und Abbildung 4.3 die maximal beobachtete Längenklasse für jeden einzelnen Kabelprüfling. Die Trees sind sehr ungleichmäßig auf alle Kabelprüflinge verteilt. Für einige Proben wurden trotz eines hohen Analysevolumens (bis über 100 DS) keine Trees gefunden.

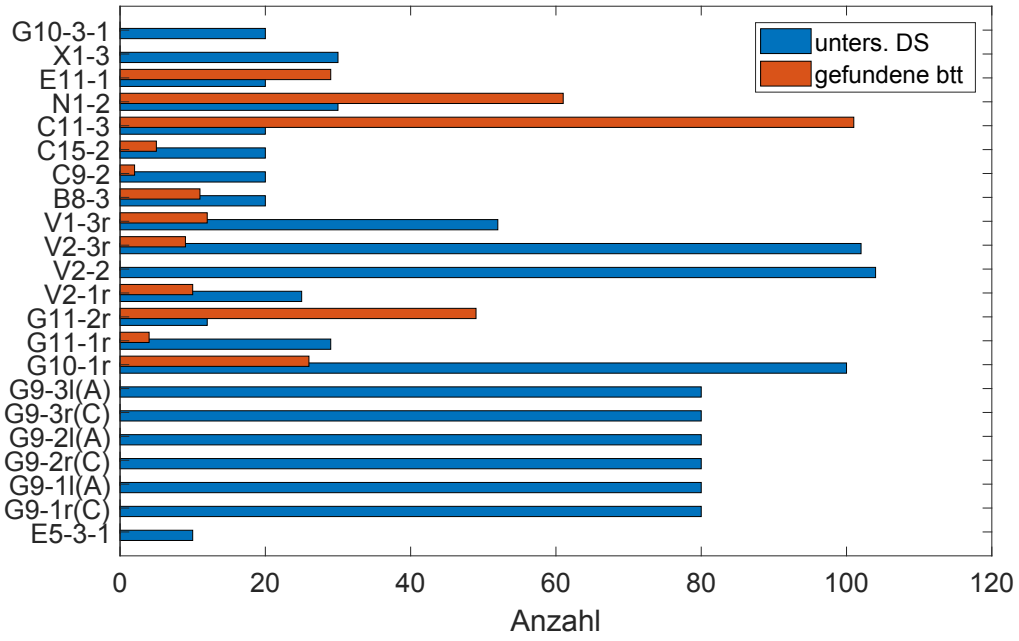


Abbildung 4.2: Anzahl untersuchter Dünnschnitte (DS) (Dicke 250 µm) in blau und Anzahl gefundener Bow-tie Trees (btt) in rot für alle untersuchten Kabelprüflinge (1094 Dünnschnitte)

Bei anderen Kabelprüflingen wurden mehrere Strukturen pro Dünnschnitt festgestellt. Die höchste Dichte weisen die Kabelprüflinge C11-3 und G11-2r auf.

Abbildung 4.3 stellt die maximal aufgetretene Längenklasse für alle untersuchten Kabelprüflinge dar. Nur drei der untersuchten Kabelprüflinge weisen überhaupt Bow-tie Trees mit Längen über 150 µm auf, und nur bei den Kabelprüflingen N1-2 und C11-3 wurde jeweils ein Bow-tie Tree mit einer Länge über 400 µm gefunden[1].

Aus der beobachteten Anzahl von Bow-tie Trees und dem untersuchten Isoliervolumen, welches sich aus den (in Toleranzgrenzen) standardisierten radialen Abmessungen für den jeweiligen Leiterquerschnitt ergibt, kann eine Dichte berechnet werden. Diese ist zusammen mit der maximal für den jeweiligen Kabelprüfling aufgetretenen Längenklasse über dem Verlegejahr der Kabelprüflinge in Abbildung 4.4 dargestellt. Ein deutlicher Zusammenhang mit dem Verlegejahr kann ausgeschlossen werden. Vermutlich spielen die lokale Bodenfeuchte und das Vorhandensein von Mantelfehlern eine übergeordnete Rolle. Ob Mantelfehler auf den Kabelprüflingen bestanden haben, kann allerdings nicht festgestellt werden, da vor der Entnahme (welche in der Regel im Rahmen von Umbauten und Stilllegungen erfolgte) keine Mantelprüfung durchgeführt wurde.

[1] Der Längste ist ein Tree mit etwa 550 µm im Kabelprüfling C11-3 (Abbildung 10.5). Dieser Kabelprüfling hat einen deutlich sichtbaren Mantelfehler, welcher am Entnahmestandort mit hoher Wahrscheinlichkeit durch einen Blitzeinschlag in einen Baum in Kabelnähe verursacht wurde. Durch den Mantelfehler eingedrungenes Wasser könnte für das WT-Bild verantwortlich sein.

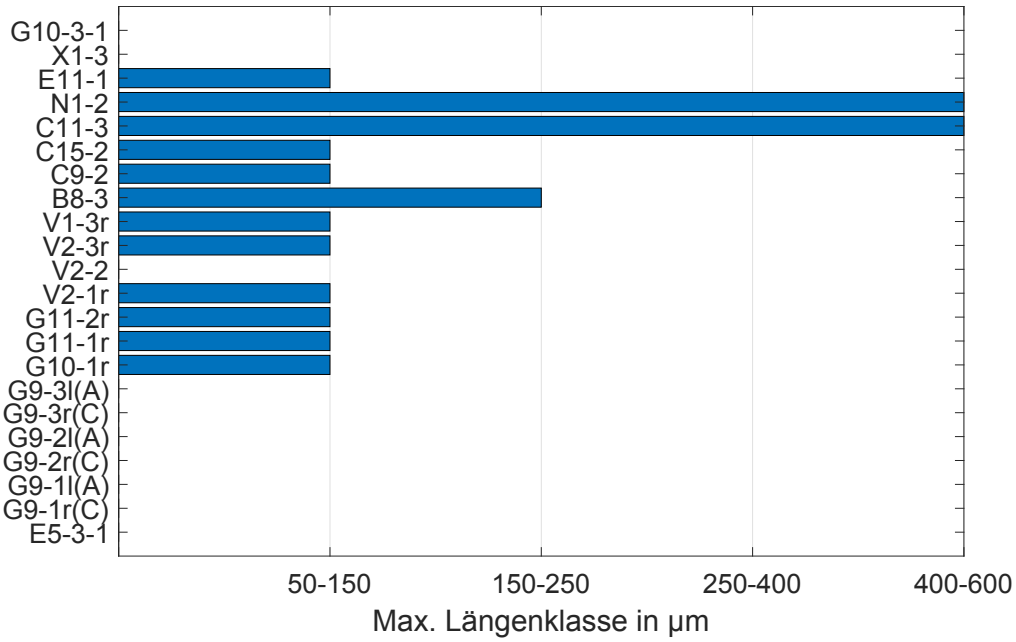


Abbildung 4.3: Größte aufgetretene Längenklasse für alle untersuchten Kabelprüflinge (1094 Dünnschnitte)

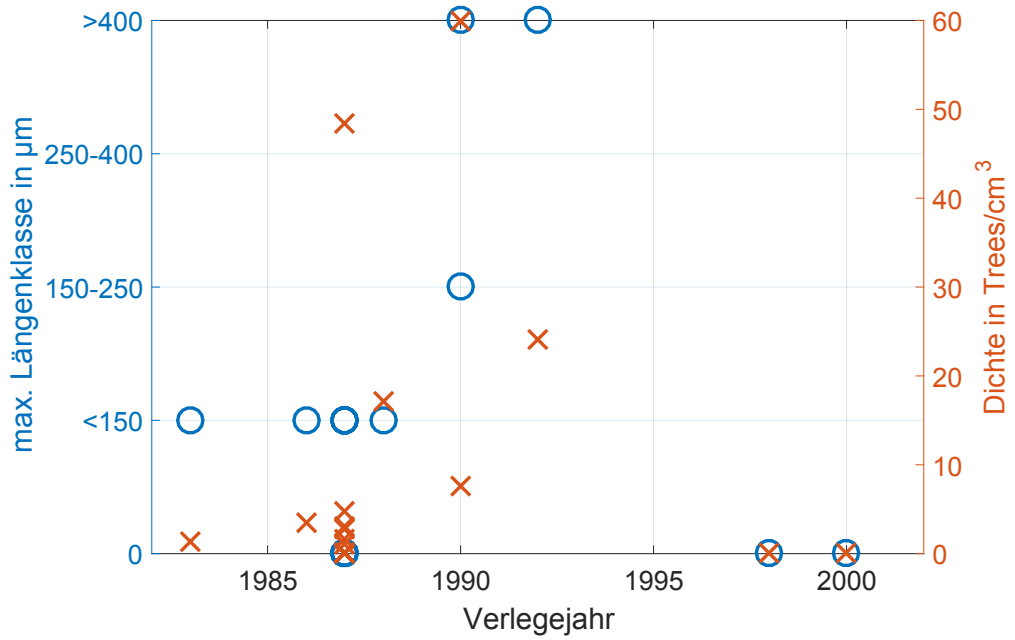


Abbildung 4.4: Dichte und größte aufgetretene Längenklasse über dem Verlegejahr für alle untersuchten Kabelprüflinge (1094 Dünnschnitte)

4.3 Water-Tree-Alterung bei beschleunigter Alterung

Im Alterungsversuch wurden zwei bereits 27 Jahre im Netz gealterte Kabelprüflinge (der copolymere Kabelprüfling V1-1 und der homopolymere Kabelprüfling V2-1) für insgesamt 9669 h (ca. 1 Jahr und 38 Tage) beschleunigt weiter gealtert. Der Versuch wurde bereits in Abschnitt 3.2 beschrieben. Die folgenden Abschnitte behandeln die Veränderung des WT-Bildes der Kabelprüflinge während der Alterungszeit.

Die für den Alterungsversuch gewählten Parameter (Temperaturzyklen bis etwa 75 °C Leitertemperatur, 2,5 U_0, permanent Wasser im Mantel) begünstigen die Bildung und das Wachstum von Water Trees. Vor der Alterung wurde von jeweils einem Ende der Kabelprüflinge ein kurzes Stück der Isolierung abgeschnitten und untersucht. Nach Beendigung der Alterung wurde jeweils aus der Mitte des Kabelprüflings ebenfalls ein Stück der Isolierung untersucht. Diese Proben wurden eingefärbt und von beiden Kabelprüflingen sowohl vor als auch nach der Alterung jeweils 30 Dünnschnitte mikroskopisch analysiert. Wie bereits bei der Untersuchung in Abschnitt 4.2 wurden ausschließlich Bow-tie Trees gefunden.

Abbildung 4.5 gibt für beide Kabelprüflinge jeweils vor und nach der Alterung die Anzahl gefundener Bow-tie Trees für die beiden auftretenden Längenklassen 50 µm bis 150 µm und 150 µm bis 250 µm an. Zusätzlich ist in Abbildung 4.6 die rechnerische Dichte in Bow-tie Trees pro cm^3 Isolierstoffvolumen angegeben. Es zeigt sich, dass während der zusätzlichen Alterung eine erhebliche Anzahl neuer Bow-tie Trees initiiert wurde. Ein besonders starkes Wachstum ist jedoch nicht aufgetreten, da die Anzahl von Bow-tie Trees in der größeren Längenklasse auch nach der zusätzlichen Alterung relativ klein ist (vier Bow-tie Trees bei V1-1 und zwei Bow-tie Trees bei V2-1). Beispiele für Bow-tie Trees in den beiden Kabelprüflingen nach der Alterung werden in Abbildung 10.6 bis 10.9 gezeigt.

Für den Kabelprüfling V2-1 wurden bereits bei der in Abschnitt 4.2 dokumentierten Untersuchung 25 Dünnschnitte untersucht und zehn Bow-tie Trees der Längenklasse 50 µm bis 150 µm gefunden. Das hier dokumentierte Ergebnis mit 30 Dünnschnitten und zehn Bow-tie Trees der Längenklasse 50 µm bis 150 µm und einem Bow-tie Tree der Längenklasse 150 µm bis 250 µm bestätigt das dort gefundene WT-Bild.

Die maximal auftretende Dichte von etwas über 60 Trees pro cm^3 entspricht etwa der maximal ermittelten Dichte in Abschnitt 4.2. Allerdings wurden bei der Untersuchung in Abschnitt 4.2 längere Trees beobachtet (bis maximal 550 µm). Dies kann zum Einen damit zusammenhängen, dass dort ein größeres Probenvolumen untersucht wurde, da lange Trees sehr selten zu beobachten sind. Zum Anderen ist es denkbar, dass die Alterungszeit von 9669 Stunden und die während dieser Zeit im Alterungsversuch vorliegenden Bedingungen (Feldstärke, Temperatur, Feuchtigkeit) nicht die Wirkung eines z. B. über mehrere Jahre anstehenden Mantelfehlers (wie das bei Kabelprüfling C11-3 der Fall sein könnte) repräsentieren. Für den Kabelprüfling V2-1 mit homopolymerer Isolierung wird nach der Alterung eine deutlich höhere Dichte von Bow-tie Trees ermittelt als für den Kabelprüfling V1-1, welcher eine copolymere Isolierung aufweist. Damit erweist sich die copolymere Isolierung erwartungsgemäß WT-resistenter als die homopolymere Isolierung.

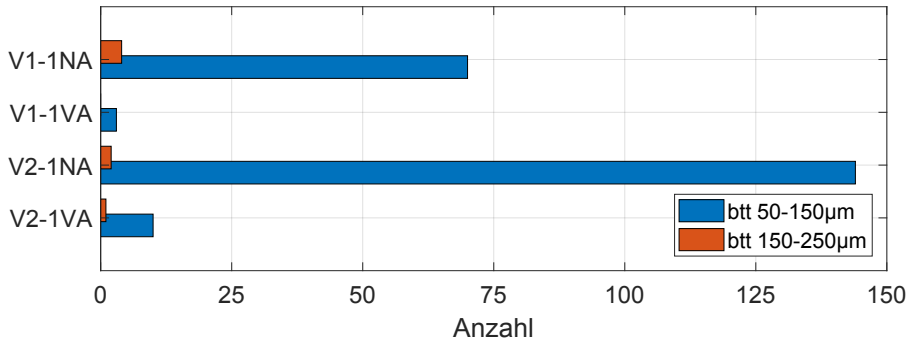


Abbildung 4.5: Anzahl gefundener Bow-tie Trees vor und nach der Alterung („VA“/ „NA“) je Lägenklasse (btt $>$ 250 µm nicht gefunden)

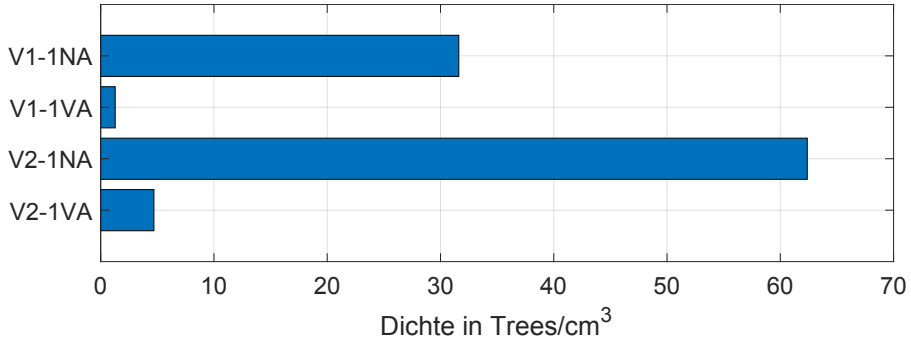


Abbildung 4.6: Dichte gefundener Bow-tie Trees vor und nach der Alterung („VA“/ „NA“)

Auch wenn nach der Alterung eine deutliche Zunahme der Bow-tie Tree-Dichte sowie eine Zunahme längerer Trees bis 250 µm zu beobachten sind, ist die WT-Schädigung der beiden Kabelprüflinge nach Beendigung des Alterungsversuchs als gering einzuschätzen. Darüber hinaus nehmen die WT-Strukturen auch nach der Alterung einen verschwindend geringen Volumenanteil der Isolierung ein, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die Wirkung auf die dielektrischen Systemeigenschaften sehr gering ausfallen dürfte. Dies wird in Abschnitt 8.2 untersucht. Es wird jedoch deutlich, dass ein direkter Wasserzutritt zur Isolierung, wie er im Betrieb nur bei Vorhandensein von Mantelfehlern auftritt, auch in kürzerer Zeit zu einer Verschlechterung des WT-Bildes führen kann, obgleich der Prozess hier aufgrund der höheren Feldstärke und der Temperaturzyklen beschleunigt wurde.

Um einen Vergleich im Alterungsverhalten zur fertigungsbegleitenden Langzeitprüfung herstellen zu können, wurden zehn Dünnschnitte eines homopolymeren Kabelprüflings, welcher über 2 Jahre nach DIN-VDE 0276-605 bei einem Kabelhersteller (E) gealtert wurde, in der gleichen Weise untersucht. Dabei wurden 18 Bow-tie Trees in der Längenklasse 50 µm bis 150 µm gefunden. Das entspricht etwa dem WT-Bild, welches für die meisten betriebsgealterten Kabelprüflinge ermittelt wurde.

4.4 Zusammenfassung

Die untersuchten betriebsgealterten Kabelprüflinge weisen auch nach bis zu 30 Betriebsjahren eine sehr geringe WT-Schädigung auf. Es werden nur vereinzelt kleine Bow-tie Trees bis 250 µm festgestellt. Längere Trees sind äußerst selten. Vented Trees wurden nicht beobachtet. Durch beschleunigte Weiteralterung kommt es im Wesentlichen zu einer Erhöhung der WT-Dichte. Die WT-Schädigung ist aber auch nach der beschleunigten Weiteralterung noch als ausgesprochen gering anzusehen. Damit bestätigen die Untersuchgen an betriebsgealterten Kabeln die Ergebnisse aus der Literatur über künstliche Alterungen mit moderater Akzelerierung. Das WT-Bild ist für die untersuchten Kabelprüflinge unterschiedlich: Während in einigen Kabeln trotz vergleichsweise hohem Analysevolumen keine Trees festgestellt wurden, weist ein Kabel mit sichtbarem Mantelfehler die höchste Dichte und die längsten Trees auf. Dies erklärt auch, warum in anderen Untersuchungen betriebsgealterter Kabelprüflinge, wie z. B. von Lindemann et al. [LMW+99], mit Vorselektion, z. B. durch Restfestigkeitswerte der Kabel, ein etwas schlechteres WT-Bild festgestellt wird. Ob Water Treeing zu einem lebensdauer-relevanten Mechanismus für moderne VPE-Mittelspannungskabel wird, bleibt nach den vorliegenden Ergebnissen weiter offen.

5 Die dielektrische Antwort VPE-isolierter Mittelspannungskabel

Dieses Kapitel behandelt Messungen der dielektrischen Antwort neuer und betriebsgealterter Kabel moderner Bauart (NA2XS2Y) ohne nennenswerte WT-Schädigung im Frequenz- und Zeitbereich. Als Messgrößen werden im Frequenzbereich der Verlustfaktor und die Kapazität und im Zeitbereich der Depolarisationsstrom betrachtet. Für einen Teil der Kabelprüflinge wurde das WT-Bild im letzten Kapitel ermittelt. Es kann davon ausgegangen werden, dass die im vorherigen Kapitel analysierte WT-Alterung keinen nennenswerten Einfluss auf die Messungen hat. Dies ist plausibel, weil die beobachteten WT-Strukturen nur einen extrem kleinen Volumenanteil der Isolierung erfassen. Weiterhin wurde keine nennenswerte Änderung des $\tan\delta$ nach längerer Lagerung (mögliche Austrocknung von WT-Strukturen) oder nach der Wasserlagerung (mögliche Wiederbefeuchtung der WT-Strukturen) betriebsgealterter Kabelprüflinge beobachtet (vgl. Abschnitte 4.2 und 7.2.2). Tabelle 10.2 gibt einen Überblick über die in diesem Kapitel untersuchten Kabelprüflinge. In dem zunächst folgenden Literaturüberblick werden bereits vorliegende Ergebnisse zu Untersuchungen der dielektrischen Antwort moderner und neuer VPE-Kabel zusammengefasst.

5.1 Literaturüberblick

Die dielektrische Antwort von reinem Polyethylen weist keine ausgeprägten Verlustmaxima auf und kann durch die von Jonscher beschriebene „flat dielectric response“ charakterisiert werden [Jon83, Jon96, FBGMK01]. In Mittelspannungskabeln wird auf Grund der Vernetzungsspaltprodukte, der Zugabe von Antioxidantien und anderen Additiven sowie dem Einsatz von Copolymeren ein davon abweichendes Verhalten beobachtet. Zusätzlich wirken die extrudierten Leitschichten als Serienwiderstand und führen bei höheren Frequenzen zu ansteigenden Verlusten.

Kuschel und Kalkner [Kus00, KK99] haben die Unterschiede zwischen neuen Copolymeren und neuen Homopolymeren sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich bereits analysiert. Copolymere weisen im unteren Frequenzbereich ($< 1\,\mathrm{Hz}$) einen höheren Verlustfaktor und eine ausgeprägte Nichtlinearität des $\tan\delta$ mit der Spannungsamplitude auf. Diese kann jedoch durch thermisches Entgasen der Kabelprüflinge (Reduzieren des Gehalts von Vernetzungsspaltprodukten) deutlich reduziert und sogar eliminiert werden. Die Depolarisationsstrommessungen im Zeitbereich zeichnen sich durch die Form $\mathrm{i}(\mathrm{t}) \propto \mathrm{t}^{-\mathrm{n}}$ mit einem Exponenten $\mathrm{n} \approx 1{,}2$ aus. Heizmann [Hei94] kommt für neue VPE-Kabel ebenfalls zu diesem Ergebnis. Er zeigt, dass die Art der Vernetzung (peroxidisch, strahlen- oder silanvernetzt) den Betrag des Depolarisationsstromes beeinflusst.

Die Untersuchungen von Das-Gupta und Scarpa [DS96, SSDG96, DS99] und von Leguenza et al. [LRG04] in einem breiten Frequenzbereich von 1×10^{-5} Hz bis 1×10^{5} Hz zeigen einen Anstieg der Verluste zu hohen und zu niedrigen Frequenzen sowie einen flachen Verlauf im mittleren Frequenzbereich. Es wird gezeigt, dass sich die Messungen recht gut mit den analytischen Beschreibungen der „universal dielectric response“ (vgl. Abschnitt 2.3.3) fitten lassen. Dabei werden der Anstieg der Verluste zu hohen und zu niedrigen Frequenzen jeweils einem breiten Verlustpeak an den Rändern des betrachteten Frequenzbereiches zugeordnet. Steingräber [Ste92] präsentiert frequenzabhängige Messungen ($\tan\delta$ und ϵ') an Plattenproben unterschiedlicher WTR-VPE-Compounds für unterschiedliche Temperaturen und Vorbehandlungen (neu, vakuumgetrocknet, feuchtegelagert) im Frequenzbereich von 50 Hz bis 1×10^{5} Hz. Es zeigt sich auch hier ein Anstieg der Verluste mit der Frequenz, der unter Berücksichtigung des Verlaufs von ϵ' und der Temperaturabhängigkeit als Tieffrequenzanstieg eines Verlustpeaks anzusehen ist. Das Verhalten ist dabei im Detail abhängig vom Compound und der Vorbehandlung, grundsätzlich aber ähnlich. Hadid et al. [HNKS17] präsentieren Verlustfaktormessungen (gemessen bei 200 V im Bereich von 1×10^{-3} Hz bis 5×10^{3} Hz), welche denen von Kuschel für Copolymere ähnlich sind. Die in Ye et al. [YLL+13] gezeigten $\tan\delta$-Messungen für ein neues Kabel sind dagegen eher typisch für Homopolymere.

Der Einfluss der Leitschichten und der Leitfähigkeit des Isolierstoffes wurde von Liu [Liu10] bei Untersuchungen an DC-Miniatur-Kabeln in einem Frequenzbereich von 1×10^{-4} Hz bis 1×10^{4} Hz bei unterschiedlichen Temperaturen analysiert. Bei niedrigen und hohen Frequenzen und höheren Temperaturen werden $\tan\delta$-Kurven proportional f^{-1} bzw. f beobachtet. Diese sind bei niedrigen Frequenzen den Leitfähigkeitsverlusten des Isoliermaterials und bei hohen Frequenzen den Verlusten in den Leitschichten zuzuordnen. Die Leitschichten weisen einen mit der Temperatur bis etwa 90 °C steigenden Widerstand auf, weil sich die isolierenden Schichten zwischen den Rußpartikeln thermisch ausdehnen [PO99].

Zahlreiche Untersuchungen behandeln den Einfluss von Vernetzungsspaltprodukten auf die dielektrischen Messgrößen. Einige dieser Untersuchungen zeigen, dass bestimmte Vernetzungsspaltprodukte nur sehr langsam aus der Isolierung diffundieren. Grundsätzlich ist die Konzentration und Verteilung abhängig vom Material und den Produktions- und Temperaturparametern während der Herstellung. Andrews et al. [AHS+06] geben als Konzentrationen von Vernetzungsspaltprodukten in der VPE-Isolierung nach der Aderextrusion die Werte 0,6% (Massenanteil) für Acetophenon und 1,2% für Cumylalkohol an. Sie zeigen beispielhafte Messungen der Abnahme der Spaltproduktkonzentration während des thermischen Ausgasens, was normalerweise jedoch nur bei Hochspannungskabeln durchgeführt wird. Die Spaltproduktkonzentration nimmt bei 50 °C in 10 Tagen von etwa 1,5% auf 0,6% ab, bei 70 °C halbiert sich diese Zeit. Ferner wird gezeigt, dass bei Lagerung von Mittelspannungsadern unter Umgebungsbedingungen selbst nach über 100 Monaten noch Spaltproduktkonzentrationen von 0,2wt%, im Falle einer Lagerung mit Mantel sogar noch 0,6wt% nachweisbar sind. Smedberg et al. [SBW08] untersuchen die Diffusion von Cumylalkohol und Acetophenon in einem VPE-Hochspannungskabel und stellen fest, dass letzteres deutlich schneller diffundiert. Steingräber [Ste92] und Wutzler [Wut02] untersuchen die Acetophenonkonzentration anhand der Extinktion im IR-Spektrum bei der Wellenzahl $1692\,\mathrm{cm}^{-1}$ bzw. $1693\,\mathrm{cm}^{-1}$. Wutzler findet dabei, dass die Acetophenonkonzentration in den ersten drei Monaten des VDE-Langzeittests auf 10% bis 20% des

Ausgangswertes fällt und sich danach nur noch geringfügig verändert. Der Anfangswert und die radiale Verteilung sind dabei von den Lagerungsbedingungen und der Lagerungszeit abhängig. Steingräber ermittelt ähnliche Werte nach einer vierwöchigen Ausgasung im Vakuum bei 90 °C. Er stellt für unterschiedliche Compounds eine deutliche Abnahme der Leitfähigkeit und des $\tan\delta$ bei 50 Hz bei Ausgasung im Vakuum fest. Nakatsuka et al. [NTM+94] mischten Acetophenon (ca. 0,3% (Massenanteil)) und Cumylalkohol (0,7%) in LDPE-Proben und untersuchten die Wirkung auf den Verlustfaktor bei 50 Hz. Sie finden eine zum Teil erhebliche Zunahme, die jedoch erst bei vergleichsweise großen Feldstärken ab etwa 10 kV mm^{-1} zu beobachten ist und sich mit zunehmender Temperatur stärker ausprägt; diese Beobachtung führen sie auf erhöhte Ionenleitung zurück. Hussin [Hus11] tränkt LDPE-Proben in Acetophenon, α-Methylstyrol und Cumylalkohol und erreicht dabei Konzentrationen von bis zu 10wt%. Er führt anschließend Messungen von ϵ' und $\tan\delta$ im Frequenzbereich von 1×10^{-2} Hz bis 1×10^{3} Hz durch, wobei er bei vergleichsweise kleinen Feldstärken nur für Cumylalkohol eine signifikante Veränderung des $\tan\delta$ feststellt, jedoch in allen Fällen eine leichte Erhöhung von ϵ'. Bei Leitfähigkeitsmessungen mit deutlich größeren Feldstärken (> 10 kV mm^{-1}) ergibt sich bei den getränkten Proben eine mindestens achtmal höhere Leitfähigkeit, wobei die Leitfähigkeitswerte für Cumylalkohol noch einmal um den Faktor 2 bis 3 über denen für die anderen beiden Spaltprodukte liegen. Mittels PEA-Raumladungsmessung zeigt Hussin ferner, dass Cumylalkohol Heterocharges in der Nähe der Elektroden erzeugt, während die anderen beiden Spaltprodukte nur die Verteilung der Homocharges beeinflussen. Kuschel [Kus00] untersucht die Veränderung des 0,1 Hz-Verlustfaktors während des Ausgasens bei 70 °C und 90 °C an verschiedenen copolymer- und homopolymer-isolierten Kabeln. Er findet eine Abnahme des Verlustfaktors und seiner Nichtlinearität für die Dauer von bis zu 2000 h für Copolymere. Nach 8000 h sind die Werte vermutlich durch Oxidation wieder erhöht. Er zeigt ferner, dass die beobachtete Abnahme des Absolutwertes von $\tan\delta$ und der Nichtlinearität für Frequenzen $< 0{,}1$ Hz ausgeprägter werden und im Zeitbereich entsprechende Änderungen des Betrages des Depolarisationsstromes und des Parameters n auftreten.

Neben der sehr langsamen Veränderung der dielektrischen Antwort durch ausdiffundierende Vernetzungsspaltprodukte wurde auch eine schnelle Veränderung durch niederfrequente Spannungsbelastungen beobachtet. Schuchardt [Sch13] berichtet über die Ausbildung von 0,1 Hz-Verlustfaktorhysteresen bei einem neuen VPE-copolymerisolierten Mittelspannungskabel. Eigene Untersuchungen [FPKK15] zum Einfluss niederfrequenter Spannungsbelastung hinreichender Amplitude (z. B. 0,1 Hz, 20 kV, 10 min) auf den Verlustfaktor haben ergeben, dass nach Belastung mit VLF oder DC die vorher gemessenen Verlustfaktorkurven über der Frequenz bei 2 kV nicht mehr reproduzierbar sind. Dieser Effekt wird für die meisten betriebsgealterten und neuen Kabel mit unterschiedlicher Ausprägung beobachtet, nicht jedoch für Homopolymere. Durch Heizen des Kabelprüflings bei 60 °C für 3 h im Kurzschluss kann jedoch eine Reduktion des Verlustfaktors erzielt werden. Während des Heizens ist ein thermisch stimulierter Strom (TSC) messbar, was die Vermutung einer Raumladungsbildung bei niederfrequenter Spannungsbelastung nahe legt.

5.2 Messungen des Verlustfaktors und der Kapazität

Die nachfolgenden Abschnitte behandeln zunächst die Messungen von Verlustfaktor ($\tan\delta$) und Realteil der Kapazität (C') bei variabler Frequenz und konstanter Spannung von 2 kV und anschließend bei variabler Spannung und konstanter Frequenz von 0,1 Hz.

5.2.1 Frequenzabhängige Messungen bei konstanter Spannung von 2 kV

Die frequenzvariable Messung bei 2 kV erlaubt eine hinreichend reproduzierbare Aufnahme der dielektrischen Antwort im betrachteten Frequenzbereich. Diese Spannung wurde gewählt, weil Spannungsbelastungen deutlich größer 2 kV bei niedrigen Frequenzen (z. B. 0,1 Hz) bei einigen Kabelprüflingen zu einer nennenswerten Erhöhung des Verlustfaktors führen (siehe Abschnitt 5.1, [FPKK15]). Die Kabelprüflinge wurden vor der Messung bei 2 kV keiner niederfrequenten Spannung ausgesetzt bzw. wurden vorherige Veränderungen durch Heizen des Kabelprüflings beseitigt (vgl. Abschnitt 3.1.2).

Abbildung 5.1 zeigt die Verlustfaktorverläufe bei 2 kV für alle 29 untersuchten Kabelprüflinge. Dabei wird jeweils gekennzeichnet, ob es sich um ein Homo- oder Copolymer handelt und ob es sich um ein neues oder aus dem Netz entnommenes „betriebsgealtertes“ Kabel handelt. Es muss jedoch angemerkt werden, dass nur für sieben der untersuchten Kabel Compoundinformationen vorliegen (drei Homopolymere, drei Copolymere und ein WTR-Compound). Die Einteilung in Homo- und Copolymer wurde für alle anderen Kabel anhand des $\tan\delta$-Verlaufes im unteren Frequenzbereich vorgenommen. Generell fällt der Anstieg von $\tan\delta$ bei niedrigen Frequenzen für neue Kabel und Kabel mit wenigen Betriebsjahren größer aus und setzt bei höheren Frequenzen ein. Ursache ist der höhere Gehalt an Vernetzungsspaltprodukten. Neue und betriebsgealterte Homopolymere unterscheiden sich nur unwesentlich. Das als WTR-Compound ausgewiesene betriebsgealterte Kabel zeigt einen für Homopolymere typischen Verlauf.

Abbildung 5.2 zeigt die zugehörigen Werte der Kapazität. Da die Kabelprüflinge unterschiedliche Längen, zum Teil abweichende Leiterquerschnitte und unterschiedliche Compounds aufweisen, ist die Kapazität der Kabelprüflinge sehr verschieden. Um die kleinen Änderungen der Kapazität im betrachteten Frequenzbereich sichtbar zu machen, wird die Kapazität auf den Wert bei 100 Hz bezogen. Bezugnehmend auf Gleichung 2.9 ergibt sich der folgende Zusammenhang mit $\chi'(f)$:

$$\frac{C(f)}{C(100\,\mathrm{Hz})} = \frac{\epsilon'(f)\cdot C_0}{\epsilon'(100\,\mathrm{Hz})\cdot C_0} = \frac{(\chi'(f)+\epsilon'(100\,\mathrm{Hz}))\cdot C_0}{\epsilon'(100\,\mathrm{Hz})\cdot C_0} = \frac{\chi'(f)}{\epsilon'(100\,\mathrm{Hz})} + 1 \qquad (5.1)$$

Die Kapazitätswerte bei 100 Hz sind für alle Kabelprüflinge in Tabelle 10.2 angegeben.

Die Kapazität steigt für alle Kabel kontinuierlich mit abnehmender Frequenz im betrachteten Frequenzbereich. Für Homopolymere mit flachem $\tan\delta$-Verlauf ist der Anstieg der Kapazität jedoch sehr gering. Für Copolymere und insbesondere für neue Copolymere, welche sich durch einen deutlichen Anstieg des $\tan\delta$ zu niedrigen Frequenzen auszeichnen, ist ein deutlicherer Anstieg der Kapazität festzustellen. Das deutet auf einen Relaxationsprozess bei sehr niedrigen Frequenzen (unterhalb 1×10^{-2} Hz) hin. Dieser kann durch Ladungen in Haftstellen verursacht sein.

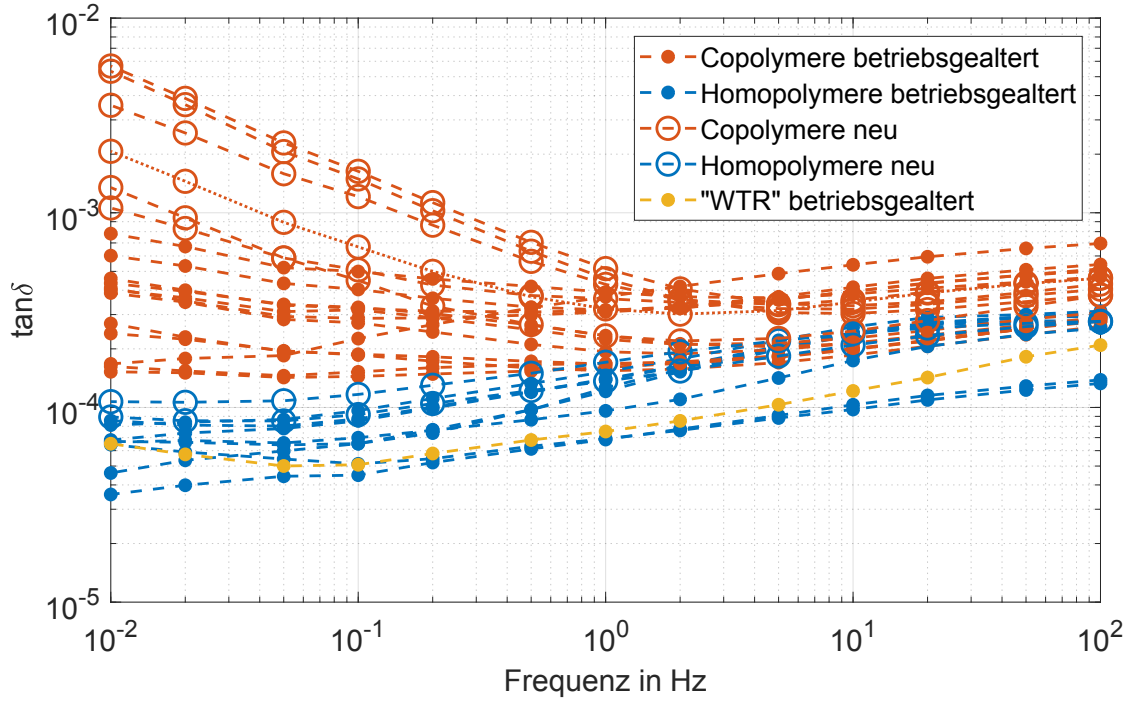


Abbildung 5.1: Verlustfaktormessungen bei 2 kV von 29 Kabelprüflingen (die punktierte Linie markiert die Messung am Kabelprüfling E2-3-1, der mit nur 4 Betriebsjahren als neu betrachtet wird)

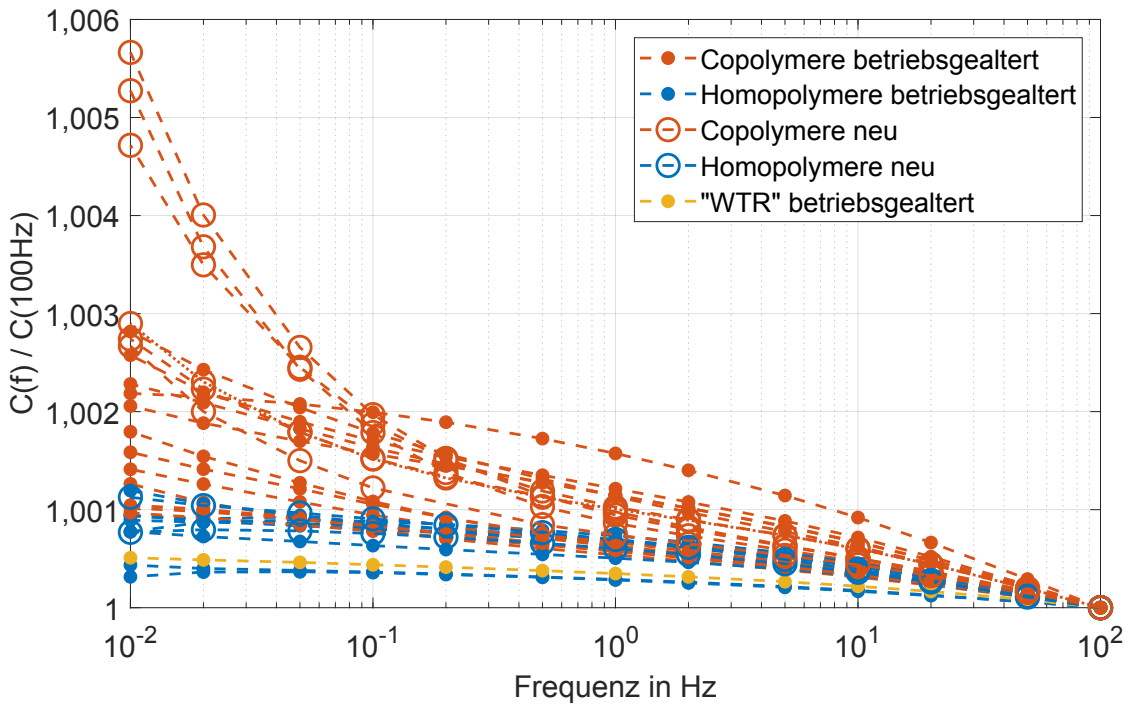


Abbildung 5.2: Kapazitätsmessungen bei 2 kV von den 29 Kabelprüflingen aus Abbildung 5.1 (die punktierte Linie markiert die Messung am Kabelprüfling E2-3-1, der mit nur 4 Betriebsjahren als neu betrachtet wird)

5.2.2 Spannungsabhängige Messungen bei konstanter Frequenz von 0,1 Hz

Abbildung 5.3 zeigt die Messungen bei 0,1 Hz für alle 29 Kabelprüflinge. Dabei werden nur die Werte bis zum Erreichen der maximalen Spannungsstufe dargestellt[1]. Für die homopolymertypischen Kabelprüflinge ergibt sich ein näherungsweise konstanter Verlustfaktor über der Spannung. Die beobachtete Verlustfaktorveränderung beträgt nicht mehr als $2 \cdot 10^{-5}$, mit Ausnahme des Kabelprüflings Z1-h, bei dem ein Verlustfaktoranstieg von etwa 4×10^{-5} beobachtet wird (vergleiche lineare Darstellung der 0,1 Hz-Verlustfaktoren für die Homopolymere in Abbildung 10.11). Für die copolymertypischen Kabelprüflinge sind unterschiedlich ausgeprägte Verlustfaktoranstiege zu beobachten, deren Streuung im Folgenden noch genauer analysiert wird. Ergänzend sei erwähnt, dass für die zugehörigen Kapazitätswerte keine nennenswerten Veränderungen mit der Spannung festzustellen waren. Eine Veränderung von größer 1‰ (bezogen auf den Wert bei 1 kV) wurde nur für neue Copolymere festgestellt und lag hier maximal bei etwa 2,5‰. Die Kapazität der Kabelprüflinge ist damit als konstant über der Spannung anzusehen.

Um die Streuung der Verlustfaktoren besser quantifizieren zu können, sind in Abbildung 5.4 die Verlustfaktorwerte bei 0,1 Hz aus Abbildung 5.3 für drei verschiedene Spannungswerte über dem Herstellungsjahr der Kabelprüflinge dargestellt. Zusätzlich sind die Werte bei 2 kV und 50 Hz aus Abbildung 5.1 eingetragen. Die linearen Regressionen für die vier Datenreihen sind ebenfalls dargestellt, ergeben allerdings auf Grund der logarithmischen Darstellung keine Gerade im Diagramm. Werte bei 10^{-4} oder kleiner werden nur für Kabel mit Herstellungsjahren vor 1990 und neue Homopolymere gefunden. Copolymertypische Werte werden ab dem Herstellungsjahr 1987 beobachtet. Mitte der 80er Jahre wurden die copolymeren Isolierungen auf Grund ihrer höheren WT-Resistenz in akzelerierten Alterungstests in die Kabelproduktion eingeführt. Alle hier untersuchten betriebsgealterten Kabel wurden aus dem Netz der EWE Netz GmbH entnommen. Die Ergebnisse lassen daher vermuten, dass bei diesem Betreiber ab 1990 vorrangig Kabel mit copolymerer Isolierung eingesetzt wurden. Das Ergebnis kann deshalb in anderen Netzen abweichend ausfallen. Die höchsten Werte werden für neue Kabelprüflinge mit copolymerer Isolierung gemessen. Verantwortlich dafür sind, wie in Abschnitt 5.2.1 beschrieben, die bei neuen Kabeln noch vorhandenen Vernetzungsspaltprodukte.

Bei fallender Spannung bei der 0,1 Hz-Messung werden bei einigen Kabelprüflingen höhere Werte bei der gleichen Spannungsstufe ermittelt als bei steigender Spannung (Veränderung durch niederfrequente Spannungsbelastung, vergleiche Abschnitt 5.1). Für jeden Spannungswert lässt sich so eine Differenz berechnen, die die Verlustfaktorveränderung ($\Delta \tan \delta$) während der Messung abbildet. Die Differenzberechnung wird in Abbildung 10.10 für den Kabelprüfling X1-3 beispielhaft gezeigt. Der $\Delta \tan \delta$ ist für alle Kabelprüflinge in Abbildung 5.5 dargestellt. Für die homopolymertypischen Kabelprüflinge, den WTR-Compound, sowie ein Copolymer (V2-3, Compound bekannt) ist die Differenz nahezu null. Für alle anderen Kabel ist eine unterschiedlich stark ausgeprägte Differenz festzustellen. Diese Betrachtung weist darauf hin, dass die oben behandelte Verlustfaktorzunahme während der Spannungssteigerung (dargestellt in Abbildung 5.3) zumindest teilweise durch eine Veränderung des Verlustfaktors während der

[1] Auf Grund von Defekten in den Endstufen des Hochspannungsverstärkers konnte die Messung nicht immer bis zur maximalen Spannung von 24 kV durchgeführt werden.

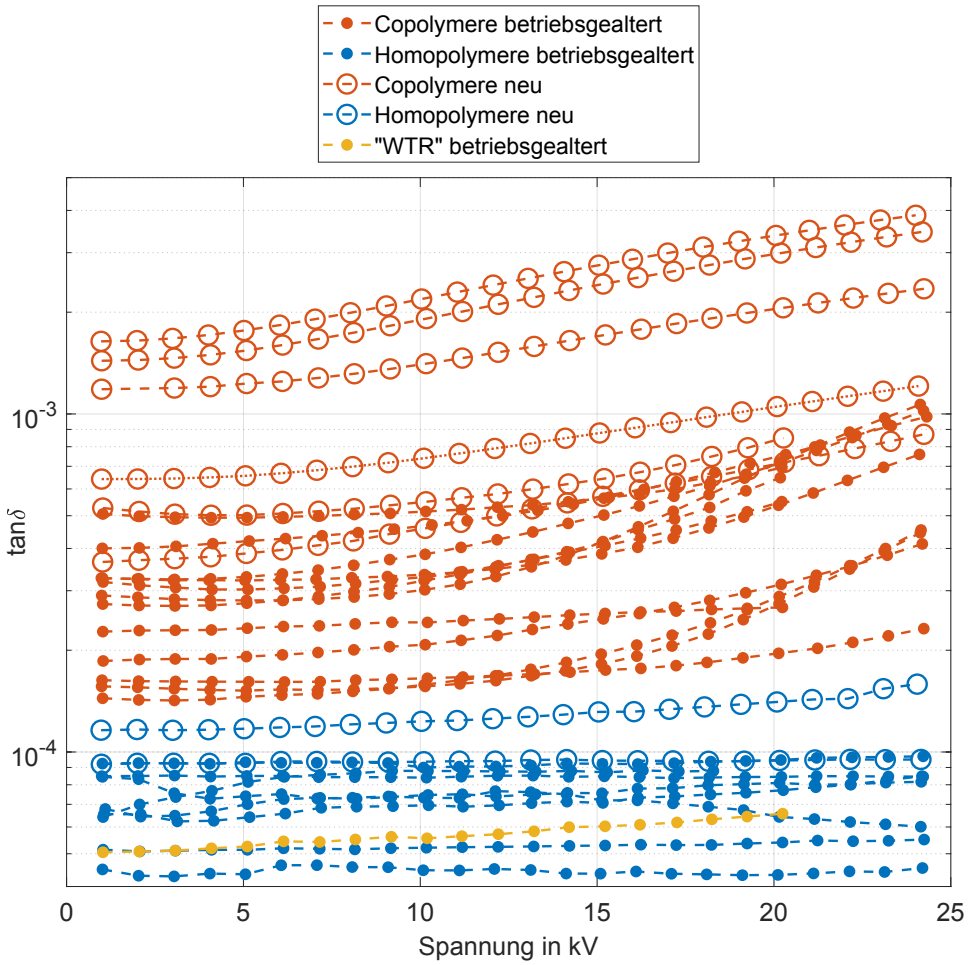


Abbildung 5.3: Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz von 29 Kabelprüflingen (die punktierte Linie markiert die Messung am Kabelprüfling E2-3-1, der mit nur 4 Betriebsjahren als neu betrachtet wird)

Spannungsbelastung in den vorherigen Spannungsstufen verursacht wird und nur bedingt die „tatsächliche“ Spannungsabhängigkeit (Nichtlinearität) des tan δ darstellt. Solche hysteresähnlichen Verläufe des tan δ über der Spannung sind ein Hinweis auf die Bildung von Raumladungen durch eine erhöhte Zahl freier Ladungen im Isolierstoff oder seinen Grenzflächen. Es muss auch darauf hingewiesen werden, dass die Messung bei vier Kabelprüflingen (G1-8, G11-1, E5-3-1 und V1-3)[2] nur mit 30 s pro Spannungsstufe durchgeführt wurde. Dadurch fällt der $\Delta \tan\delta$ und damit auch der Verlustfaktoranstieg etwas geringer aus, als es vermutlich bei einer Messung mit 60 s pro Spannungsstufe der Fall wäre. Der $\Delta \tan\delta$ fällt natürlich auch für jene Kabelprüflinge geringer aus, bei denen die maximale Spannung weniger als 24 kV betrug. Insgesamt wird jedoch deutlich, dass hystereseartige tan δ-Abhängigkeiten von der Spannung bei betriebsgealterten Copolymeren am stärksten ausgeprägt sind.

Der Verlustfaktoranstieg zwischen zwei Spannungsstufen wird üblicherweise als tan δ-TipUp bezeichnet und gilt als wichtiges Diagnosekriterium. Er wurde für alle Kabelprüflinge (bis auf G11-2, Messung nur bis 18 kV) für die Spannungsstufen 12 kV bis 20 kV berechnet und für die

[2] Dies trifft auch für die Kabelprüflinge G11-2, V2-2 und V2-3 zu. Da diese aber keine Verlustfaktorveränderung ausbilden, ist die Dauer je Spannungsstufe unerheblich.

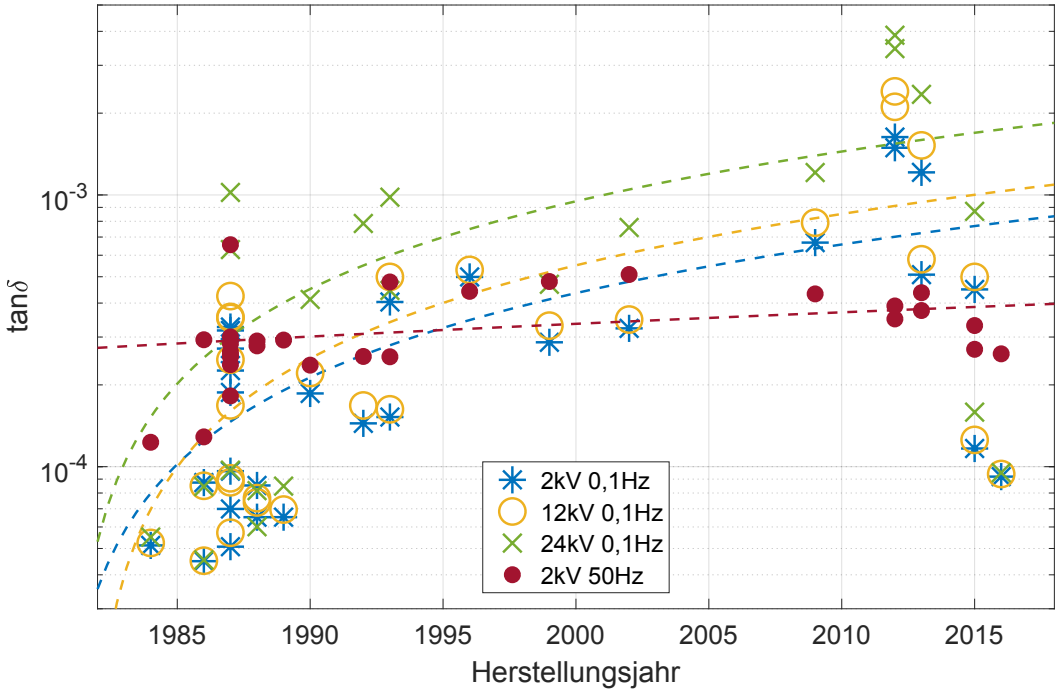


Abbildung 5.4: Verlustfaktoren über dem Herstellungsjahr (die neuen Kabel haben Herstellungsjahre von 2012 bis 2016)

Kabelprüflinge mit Messungen bis 24 kV zusätzlich für die Spannungsstufen 12 kV bis 24 kV. Abbildung 5.6 stellt die berechneten Werte über dem Herstellungsjahr dar (rechte Ordinatenachse). Zusätzlich ist der $\Delta \tan \delta$ bei 4 kV abgebildet (linke Ordinatenachse). Alle drei Größen sind für die Homopolymere nahe der Nulllinie zu finden. Für den $\tan \delta$-TipUp sind die höchsten Werte bei neuen Kabeln festzustellen. Der $\Delta \tan \delta$ bei 4 kV liefert für die betriebsgealterten Copolymere deutlich größere Werte als für neue Kabel.

5.3 Messungen des Depolarisationsstromes

Die Auswertung der dielektrischen Antwort im Zeitbereich erfolgt anhand der Depolarisationsströme bei 12 kV und 24 kV. Die Messungen bei 2 kV werden nicht betrachtet, da sie auf Grund der geringen Signalamplitude (geringer Signal-Rausch-Abstand und starke Überlagerung durch Offsetströme) im Allgemeinen keine auswertbaren Verläufe ausbildeten.

Abbildung 5.7 zeigt beispielhaft die Messung des Depolarisationsstromes am Kabelprüfling V1-1. Der Depolarisationsstrom zeigt dabei für alle drei Spannungen einen Nulldurchgang und läuft anschließend in einen positiven Offsetstrom hinein. Vor der ersten Polarisation und nach der letzten Depolarisationsstrommessung wurde bei jedem Kabelprüfling eine Messung ohne Spannung (Offsetstrom) durchgeführt, welche für V1-1 in Abbildung 5.8 dargestellt ist. Der Offsetstrom beträgt vor der Messung etwa 6 pA bis 7 pA. Der Depolarisationsstrom nimmt bei 2 kV nach etwa 200 s und bei 12 kV nach etwa 2000 s diesen Wert an und bleibt anschließend konstant. Bei 24 kV erreicht der Depolarisationsstrom diesen Wert während der Messdauer

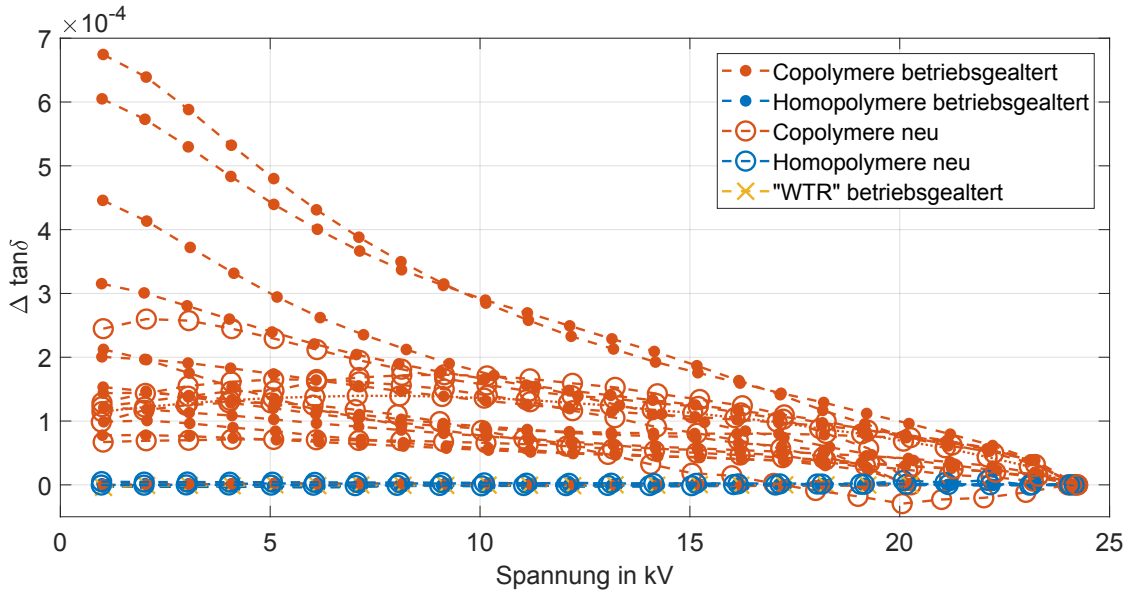


Abbildung 5.5: Verlustfaktordifferenzen ($\Delta \tan \delta$) bei 0,1 Hz von 29 Kabelprüflingen

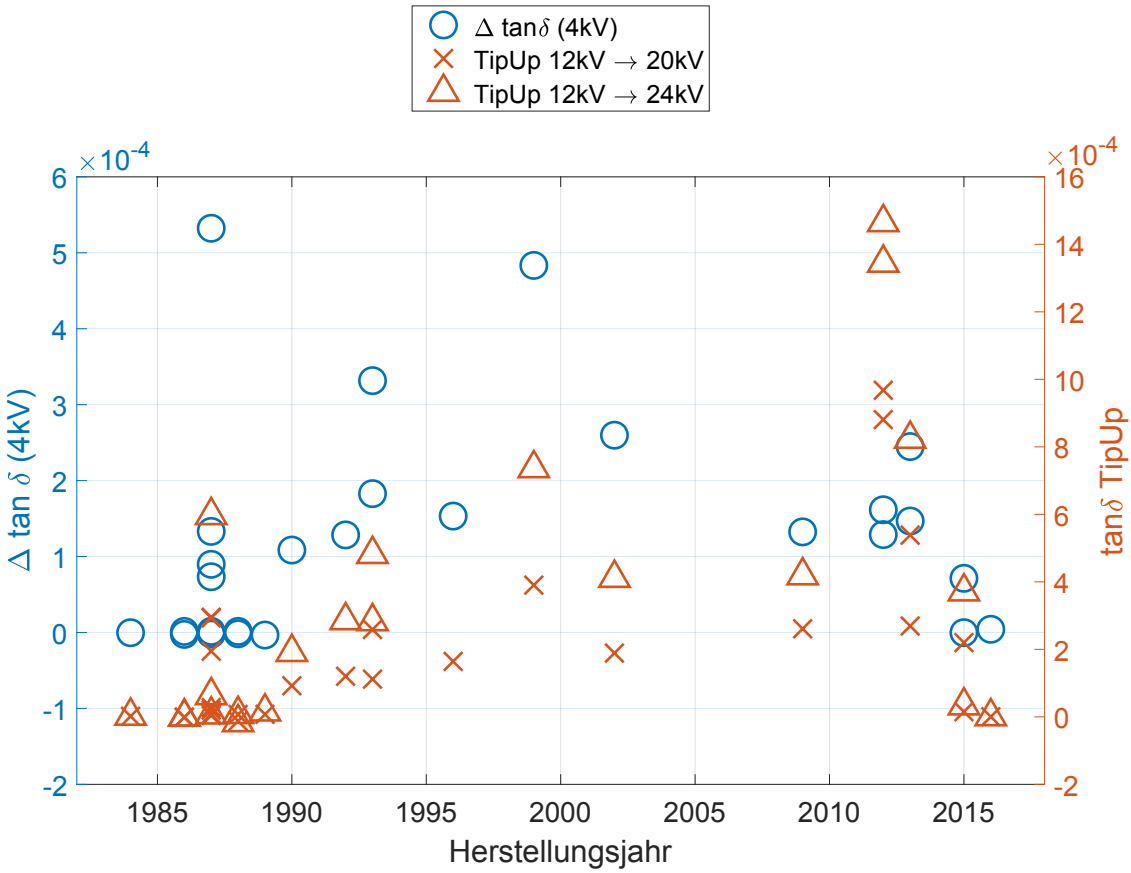


Abbildung 5.6: Verlustfaktorzunahme ($\Delta \tan \delta$) während der Messung bei 4 kV und Verlustfaktoranstieg („TipUp“) für 29 Kabelprüflinge bei 0,1 Hz

von 9000 s nicht. Der Offsetstrom beträgt nach der Messung bei 24 kV nur noch etwa 2 pA. Mögliche Ursachen sind eine Veränderung des Offsetstromes während der Messung sowie eine nicht vollständige Relaxation des Kabelprüflings während der letzten Depolarisationsphase.

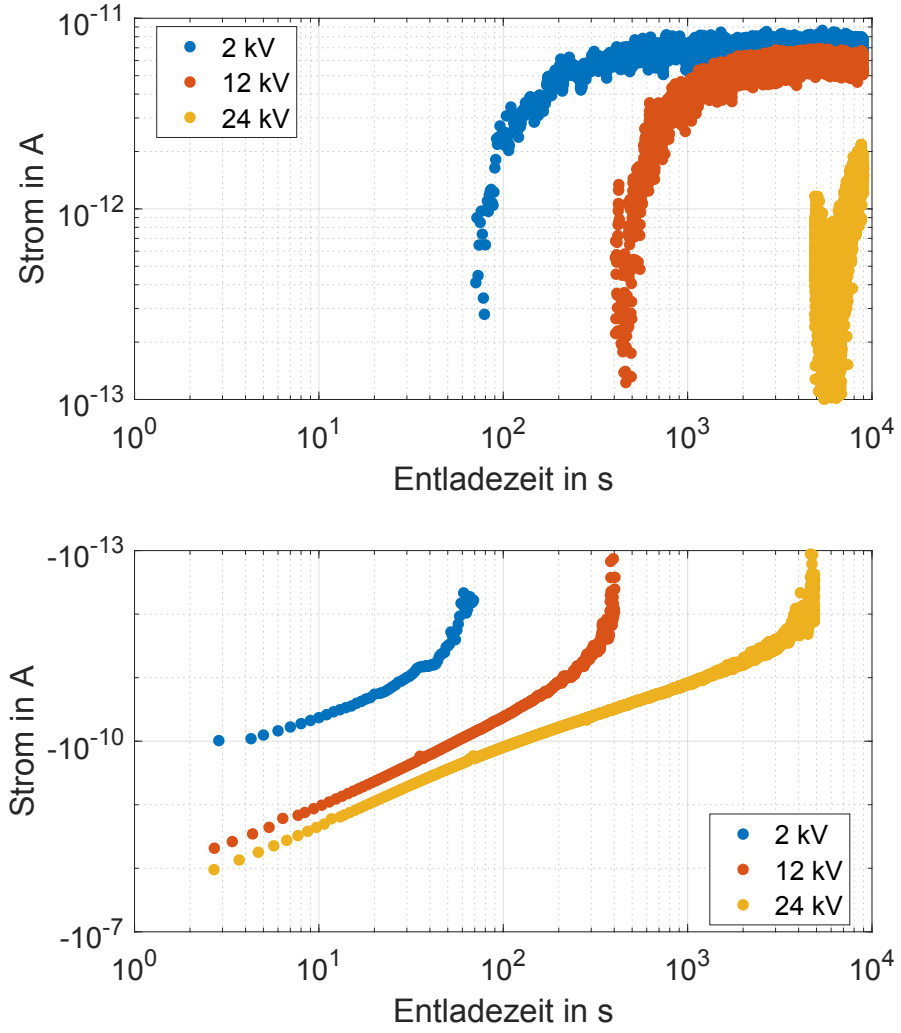


Abbildung 5.7: Depolarisationsstrommessung am Kabelprüfling V1-1

Ein positiver Offsetstrom und damit ein Nulldurchgang des Depolarisationsstromes wurde bei allen Kabelprüflingen beobachtet. Es erscheint daher sinnvoll, die Depolarisationsströme mit Hilfe des Offsetstromes vor der Messung zu korrigieren. Als Korrekturwert wurde der Median der letzten 100 aufgenommenen Werte (100 s) verwendet. Details zu den Offsetströmen werden in Abschnitt 10.1 diskutiert. Abbildung 10.12 zeigt den gemessenen Offsetstrom für alle zwölf im Zeitbereich untersuchten Kabelprüflinge. Die beobachteten Offsetströme im pA-Bereich können verschiedene Ursachen haben: Mechanische Spannungen im Aufbau führen durch triboelektrische und piezoelektrische Effekte sowie gespeicherte Ladung in den Isolierungen von Kabelprüfling und Messkabeln zu Offsetströmen. Als weitere Ursachen sind feuchte und/oder verschmutzte Kontakte zu nennen sowie Restpolarisation und Raumladungen in den Isolierungen des gesamten Aufbaus [Kei13].

Im Gegensatz zum Verlustfaktor ist der Depolarisationsstrom keine geometrieunabhängige Größe, d. h. beim Vergleich der Depolarisationsströme unterschiedlicher Kabelprüflinge muss

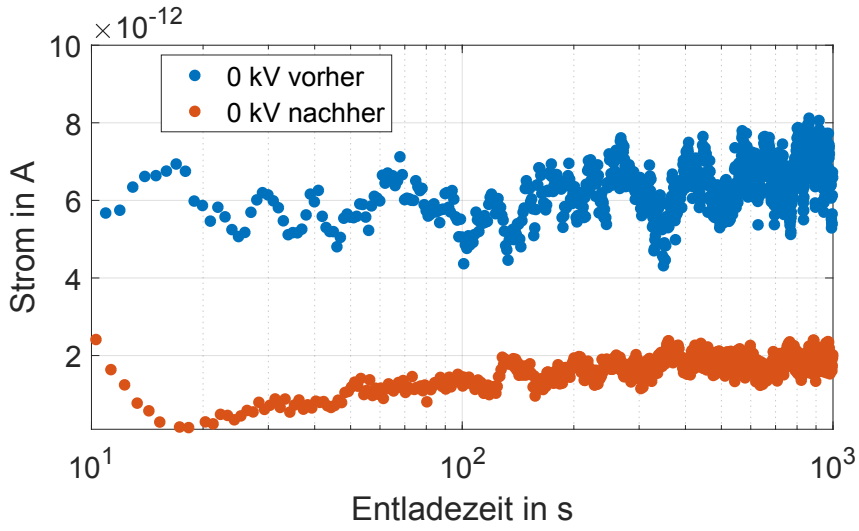


Abbildung 5.8: Offsetstrommessung vor und nach der in Abbildung 5.7 dargestellten Depolarisationsstrommessung am Kabelprüfling V1-1

deren geometrische Kapazität berücksichtigt werden. Der Kabelprüfling kann dabei als Zylinderkondensator betrachtet werden, dessen geometrische Kapazität sich nach $C = 2\pi\epsilon_0 \frac{l}{\ln(r_a/r_i)}$ berechnet. Dabei ist l die Länge des Messbelages zwischen den Messspalten und r_i und r_a der Innen- und Außenradius der Isolierung. Die letzten beiden unterliegen laut Norm DIN VDE 0276-620 [VDE18], welche die radialen Abmessungen in Grenzen vorgibt, einer zu großen Fertigungstoleranz, welche eine hinreichend genaue Berechnung nicht erlaubt.

Alternativ wird deshalb der bei 2 kV und 100 Hz ermittelte Kapazitätswert $(\epsilon'(100\,\mathrm{Hz}) \cdot C_0)$ herangezogen. Die Kapazitätswerte sind für alle Kabelprüflinge in Tabelle 10.2 angegeben. Man muss davon ausgehen, dass diese bei Kabeln mit copolymerer Isolierung auf Grund der polaren Copolymergruppen bei gleicher geometrischer Kapazität etwas größer sind als bei homopolymeren Isolierungen. Neue Copolymere werden dabei auf Grund der zusätzlichen Vernetzungsspaltprodukte die größten Werte aufweisen.

Der Kapazitätswert der Kabelprüflinge wurde berücksichtigt, indem die Depolarisationsströme durch die Kapazität der Kabelprüflinge (in nF) bei 2 kV und 100 Hz dividiert wurden. Als Einheit ergibt sich daher 10^9 A/F.

Die Abbildungen 5.9 und 5.10 zeigen die Depolarisationsströme bei 12 kV und 24 kV an allen untersuchten Kabelprüflingen. Eine Unterscheidung der drei Compoundklassen „Homopolymer betriebsgealtert“ (punktierte Linien), „Copolymer betriebsgealtert“ (durchgezogene Linien) und „Copolymer neu“ (gestrichelte Linien) ist hier noch besser als bei den Untersuchungen im Frequenzbereich möglich. Für die Compoundklasse „Homopolymer neu“ wurden keine Kabelprüflinge im Zeitbereich untersucht.

Aufgrund möglicher Änderungen des Offsetstromes während der Messungen und entsprechender fehlerhafter Offsetstromkorrektur müssen Werte unter 10^{-11} A/nF $(= 10^{-2}$ A/F) vorsichtig interpretiert werden, da hier der Offsetstrom den beobachteten Verlauf dominieren kann. Deutlich wird dies bei Kabelprüfling V2-1, bei welchem der Strom bei etwa 100 s einen nahezu konstanten Verlauf annimmt. Ebenfalls vorsichtig zu interpretieren sind die Stromverläufe oberhalb von etwa 800 s. Die begrenzte Ladezeit von 8000 s führt dazu, dass die Verläufe

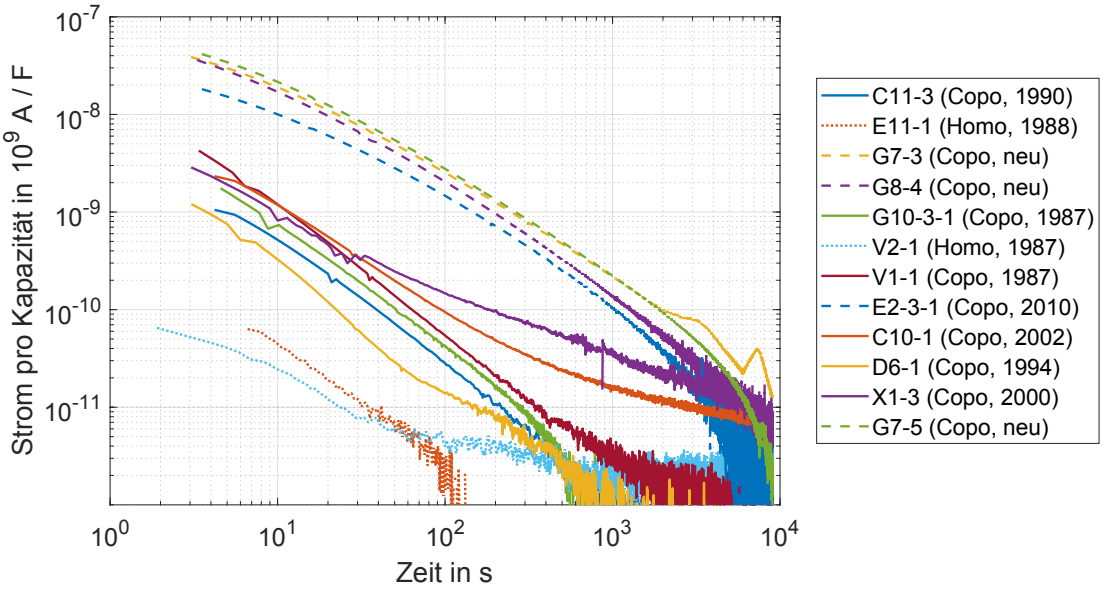


Abbildung 5.9: Depolarisationsströme bei 12 kV korrigiert mit Hilfe der Nullmessung und bezogen auf die Prüflingskapazität bei 100 Hz und 2 kV, Ladezeit: 8000 s

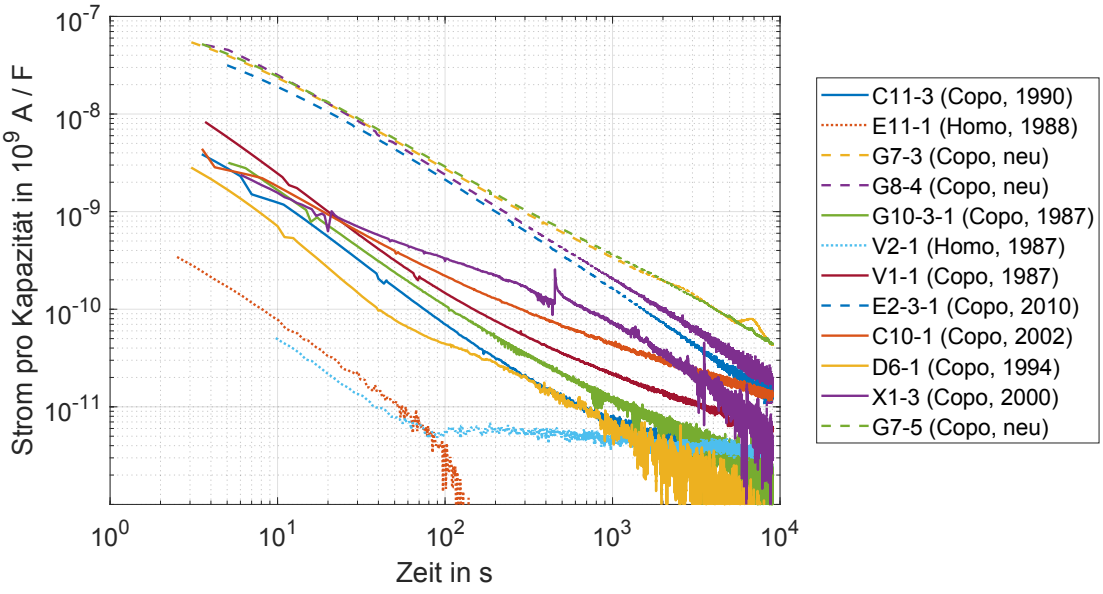


Abbildung 5.10: Depolarisationsströme bei 24 kV korrigiert mit Hilfe der Nullmessung und bezogen auf die Prüflingskapazität bei 100 Hz und 2 kV, Ladezeit: 8000 s

bei Depolarisationszeiten in der Größenordnung der Ladezeit nach unten „abknicken“. Jonscher [Jon83] zeigte, dass für eine korrekte Aufnahme der dielektrischen Antwort des Materials die Ladezeit mindestens zehn mal länger sein sollte, als die analysierte Depolarisationsphase, was jedoch unpraktikabel lange Polarisationszeiten erfordert. Die Depolarisationszeiten wurden hier mit 9000 s sogar etwas länger gewählt, damit eine möglichst vollständige Depolarisation des Materials vor der Folgemessung (bei der folgenden Spannung) sichergestellt werden konnte. Die Verläufe oberhalb etwa 800 s können daher nicht mehr als wahre dielektrische Antwort betrachtet werden. Es kann ein flacherer Verlauf als der jeweils gezeigte vermutet werden.

Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen lässt sich das Verhalten der drei Compoundklassen wie folgt beschreiben: Betriebsgealterte Homopolymere zeichnen sich durch sehr kleine Ströme aus. Dies führt bei den beiden untersuchten Kabelprüflingen dazu, dass der Wert von 1×10^{-11} A/nF bereits bei weniger als 100 s erreicht wird und damit nur ein sehr kleiner Bereich zur Analyse des Verlaufs zu Verfügung steht. Die Depolarisationsströme der betriebsgealterten Copolymere liegen etwa eine Größenordnung über jenen der betriebsgealterten Homopolymere. Die Depolarisationsströme der neuen Copolymere (hier wurde das nur vier Jahre im Betrieb befindliche Kabel E2-3-1 mit einbezogen) liegen noch einmal etwa eine Größenordnung über jenen der betriebsgealterten Copolymere.

Die Strom-Zeitabhängigkeiten lassen sich im doppeltlogarithmischen Diagramm im Allgemeinen nicht linearisieren, und der Strom nimmt im Allgemeinen überproportional ab. Das ist deutlich bei den neuen Copolymeren zu sehen und weist auf einen Relaxationsvorgang hin, vermutlich den Abbau von Raumladungen im Isolierkörper. Dieser Vorgang ist für die neuen Copolymere offenbar beträchtlich stärker ausgeprägt als für die betriebsgealterten Copolymere und unbedeutend für die Homopolymere.

Die Unterschiede im Depolarisationsverhalten bei 12 kV und 24 kV werden sichtbar, wenn die Verläufe bei beiden Spannungen zusammen dargestellt werden. Dies wurde in Abbildung 5.11 für jeweils einen Kabelprüfling der drei Compoundklassen vorgenommen: Für das betriebsgealterte Homopolymer (E11-1) und das betriebsgealterte Copolymer (V1-1) beobachtet man bei 24 kV etwa den doppelten Strom wie bei 12 kV, während für das neue Copolymer (G7-3) die Polarisation des Materials bereits bei 12 kV nahezu eine Sättigung erreicht hat.

5.4 Einfluss der Vernetzungsspaltprodukte (Veränderung durch Entgasen)

Es stellt sich anhand der Unterschiede zwischen neuen Copolymeren und betriebsgealterten Copolymeren sowohl bei den Messungen des Verlustfaktors als auch des Depolarisationsstromes die Frage, ob die höheren Werte bei neuen Copolymeren durch den höheren Gehalt an Vernetzungsspaltprodukten erklärt werden können. In diesem Fall müssten sich die Messkurven durch beschleunigte Diffusion der Vernetzungsspaltprodukte in den Bereich verschieben, in dem die Messkurven für betriebsgealterte Kabel liegen. Zur Überprüfung dieser Vermutung wurde ein neuer copolymerer Kabelprüfling (G7-5) in einem Wärmeschrank bei 82 °C bis 84 °C geheizt. Der Mantel wurde zuvor entfernt, da dieser die Diffusion in radialer Richtung behindern könnte. Nach 333 h, 693 h und 1197 h wurde die Verlustfaktormessungen bei 2 kV und 0,1 Hz wiederholt. Nach 1197 h wurde zusätzlich die Messung des Depolarisationsstromes wiederholt. Die

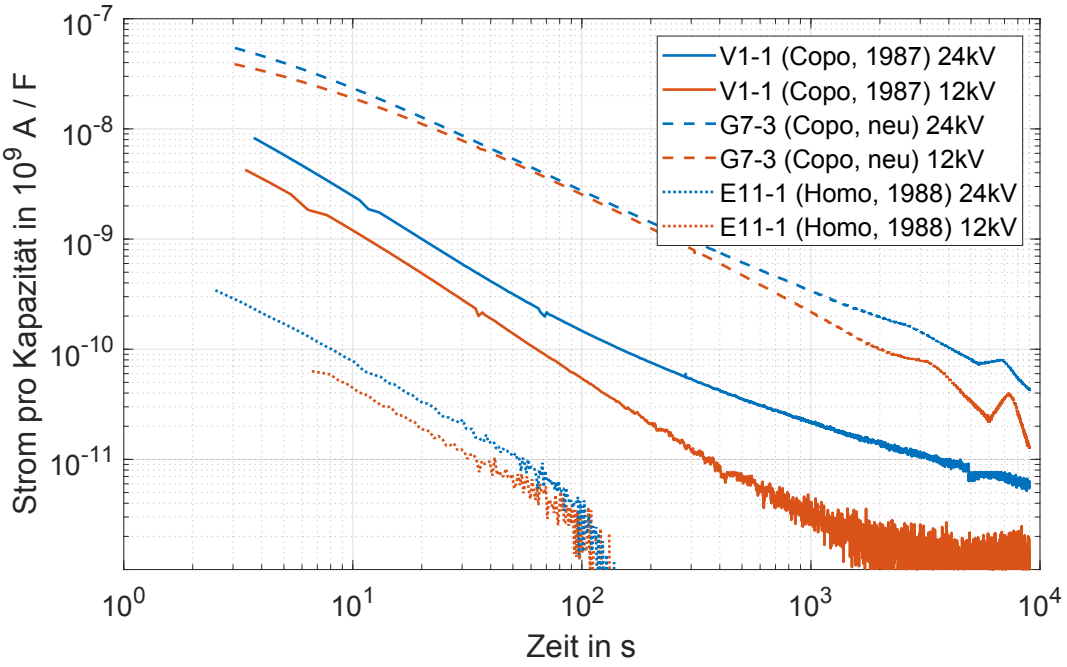


Abbildung 5.11: Vergleich der Depolarisationsströme bei 12 kV und 24 kV für drei ausgewählte Kabelprüflinge; die Ströme sind korrigiert mit Hilfe der Nullmessung und bezogen auf die Prüflingskapazität bei 100 Hz und 2 kV, Ladezeit: 8000 s

Messungen im Ursprungszustand, welche bereits in den Abbildungen 5.1, 5.2, 5.3, 5.9 und 5.10 enthalten sind, werden in den folgenden Abbildungen mit „0 h“ markiert. Der Kabelprüfling wurde nach jeder Heizphase für mindestens eine Nacht im temperierten Messraum bei 20 °C gelagert, bevor die Messungen durchgeführt wurden.

Abbildung 5.12 zeigt die Messungen des Verlustfaktors bei 2 kV im Ausgangszustand („0 h“) und nach den gegebenen Zeiten im Wärmeschrank. Im unteren Frequenzbereich ergibt sich das erwartete Verhalten, nämlich dass die Verlustfaktoren mit zunehmender Temperzeit kleiner werden. Dabei ist die Abnahme im ersten Heizintervall von 333 h größer als in den folgenden beiden Heizintervallen, obwohl diese etwas länger sind (360 h und 504 h). Dies ist plausibel, weil die Diffusionsgeschwindigkeit vom Konzentrationsgradienten abhängt, welcher kleiner wird, wenn sich die Konzentration an Vernetzungsspaltprodukten im Material verringert.

Im oberen Frequenzbereich ist der Verlustfaktor nach 333 h etwas höher (ca. 3×10^{-4} bei 100 Hz) und ändert sich nach längeren Heizzeiten nicht mehr. Die Verläufe liegen dort nahe bei denen der in Abbildung 5.1 dargestellten Verläufe. Für dieses Verhalten könnte eine veränderte radiale Verteilung der Vernetzungsspaltprodukte verantwortlich sein. Auch thermisch angeregte Veränderungen im Polymer (Nachvernetzung, Nachkristallisation, Oxidation und Änderung des freien Volumens) sind denkbar.

Auch die Kapazität nimmt mit der Temperzeit ab (Abbildung 5.13), jedoch sind die Kapazitätsänderungen sehr klein, nur für das erste Temperintervall zeigt sich eine deutliche Verringerung.

Die Veränderung des Verlustfaktors bei 0,1 Hz mit der Spannung wird in Abbildung 5.14 gezeigt. Auch hier beobachtet man eine Abnahme des Verlustfaktors sowie seiner Spannungs-

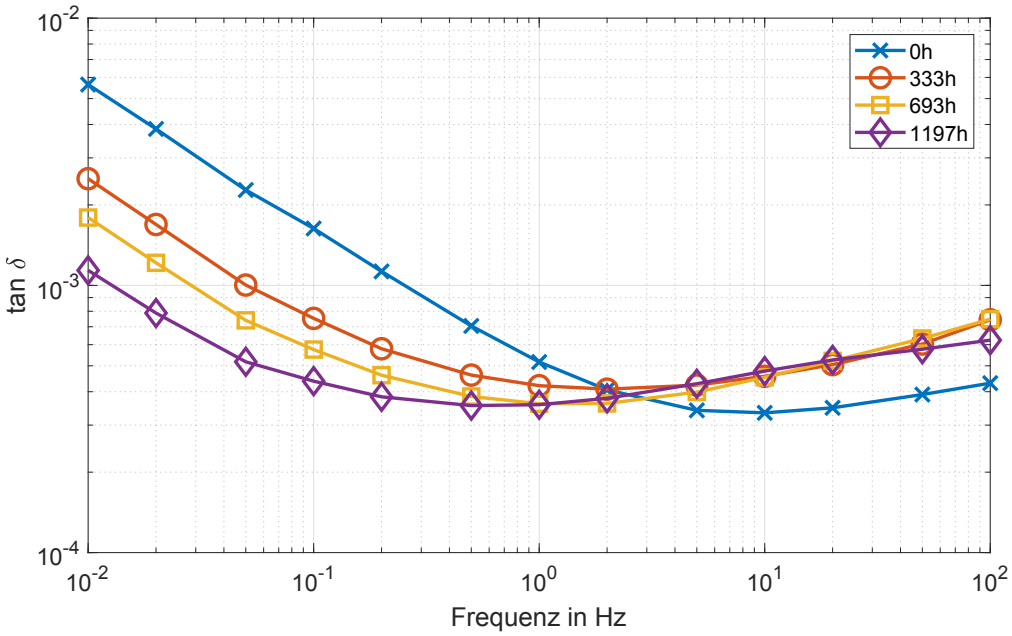


Abbildung 5.12: Verlustfaktormessungen bei 2 kV am Kabelprüfling G7-5 nach unterschiedlichen Zeiten im Wärmeschrank

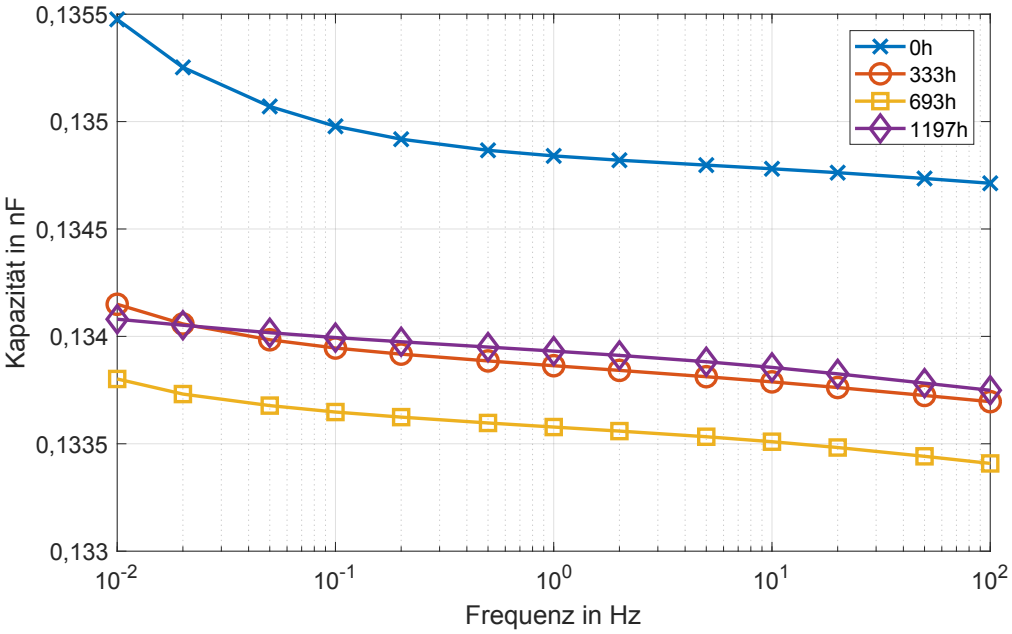


Abbildung 5.13: Kapazitätsmessungen bei 2 kV am Kabelprüfling G7-5 nach unterschiedlichen Zeiten im Wärmeschrank

abhängigkeit mit zunehmender Heizzeit und die größte Veränderung während des ersten Heizintervalls. Hystereseerscheinungen, wie sie bei einigen betriebsgealterten Copolymeren beobachtet wurden, konnten nicht festgestellt werden.

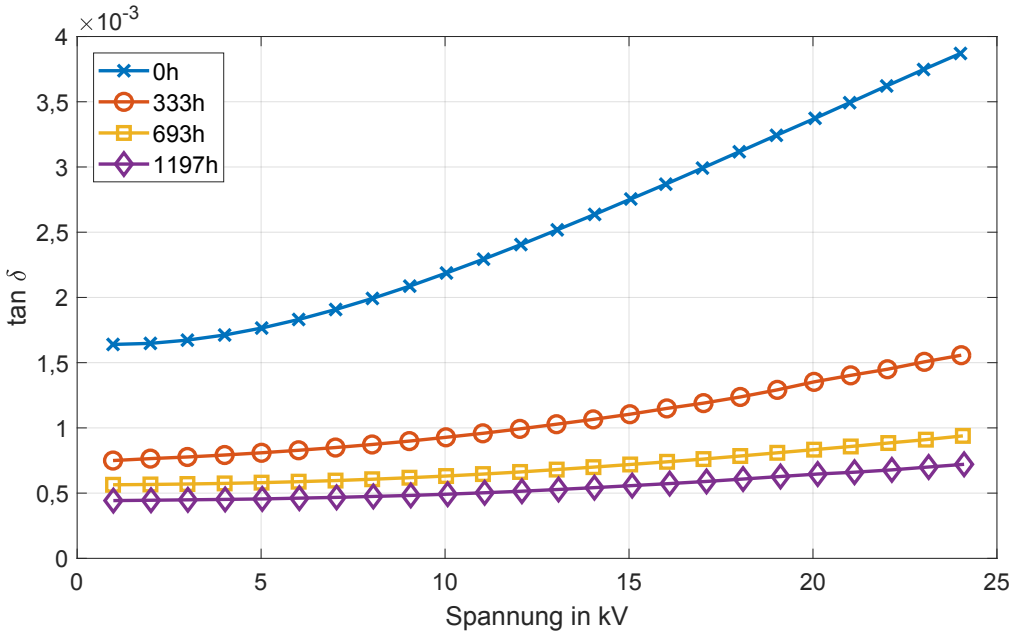


Abbildung 5.14: Spannungsvariable Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz am Kabelprüfling G7-5 nach unterschiedlichen Zeiten im Wärmeschrank

Der Einfluss des Temperns auf den Depolarisationsstrom wurde nach der letzten Heizperiode (1197 h) untersucht. Abbildung 5.15 zeigt dazu den Depolarisationsstrom vor und nach der Temperung und nach der Polarisation mit 12 kV und 24 kV. Der Depolarisationsstrom insbesondere bei 12 kV ist dort nach dem Heizen deutlich geringer, wenn auch der Unterschied nicht so groß ausfällt, wie der zwischen neuen und betriebsgealterten Copolymeren (vergleiche Abbildung 5.9).

Um sicherzustellen, dass keine nennenswerte Oxidation im Material auftritt, die die Verlustfaktorabnahme durch Diffusion der Vernetzungsspaltprodukte mit einer Verlustfaktorzunahme durch Oxidation kompensieren könnte, wurden FTIR-Spektren von Radialschnitten der Isolierung vor und nach dem Heizen vorgenommen (Abbildung 10.14). Die Ausbildung von Banden für Oxidationsprodukte (z. B. im Bereich von 1745 cm^{-1} bis 1690 cm^{-1} für Carbonylgruppen [Hyv08]) ist dabei nicht festzustellen. Erwartungsgemäß findet bei einer Temperatur unterhalb der zulässigen Dauertemperatur von 90 °C keine nennenswerte Oxidation statt. Eine Abnahme der Konzentration der Vernetzungsspaltprodukte, wie sie z. B. für die Acetophenonkonzentration von Steingräber [Ste92] und Wutzler [Wut02] bei der Wellenzahl 1693 cm^{-1} beobachtet wurden, kann hier nicht festgestellt werden. Dies liegt darin begründet, dass hier im ATR(attenuated total reflection)-Verfahren gemessen wurde. Dabei werden nur die oberen Schichten an der Probeoberfläche analysiert, aus denen sich die Vernetzungsspaltprodukte vermutlich schnell verflüchtigen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass durch das Ausheizen der Vernetzungsspaltprodukte die Messkurven in einen Bereich vorschoben werden, welcher dem entsprechen-

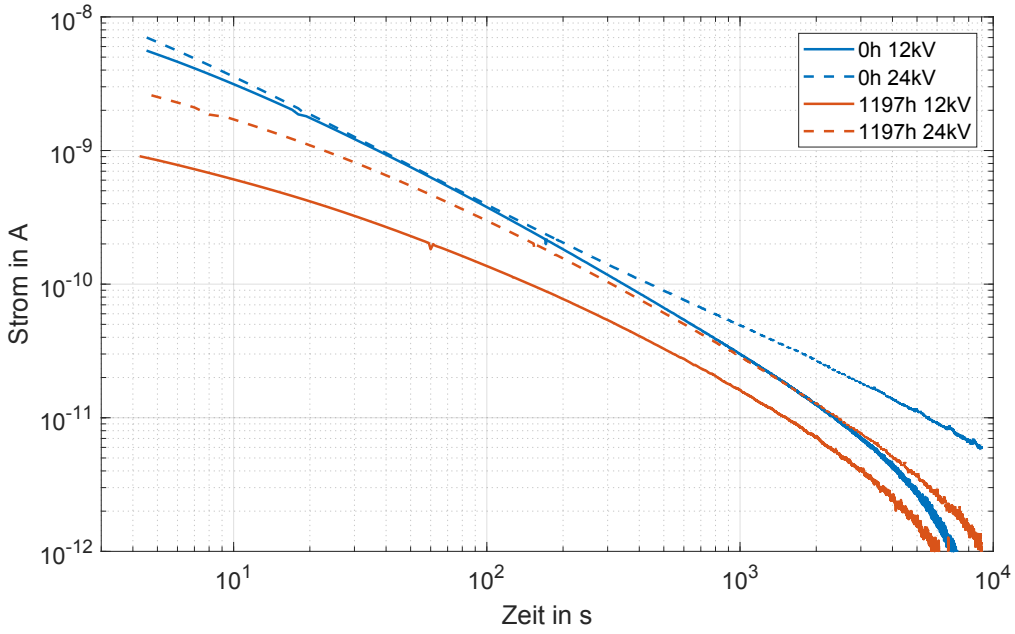


Abbildung 5.15: Vergleich der Depolarisationsströme bei 12 kV und 24 kV am Kabelprüfling G7-5 vor (0 h) und nach (1197 h) dem Ausheizen; die Ströme sind korrigiert mit Hilfe der Nullmessung (vgl. Abbildung 10.15), Ladezeit: 8000 s

den Bereich für betriebsgealterte Copolymere recht nahe kommt. Durch längeres Ausheizen wären die Kurven möglicherweise noch weiter in diesen Bereich verschiebbar. Eine Ausbildung einer hystereseartigen Verlustfaktordifferenz $\Delta \tan \delta$ während der 0,1 Hz-Messung konnte jedoch nicht nachgewiesen werden. Dies könnte damit zusammenhängen, dass die gleichmäßige Temperierung des Kabelprüflings (ohne Mantel) nicht die thermische Belastung im Betrieb widerspiegelt, bei der sich eine radiale Temperaturabnahme einstellt. Außerdem erscheint es unwahrscheinlich, dass vergleichbare Temperaturen im realen Betrieb bei den untersuchten betriebsgealterten Kabeln aufgetreten sind. Zusätzlich behindert bei Kabeln im Betrieb der Mantel die Diffusion möglicherweise erheblich. Dies könnte dazu führen, dass die radiale Verteilung und der globale Gehalt von Vernetzungsspaltprodukten bei betriebsgealterten Kabeln sich deutlich von dem Gehalt und der Verteilung unterscheidet, welche durch gezieltes Entgasen im Labor erzeugt wird.

5.5 Zusammenfassung

Hinsichtlich der dielektrischen Antwort im Frequenz- und Zeitbereich können drei Gruppen von Compounds unterschieden werden: Betriebsgealterte Kabel mit copolymerer Isolierung, neue Kabel mit copolymerer Isolierung und Kabel mit homopolymerer Isolierung (neue und betriebsgealterte). Die Gruppen unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Absolutwerte des Verlustfaktors und des Depolarisationsstromes, wobei diese Unterschiede mit abnehmender Frequenz (bei 2 kV und bei Messung des Depolarisationsstromes) und zunehmender Spannung (bei 0,1 Hz) größer werden. Innerhalb der Gruppen für neue und betriebsgealterte Copolymere ist die Streuung der Werte groß und insbesondere für betriebsgealterte Copolymere vermutlich

stark von der thermischen Vorgeschichte (damit auch von der Betriebszeit) des jeweiligen Kabels abhängig. Tabelle 5.1 fasst für die jeweilige Compoundgruppe die maximal beobachteten Größen $\tan\delta$ bei 12 kV, $\tan\delta$-TipUp (12 kV bis 24 kV) und $\Delta\tan\delta$ bei 4 kV für alle 0,1 Hz-Labormessungen zusammen. Es kann vereinfacht folgende Beziehung formuliert werden, wobei G für $\tan\delta(f \leqslant 0{,}1\,\mathrm{Hz})$, i_{Depol} oder $\tan\delta$-TipUp bei 0,1 Hz stehen könnte.

$$G(\text{neues Copolymer}) \geqslant G(\text{betriebsgealtertes Copolymer}) > G(\text{Homopolymer})$$

Als Ursache für diese Relation wird eine Ladungsträger-Relaxation angesehen. Die Ladungsträger sind vermutlich elektrisch nicht völlig neutrale Vernetzungsspaltprodukte, die hauptsächlich bei neuen Copolymeren auftreten. Für diese Annahme spricht, dass durch Ausgasen unter Laborbedingungen eines neuen copolymeren Kabels das Verhalten betriebsgealterter Copolymere im Wesentlichen produziert werden konnte.

Tabelle 5.1: Im Labor beobachtete maximale Werte für die Größen $\tan\delta$ bei 12 kV, $\tan\delta$-TipUp (12 kV bis 24 kV) und $\Delta\tan\delta$ bei 4 kV bei 0,1 Hz (alle Werte sind auf die fünfte Nachkommastelle aufgerundet); in der Klasse „Copolymer ((fast) neu)“ ist der Kabelprüfling E2-3-1 mit Herstellungsjahr 2009 (verlegt 2010, entnommen 2014) enthalten

Compound	$\tan\delta$ bei 12 kV	$\tan\delta$-TipUp	$\Delta\tan\delta$ bei 4 kV
Homopolymer (betriebsgealtert)	9×10^{-5}	2×10^{-5}	≈ 0
Homopolyer (neu)	$1{,}3 \times 10^{-4}$	4×10^{-5}	≈ 0
Copolymer (betriebsgealtert)	$5{,}6 \times 10^{-4}$	$7{,}4 \times 10^{-4}$	$5{,}3 \times 10^{-4}$
Copolymer ((fast) neu)	$2{,}41 \times 10^{-3}$	$1{,}47 \times 10^{-3}$	$2{,}4 \times 10^{-4}$

6 Ergebnisse der Vor-Ort-Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der vor Ort an verlegten Kabelstrecken[1] durchgeführten 0,1 Hz-Verlustfaktormessungen ausgewertet. Dabei geht es zunächst um den Wertebereich dieser Messungen und noch nicht um eine Bewertung des Kabelzustandes oder um Einflussfaktoren.

Eine Auflistung aller untersuchten Kabelstrecken kann Tabelle 10.3 entnommen werden. Die Leitungsabschnitte R-20 und B-37 weisen als einzige Kabel älterer Bauart auf. Der Leitungsabschnitt R-20 enthält Kabel mit PE-Isolierung und PVC-Mantel (NA2YSY, verlegt 1983) und der Leitungsabschnitt B-37 VPE-Kabel mit PVC-Mantel (NA2XSY, verlegt 1980). Alle anderen Leitungsabschnitte enthalten ausschließlich moderne Kabel nach VDE-Kennung NA2XS2Y.

Insgesamt enthalten vier Leitungsabschnitte Kabel, welche zum Zeitpunkt der Messung weniger als zehn Betriebsjahre aufwiesen (B-37, O-32, D-30, D-29). Allerdings ergibt sich bei Betrachtung des minimalen und des längenbezogenen mittleren Verlegejahres (siehe Tabelle 10.3 und Berechnung Gleichung 6.1), dass nur für die drei Phasen des Streckenabschnitts D-30 Verlustfaktorwerte für neue Kabel erwartet werden können. Die anderen drei Strecken weisen hauptsächlich ältere Kabel sowie jeweils ein kurzes Stück vergleichsweise neues Kabel auf. Derartige Topologien treten z. B. auf, wenn Kabelstrecken um einige Meter verlängert wurden, etwa um die Position einer Ortsnetzstation zu verlegen.

Im Folgenden wird zunächst eine statistische Auswertung der Messwerte vorgenommen und anschließend der Zusammenhang der Messwerte mit den Verlegejahren der Kabel überprüft, ähnlich wie dies für die Herstellungsjahre der Laborkabel vorgenommen wurde. Die Untersuchung konzentriert sich dabei auf die Betrachtung des Verlustfaktors bei 12 kV und 24 kV. Weiterhin wird die Nichtlinearität des $\tan\delta$ (der Anstieg mit der Spannung, häufig als „TipUp“ bezeichnet) betrachtet. Dieser gilt als ein erprobtes Kriterium für die Diagnose der WT-Schädigung in Mittelspannungskabeln und wird vergleichsweise häufig angewendet oder empfohlen, siehe z. B. [Cig12, EPR13, IEE13, Bor16, HH10, Her08, BT14]. Für den TipUp werden unterschiedliche Berechnungsempfehlungen gegeben. Üblich sind beispielsweise der Anstieg zwischen $0{,}5\,U_0$ und $1{,}5\,U_0$ oder zwischen $1\,U_0$ und $2\,U_0$. Letzterer wird auch hier verwendet. Um einen besseren Vergleich mit den Ergebnissen im Labor herstellen zu können, wird hier auch der Anstieg von 12 kV ($1\,U_0$) auf 20 kV ($\approx 1{,}7\,U_0$) betrachtet. Darüber hinaus wird hier, wie für die Labormessungen, der $\Delta\tan\delta$ bei 4 kV berücksichtigt. In [IEE13] und [EPR13] wird ein weiteres Diagnosekriterium herangezogen, die sogenannte „$\tan\delta$-Stability“. Dafür wird die

[1] Eine (Kabel-)Strecke bezeichnet hier immer nur eine Phase eines Leitungsabschnittes zwischen zwei Ortsnetzstationen bzw. zwischen einer Schaltanlage und der nächsten Ortsnetzstation. Die Bezeichnung Leitungsabschnitt bezieht sich auf alle drei Phasen.

Standardabweichung der tan δ-Werte bei 1 U_0 (std(tan δ)) betrachtet. Da eine derartige Bestimmung der Standardabweichung bei den Labormessungen nicht vorgenommen werden kann (nur ein Wert je Spannungsstufe), erfolgt der Vergleich anhand der in [IEE13] und [EPR13] angegebenen Grenzwerte.

6.1 Statistische Betrachtung

Aus der standardmäßig vor Ort angewendeten 0,1 Hz-Verlustfaktormessung wurden zunächst die Mittelwerte bei 12 kV und 24 kV bestimmt. Wurde die jeweilige Spannung zweimal angefahren (bei Strecken, bei denen eine Wiederholung der Messung aus den 90er Jahren stattfand, siehe Abschnitt 8.3), so wurden die Werte des ersten Anfahrens der jeweiligen Spannungsstufe verwendet. Bei einem späteren Anfahren sind die Werte auf Grund der zum Teil auftretenden Verlustfaktorveränderung (Δ tan δ) möglicherweise höher. Abbildung 6.1 zeigt das Histogramm für die Werte bei 12 kV und 24 kV. Die Werte bei 24 kV sind erwartungsgemäß höher. Der Mittelwert liegt bei $9{,}1 \times 10^{-4}$ für 12 kV und $1{,}7 \times 10^{-3}$ für 24 kV. Die größten sechs Messwerte, d. h. die obersten 5% der Messwerte, liegen bei 24 kV über $4{,}2 \times 10^{-3}$ Bei 12 kV werden die größten sechs Verlustfaktoren bei Werten über $2{,}1 \times 10^{-3}$ festgestellt. Die Werte sind insgesamt deutlich höher als die im Labor an Kabelproben ermittelten Verlustfaktoren. Dies ist bemerkenswert, weil die untersuchten Kabelstrecken bis auf wenige Ausnahmen keine („neuen“) Kabel mit weniger als 10 Betriebsjahren (bzw. Verlegejahren nach 2005, vergleiche Tabelle 10.3) enthalten. Nur für derartige neue Kabel wurden im Labor bei 24 kV und insbesondere bei 12 kV Werte deutlich größer als 1×10^{-3} ermittelt. Für betriebsgealterte Kabel im Labor liegen die maximalen Werte bei $5{,}6 \times 10^{-4}$ für 12 kV und $1{,}07 \times 10^{-3}$ für 24 kV.

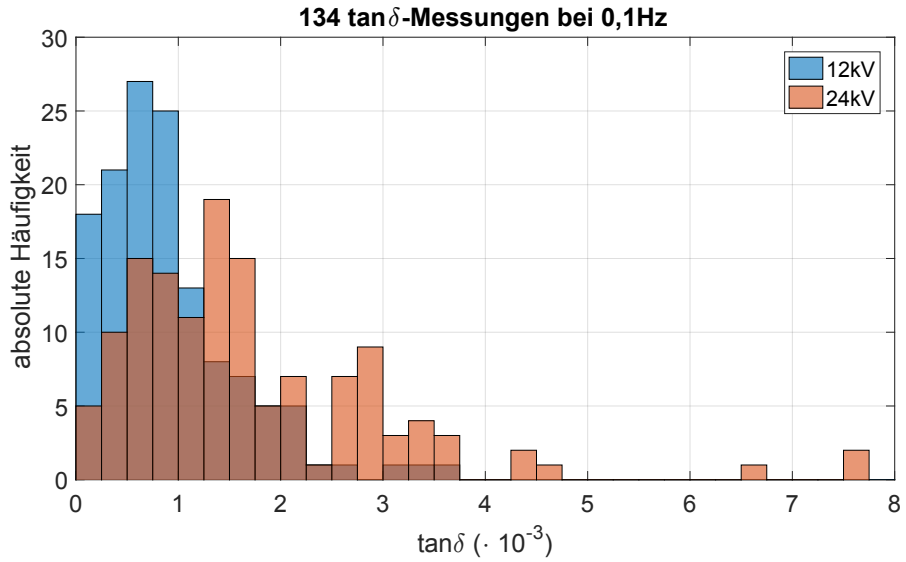


Abbildung 6.1: Histogramm der Werte bei 12 kV und 24 kV von 134 tan δ-Messungen bei 0,1 Hz (Klassenbreite: $2{,}5 \times 10^{-4}$)

Ein tan δ-TipUp größer 1×10^{-3} wurde im Labor nur für zwei neue Kabel und nur für die Stufe 12 kV auf 24 kV beobachtet. Abbildung 6.2 gibt das Histogramm für die beiden TipUp-Varianten für die Vor-Ort Messungen an. Es wird deutlich, dass auch bei den Vor-Ort-

Messungen ein Großteil der Werte unterhalb von 1×10^{-3} zu finden ist. Allerdings treten auch einige Werte oberhalb dieses Wertes auf, auch weit über dem, was für neue Kabel beobachtet wurde. Die größten sechs Werte des $\tan\delta$-TipUp von 12 kV auf 24 kV (die größten 5%) liegen über $2{,}5 \times 10^{-3}$.

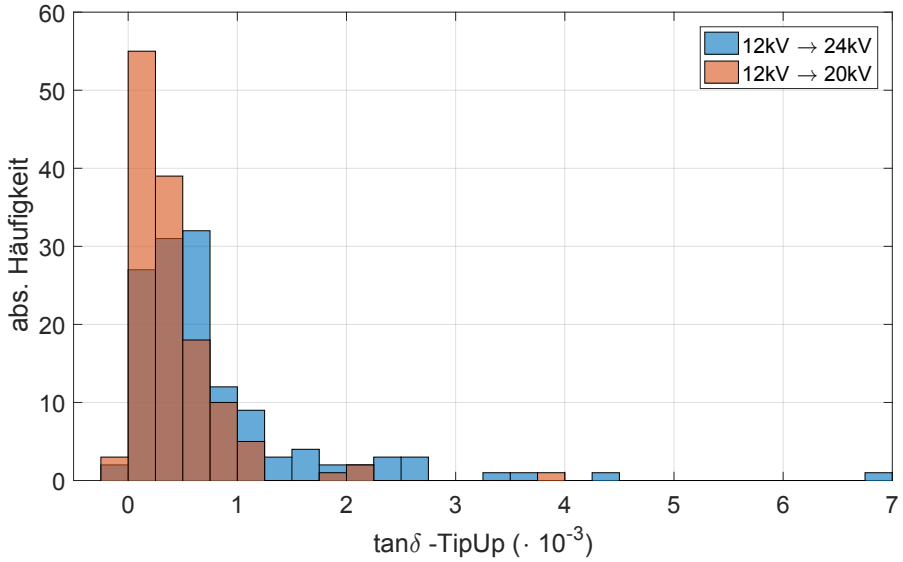


Abbildung 6.2: Histogramm des $\tan\delta$-TipUp von 12 kV bis 24 kV und 12 kV bis 20 kV (Klassenbreite: $2{,}5 \times 10^{-4}$; jeweils 134 Werte)

Wie in Abschnitt 5.2.2 diskutiert, kommt es bei Kabeln mit copolymerer Isolierung häufig zu einer Veränderung des Verlustfaktors während der Messung. Vor Ort wurde diesem Sachverhalt bei einem Großteil der Messungen durch eine Wiederholung der 4 kV-Spannungsstufe am Ende Rechnung getragen. Abbildung 6.3 zeigt das Histogramm der ermittelten Veränderung $\Delta\tan\delta$ bei 4 kV. Bei den im Labor untersuchten Kabeln traten Werte bis $5{,}3 \times 10^{-4}$ auf. Vor Ort liegt ein Großteil der Werte ebenfalls in diesem Bereich, einzelne Werte liegen noch darüber[2]. Es treten aber auch Werte mit negativem $\Delta\tan\delta$ auf, was durch sich ändernde Oberflächenleitfähigkeit der Endverschlüsse oder Prüfadapter infolge variierender Luftfeuchte oder Trocknung der Oberflächen durch den Oberflächenstrom während der Messung verursacht sein kann.

In Abbildung 6.4 sind die ermittelten Standardabweichungen der $\tan\delta$-Werte bei 12 kV ($\mathrm{std}(\tan\delta)$) angegeben. Als Grenzwert für die beste Klassifizierung („no action required“) wird in [IEE13] ein Wert von 1×10^{-4} angegeben. In [EPR13] wird als Grenzwert für die beste Klassifizierung (dort als „good condition“ bezeichnet) der Wert 2×10^{-5} angegeben. Wie Abbildung 6.4 entnommen werden kann, wurde der Wert 2×10^{-5} für die vor Ort untersuchten Strecken relativ oft überschritten, der Wert 1×10^{-4} jedoch nur zweimal: $2{,}5 \times 10^{-4}$ bei der Strecke *E-07 L3* und $1{,}1 \times 10^{-4}$ bei der Strecke *L-25 L1*.

[2] *R-22 L1, L2 und L3, D-29 L1, D-30 L1 und L3*

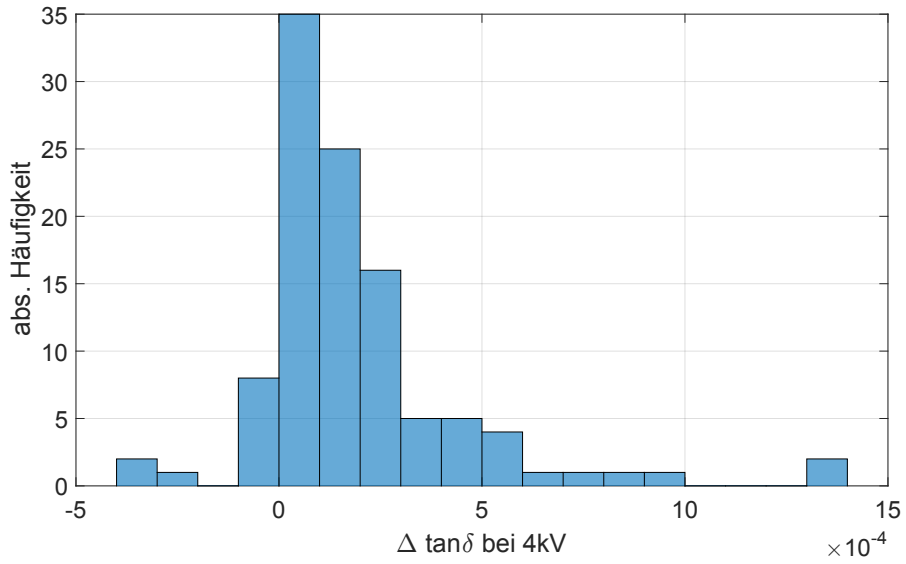


Abbildung 6.3: Zunahme des $\tan\delta$ ($\Delta\tan\delta$) bei 4 kV während der Messung (Klassenbreite: 1×10^{-4}, 107 Werte)

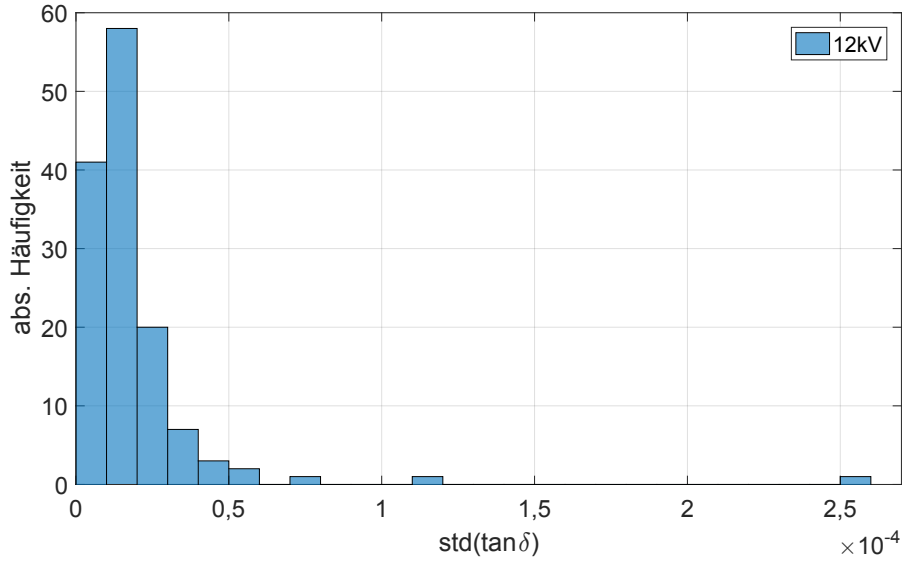


Abbildung 6.4: Standardabweichung des Verlustfaktors ($\mathrm{std}(\tan\delta)$) bei 12 kV (Klassenbreite: 1×10^{-5}, 134 Werte)

6.2 Abhängigkeit des Verlustfaktors vom Verlegejahr der Kabel

Der folgende Teil betrachtet die Verlustfaktorwerte hinsichtlich des Verlegejahrs der Strecken. Bei den Labormessungen wurde diese Betrachtung hinsichtlich des Herstellungsjahrs vorgenommen. Da Herstellungs- und Verlegejahr sich bei den Laborprüflingen jedoch nur um maximal zwei Jahre unterscheiden (vgl. Tabelle 10.2), ist die Betrachtungsweise vergleichbar.

Die untersuchten Strecken weisen nicht immer Kabel des gleichen Verlegejahres auf (vgl. Tabelle 10.3). Es wird daher zunächst das mittlere Verlegejahr J_{mean} definiert, welches sich (bei Vorhandensein von N Kabeln verschiedener Verlegejahre) durch Gewichtung der Einzelverlegejahre J_n mit der anteiligen Länge l_n und anschließender Mittelwertbildung berechnet:

$$J_{mean} = \frac{\sum_{n=1}^{N} J_n \cdot l_n}{\sum_{n=1}^{N} l_n} \tag{6.1}$$

Abbildung 6.5 zeigt den Verlustfaktor bei 0,1 Hz für die Spannungen 4 kV, 12 kV und 24 kV über dem mittleren Verlegejahr. Ergänzend dazu gibt Abbildung 10.16 (Seite 158) den Verlustfaktor bei 12 kV über dem mittleren Verlegejahr unter Angabe des jeweiligen Verlegejahrbereiches (minimales und maximales Verlegejahr der Kabel in der jeweiligen Kabelstrecke als Streubalken) an. In Abbildung 10.17 wird der Verlustfaktor bei 4 kV, 12 kV und 24 kV über dem minimalen Verlegejahr gezeigt. Beim Vergleich der Abbildungen wird deutlich, dass sich das Gesamtbild nur unwesentlich ändert, wenn anstelle des mittleren das minimale Verlegejahr verwendet wird. Wie aus Tabelle 10.3 und Abbildung 10.16 zu erkennen ist, liegt das maximale Verlegejahr für einzelne Kabelstrecken weit über dem mittleren Verlegejahr (nach dem Jahr 2010). Wie oben bereits erwähnt, handelt es sich dabei um Strecken, welche erst vor einigen Jahren verlängert oder umgebaut wurden, z. B. aufgrund der Versetzung einer Ortsnetzstation. Im Folgenden wird nur noch das mittlere Verlegejahr betrachtet.

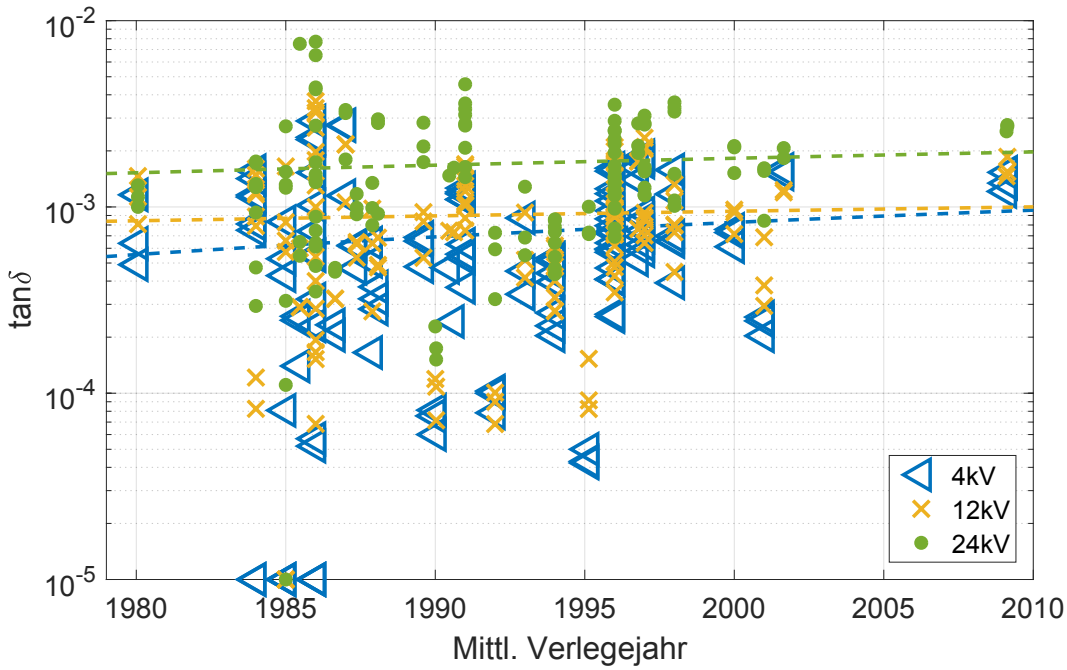


Abbildung 6.5: Verlustfaktoren bei 4 kV, 12 kV und 24 kV über dem mittleren Verlegejahr

Für die Verlustfaktoren in Abbildung 6.5 über dem mittleren Verlegejahr ergibt sich für alle drei Spannungen ein leicht steigender Trend (lineare Regression) mit dem Verlegejahr, d. h. im Mittel nehmen die Verlustfaktorwerte mit steigendem Verlegejahr leicht zu, also mit steigender Betriebszeit ab. Verantwortlich dafür ist, wie bereits bei den Labormessungen beobachtet, neben dem Ausdiffundieren von Vernetzungsspaltprodukten, der Einsatz von Homopolymeren bei früheren Verlegejahren. Im Gegensatz zu den Laboruntersuchungen sind hier aber homopolymertypische Werte bis zum mittleren Verlegejahr 1995 zu beobachten. Betrachtet man das maximale Verlegejahr dieser Kabelstrecken (vgl. Abbildung 10.16), so wären diese Werte sogar für Strecken mit Kabeln des Verlegejahres 2000 zu finden. Natürlich können auch andere Kabelstrecken mit höheren Verlustfaktoren homopolymere Kabelisolierungen enthalten, wenn die Verlustfaktorwerte aufgrund von Alterung oder ungünstigen Einflussfaktoren erhöht sind, wie etwa bei Kabelstrecken mit einem minimalen Verlegejahr vor 1987. Schließlich sei bemerkt, dass für das Messsystem eine Genauigkeit von 1×10^{-4} angegeben wird, so dass Werte $<1 \times 10^{-4}$ nicht weiter betrachtet werden sollten.

Abbildung 6.6 zeigt den tan δ-TipUp für 12 kV auf 20 kV und 12 kV auf 24 kV über dem mittleren Verlegejahr. Auch hier ergibt sich ein leicht steigender Trend (lineare Regression) mit zunehmendem mittleren Verlegejahr, also ein leicht abnehmender Trend mit zunehmender Betriebsdauer. Wie bereits bei den absoluten Verlustfaktorwerten, treten auch beim tan δ-TipUp einzelne auffällig hohe Werte ($>3 \times 10^{-3}$) auf.

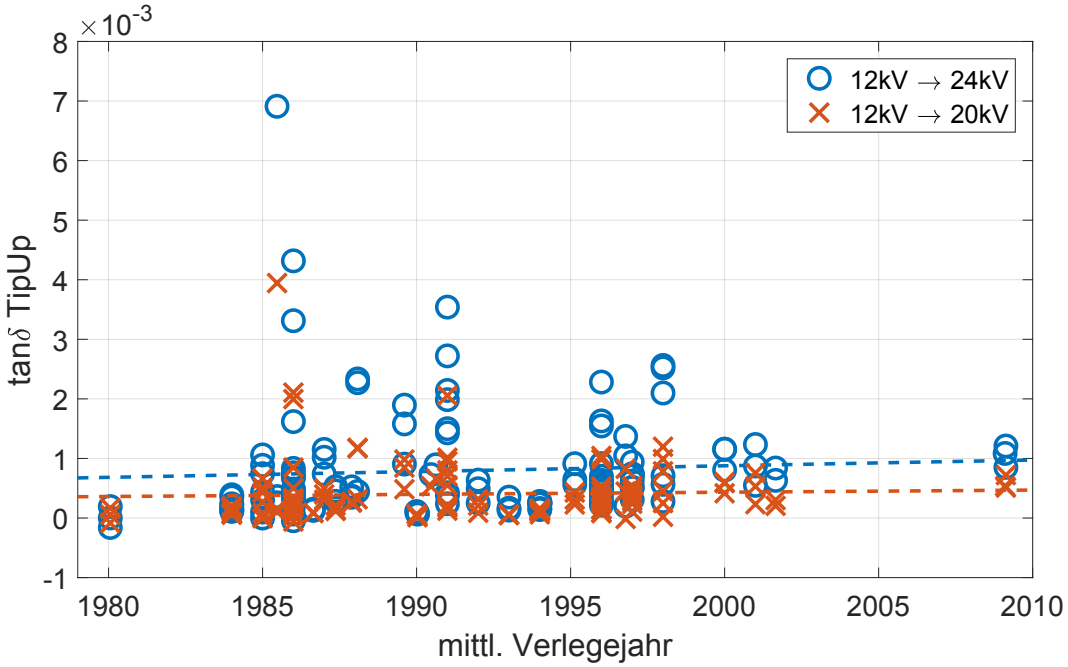


Abbildung 6.6: tan δ-TipUp von 12 kV bis 20 kV und 12 kV bis 24 kV über dem mittleren Verlegejahr

6.3 Zusammenfassung

Bei den Vor-Ort-Messungen tritt eine deutlich größere Streuung der Werte auf als bei den Untersuchungen an Kabelproben im Labor. Insbesondere liegen die beobachteten größten Werte für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz und seiner Spannungsabhängigkeit weit oberhalb der im Labor maximal beobachteten. Hinsichtlich der Korrelation der $\tan\delta$- und $\tan\delta$-TipUp-Werte mit dem Verlegejahr und der Betriebszeit zeigt sich, dass die beobachtete Korrelation von der für Kabelproben im Labor abweicht: Während im Labor die mit Abstand höchsten Messwerte für neue Kabel ermittelt wurden, sind die $\tan\delta$-Werte der Kabelstrecken vor Ort praktisch unabhängig vom Verlegejahr. Eine Korrelation, die auf eine Zunahme des Verlustfaktors oder des Verlustfaktoranstieges ($\tan\delta$-TipUp) mit der Betriebszeit hindeutet, wird nicht gefunden. Mögliche Ursachen für die Diskrepanzen sind:

- der Einfluss einer möglicherweise weiter fortgeschrittenen Alterung bei einigen der gemessenen Kabelstrecken,
- der Einsatz von Compounds mit anderem dielektrischen Verhalten, als es für die Laborprüflinge beobachtet wurde,
- Unterschiede im Messregime bei den Labor- und Vor-Ort-Messungen,
- der Einfluss weiterer Faktoren bei Vor-Ort-Messungen, die im Labor kontrollierbar oder nicht vorhanden sind. Dazu zählen die Temperatur der Kabelstrecke, der Wassergehalt der Isolierung, die Garnituren in der Kabelstrecke, Koronaentladungen an den Kabelenden während der Messung sowie Oberflächenströme auf Endverschlüssen und Prüfadaptern bei hoher Luftfeuchte. Das folgende Kapitel behandelt diese Einflussfaktoren.

7 Einflussfaktoren auf den Verlustfaktor bei Vor-Ort-Messungen

Bei der Messung des Verlustfaktors an Kabelstrecken vor Ort bewirken etliche Faktoren eine Abweichung von dem Wert, den man bei Labormessungen erhält. Die Diskrepanzen zwischen Labor- und Vor-Ort-Messungen wurden im letzten Kapitel dargestellt. Ziel dieses Kapitels ist es, die Ursachen dieser Diskrepanzen durch bestimmte vor Ort wirksame Einflussfaktoren zu untersuchen.

7.1 Einfluss der Temperatur

Die zu messende Kabelstrecke hat eine Temperatur, deren Wert von der Strombelastung vor der Freischaltung, der Zeit zwischen Freischaltung und Messung und der Temperatur des umgebenden Erdbodens abhängt. Eine genaue Bestimmung der Temperatur vor Ort ist in der Regel nicht möglich. Daten über die letzte Strombelastung des Streckenabschnitts und die Beachtung der Jahreszeit (Jahrestemperaturgang der Erdbodentemperatur) können Informationen zur Temperatur der Kabelstrecke geben.

Die Messung des Leiterwiderstandes stellt eine Möglichkeit dar, die Temperatur des Innenleiters messtechnisch zu erfassen.

Bei den im vorherigen Abschnitt diskutierten Messungen wurde in den meisten Fällen eine Abfrage der ungefähren Strombelastung des Streckenabschnitts vor der Freischaltung (in der Netzleitstelle) durchgeführt. Da Belastungsabfragen vor den oben dargestellten Vor-Ort-Messungen keine Belastungen über 50 A ergaben, typisch waren Werte von 0 A bis 20 A, ist bei den vorliegenden Leiterquerschnitten (in der Regel $\geqslant 120\,\mathrm{mm}^2$) von keiner nennenswerten Erwärmung auszugehen. Die Erdbodentemperatur selbst hängt von dem Temperaturverlauf an der Oberfläche, der Verlegetiefe und von der Art und Zusammensetzung des Bodens ab. Ausgehend von den in [JGS09] und [Thu12, S. 295] dargestellten typischen saisonalen Erdbodentemperaturverläufen kann von einer Temperatur des Erdbodens in ca. 1 m Tiefe zwischen 0 °C bis 20 °C (je nach Jahreszeit) ausgegangen werden. Die folgenden Abschnitte behandeln die Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors VPE-isolierter Mittelspannungskabel.

7.1.1 Literaturüberblick

Kuschel et. al. [KKP95, Kus00] präsentieren Untersuchungen des Verlustfaktors bei 0,1 Hz an zwei neuen thermisch konditionierten Kabelprüflingen – jeweils ein Homo- und ein Copolymer – im Temperaturbereich von 0 °C bis 90 °C und zeigen, dass sich die Temperaturabhängigkeit des $\tan\delta$ für beide Kabelprüflinge deutlich unterscheidet. Der Verlustfaktor zeigt für beide Kabelprüflinge ein Minimum in der Mitte des betrachteten Temperaturbereiches. Während die

tan δ-Werte für das Homopolymer zwischen 9×10^{-5} bei 50 °C und 5×10^{-4} bei 90 °C liegen, steigt der tan δ für das Copolymer von 3×10^{-4} bei 40 °C auf 3×10^{-2} bei 90 °C.

Faremo et. al. [FI92, FI93] bestimmten die Temperaturabhängigkeit des tan δ bei 50 Hz von drei verschiedenen WTR-Materialien im Vergleich zum VPE im Bereich von 20 °C bis 130 °C. Der tan δ zeigt dabei sehr unterschiedliche Ausprägungen der Temperaturabhängigkeit des tan δ und der Temperaturabhängigkeit der Spannungsabhängigkeit des tan δ für die drei WTR-Materialien. Jedoch ist auch hier für alle Proben ein Minimum in der tan δ-Kurve zwischen 50 °C bis 70 °C (tan δ-Werte von 1×10^{-4} bis $2{,}5 \times 10^{-4}$) festzustellen. Die größten Werte von 4×10^{-4} bis 13×10^{-4} werden im Allgemeinen bei 130 °C festgestellt.

Steingräber [Ste92] untersucht die Temperaturabhängigkeit des tan δ bei 50 Hz für unterschiedliche WTR-Compounds in Abhängigkeit der Vorbehandlung (Neuzustand, Feuchtelagerung, Vakuumtrocknung (Entgasen)) im Bereich von −10 °C bis 130 °C. Erneut ist dabei in der Regel ein Minimum der Verluste im Bereich von 40 °C bis 80 °C festzustellen, während der Verlustfaktor zu den Rändern des Temperaturbereiches hin ansteigt. Nach Feuchtelagerung ist dieses Verhalten schwächer ausgeprägt.

Messungen von Liu [Liu10] an „low loss“ VPE-Miniaturkabeln bei Temperaturen von bis zu 80 °C im Frequenzbereich von 1×10^{-4} Hz bis 1×10^{4} Hz zeigen die Dominanz der Leitfähigkeitsverluste bei tiefen Frequenzen und der Verluste bei hohen Frequenzen in den Leitschichten, welche als Serienwiderstand wirken (Anstieg proportional $1/f$ bei kleinen Frequenzen und proportional f bei hohen Frequenzen). Dieser Einfluss wird mit zunehmender Temperatur stärker, da die Leitfähigkeit der Leitschichten abnimmt und die Leitfähigkeit des VPE zunimmt.

Hestad et al. [HMK12] untersuchen die Leitfähigkeit von VPE-Mittelspannungskabeln. Sie stellen fest, dass sich die Temperatur- und Feldstärkeabhängigkeit durch den Poole-Frenkel-Effekt (d. h. durch die thermische Befreiung von Ladungsträgern aus räumlich und energetisch isolierten Niveaus und den feldinduzierten Transport über diese Niveaus) gut beschreiben lässt.

Weitere Untersuchungen zur Temperaturabhängigkeit der dielektrischen Verluste an einzelnen VPE-Kabeln oder Plattenproben werden in [HS11, HSUA15, JYXX13] vorgestellt. Diese Ergebnisse stimmen mit den im Folgenden vorgestellten Messergebnissen recht gut überein. Bei der Diskussion der Ergebnisse im folgenden Abschnitt wird auf diese Literaturstellen bezug genommen.

7.1.2 Untersuchungen zur Temperaturabhängigkeit der dielektrischen Antwort im Labor

Zur Bestimmung des Einflusses der Temperatur wurde die Temperaturabhängigkeit des tan δ für jeweils einen Kabelprüfling der drei Compoundklassen „Homopolymer betriebsgealtert“ (E11-1), „Copolymer betriebsgealtert“ (G10-3-1) und „Copolymer neu“ (G8-4) (vgl. Kapitel 5) untersucht. Die Messungen erfolgten in einer temperierbaren Kammer. Die Kabelprüflinge wurden vor jeder Messung mindestens 2 h bei der entsprechenden Temperatur gelagert (bei Temperierung mit mehr als 20 °C Temperaturveränderung mindestens 3 h). Wie durch Messungen an einem Dummyprüfling mit integrierten Temperatursensoren gezeigt wurde, reicht dies aus, um den Kabelprüfling homogen zu temperieren [FPKK15]. Für die beiden Kabelprüflinge mit copolymerer Isolierung (G10-3-1 und G8-4) wurde der Kabelprüfling nach jeder

0,1 Hz-Messung für 3 h im Kurschluss geheizt (70 °C), um eine mögliche Veränderung des tan δ durch die VLF-Spannungsbelastung einer vorherigen Messung zurückzubilden. Alle Messungen wurden mit dem LDV-5-System durchgeführt. Es kamen je nach Messung jedoch zwei unterschiedliche Spannungsquellen zum Einsatz. Für die frequenzvariablen Messungen bei 2 kV wurde die portable Variante des in Abschnitt 5.2 verwendeten Generators (maximale Ausgangsspannung 2,5 kV_{eff}) verwendet, welche ebenfalls synchron zu den LDV-5-Sensoren angesteuert werden kann (vgl. Abschnitt 3.1.2). Für die spannungsvariablen Messungen bei 0,1 Hz wurde die VLF-Quelle HVA60 von b2 eingesetzt. Eine synchrone Ansteuerung von Generator und Sensoren war dabei nicht möglich. Die Spannungsstufen betrugen 2 kV, 4 kV, 8 kV, 12 kV, 16 kV, 20 kV und 24 kV. Die Zeit je Spannungsstufe wurde so gewählt, dass jeweils 3 Werte aufgenommen werden konnten, was in der Regel etwa 90 s bis 120 s in Anspruch nahm. Die gesamte Messtechnik sowie die Spannungsquelle befanden sich außerhalb der temperierten Kammer. Die Spannungszuführung in die Kammer erfolgte über ein separates Mittelspannungskabel. Sowohl die frequenzvariablen Messungen bei 2 kV als auch die spannungsvariablen Messungen bei 0,1 Hz wurden bei den Temperaturen −20 °C (außer Kabelprüfling E11-1), 0 °C, 10 °C, 20 °C, 30 °C, 40 °C, 60 °C und 80 °C für alle drei Kabelprüflinge vorgenommen.

Frequenzabhängige Messungen des Verlustfaktors bei 2 kV mit der Temperatur als Parameter

Die Abhängigkeit der Dielektrizitätszahl von Temperatur und Frequenz wird für lineare Dielektrika durch das Zeit-Temperatur-Superpositionsprinzip beschrieben, sofern sich die Gestalt des Verlustmaximums $\epsilon''(\omega)$ nicht mit der Temperatur ändert (vgl. [Jon83, Kap. 3.8]). Die Temperaturabhängigkeit der Peakfrequenz ω_p eines Verlustmaximums folgt dabei dem Arrheniusgesetz $\omega_\mathrm{p} \propto \exp(-\mathrm{E_a}/\mathrm{kT})$, d. h. bei höherer Temperatur liegt der Verlustpeak bei einer höheren Frequenz und bei niedrigerer Temperatur entsprechend bei einer niedrigeren. Da sich $\epsilon'(\omega)$ im Allgemeinen nur wenig ändert, gilt die Arrheniusgleichung auch für die tan δ-Peaks. Es kann für den hier betrachteten Temperaturbereich (−20 °C bis 80 °C) davon ausgegangen werden, dass sich die Form des Spektrums im betrachteten Temperaturbereich nicht nennenswert ändert. Dies wäre nur zu erwarten, wenn etwa morphologische Veränderungen im Material (Schmelzen kristalliner Bereiche, Glasübergang) im betrachteten Temperaturbereich auftreten (Die Glasübergangstemperatur wird für PE bei −31 °C [FBGMK01] oder darunter [Mar99] angegeben. Das Schmelzen kristalliner Bereiche findet im Bereich von 50 °C bis 130 °C statt [Pra11], wobei vollständiges Schmelzen erst ab 106 °C zu erwarten ist [Thu12, S. 100]). Die Frequenz-Temperatur-Superposition bedeutet, dass ein Teil des Spektrums, welches bei 20 °C unterhalb des betrachteten Frequenzbereiches zu beobachten wäre, durch Erhöhung der Temperatur in den gemessenen Frequenzbereich „hineingeschoben“ wird. Entsprechendes gilt bei Absenkung der Temperatur für einen höheren Frequenzbereich. Auf diese Art wird die dielektrische Antwort bei 20 °C in Frequenzbereichen sichtbar, die messtechnisch bei dieser Temperatur nicht erfasst werden. Häufig lassen sich durch Übereinanderschieben der Messkurven verschiedener Temperaturen Masterkurven für einen sehr breiten Frequenzbereich generieren (siehe [Jon83] und Anwendungsbeispiele in [AH05] und [DBD02]).

Die Abbildungen 7.1, 7.2 und 7.3 zeigen die Messungen des Verlustfaktors bei 2 kV für die genannten Temperaturen. Für das **betriebsgealterte Homopolymer** (E11-1, Abbildung 7.1)

wird die tan δ-Kurve für Temperaturen unter 20 °C nach links (zu niedrigen Frequenzen) verschoben. Der flache Anstieg der Kurve bleibt dabei erhalten. Für Frequenzen $\gtrsim$ 2 Hz ist der tan δ nahezu konstant. Bei 10 °C und 20 °C ist dieser flache Kurvenbereich für Frequenzen $\gtrsim$ 5 Hz bzw. $\gtrsim$ 20 Hz zu beobachten. Für größere Temperaturen wird dieser Bereich aus dem gemessenen Frequenzspektrum „herausgeschoben", liegt also über 100 Hz. Die Messkurven für Temperaturen über 20 °C zeigen dagegen ein schwach ausgeprägtes Minimum, welches sich von etwa 50 mHz bei 30 °C zu 500 mHz bei 80 °C verschiebt. Dieses Minimum kommt zustande, weil bei 60 °C und 80 °C der Übergang in einen Verlauf proportional $1/f$ einsetzt, welcher durch freie Ladungsträger, die zur Leitfähigkeit beitragen, hervorgerufen wird (Leitfähigkeitsverluste). Hvidsten und Sætre [HS11] präsentieren für eine Messung an einem VPE-Kabel (Homopolymer) bei 50 °C und 5 kV ein sehr ähnliches Ergebnis.

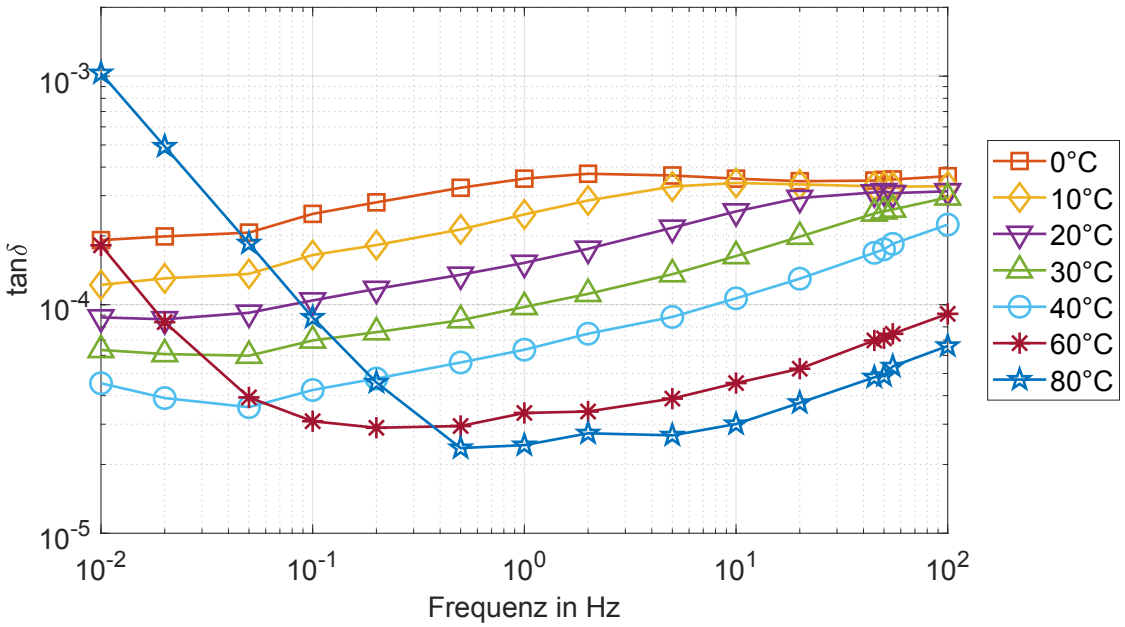


Abbildung 7.1: Verlustfaktormessungen am Kabelprüfling E11-1 (betriebsgealtertes Homopolymer) bei 2 kV und unterschiedlichen Temperaturen von 0 °C bis 80 °C

Die Temperaturabhängigkeit des tan δ beim **betriebsgealterten Copolymer** (Kabelprüfling G10-3-1, Abbildung 7.2) verläuft ähnlich wie jene des betriebsgealterten Homopolymers: Mit zunehmender Temperatur wird die Kurve nach rechts (zu höheren Frequenzen) und etwas nach unten verschoben. Dies wird deutlich, wenn man jeweils die Position des schwach ausgeprägten Minimums betrachtet: Bei 0 °C liegt dieses etwa bei 0,5 Hz, bei 40 °C etwa bei 5 Hz. Für −20 °C liegt das Minimum vermutlich außerhalb des betrachteten Frequenzbereichs (d. h. $<$ 10 mHz), sodass die Kurve im gesamten betrachteten Frequenzbereich steigt. Bei den Verlustfaktorkurven für 60 °C und 80 °C ist jeweils ab etwa 2 Hz bzw. 5 Hz wieder ein Übergang in einen Verlauf proportional $1/f$ (Leitfähigkeitsverluste) zu beobachten. Der etwas steilere Anstieg am rechten Rand der Kurve für 80 °C ist wahrscheinlich auf zusätzliche Verluste in den Leitschichten, deren Leitfähigkeit mit der Temperatur abnimmt, zurückzuführen.

Für das **neue Copolymer** (G8-4, Abbildung 7.3) ergibt sich ebenfalls eine Verschiebung der tan δ-Kurve mit zunehmender Temperatur, wie sie für die anderen beiden Kabelprüflinge

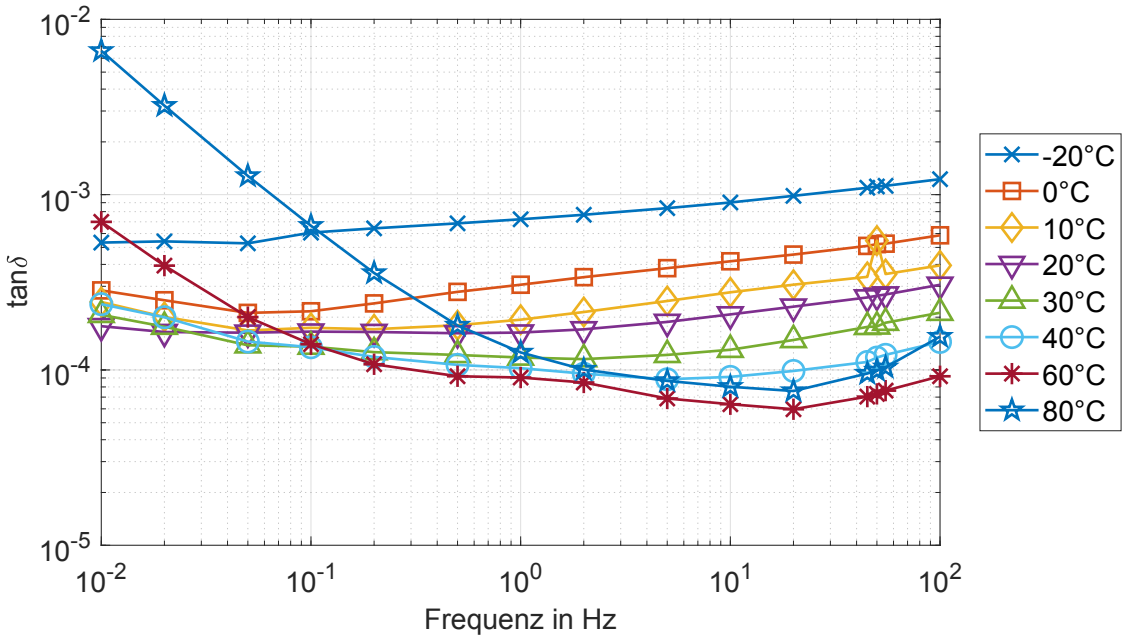


Abbildung 7.2: Verlustfaktormessungen am Kabelprüfling G10-3-1 (betriebsgealtertes Copolymer) bei 2 kV und unterschiedlichen Temperaturen von −20 °C bis 80 °C

beobachtet wurde. Hier liegt allerdings das Minimum der Kurve bei 20 °C bei etwa 5 Hz. Bei 60 °C und 80 °C wäre dieses erst oberhalb des betrachteten Frequenzbereiches (> 100 Hz) zu finden. Der Anstieg ist für alle Kurven im unteren Frequenzbereich gleich und deutlich kleiner als $1/f$. Für alle Temperaturen oberhalb von 10 °C ist $\tan\delta \propto f^{-n}$ mit $n \approx 0,5$. Das stimmt gut mit dem in Abbildung 5.1 gezeigten Ergebnis überein und bestätigt die Vermutung, dass hier ein Relaxationsprozess vorliegt, verursacht durch Ladungsträger, die zwischen Barrieren oszillieren. Es ist naheliegend anzunehmen, dass diese Ladungsträger ionischer Natur sind und von Vernetzungsspaltprodukten stammen. Ein zu dieser Grafik sehr ähnliches Ergebnis wird in Hadid et al. [HSUA15] für den Verlustfaktor bei 200 V an einem VPE-Kabel bei Temperaturen von 10 °C bis 90 °C und einem Frequenzbereich von 1×10^{-3} Hz bis 5×10^{-3} Hz präsentiert. Auch das Ergebnis in [JYXX13] ist zu dem hier gezeigten sehr ähnlich.

Zusammenfassung: Es kann festgehalten werden, dass eine Veränderung der Temperatur bei 2 kV hauptsächlich eine Verschiebung der dielektrischen Antwort im Frequenzbereich entlang der Frequenzachse verursacht. Die Form dieses Spektrums ändert sich dabei nicht. Beim betriebsgealterten Copolymer und Homopolymer werden die Verläufe bei hohen Temperaturen ($\gtrsim 60$ °C) im unteren Teil des betrachteten Frequenzbereiches (< 1 Hz) von Leitfähigkeitsverlusten dominiert, bei dem neuen Copolymer durch einen Relaxationsvorgang vermutlich unipolarer Ladungsträger.

Temperaturabhängige Messungen bei 0,1 Hz und den Spannungen 12 kV und 24 kV

Im Folgenden wird die Temperaturabhängigkeit des $\tan\delta$ bei 0,1 Hz betrachtet, also der Frequenz, welche bei den Vor-Ort-Messungen benutzt wurde. Es werden die Messungen bei den Spannungen 12 kV und 24 kV betrachtet. Für diese Messungen wurde der mobile VLF-Generator HVA60 von b2 verwendet. Eine synchrone Ansteuerung von Generator und LDV-5-

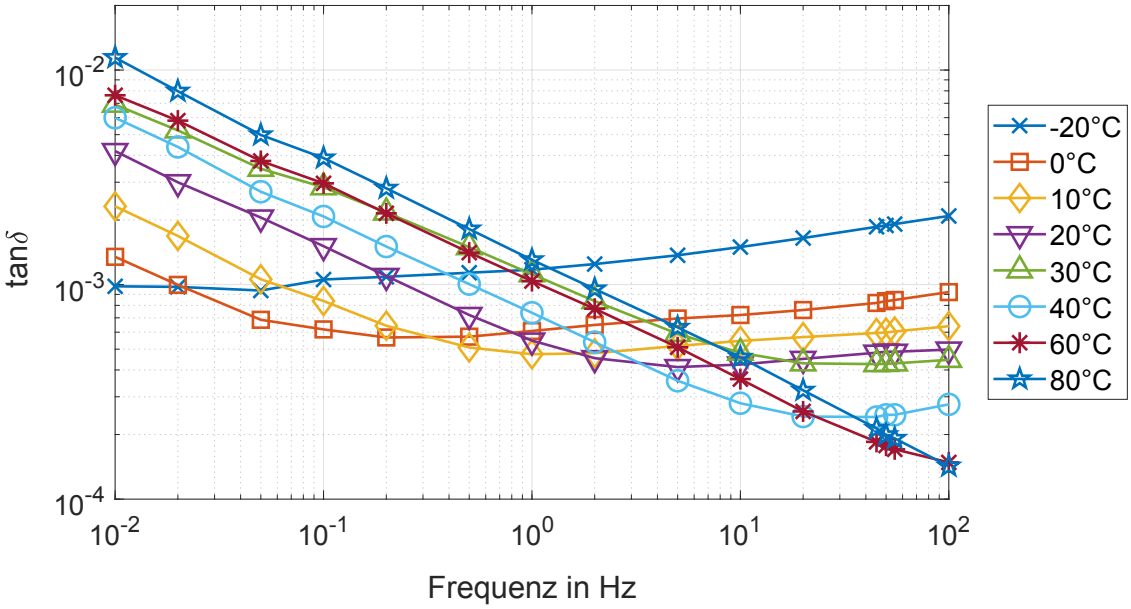


Abbildung 7.3: Verlustfaktormessungen am Kabelprüfling G8-4 (neues Copolymer) bei 2 kV unterschiedlichen und Temperaturen von −20 °C bis 80 °C

Messsensoren war dabei nicht möglich. Abbildung 7.4 zeigt den Vergleich der Messungen mit beiden Generatoren bei 2 kV und 0,1 Hz. Die Werte für den synchronen Generator („sync. G.“, Kreise) sind die Werte aus den Grafiken 7.1, 7.2 und 7.3 bei 0,1 Hz, aufgetragen über der Temperatur. Die Werte, welche bei Verwendung des VLF-Generators HVA60 ermittelt wurden, sind ebenfalls dargestellt („VLF-G.“, Kreuze mit Streubalken). Hier wurden jeweils drei Werte je Spannungsstufe und Temperatur aufgenommen. Die Streubalken stellen den maximalen und minimalen Wert, das Kreuz den Mittelwert der drei Werte dar. In den meisten Fällen sind die Streubalken sehr klein. Jedoch sind zwischen den Messkurven bei Verwendung des synchronen Generators und denen bei Verwendung des nicht synchron angesteuerten VLF-Generators Abweichungen von bis zu $2,5 \cdot 10^{-4}$ zu erkennen. Es muss also für die im Folgenden betrachteten Messungen bei 0,1 Hz eine größere Messunsicherheit angenommen werden. Vermutlich liegt die größere Messunsicherheit an einer nicht optimalen Messbereichswahl (geringe Aussteuerung des AD-Wandlers), da die Messbereichswahl bei nicht-synchroner Messung manuell erfolgen musste.

Abbildung 7.5 zeigt für die drei untersuchten Kabelprüflinge die Ergebnisse bei 12 kV und 24 kV und 0,1 Hz. Auch bei Berücksichtigung der oben genannten Messunsicherheit unterscheidet sich die Temperaturabhängigkeit deutlich für die drei Compoundklassen. Das Homopolymer weist nur eine geringe und spannungsunabhängige $\tan\delta(T)$-Abhängigkeit auf, dagegen zeigen das betriebsgealterte und das neue Copolymer einen deutlichen Anstieg des $\tan\delta$ mit der Temperatur, wobei eine höhere Spannung auch zu höherem $\tan\delta$ führt. Dieser Anstieg wird durch die exponentiell mit der Temperatur steigende Gleichstromleitfähigkeit verursacht.

Zusammenfassung: Die Temperaturabhängigkeit unterscheidet sich erheblich für die drei Compoundklassen, was die Interpretation von Messungen an noch warmen Strecken unsicher macht. Allerdings rücken die Werte bei Temperaturen unterhalb von 20 °C näher zusammen. Insbesondere für den Fall, dass die Kabelstrecke nennenswert erwärmt ist (> 20 °C) muss

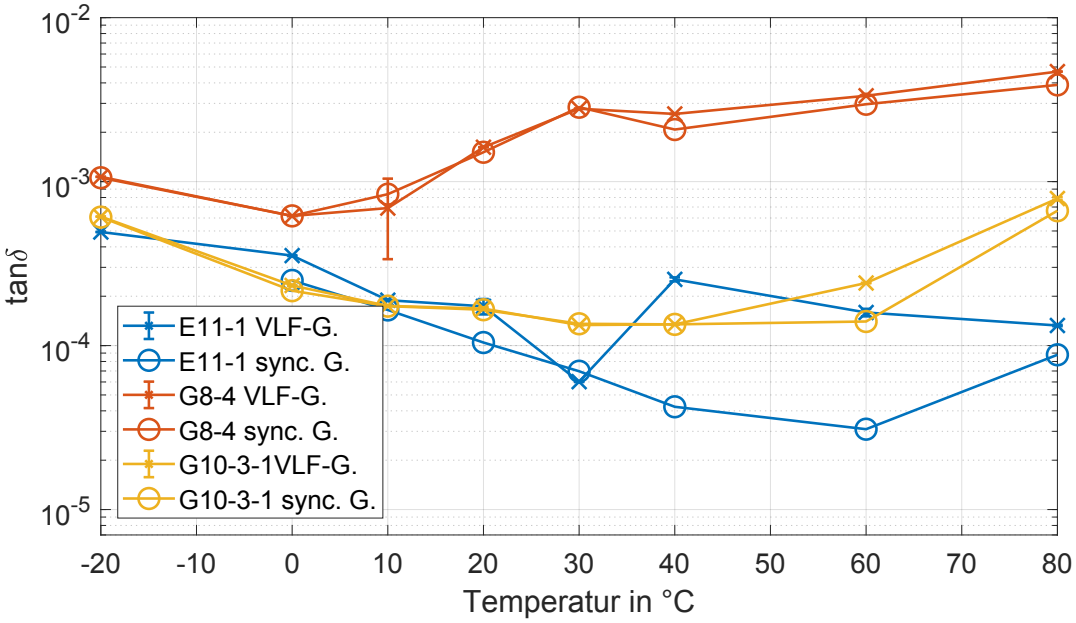


Abbildung 7.4: Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors bei 0,1 Hz für drei Kabelprüflinge verschiedener Compoundklassen (blau (E11-1): Homopolymer betriebsgealtert, gelb (G10-3-1): Copolymer betriebsgealtert, rot (G8-4) Copolymer neu) bei 2 kV. Messungen bei Speisung mit dem synchronen Generator („sync. G.“) und dem VLF-Generator „HVA60“ („VLF-G.“) im Vergleich

bei copolymerer Isolierung mit einer höheren Nichtlinearität und bei neuen Kabeln mit insgesamt höheren Verlustfaktoren gerechnet werden. Bei den in dieser Arbeit dokumentierten Vor-Ort-Messungen wird von einer Kabeltemperatur von 0 °C bis 20 °C (Erdbodentemperatur) ausgegangen. Die Veränderungen des Verlustfaktors bei 0,1 Hz für die beiden betriebsgealterten Kabelprüflinge (E11-1 und G10-3-1) sind in diesem Temperaturbereich klein. Für neue Kabel nehmen die tan δ-Werte unterhalb der Labormesstemperatur von 20 °C sogar noch ab. Damit können die deutlich größeren tan δ-Werte bei den Vor-Ort-Messungen nicht durch den Einflussfaktor Temperatur erklärt werden.

7.2 Einfluss des Wassergehaltes

7.2.1 Literaturüberblick

Insbesondere beim Auftreten von Mantelfehlern und dem damit möglichen Eindringen von Wasser ist von einer Zunahme des Wassergehaltes durch Diffusion in die Isolierung zu rechnen. Darüber hinaus ist auch eine Diffusion von Wasser durch den Kabelmantel möglich, wobei diese allerdings sehr langsam abläuft. In [GS95] wird für HDPE-Mantelcompounds ein typischer Wert der Wasserdampfdurchlässigkeit von 0,32 g/24h/m^2 angegeben[1]. Helles et al. [HHBF11] führen Berechnungen zur Diffusion von Wasser durch den Mantel in Seekabeln durch. Die Zeit bis zum Erreichen einer relativen Feuchte von 70% in der Isolierung kann je nach Temperatur sowie

[1] Zum Vergleich: Für LDPE wird 1,16 g/24h/m^2 angegeben

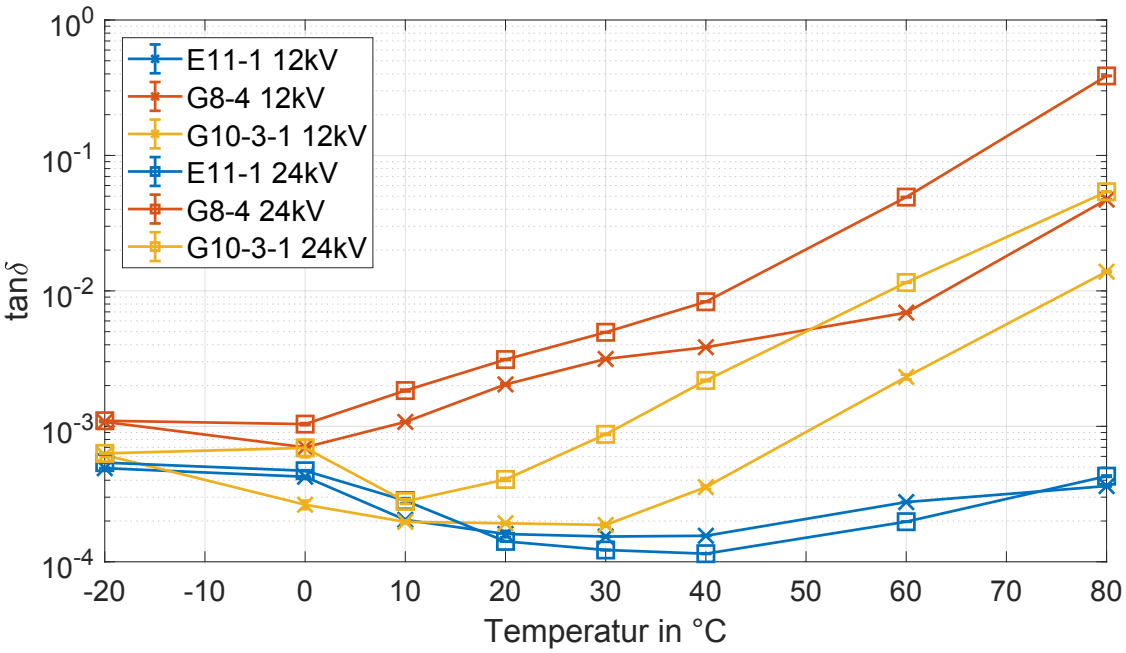


Abbildung 7.5: Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors bei 0,1 Hz für drei Kabelprüflinge verschiedener Compoundklassen (blau (E11-1): Homopolymer betriebsgealtert, gelb (G10-3-1): Copolymer betriebsgealtert, rot (G8-4) Copolymer neu) bei 12 kV (Kreuze) und 24 kV (Rechtecke); Mittelwerte aus je drei Messwerten, die Fehlerbalken stellen jeweils den maximalen und minimalen Wert der drei Einzelwerte dar

Aufbau und Material des Mantels zwischen weniger als einem Jahr und weit über 100 Jahren liegen. Die Untersuchungen von Lindemann et al. [LMW+99] an VPE-Kabeln moderner Bauart (dreifachextrudiert) mit PE-Mantel und Längswasserdichtigkeit zeigen, dass der Wassergehalt der Kabel nach 10 Jahren im Betrieb gegenüber einem neuen Kabel zum Teil höher war. Dies wurde sowohl für die Isolierung als auch für die Leitschichten und den Mantel festgestellt. Der Wassergehalt der Isolierung der betriebsgealterten Kabel war allerdings mit 7 ppm bis 53 ppm immer noch sehr gering. Es handelt sich wahrscheinlich um Homopolymere, da die Kabel bereits 1985 hergestellt wurden.

Die tatsächlich von der Isolierung aufgenommene Wassermenge und Wasserverteilung ist von zahlreichen Parametern abhängig: der Temperatur, dem Temperaturgradienten, dem Vorhandensein eines elektrischen Feldes (dielektrophoretische Kraftwirkung auf Wassermoleküle), der Art des Wasserzutritts, dem Typ des Isoliercompounds und der Dauer [Gao93, PW92, Ste92]. Bei höherer Temperatur kann die Isolierung mehr Wasser aufnehmen, und die Diffusion ist beschleunigt. Die Temperaturabhängigkeit des Diffusionskoeffizienten und der Sättigungskonzentration kann durch eine Arrhenius-Beziehung beschrieben werden ($D \propto \exp(E_a/RT)$)[2] [Gao93]. Die Sättigungskonzentration ist dabei für Compounds mit polaren Bestandteilen (Copolymere, Kabel mit WTR-Additiven) deutlich größer als für ein reines VPE-Homopolymer. Gao [Gao93] stellt zum Beispiel für ein Kabel mit WTR-Additiven Wassergehalte von fast 4000 ppm nach

[2] R: Gaskonstante, T: Absolute Temperatur, E_a: Aktivierungsenergie des Diffusionsprozesses

500 h bei 90 °C (Wasser an innerer und äußerer Leitschicht) fest, jedoch für ein copolymeres und homopolymeres Kabel nur knapp 500 ppm. Gao zeigt auch, dass eine Temperaturabnahme in Diffusionsrichtung den Wassergehalt erheblich erhöhen kann und die durch die Compounds verursachten Unterschiede (bei homogener Temperaturverteilung) sogar überdecken kann. Man spricht in diesem Zusammenhang von Wasserübersättigung, wenn das Wasser nicht mehr in gelöster Form vorliegt, sondern in Clustern von Wassermolekülen auskondensiert, die dann zur lokalen mechanischen Schädigung des VPE führen können [Gao93]. Steingräber [Ste92] erzielt für unterschiedliche WTR-Compounds Wassergehalte von 2000 ppm bis 3000 ppm bei 80 °C und 500 ppm bis 1500 ppm bei 20 °C. Bei Kabelproben erreicht der Wassergehalt dort nach etwa 500 h einen Sättigungswert, dieser ist jedoch noch höher bei vorheriger Vakuumtrocknung (Entgasung). Pelissou und Wintle [PW92] untersuchen ebenfalls den Wassergehalt für unterschiedliche Compounds und Temperaturen. Auch hier streuen die ppm-Werte und die Zeiten bis zum Erreichen eines Sättigungswerts je nach Compound erheblich, z. B. werden bei 80 °C Werte von 500 ppm bis 8000 ppm gemessen.

Darüber hinaus gibt es Untersuchungen in der Literatur, die den Einfluss des Wassergehaltes auf die dielektrischen Größen, die nicht in Zusammenhang mit Alterung oder dem Wiederbefeuchten vorhandener WT stehen, nachweisen. Gao [Gao93] zeigt, dass der 50 Hz-Verlustfaktor und die Leitfähigkeit bei Wassergehalten oberhalb von 1000 ppm ansteigen, wobei der Anstieg für höhere Temperaturen und für Copolymere (gegenüber Homopolymeren) ausgeprägter ist. Steingräber [Ste92] beschreibt eine Zunahme der Leitfähigkeit und des 50 Hz-Verlustfaktors bei Feuchtelagerung mit zunehmendem Wassergehalt. Die von ihm gemessenen Wassergehalte liegen selbst bei 20 °C meist nach weniger als 500 h bei mindestens 500 ppm. Bernier et al. [BDJD12] stellen nach Lagerung von RG-58 Kabeln (PE-Isolierung) in Leitungswasser bei Raumtemperatur nach 3000 h einen Wassergehalt von 300 ppm fest. Im elektrischen Wechselfeld (Alterung bei 5 kV) wird etwa der gleiche Wert erreicht, jedoch schon nach 2000 h. In diesem Zeitraum erhöht sich der $\tan\delta$ bei 1×10^{-3} Hz, welcher mittels der Hamonappoximation [Ham52] aus dem Polarisations- und Depolarisationsstrom berechnet wurde, von 5×10^{-4} auf $3{,}5 \times 10^{-3}$ (Polarisation) und von 2×10^{-4} auf $1{,}5 \times 10^{-3}$ (Depolarisation). Die berechneten Verlustfaktoren sind nach Alterung mit elektrischem Feld sogar etwas geringer als bei reiner Wasserlagerung, obwohl Bow-tie Trees bis 180 µm Länge nachgewiesen wurden. Ve et al. [VMI12] weisen nach, dass die Leitfähigkeit von VPE-Plattenproben linear zur Wurzel der aufgenommenen Wassermenge ansteigt ($\kappa = \kappa_{dry} + k\sqrt{n_{H_2O}}$), und folgern daraus, dass Dissoziation von Wasser in Ionen die Ursache für die erhöhte Leitfähigkeit darstellt. Die Feldstärke- und Temperaturabhängigkeit der Leitfähigkeit wird jedoch durch den erhöhten Wassergehalt nicht signifikant verändert. Der dort maximal erreichte Wassergehalt (bei der maximalen Temperatur von 80 °C) liegt bei etwa 0,18 kg/m^2 (190 ppm). Die Leitfähigkeit erhöht sich bei gegebener Temperatur und Feldstärke um den Faktor 1,8 bis 3,4 gegenüber dem trockenen Zustand. Steinbrink [Ste99] merkt an, dass ein kleiner Teil der Wassermoleküle in der flüssigen Phase (Wassercluster bei Übersättigung) immer in H^+- und OH^--Ionen dissoziiert vorliegt, wodurch Haftstellen mit einer Tiefe von 0,225 eV entstehen. Untersuchungen mittels PEA-Raumladungsmessung zeigen darüber hinaus, dass Lagerung von VPE in Wasser oder hoher Luftfeuchtigkeit zu verändertem Raumladungsverhalten führt [VMI13, MP03].

Der Einfluss von Wasser speziell auf den 0,1 Hz-Verlustfaktor wurde in den folgenden beiden Arbeiten untersucht: Kuschel [Kus00] „altert“ bei einem Kurzzeitalterungsversuch zwei Kabel (ein Homopolymer und ein Copolymer) ohne elektrisches Feld (mit 70 °C Elektrolyt im Innenleiter und 50 °C Wasser an der äußeren Leitschicht). Der Wassergehalt erhöht sich innerhalb von 500 h um etwa den Faktor 10 (der absolute Wert wird nicht angegeben), der Verlustfaktor bleibt jedoch bei 0,1 Hz und U_0 gleich und die Depolarisationsstromamplitude (betrachtet nach einer Depolarisationszeit von 10 s) erhöht sich geringfügig. Mit elektrischem Feld ist die Wasseraufnahme zumindest beim Copolymer deutlich größer. Kuschel folgert „[...] *daß der bloße Wasserzutritt* [...] *zu keiner Erhöhung des Verlustfaktors führt*“. Hadid et al. [HSUA15] zeigen, dass der 0,1 Hz-Verlustfaktor eines (vermutlich neuen) Kabels bei Wasserlagerung (zyklisch geheizt bis 85 °C) in den ersten 350 h von 1×10^{-3} auf etwa $1{,}9 \times 10^{-3}$ ansteigt (Eindiffundieren von Wasser) und anschließend wieder sinkt, da Vernetzungsspaltprodukte aus der Isolierung diffundieren.

7.2.2 Untersuchungen zum Einfluss des Wassergehaltes

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Wassergehalt und sein Einfluss auf die dielektrischen Eingenschaften nach einer einwöchigen Lagerung der Kabelprüflinge in Leitungswasser bei 50 °C untersucht (für Details zur Wasserlagerung siehe Abschnitt 3.1.5) Die Untersuchungen erfolgten an den gleichen Kabelprüflingen wie in Abschnitt 7.1.2 (E11-1: Homopolymer betriebsgealtert, G10-3-1: Copolymer betriebsgealtert und G8-4: Copolymer neu). Da nach der Wasserlagerung die Endverschlüsse und auch die Messspalte neu montiert werden mussten, lag zwischen der Entnahme und der jeweiligen Messung eine Zeit von 2 h bei G8-4, von 22 h bei E11-1 und 8 h bei G10-3-1, in der möglicherweise eine teilweise Trocknung der Isolierung stattfand.

In einem separaten Versuch wurden Proben der Isolierung der drei genannten Kabelprüflinge in einem Wasserbad mit 50 °C Leitungswasser für sieben Tage befeuchtet und der Wassergehalt bestimmt (vgl. Abschnitt 3.1.5). Jeweils ein Teil der Proben wurde zurück ins Wasserbad gelegt, für weitere 13 Tage befeuchtet und anschließend noch einmal in gleicher Weise untersucht.

Abbildung 7.6 zeigt den Verlustfaktor bei 0,1 Hz über der Spannung vor und nach der Wasserlagerung von acht Tagen bei G8-4 („Copolymer neu“) und G10-3-1 („Copolymer betriebsgealtert“) und von sieben Tagen (+ 1 Tag, genauer 22 h trockener Lagerung) bei E11-1 („Homopolymer betriebsgealtert“). In Abbildung 7.7 sind die entsprechenden Ergebnisse der frequenzvariablen Messungen bei 2 kV dargestellt. Die Ergebnisse der Wassergehaltsanalyse werden in Abbildung 7.8 gezeigt.

Für den homopolymeren Kabelprüfling E11-1 ist keine nennenswerte Veränderung des Verlustfaktors zu erkennen. Gleichzeitig kann keine Wasseraufnahme festgestellt werden. Der Wassergehalt des betriebsgealterten Kabelprüflings mit copolymerer Isolierung (G10-3-1) bleibt nahezu konstant. Entsprechend werden nur eine geringe Zunahme des Verlustfaktoranstieges mit der Spannung und geringfügig höhere Verluste bei den tiefsten Frequenzen der 2 kV-Messung gefunden. Für das neue Copolymer G8-4 ergibt sich eine deutliche Zunahme des Wassergehaltes, die nach sieben Tagen noch nicht abgeschlossen ist. Damit verbunden ist eine erhebliche Zunahme des Verlustfaktors und der $\tan\delta$-Nichtlinearität. Der Anstieg des $\tan\delta$ zu niedrigen Frequenzen deutet wieder auf einen Relaxationsvorgang hin, der durch die Anwesenheit von

Wasser verstärkt wird, vermutlich weil zusätzliche Ladungsträger am Prozess beteiligt sind. Die Ergebnisse bei 1 kV und 0,1 Hz vor und nach der Befeuchtung entsprechen etwa denen von Hadid et al. [HSUA15] bei 0,1 Hz und 200 V gefundenen Werten.

Für die Kapazitätswerte wurden nur sehr geringe Veränderungen gefunden (nicht dargestellt): Für die Kabelprüflinge E11-1 und G10-3-1 erhöht sich die Kapazität (bei 0,1 Hz und 2 kV) während der Befeuchtung um etwa 0,6‰, während sie sich bei G8-4 um etwa 1,6‰ erhöht.

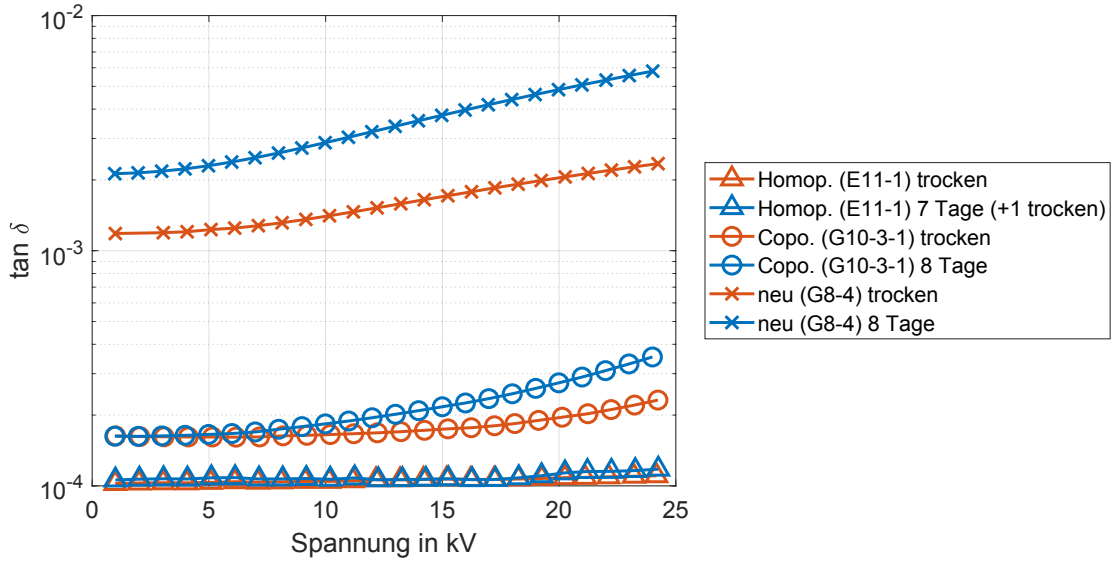


Abbildung 7.6: Verlustfaktoren bei 0,1 Hz vor und nach der Lagerung in Leitungswasser bei 50 °C

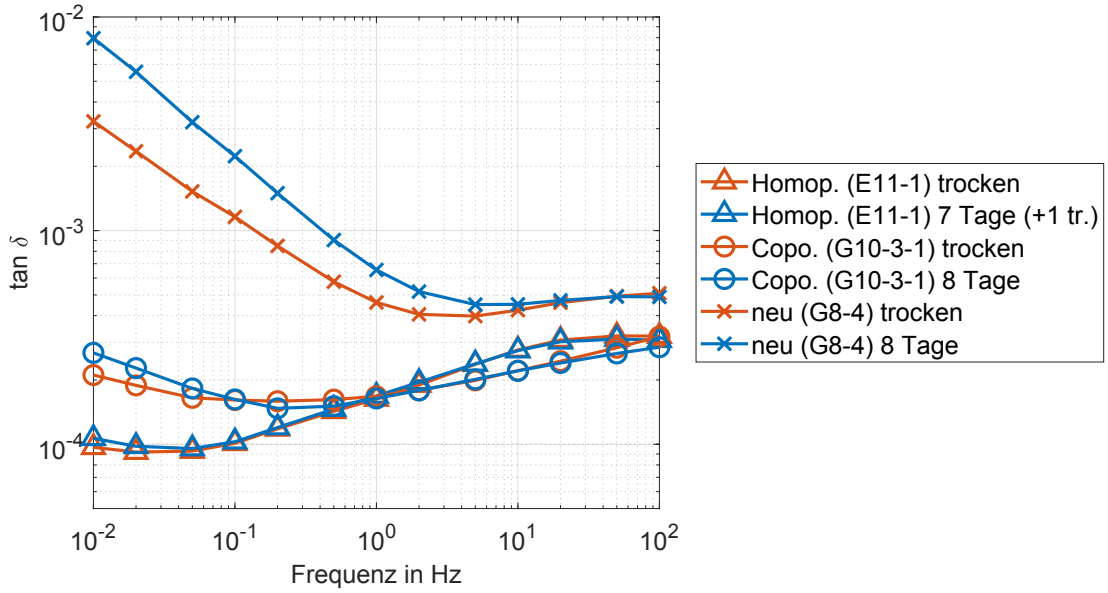


Abbildung 7.7: Verlustfaktoren bei 2 kV vor und nach der Lagerung in Leitungswasser bei 50 °C

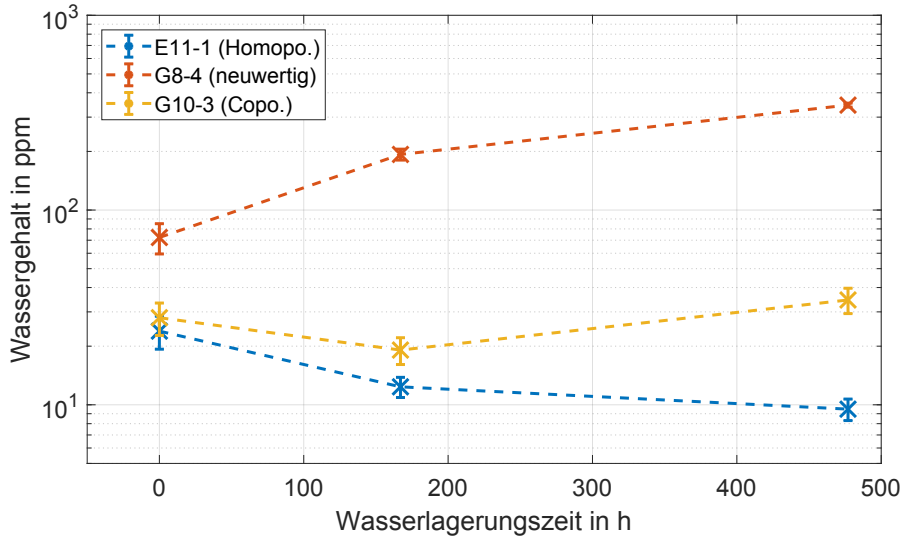


Abbildung 7.8: Veränderung des Wassergehaltes (wt%) von Proben der Isolierung in Abhängigkeit der Lagerungszeit in Leitungswasser bei 50 °C; die Streubalken geben den minimalen und maximalen Wert von jeweils drei Messungen an

Zusammenfassung: Eine Beeinflussung des $\tan\delta$ bei 0,1 Hz durch in die Isolierung eindringendes Wasser wird vor allem für neue Kabel nachgewiesen, während sie für betriebsgealterte Kabel deutlich geringer ausfällt. Dieser Sachverhalt weist auf eine Begünstigung der Wassersorbtion durch polare Verunreinigung (Vernetzungsspaltprodukte) hin. Die zum Teil erheblich höheren Verluste bei den in Kapitel 6 dokumentierten Vor-Ort-Messungen gegenüber den Messungen an Laborproben können damit nicht durch einen höheren Wassergehalt der Isolierung erklärt werden.

7.3 Einfluss von Garnituren

Die in einer Kabelstrecke enthaltenen Garnituren können den gemessenen Verlustfaktor nennenswert beeinflussen. Aus diesem Grund ist der Einfluss von Garnituren auf dielektrische Diagnosemessungen an Kabelstrecken immer wieder Gegenstand von in der Literatur dokumentierten Untersuchungen. Ergebnisse solcher Untersuchungen werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden Garniturentypen, welche in den untersuchten Kabelstrecken vergleichsweise häufig vorkommen, bezüglich ihrer dielektrischen Verluste im Labor untersucht. Die Ergebnisse werden in den nachfolgenden Abschnitten vorgestellt und anschließend der Einfluss dieser Garnituren auf die in Abschnitt 6 dokumentierten Verlustfaktormessungen diskutiert.

7.3.1 Literaturüberblick

Garnituren unterscheiden sich bezüglich der Isoliermaterialien (Ethylen-Propylen-Dien Kautschuk (EPDM) oder Silikongummi (SiR)), der Art der Montage (Aufschiebetechnik, Warm- oder Kaltschrumpftechnik) und dem Feldsteuermechanismus (geometrisch-kapazitiv, resistiv

oder refraktiv). Abhängig von diesen Parametern unterscheiden sich die dielektrischen Eigenschaften verschiedener Garnituren erheblich.

Avellan et al. [AWE00] (siehe auch [HWC01] und [WTE+01]) untersuchen elf verschiedene Endverschlüsse und finden dabei Verluste bei 0,1 Hz im Bereich von $\tan\delta = 3{,}5 \times 10^{-3}$ bis $1{,}4 \times 10^{-1}$. Dabei lassen sich zwei Gruppen unterscheiden: Endverschlüsse mit geometrischer Feldsteuerung, die lineares Verhalten aufweisen (spannungsunabhängig) und Endverschlüsse mit kombinierter refraktiver und resistiver Feldsteuerung, welche nicht-lineares Verhalten (Spannungsabhängigkeit der Verluste) zeigen. Für alle Endverschlüsse ergeben sich mit abnehmender Frequenz steigende dielektrische Verluste und steigende Kapazitätswerte (dargestellt als $C''(\omega)$ bzw. $C'(\omega)$). Zwei der nichtlinearen Endverschlüsse weisen einen breiten Verlustpeak bei 1×10^{-2} Hz bzw. 3×10^{-3} Hz auf.

Kuschel [Kus00] untersucht den Einfluss einer Muffe auf den $\tan\delta$ eines PE-Kabels sowie kapazitiv feldgesteuerter Endverschlüsse auf den $\tan\delta$ eines VPE-Homopolymerkabels und erhält zusätzliche (mit abnehmender Frequenz steigende) Verluste durch die Garnituren. Darüber hinaus findet er einen korrespondierenden Depolarisationsstromanstieg auf Grund der bei tiefen Frequenzen wirksamen Grenzflächenpolarisation.

Amyot et al. [ADF+02] präsentieren Ergebnisse an insgesamt 19 verschiedenen neuen (zum Teil mit künstlichen TE-Defekten versehenen) und betriebsgealterten (zum Teil TE-behafteten) Aufschiebemuffen (premolded joints), separierbaren Verbindungsmuffen (separable connectors), Freiluftendverschlüssen und einem Feldsteuerelement (vermutlich für Innenraumanwendungen). Sie kommen zu ähnlichen Ergebnissen: Garnituren mit refraktiver Feldsteuerung zeigen höhere und nichtlineare Verluste, welche mit abnehmender Frequenz steigen. Die Verluste in TE-behafteten Garnituren sind durch zusätzliche Ionisationsverluste höher.

Hvidsten und Benjaminsen [HB02] sowie Skjolberg et al. [SHF06] zeigen, dass Muffen mit resistiver Feldsteuerung den Verlustfaktor von Kabelstrecken massiv erhöhen können, so dass eine WT-Diagnose unter Umständen nur noch bei massiver WT-Schädigung (Hystereseeffekt im $\tan\delta$ durch die Isolierung vollständig überbrückende Water Trees [SHF06]) festgestellt werden kann.

Potvin et al. [PJL+07] präsentieren Polarisations- und Depolarisationsstrommessungen an 58 Muffen, welche aus einer Kabelstrecke nach 30 Betriebsjahren entnommen wurden. Die Werte unterscheiden sich dabei sowohl hinsichtlich des Zustandes (Alterung der Muffen) als auch des Designs (Material, Feldsteuerung). Nur durch thermische Überlastung (hot spots) gealterte Muffen zeigen nichtlineare dielektrische Verluste.

Oyegoke et al. [OTS07] weisen beispielhaft nach, dass sich die an einer Kabelstrecke mit Kabelsteckern gemessenen dielektrischen Verluste bei kleinen Frequenzen reduzieren lassen, wenn der Isolierkörper der Kabelstecker entfernt wird (dies funktioniert natürlich nur bei Kabelsteckern mit separat installiertem Feldsteuerelement).

Eisemann et al. [EHG+08] untersuchen den $\tan\delta$ von zwei unterschiedlichen warmschrumpfenden Verbindungsmuffen in Abhängigkeit von der Spannung (3 kV bis 12 kV), Frequenz (5×10^{-2} Hz bis 5×10^{2} Hz) und Temperatur (2 °C bis 70 °C). Die Verluste sind von allen drei Parametern abhängig. Die Abhängigkeit von der Spannung ist dabei vergleichsweise gering (maximal beobachtete $\tan\delta$-Zunahme um 27% von 3 kV bis 12 kV). Die Temperatur hat dagegen je nach Frequenz und Muffentyp erheblichen Einfluss (bei 0,1 Hz und 6 kV wird für

einen der Muffentypen eine Zunahme von etwa 4×10^{-2} auf 3×10^{-1} im Bereich von 4 °C bis 68 °C gemessen).

Mauseth et al. [MHH10] untersuchen betriebsgealterte Muffen eines im Netz fehleranfälligen Typs mit sehr hohen Verlustfaktorwerten von > 1 bei 0,1 Hz. Durch Trocknung bei 90 °C konnten die Werte um mehr als zwei Zehnerpotenzen reduziert werden, was für das Eindringen von Wasser in die Muffen als Fehlermechanismus spricht.

Enoksen et al. [EEH+15] stellen eine Methode zur Identifikation eines bestimmten warmschrumpfenden Muffentyps vor, der für hohe Verluste von Kabelstrecken als verantwortlich erkannt wurde. Sie zeigen, dass die mit einem einfachen Isolationswiderstandsmessgerät (insulation tester) aufgenommenen Polarisations- und Depolarisationsströme genutzt werden können, um eine derartige Muffe in der Strecke zu identifizieren. Dies ist erkennbar an einer Nichtlinearität des Polarisationsstromes und einer gleichzeitigen Linearität des Depolarisationsstromes mit der Spannung.

Szilagyi et al. [SHS18] präsentieren frequenzvariable Verlustfaktormessungen (1×10^{-3} Hz bis 5×10^{3} Hz) bei 200 V von vier Muffen (drei Warmschrumpf- und eine Kaltschrumpfmuffe) unterschiedlicher Hersteller. Die $\tan\delta$-Verläufe weisen recht große Unterschiede auf: bei 0,1 Hz liegt $\tan\delta$ im Bereich von etwa 5×10^{-4} bis 3×10^{-2}. Sie zeigen darüber hinaus, dass beispielhafte Montagefehler sowie eine Beanspruchung der fehlerbehafteten Muffen mit achtfacher Nennspannung für 160 min nur vergleichsweise kleine Veränderungen der gemessenen Verlustfaktorkurven hervorrufen.

7.3.2 Verlustfaktormessungen an Garnituren im Labor

Es wurden zwölf Garniturenprüflinge untersucht, davon waren sieben dem MS-Netz entnommen. Dabei handelte es sich größtenteils um Garnituren, die schon sehr lange nicht mehr auf dem Markt sind. Genauere Informationen zu diesen Garniturentypen waren daher nur schwer zugänglich. Bei den anderen fünf Garniturenprüflingen handelte es sich um neue Garnituren, welche auf vorhandene Kabelkurzstücke selbst montiert wurden. Details zu praktischen Aspekten der Präparation der Garniturenprüflinge und der Messungen werden in Abschnitt 3.1.5 beschrieben. Tabelle 7.1 gibt einen Überblick über die untersuchten Garniturenprüflinge.

Im Labor wurden alle Garniturenprüflinge einer frequenzvariablen $\tan\delta$-Messung bei 2 kV und einer spannungsvariablen $\tan\delta$-Messung bei 0,1 Hz unterzogen. Die Ergebnisse der Messungen bei 2 kV (Abbildung 7.9) zeigen, dass der Wertebereich des $\tan\delta$ bei hohen Frequenzen für Garnituren (3×10^{-4} bis 5×10^{-3} bei 50 Hz) in der gleichen Größenordnung oder oberhalb des Wertebereichs der Kabelprüflinge (1×10^{-4} bis 8×10^{-4} bei 50 Hz, Abbildung 5.1) liegt. Bei tiefen Frequenzen ist bei einigen Garnituren ein teilweise ausgeprägter Anstieg mit fallender Frequenz zu erkennen. Für die meisten Garniturenprüflinge wird auch ein Anstieg der Kapazität beobachtet (Abbildung 7.10 und 10.20), was wie bei den Kabelprüflingen auf einen Relaxationsprozess beweglicher Ladungsträger schließen lässt. Auf Grund der in den Garnituren bestehenden Grenzflächen zwischen den Kabel- und Garniturendielektrika wird von einer Grenzflächenpolarisation ausgegangen.

Das Ergebnis der Messung bei 0,1 Hz ist in Abbildung 7.11 dargestellt. Auffällig ist dort, dass die meisten Garnituren nur eine sehr geringe Nichtlinearität aufweisen. Ausnahmen stellen die Typen G16-1 und G14-1 dar. Bei Spannungen zwischen 12 kV und 24 kV bewegen sich alle

Tabelle 7.1: Übersicht über die untersuchten Garniturenprüflinge; Prüflinge mit Montagejahr „neu“ wurden selbst montiert; Typ: anonymisierter Produktname; Herst.: anonymisierter Hersteller

Kennung	Typ	Herst.	Montagejahr	Art
E2-1	a	K	2010	Muffe
E5-1	b	B	1998	Muffe
G9-2	b	B	1987	Muffe
G14-1	c	L	neu	Muffe
B8-3	d	M	1990	Muffe
G15-1	e	K	neu	Muffe
B1-3	f	B	1998	Stecker
B4-2-A	g	G	neu	Stecker
G17-1	h	K	neu	Stecker
G12-2	i	B	1987	Aufschiebe-EV
G16-1	j	K	neu	Aufschiebe-EV
B4-2-B	j	B	2003	Aufschiebe-EV

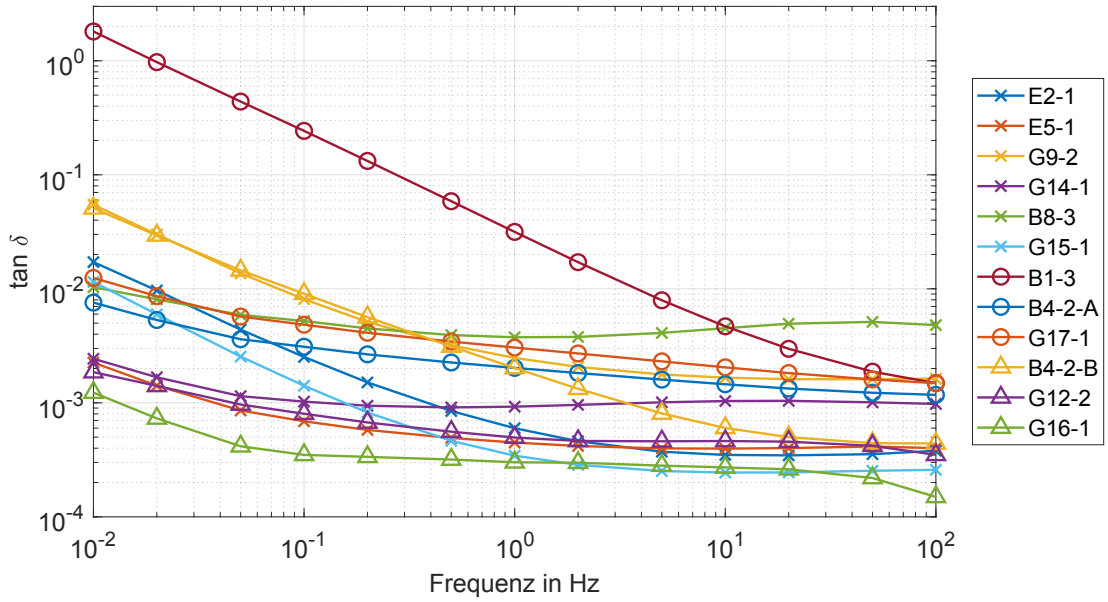


Abbildung 7.9: Verlustfaktoren von zwölf Garniturenprüflingen bei 2 kV; Kreuze: Muffen; Kreise: Stecker; Dreiecke: Aufschiebe-EV's

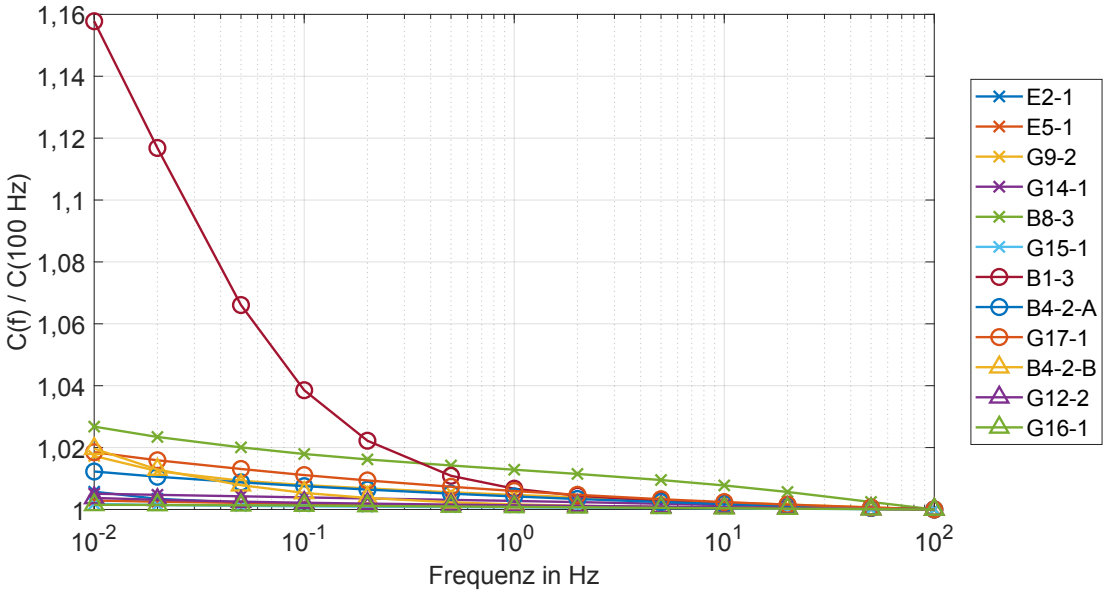


Abbildung 7.10: Zugehörige Messung der Kapazität normiert auf den Wert bei 100 Hz für die Messung des $\tan\delta$ der zwölf Garniturenprüflingen in Abbildung 7.9 (vergrößerte Ansicht für den Bereich 1 bis 1,02 in Abbildung 10.20)

Verläufe zwischen etwa 7×10^{-4} und 1×10^{-2}. Eine Ausnahme stellt der Steckerprüfling B1-3 dar, der mit etwa $2{,}5 \times 10^{-1}$ einen außergewöhnlich hohen Verlustfaktor aufweist.

Auffällig sind in den Abbildungen 7.9 und 7.11 die Unterschiede zwischen gleichen Garniturentypen. Die Garniturenprüflinge G16-1 und B4-2-B, beide Aufschiebe-Endverschlüsse des gleichen Typs (Produktname) aber unterschiedlicher Hersteller[3], unterscheiden sich sowohl in ihrem absoluten $\tan\delta$ als auch in ihrer Spannungsabhängigkeit erheblich. Besonders anzumerken ist auch der Unterschied zwischen den beiden Muffen vom Typ „b“ (Hersteller „B“). Die Verlustfaktoren unterscheiden sich um etwa den Faktor 10, wobei die ältere Muffe (montiert 1987) den höheren Wert aufweist. Mögliche Ursachen sind Modifikationen des Materials und der Feldsteuerung durch den Hersteller oder Alterungsprozesse.

Wie in Abschnitt 7.3.3 noch genauer beschrieben wird, ist für den Einfluss einer Garnitur auf den Verlustfaktor einer Kabelstrecke nicht allein der $\tan\delta$ der Garnitur, sondern auch ihre Kapazität im Verhältnis zur Gesamtkapazität der Kabelstrecke von Bedeutung. Daher sind in Abbildung 7.12 die zugehörigen Kapazitätsmessungen der Garniturenprüflinge dargestellt. Für alle Garniturenprüflinge ist die Kapazität nahezu unabhängig von der Spannung. Auf Grund ihrer Messbelagslänge (Länge zwischen den beiden Messspalten) haben die entnommen Muffen die höchsten Kapazitäten. Die Messbelagslänge wird bei diesen Muffenprüflingen durch die Länge des äußeren Schrumpfschlauches bestimmt, welcher ungefähr 1 m lang ist. Die Verlustfaktoren der Kabelstücke zwischen den Messspalten haben dabei natürlich einen gewissen Einfluss auf die Verlustfaktoren in Abbildung 7.11. Bei den Endverschlüssen ist der Messbelag sehr kurz und damit die Kapazität vergleichsweise klein.

[3] in diesem Fall hat Hersteller „K“ Hersteller „B“ übernommen und das Produkt anscheinend unter gleichem Namen weiterverkauft

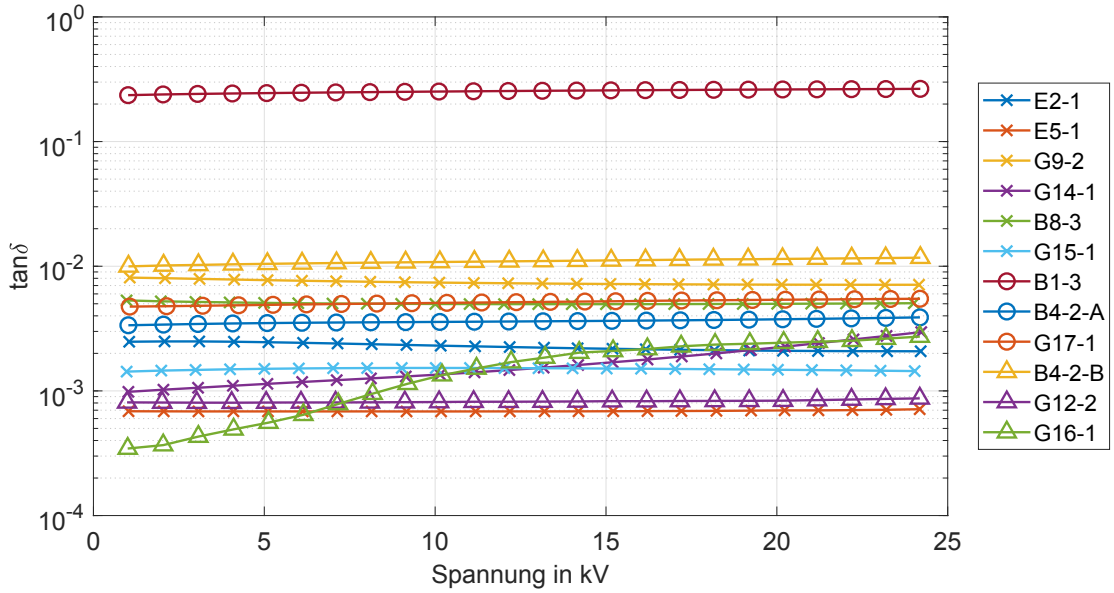


Abbildung 7.11: Verlustfaktoren der Garniturenprüflinge bei 0,1 Hz; Kreuze: Muffen; Kreise: Stecker; Dreiecke: Aufschiebe-EVs

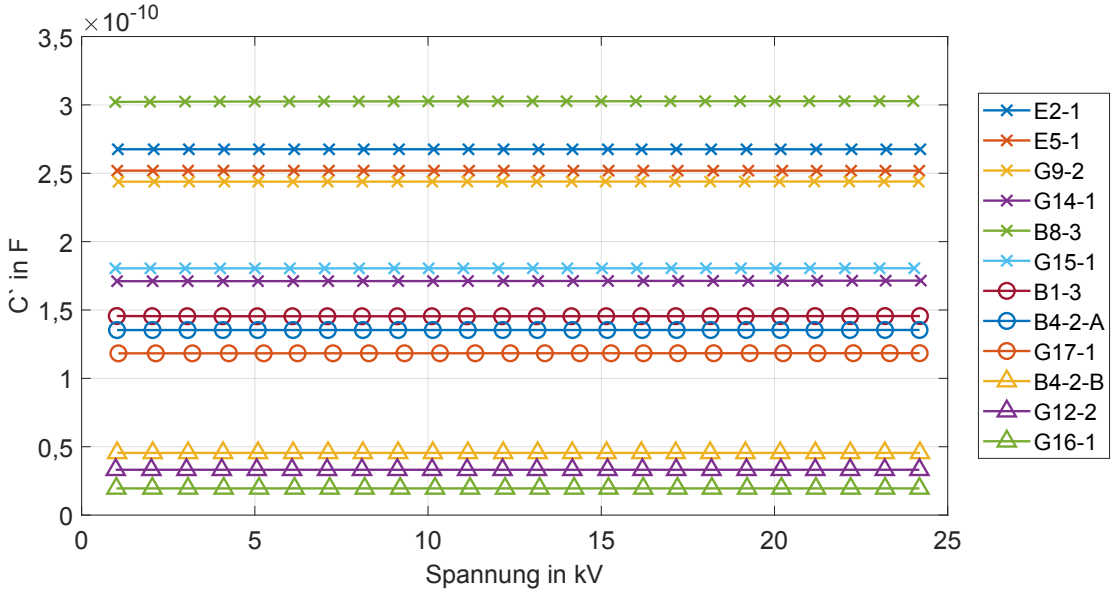


Abbildung 7.12: Realteil der Kapazität (C') der Garniturenprüflinge bei 0,1 Hz; Kreuze: Muffen; Kreise: Stecker; Dreiecke: Aufschiebe-EVs

Um nun abschätzen zu können, wie groß der Einfluss eines gewissen Garniturentyps bei einer Vor-Ort-Messung ist, ist es sinnvoll, das Produkt $C'' = \tan\delta \cdot C'$, also den Imaginärteil der Kapazität (den dielektrischen Verlust) zu betrachten, da dieser in der späteren Korrektur Verwendung findet (vgl. Gleichungen 7.1 und 7.2), er ist in Abbildung 7.13 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Kabelstecker vom Prüfling B1-3 (Typ „f“, Hersteller „B“) das größte Potential hat, Vor-Ort-Messungen zu beeinflussen. Die nächst kleineren Werte für C'' sind um den Faktor 15 bis 20 kleiner und betreffen die Muffenprüflinge G9-2 und B8-3.

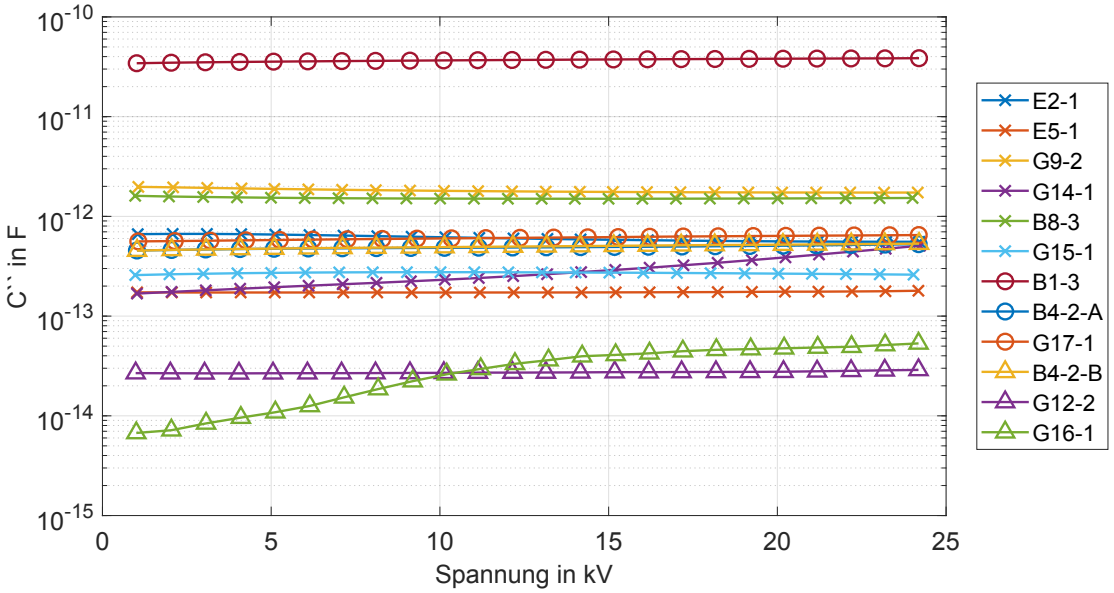


Abbildung 7.13: Imaginärteil der Kapazität ($C'' = \tan\delta \cdot C'$) der Garniturenprüflinge bei 0,1 Hz; Kreuze: Muffen; Kreise: Stecker; Dreiecke: Aufschiebe-EVs

7.3.3 Rechnerische Korrektur von Vor-Ort-Messungen mit Verlustfaktormessungen an Garnituren im Labor

Im letzten Abschnitt 7.3.2 wurde gezeigt, dass der Einfluss bestimmter Garniturentypen auf den $\tan\delta$ bei einer Vor-Ort-Messung recht unterschiedlich ausfällt. Wie groß dieser Einfluss letztlich ist, hängt von der Anzahl des jeweiligen Garniturentyps in der Kabelstrecke und der Gesamtkapazität der Kabelstrecke ab. Der Zusammenhang wird durch die Gleichungen 7.1 und 7.2 aus [EHG+08] oder [Kus00] quantitativ erfasst. Die Berechnung muss theoretisch für jede Spannung, Temperatur und Frequenz durchgeführt werden. Die Messungen im Labor wurden bei 20 °C durchgeführt. Für die Muffen vor Ort kann ohne nennenswerte Strombelastung näherungsweise die Temperatur des Erdbodens angenommen werden, deren genauer Wert unbekannt ist, aber je nach Jahreszeit bei 0 °C bis 20 °C liegen sollte (vgl. Abschnitt 7.1). Für die Endverschlüsse und Kabelstecker ist ohne nennenswerte Strombelastung jeweils die Temperatur der umgebenden Luft anzunehmen, welche bei den vorliegenden Messungen zwischen 0 °C bis 30 °C lag. Außerdem ist der im Labor ermittelte $\tan\delta$ zumindest geringfügig vom $\tan\delta$ der Isolierung des Kabels abhängig, auf welches die Garnitur installiert ist. Auch durch Toleranzen bei der Montage können kleinere Unterschiede auftreten.

$$\tan\delta_{gesamt} = \frac{\sum_{n=1}^{N} C'_{Garn.n} \tan\delta_{Garn.n} + C'_{Kab.} \tan\delta_{Kab.}}{C'_{gesamt}} \tag{7.1}$$

mit $\tan\delta = \frac{C''}{C'}$

$$\tan\delta_{gesamt} = \frac{\sum_{n=1}^{N} C''_{Garn.n} + C''_{Kab.}}{C'_{gesamt}} \tag{7.2}$$

Nach einfacher Umstellung der Gleichung 7.1 lässt sich der Verlustfaktor der Kabelstrecke $\tan\delta_{Kab.}$ berechnen. Diese Berechnung wurde im Folgenden für alle Kabelstrecken durchgeführt, bei denen für alle enthaltenen Garnituren eine Messung aus dem Labor vorliegt. Dies sind

insgesamt 61 Kabelstrecken. Für den Stecker-Typ „B1-3“ wird ein besonders großer Einfluss erwartet. Daher wurde die Berechnung für diesen Garniturentyp zusätzlich separat durchgeführt. Da für die Garnitur vom Typ „b“ Hersteller „B“ zwei Muffenprüflinge vorliegen (E5-1 und G9-2), wurde hier der „worst case“, d. h. die Messungen mit den höheren $\tan\delta$-Werten, für die Korrekturberechnung verwendet.

Abbildung 7.14 zeigt das Ergebnis der Berechnung für alle 61 Strecken bei 12 kV. Sofern in den betrachteten Strecken Stecker vom Typ „B1-3“ vorhanden sind, ist eine nennenswerte Reduzierung des berechneten Verlustfaktors gegenüber dem gemessenen erkennbar. Die Korrektur unter Beachtung aller Garnituren unterscheidet sich jedoch nur geringfügig von der Korrektur nur unter Beachtung der Stecker vom Typ „B1-3“, d. h. von den untersuchten Garnituren hat allein dieser Stecker einen nennenswerten Einfluss auf den Verlustfaktor. Allerdings zeigt die Tatsache, dass die Korrektur in einigen Fällen einen negativen Verlustfaktor von bis zu ca. -3×10^{-4} ergibt, dass diese Korrektur nur Anhaltspunkte für die Einschätzung des Einflusses einer Garnitur liefert.

Die Überkorrektur (negative $\tan\delta$-Werte) entsteht durch einen zu großen $\tan\delta$ der Labormessung gegenüber dem $\tan\delta$ der Garnitur in der Kabelstrecke. Die Abweichung kann z. B. durch eine unterschiedliche Temperatur der Garnitur in der Kabelstrecke bei der Vor-Ort-Messung und des Garniturenprüflings bei der Messung im Labor zurückzuführen sein. Da hier der Steckerprüfling B1-3 die mit Abstand größte Korrektur verursacht, wurde für diesen die Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors separat untersucht. Die Messungen fanden in einer temperierbaren Kammer bei 10 °C, 20 °C und 30 °C statt; die Ergebnisse sind in Abbildung 7.15 dargestellt. Führt man nun die Korrektur noch einmal mit den Werten bei 10 °C durch, treten keine negativen Verlustfaktoren auf. Die so korrigierten $\tan\delta$-Werte bei 12 kV sind in Abbildung 7.14 ebenfalls dargestellt.

Die geringe Spannungsabhängigkeit des Verlustfaktors der im Labor untersuchten Garniturenprüflinge lässt vermuten, dass die Garnituren keinen nennenswerten Einfluss auf den $\tan\delta$-TipUp der vor Ort diagnostizierten Kabelstrecken haben. Eine Gegenüberstellung der gemessenen $\tan\delta$-TipUp-Werte und der aus den korrigierten Verlustfaktoren ermittelten $\tan\delta$-TipUp-Werte in Abbildung 7.16 bestätigt diese Vermutung. Die Werte sind nahezu identisch, d. h. zumindest für die im Labor untersuchten Garniturentypen ist keine Beeinflussung der Diagnosegröße $\tan\delta$-TipUp zu erwarten.

Zusammenfassung: Die Untersuchungen an Garnituren zeigen, dass ein Kabelstecker, welcher bei den untersuchten Kabelstrecken recht häufig vorkommt (Steckerprüfling B1-3), den gemessenen Wert des Verlustfaktors einer Kabelstrecke nennenswert erhöht. Die vor Ort beobachteten höheren Werte des $\tan\delta$-TipUp werden jedoch nach den hier vorliegenden Ergebnissen nicht durch die untersuchten Garniturentypen verursacht.

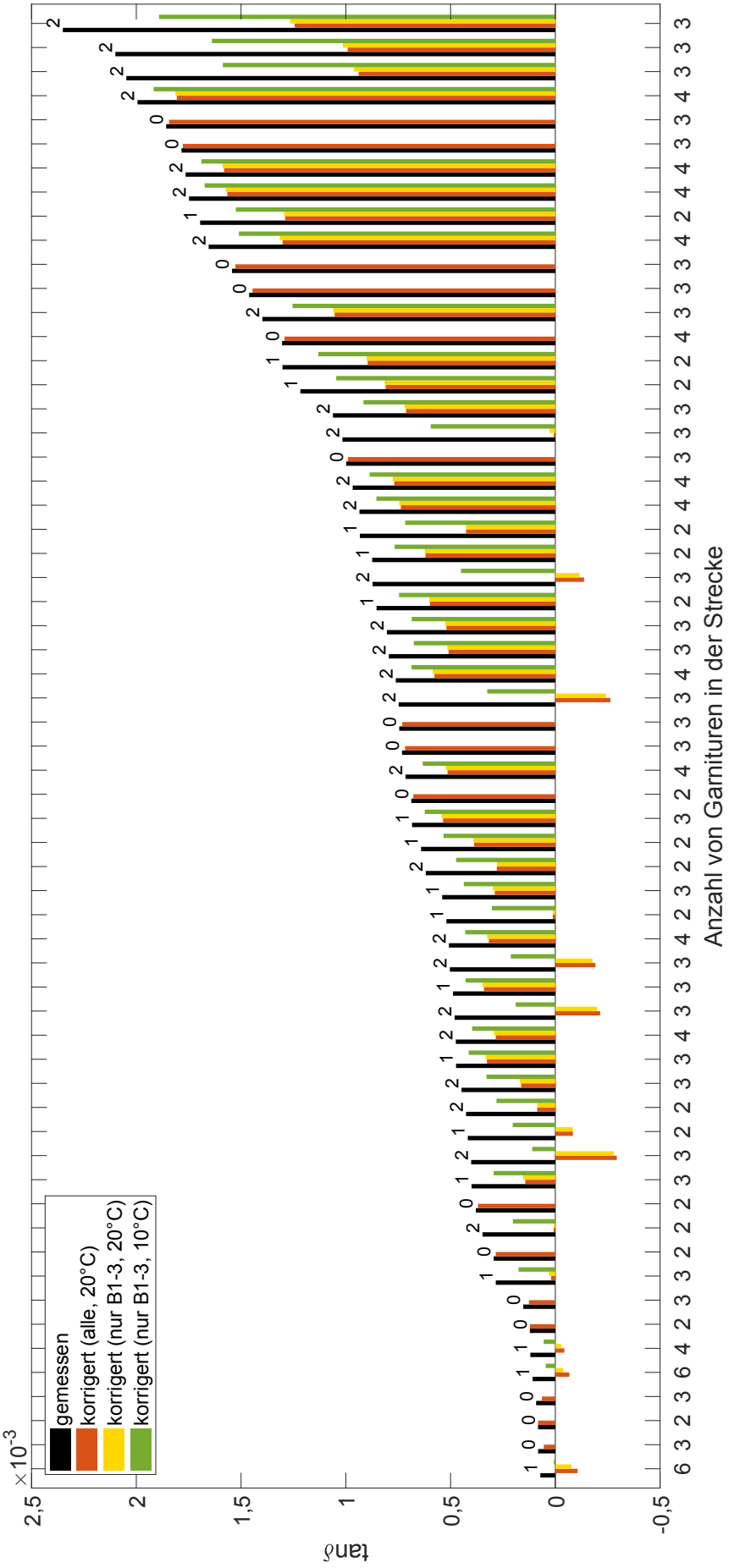


Abbildung 7.14: Gemessener (schwarz) und rechnerisch korrigierter tan δ bei 12 kV und 0,1 Hz (unter Beachtung aller Garnituren (rot), unter Beachtung ggf. vorhandener „B1-3“-Stecker (gelb) und unter Beachtung ggf. vorhandener „B1-3“-Stecker mit tan δ-Wert bei 10 °C (grün)) für alle Strecken, bei denen für alle Garnituren eine Labormessung vorliegt. Die Anzahl von „B1-3“-Steckern in der Kabelstrecke ist jeweils als Zahl über dem Balken angegeben. Die Werte sind sortiert nach der Größe des gemessenen tan δ abgebildet. Auf der Abszisse ist jeweils die Anzahl aller Garnituren in der Kabelstrecke angegeben (Anzahl Muffen + zwei Endverschlüsse oder Stecker).

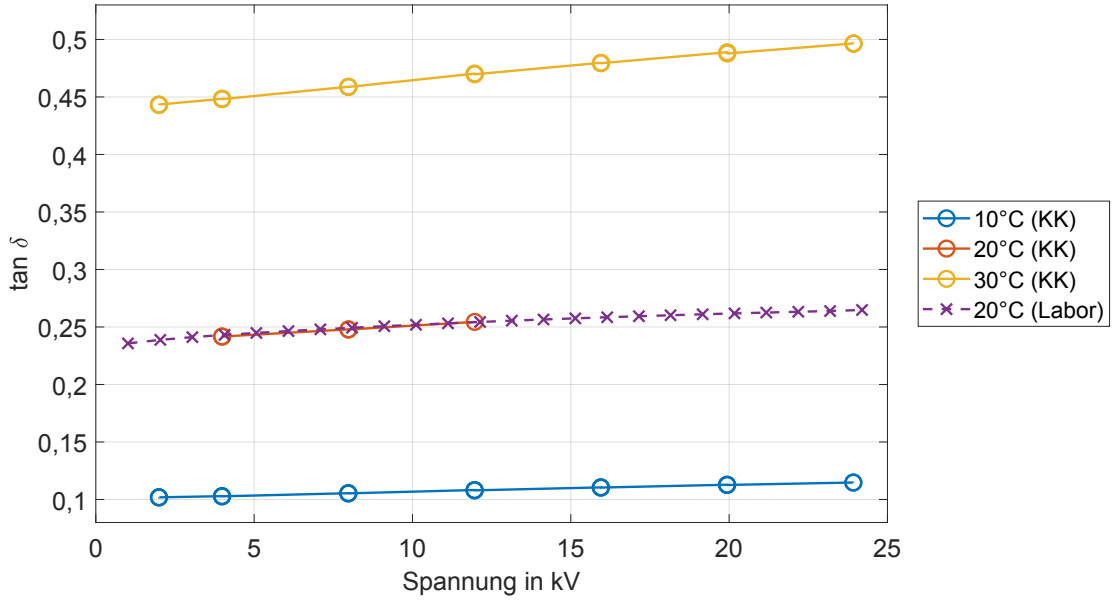


Abbildung 7.15: Messungen des Verlustfaktors bei 0,1 Hz am Steckerprüfling B1-3 bei 10 °C, 20 °C und 30 °C in der Klimakammer („KK“); die Messkurve aus Grafik 7.11 bei 20 °C ist ebenfalls dargestellt („Labor“)

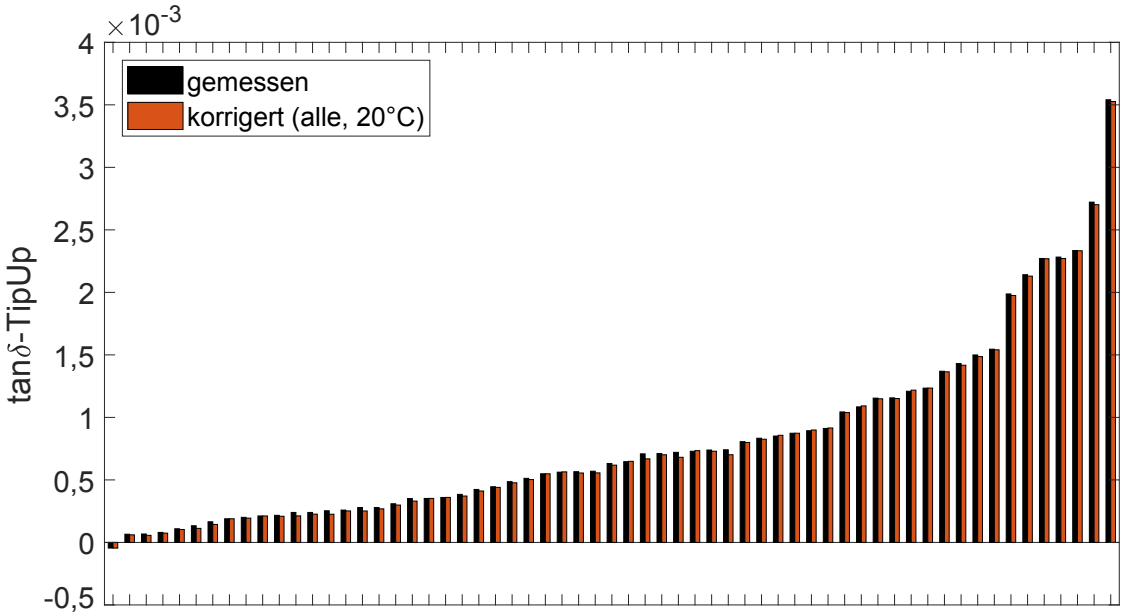


Abbildung 7.16: Gemessener und rechnerisch korrigierter tan δ-TipUp (12 kV bis 24 kV) bei 0,1 Hz für die Strecken, bei denen für alle Garnituren eine Labormessung vorliegt; Die Werte sind sortiert nach der Größe des gemessenen tan δ-TipUp dargestellt

7.4 Einfluss von TE (Korona)

Teilentladungen (TE) erzeugen zusätzliche Verluste oberhalb der TE-Einsetzspannung. Bei den Vor-Ort-Messungen wurde beobachtet, dass äußere TE an nicht hinreichend präparierten Kabelenden zu einem deutlichen Verlustfaktoranstieg führen können. Parallel wird eine Zunahme der Streuung (Standardabweidung) der $\tan\delta$-Werte beobachtet.

7.4.1 Literaturüberblick

Bisher gibt es kaum Veröffentlichungen über den Einfluss von äußeren Teilentladungen auf den Verlustfaktor bei MS-Kabelstrecken. Höhere Verlustfaktoren durch äußere TE an offen liegenden Kabelenden wurden von Eppelein et al. [EWM17] dokumentiert und die Entladungen mit Hilfe einer Korona-Kamera an den spitzen Kanten eines Lasttrenners nachgewiesen. In Zusammenhang mit anderen Sachverhalten sind durch TE erzeugte dielektrische Verluste jedoch bekannt. So ist bei Papier-isolierten Kabeln der Einsatz innerer TE als sogenannter „Ionisationsknick“ im $\tan\delta$ bekannt, ist dort aber auf TE in vielen Hohlräumen im Isoliervolumen zurückzuführen [Lüc81]. Bei Hochspannungsfreileitungen wird das Problem der zusätzlichen Verluste durch Korona dagegen häufig diskutiert.

7.4.2 Beobachtung vor Ort

Ein Einfluss von TE auf den $\tan\delta$ wurde am deutlichsten bei dem Leitungsabschnitt E-07 festgestellt. Dieser Abschnitt ist beidseitig luftisoliert und 1005 m lang. Die drei Phasen des Abschnitts sind hinsichtlich Alter und Aufbau identisch, bis auf eine zusätzliche Muffe in Phase L2, was bei gleichem Kabelzustand ähnliche Messwerte für die drei Phasen vermuten lässt. Die Messung zeigt dieses Verhalten auch für die Phasen L1 und L2 (Abbildung 7.17). Der Verlustfaktor von L3 erhöht sich jedoch sprunghaft zwischen den Stufen 8 kV und 12 kV, wobei gleichzeitig eine deutliche Zunahme der Standardabweichung zu erkennen ist. Dieses Verhalten lässt sich auf den Einsatz von TE an einem oder beiden Kabelenden zurückführen.

7.4.3 Laboruntersuchungen

Der Einfluss äußerer TE auf den Verlustfaktor wurde unter Laborbedingungen untersucht. Dafür wurde an einer Kabeltrommel mit etwa 500 m ungealtertem 10 kV-VPE-Mittelspannungskabel (Typ NA2XSY, 150 mm^2) eine Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz mit dem auch vor Ort eingesetzten Messsysten TD60 von b2 durchgeführt, wobei drei verschiedene künstliche TE-Quellen am „nahen Ende“ hinzugefügt wurden. Abbildung 10.18 zeigt ein Foto des Versuchsaufbaus. Tabelle 7.2 gibt eine Übersicht über die eingesetzten TE-Quellen, deren Schlagweite in cm und die Spannungsstufe, ab welcher diese TE produzieren. Das Datum der Untersuchungen ist angegeben, weil die Untersuchungen von Februar 2016 mit einer deutlich geringeren Bandbreite (650 kHz) und einer anderen Mittenfrequenz (2 MHz) durchgeführt wurden als bei der Untersuchung im Februar 2017 (Bandbreite: 3 MHz, Mittenfrequenz: 1,7 MHz). Eine große Bandbreite bedeutet eine geringe Filtertotzeit und damit ein hohes Folgeimpuls-Auflösungsvermögen. Abbildungen 7.18 bis 7.20 zeigen die PRPDs der TE-Quellen bei 24 kV. Die TE-Messung erfolgte

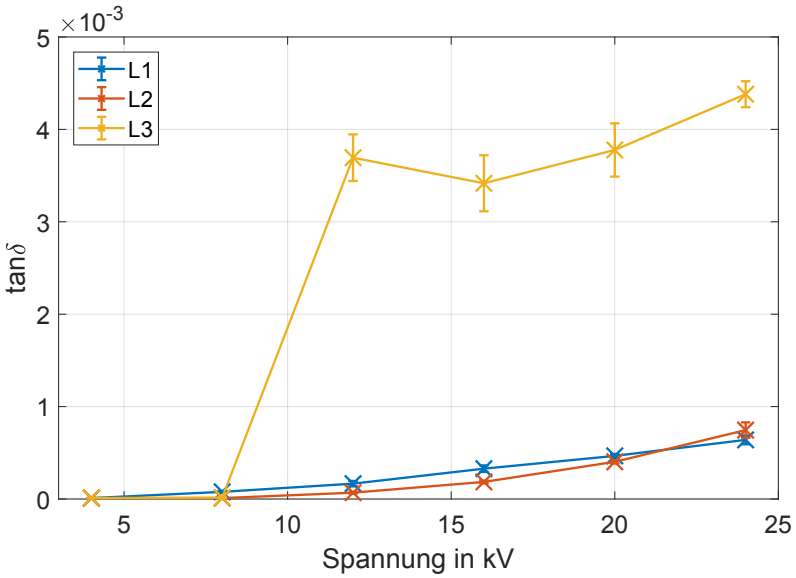


Abbildung 7.17: Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz an dem Leitungsabschnitt E-07, bei welchem bei Phase L3 von einer Beeinflussung durch Korona ausgegangen wird

mit dem MPD540 der Firma Omicron und einem 1 nF-Koppelkondensator von H&H mit integriertem Ankoppelvierpol. Es zeigt sich, dass die Reflexionen der Entladungen nach Durchlaufen der doppelten Kabellänge erneut auftreten und ein durch Dämpfung entsprechend niedrigeres Cluster der selben Phasenposition entstehen lassen.

Die Berechnung der durch die TE zusätzlich erzeugten Verluste $\tan\delta_{TE}$ wird mit Gleichung 7.3 vorgenommen. Die mittlere Verlustleistung der TE-Quelle P_{Dis} berechnet sich nach Gleichung 7.4 [KR93, S.36]. Dabei ist $\frac{1}{2}Q_n \cdot \Delta u_n$ (vgl. [Küc05, S.378]) die Energie einer einzelnen TE, wobei Q_n die wahre Ladung und Δu_n die Spannungsänderung über der durch die TE überbrückten Teilkapazität sind, welche beide unbekannt und der TE-Messung nicht zugänglich sind (vgl. dazu Ersatzschaltbild für äußere TE in [KR93, S.23]). T_{Ref} ist die Zeitdauer, in der die N Entladungen auftreten und ein ganzzahliges Vielfaches der Periodendauer. P_{Dis} kann aber auch mit Gleichung 7.5 ermittelt werden [KR93]. Dabei sind q_n die scheinbare Ladung eines TE-Impulses und u_n der Momentanwert der anliegenden Spannung [OMI12, IEC00]. Der Zusammenhang aus scheinbarer und messbarer Ladung wird über die Kalibrierung ermittelt. Die numerische Berechnung von P_{Dis} nach Gleichung 7.5 wird durch die Software des TE-Messsystems bereitgestellt. Aus den von der Software bestimmten Werten für P_{Dis} für eine Dauer von T_{Ref} =2 min wurde mit Gleichung 7.3 der Beitrag der TE-Verluste zum gemessenen $\tan\delta$ berechnet. Dabei ist $C = 176$ nF die bei $f = 0{,}1$ Hz gemessene Kapazität der Kabeltrommel. In Tabelle 7.2 sind die berechneten Werte für 24 kV ($\tan\delta_{TE}(24\,kV)$) angegeben.

$$\tan\delta_{TE} = \frac{P_{Dis}}{U^2 \cdot 2\pi f \cdot C} \tag{7.3}$$

$$P_{Dis} = \frac{1}{T_{Ref}} \sum_{n=1}^{N} \frac{1}{2} Q_n \cdot \Delta u_n \tag{7.4}$$

$$P_{Dis} = \frac{1}{T_{Ref}} \sum_{n=1}^{N} q_n \cdot u_n \tag{7.5}$$

Tabelle 7.2: Übersicht über die eingesetzten TE-Quellen (Spitzenradien zum Teil unterschiedlich und nicht bestimmt)

TE-Quelle	$\mathbf{U_e}$	$\tan\delta_{TE}(24\,kV)$	**Untersuchung**
Spitze - Spitze (7,5 cm)	16 kV	$3,0 \cdot 10^{-4}$	April 2017
Spitze auf GND - runde Elektrode (5 cm)	16 kV	$12 \cdot 10^{-4}$	Feb. 2016
Spitze auf HV - runde Elektrode (10 cm)	12 kV	$5,7 \cdot 10^{-4}$	Feb. 2016

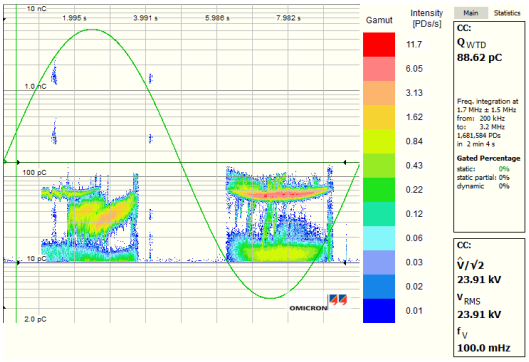


Abbildung 7.18: PRPD der Quelle Spitze-Spitze (7,5 cm) bei 24 kV, Mittenfrequenz: 1,7 MHz, Bandbreite: 3 MHz

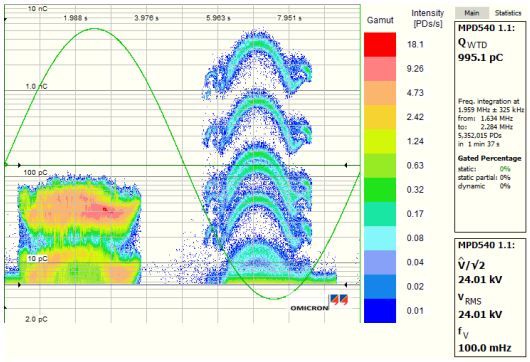


Abbildung 7.19: PRPD der Quelle Spitze (GND, 5 cm) bei 24 kV, Mittenfrequenz: 2 MHz, Bandbreite: 650 kHz

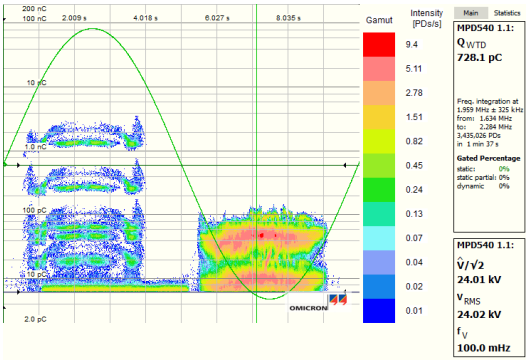


Abbildung 7.20: PRPD der Quelle Spitze (HV, 10 cm) bei 24 kV, Mittenfrequenz: 2 MHz, Bandbreite: 650 kHz

Abbildung 7.21 zeigt die Verläufe des Verlustfaktors über der Spannung bei 0,1 Hz ohne TE und bei Vorhandensein jeweils einer der drei TE-Quellen. Es ergibt sich jeweils ein deutlicher Anstieg des Verlustfaktors zu höheren Spannungen. Vergleicht man die Differenzen zwischen TE-freier Messung mit denen bei Vorhandensein einer TE-Quelle, ergeben sich vergleichsweise große Differenzen, die auch erheblich größer sind, als die nach Gleichung 7.3 berechneten Werte für $\tan\delta_{TE}(24\,kV)$ (Tabelle 7.2). Für diese Diskrepanz kommen zwei möglicherweise parallel wirkende Ursachen in Frage:

- Der mittels Kalibrierung erfasste Zusammenhang von scheinbarer und messbarer Ladung ist nicht korrekt, weil der Kalibrator die Ladung nicht direkt am Entstehungsort der TE einspeisen kann und die Übertragungseigenschaften des Aufbaus selbst verändert.
- Es treten innerhalb der Totzeit des Filters weitere Entladungen auf, die dementsprechend nicht detektiert werden. Die Filtertotzeit ist abhängig von der Filterbandbreite. Bei der größten möglichen Filterbandbreite des MPD-Systems von 3 MHz liegt sie bei 333 ns. Bei schmalbandigerer Filterwahl ist sie deutlich größer.

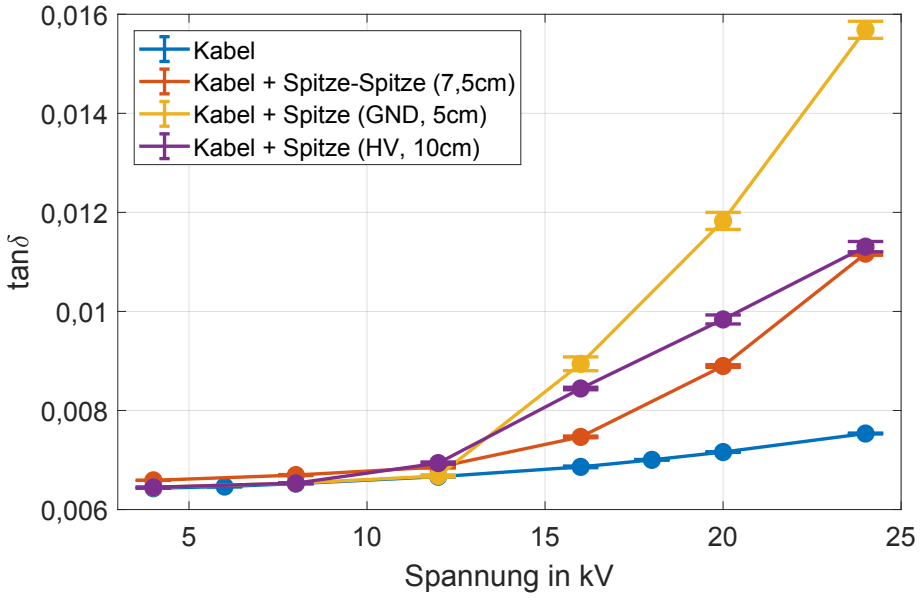


Abbildung 7.21: Einfluss verschiedener TE-Quellen auf den Verlustfaktor einer Kabeltrommel bei 0,1 Hz

Wie in Abbildung 7.21 bereits an den Streubalken zu erkennen ist, führen die Koronaentladungen auch zu einer Vergrößerung der Standardabweichung der einzelnen tan δ-Werte in den jeweiligen Spannungsstufen. Dies wird besonders deutlich, wenn die Werte der Standardabweichung separat über der Spannung dargestellt werden (Abbildung 7.22). Die TE-Aktivität unterliegt einer gewissen Stochastik und verursacht daher vermutlich in jeder Periode der 0,1 Hz-Schwingung einen etwas unterschiedlichen Einfluss auf den tan δ. Die Standardabweichung ist daher für jede Spannungsstufe und Fehlstelle unterschiedlich ausgeprägt.

Der Unterschied zwischen tatsächlicher tan δ-Veränderung und $\tan\delta_{TE}$ nach Gleichung 7.3 führt dazu, dass TE-kontaminierte Messungen auch bei vorhandener TE-Messung unmöglich quantitativ korrigiert werden können. Vor Ort kommt erschwerend hinzu, dass TE, welche am fernen Kabelende stattfinden, gedämpft am Messsystem eintreffen und eventuell bereits unterhalb des Störpegels liegen. Letzterer ist vor Ort in der Regel deutlich höher als im Labor. Bei den hier dokumentierten Untersuchungen war es für den Einfluss auf den tan δ erwartungsgemäß unerheblich, ob die TE-Quelle am nahen oder fernen Ende installiert war. Bei langen Kabeln, d. h. größeren Kapazitäten, ist ein geringerer Einfluss von TE auf tan δ zu erwarten (Gleichung 7.3).

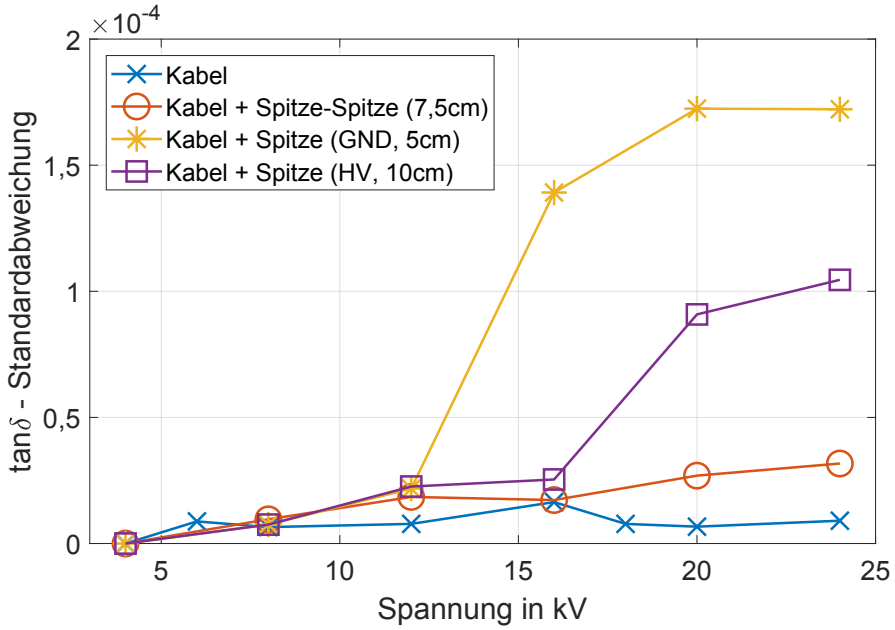


Abbildung 7.22: Einfluss verschiedener TE-Quellen auf den Verlustfaktor einer Kabeltrommel bei 0,1 Hz: Separate Darstellung der Standardabweichung aus Abbildung 7.21

Ergänzend sei erwähnt, dass der tan δ bei Spannungsstufen oberhalb der TE-Einsatzspannung nicht zwangsläufig steigen muss, sondern unter Umständen auch sinken kann. Wenn die Entladeleistung einen weniger steilen Anstieg mit der Spannung aufweist, ergibt sich zwangsläufig ab einer bestimmten Spannung wieder eine Abnahme des tan δ, weil die kapazitive Blindleistung mit U^2 zunimmt (siehe dazu auch [KR93, S.35]).

Zusammenfassung: Die Untersuchungen zeigen, dass Koronaentladungen an den Kabelenden zu einer Erhöhung des Verlustfaktors führen, welche insbesondere bei hohen Spannungen zu erwarten ist und damit auch den tan δ-TipUp nennenswert beeinflussen kann. Die vor Ort beobachteten hohen Verlustfaktorwerte insbesondere bei 24 kV sowie die hohen Werte des tan δ-TipUp können damit erklärt werden.

7.5 Einfluss der Luftfeuchtigkeit

Eine hohe Luftfeuchtigkeit bei Vor-Ort-Messungen des dielektrischen Verlustfaktors beeinflusst im Allgemeinen die Messergebnisse. Im Folgenden wird dieser Einflussfaktor anhand eines Beispiels diskutiert.

7.5.1 Literaturüberblick

Eine hohe Luftfeuchtigkeit erhöht die Oberflächenleitfähigkeit von Endverschlüssen oder angeschlossenen Prüfadaptern bei gekapselten Anlagen. Insbesondere bei industriell verschmutzter Umgebung oder in Küstennähe sind ionische Stoffe und Salze in der Luft enthalten, welche die Oberflächenleitfähigkeit erhöhen [Gou12]. Vor den hier dokumentieren Messungen wurden die Endverschlussoberflächen daher gereinigt. Dennoch kann Kondensation von Feuchtigkeit auf den Oberflächen einen leitfähigen Belag erzeugen, wenn sich die umgebende Luft gegenüber

der Endverschlussoberfläche erwärmt und die Luftfeuchtigkeit an der kälteren Oberfläche kondensiert, was vor allem in den Morgenstunden auftritt [Gou12]. Ein exemplarisches Ergebnis, das den Einfluss der Luftfeuchtigkeit auf den 0,1 Hz-Verlustfaktor deutlich zeigt, wurde von Hvidsten et al. [HWC01] präsentiert.

Da eine erhöhte Oberflächenleitfähigkeit ausschließlich bei luftisolierten Kabelenden wirken kann, ist ihr Einfluss bei kurzen Strecken, welche beidseitig luftisoliert sind, vermutlich am größten. Bei Strecken mit beidseitig gekapselten Anlagen kann die Luftfeuchtigkeit nur am Ort der Messung, also am angeschlossenen Prüfadapter, Einfluss ausüben.

7.5.2 Beobachtung vor Ort

Abbildung 7.23 zeigt die $\tan\delta$-Messung über der Spannung bei 0,1 Hz an dem Leitungsabschnitt V-45. Für diesen Abschnitt wurde neben der üblichen 0,1 Hz-tan δ-Messung auch eine kurze TE-Messung bei 24 kV (Messtechnik wie in Abschnitt 7.4) sowie eine Isolationswiderstandsmessung bei 1 kV und 12 kV mit dem System MIT1525 von Megger vorgenommen. Bei dieser Strecke wurden darüber hinaus Luftfeuchtigkeit und Temperatur während der Messung durch einen Sensor wenige Meter neben der Station aufgezeichnet. Die aufgezeichneten Werte sind in Abbildung 7.24 dargestellt. Die Luftfeuchtigkeit verringerte sich im Laufe des Tages von anfänglich 85% bis 90% auf etwa 70% bis 80%, während die Temperatur anstieg. Dabei ist die *relative Luftfeuchtigkeit* ϕ angegeben, welche durch Gleichung 7.6 definiert wird.

$$\phi = \frac{p_d}{p_{d,sat}} \cdot 100\% \tag{7.6}$$

p_d ist der Partialdruck des Wassers in der Luft und $p_{d,sat}$ der Sättigungsdampfdruck, d. h. der maximal mögliche Dampfdruck unmittelbar bevor Kondensation einsetzt. Der Sättigungsdampfdruck ist stark von der Temperatur abhängig. Er kann näherungsweise aus der gemessenen Temperatur mit der empirischen *Magnus-Formel* berechnet werden [AE96]:

$$p_{d,sat} = 6,1094 \cdot \exp\left(\frac{17,625 \cdot T}{243,04 + T}\right) \tag{7.7}$$

Für T ist die Temperatur in °C zu verwenden und $p_{d,sat}$ ergibt sich in hPa. Nach Einsetzen von $p_{d,sat}$ in Gleichung 7.6 kann der Wasserdampfpartialdruck p_d berechnet werden. Mit Hilfe der Zustandsgleichung idealer Gase ($p_d = \rho_d \cdot R_s \cdot T$ mit $R_s = 461{,}4\,\mathrm{J\,kg^{-1}\,K^{-1}}$: spezifische Gaskonstante des Wasserdampfes und T: absolute Temperatur in K) wird die Dichte ρ_d des Wassers in der Luft (*absolute Luftfeuchtigkeit*) ermittelt. Dieser Wert ist in Abbildung 7.24 ebenfalls dargestellt.

Betrachtet man nun die Verlustfaktormessungen an den drei Phasen, welche aufeinanderfolgend mit etwa einer Stunde Abstand durchgeführt wurden, scheint der Verlustfaktor mit jeder Phasenmessung kleiner zu werden. Jedoch sind alle drei Phasen bezüglich Hersteller, Verlegejahr und Garnituren gleich. Der Streckenabschnitt ist 510 m lang und auf beiden Seiten luftisoliert; er befindet sich etwa 8,5 km von der Nordseeküste entfernt. Der Abschnitt wurde bereits am Vorabend der Messung (ca. 16 h vorher) freigeschaltet, und für eine starke Temperaturschwankung des Erdbodens im Bereich des Kabels liegt kein erkennbarer Grund vor. Bei der Wiederholungsmessung an Phase L1 etwa drei Stunden nach der ersten Messung (Abbildung 7.23) ist der Verlustfaktor bereits bei niedrigen Spannungen deutlich kleiner, weist

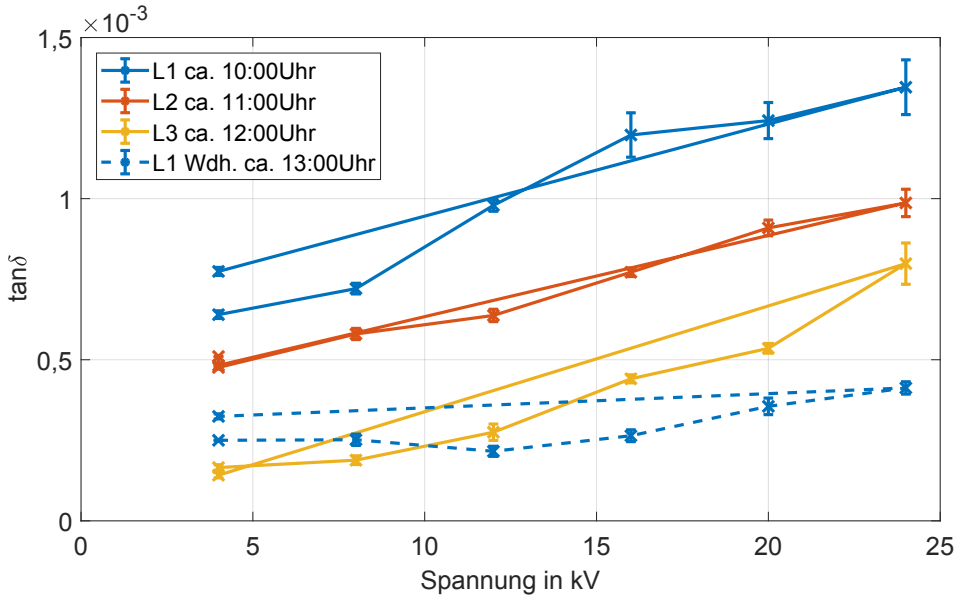


Abbildung 7.23: Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz an Leitungsabschnitt V-45 für alle drei Phasen, sowie die Wiederholungsmessung an Phase L1

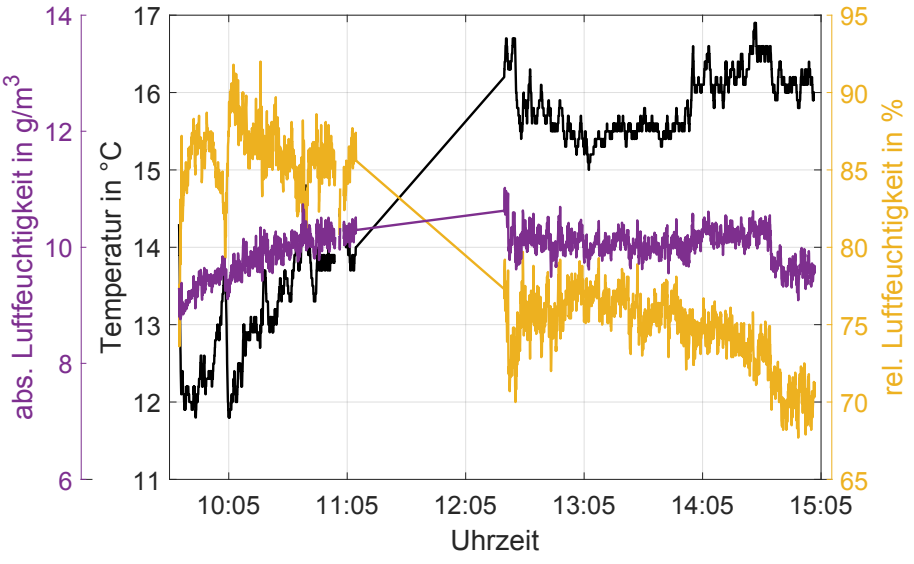


Abbildung 7.24: Zugehörige Luftfeuchtigkeits- und Temperaturmessung für die in Abbildung 7.23 dargestellten Messungen; zwischen etwa 11:00 und 12:20 Uhr war die Datenaufzeichnung unterbrochen

eine deutlich geringere Spannungsabhängigkeit auf, und die hohe Standardabweichung bei den oberen Spannungsstufen ist verschwunden. Eine TE-Messung an Phase L1 im Anschluss an die erste $\tan\delta$-Messung ergab bei 24 kV keine nennenswerte TE-Aktivität, die den $\tan\delta$-Anstieg erklären könnte (es wurden lediglich vereinzelte TE bis etwa 100 pC detektiert; siehe dazu PRPD in Abbildung 10.21).

Anhand der Werte bei 24 kV bei L1 bei der ersten Messung ($\tan\delta_1 = 1{,}35 \times 10^{-3}$) und der Wiederholungsmessung ($\tan\delta_2 = 0{,}41 \times 10^{-3}$) kann die Größe des Oberflächenstromes abgeschätzt werden (Gleichung 7.8). Dabei wird angenommen, dass bei der Wiederholungsmessung der Oberflächenstrom vernachlässigbar klein ist und dass der Oberflächenstrom in Phase zur anliegenden Spannung, d. h. rein ohmsch ist.

$$I_{Ob} = (\tan\delta_1 - \tan\delta_2) \cdot U \cdot 2\pi f \cdot C \tag{7.8}$$

Mit der Kapazität der Kabelstrecke von $C = 116$ nF ergibt sich ein Strom von $I_{Ob} = 1{,}63$ µA verteilt auf die Oberflächen beider Endverschlüsse. Bei 12 kV ergibt sich mit $\tan\delta_1 = 0{,}98 \times 10^{-3}$ und $\tan\delta_2 = 0{,}22 \times 10^{-3}$ der Strom $I_{Ob} = 0{,}67$ µA und der Oberflächenwiderstand 18 GΩ. Abbildung 7.25 zeigt das Ergebnis der Isolationswiderstandsmessung nach der ersten $\tan\delta$-Messung an Phase L1 und kurz vor der Wiederholungsmessung. Für 12 kV erreicht der Isolationswiderstand nach 180 s bei der ersten Messung einen Wert von 45 GΩ und bei der Wiederholungsmessung von 239 GΩ. Bei 1 kV ergibt sich ein Wert von 80 GΩ bei der ersten Messung und ein rund zehnfach höherer Wert bei der Wiederholungsmessung. Die höhere Oberflächenleitfähigkeit als Folge der höheren Luftfeuchtigkeit wird dadurch qualitativ bestätigt. Der gemessene Wert von 45 GΩ bei 12 kV und der aus der $\tan\delta$-Differenz der beiden Messungen berechnete Wert von 18 GΩ unterscheiden sich jedoch, was vermutlich durch die unterschiedlichen Messregimes bedingt ist, denn die Isolationswiderstandsmessung wurde bei Gleichspannung durchgeführt.

Auch wenn es sich bei den hier dargestellten Ergebnissen nur um ein einzelnes Beispiel handelt, wird deutlich, dass hohe Luftfeuchtigkeit auch höhere Werte des Verlustfaktors bei Vor-Ort-Messungen (insbesondere bei den höheren Spannungen) und höhere $\tan\delta$-TipUp-Werte verursacht. Dieses Problem kann durch eine Ableitstromerfassung gelöst werden. Allerdings sollte bei geringer Luftfeuchtigkeit überlegt werden, ob diese mitunter aufwändige Maßnahme notwendig ist. Bei den in dieser Arbeit durchgeführten Messungen war eine Ableitstromerfassung technisch nicht möglich. Bei zukünftigen Vor-Ort-Messungen sollte jedoch immer Temperatur und Luftfeuchtigkeit erfasst werden, um die Messergebnisse besser beurteilen zu können.

7.6 Zusammenfassung

Die zum Teil großen Unterschiede zwischen den 0,1 Hz-Verlustfaktormessungen im Labor und vor Ort können durch Einflussfaktoren wie folgt interpretiert werden:

- Die Temperatur und der Wassergehalt der VPE-Isolierung spielen für die vor Ort höheren Verlustfaktoren und deren Nichtlinearitäten ($\tan\delta$-TipUp) eine eher untergeordnete Rolle. Die Untersuchungen zur Temperaturabhängigkeit des $\tan\delta$ zeigen aber, dass für Co-

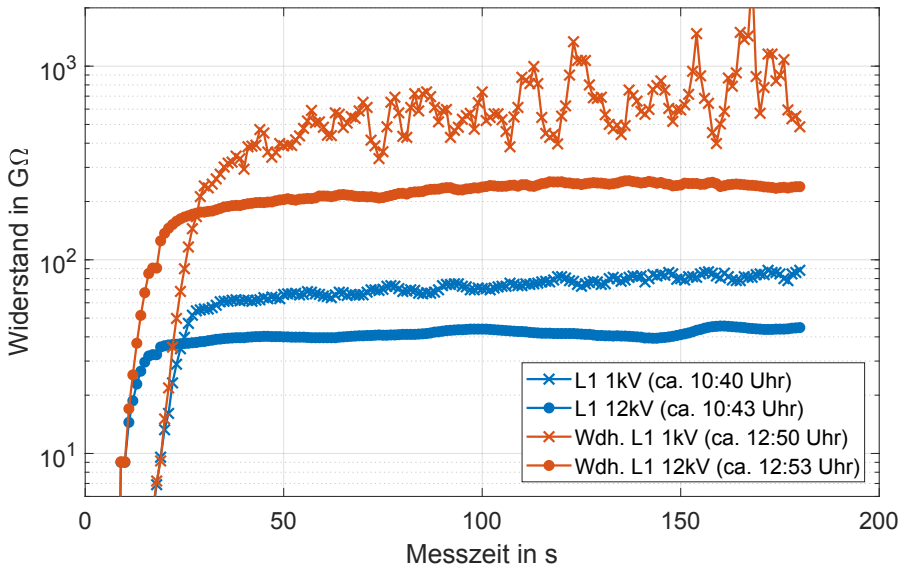


Abbildung 7.25: Isolationswiderstand an Phase L1 gemessen etwa 20 min nach Ende der tan δ-Messung und unmittelbar vor der Wiederholungsmessung (Messzeit jeweils 180 s)

polymere bei nennenswerter Erwärmung der Kabelstrecke höhere tan δ-Werte zu erwarten sind. Das Gleiche gilt für den Wassergehalt bei vergleichsweise neuen Copolymeren.

- Die Untersuchungen an Garniturenproben ergaben nur für einen Garniturentyp (Stecker) eine signifikante Beeinflussung der Messwerte an Kabelstrecken. Da der tan δ für diese Garnitur, wie auch für die meisten anderen untersuchten Garnituren, jedoch fast keine Spannungsabhängigkeit aufweist, können damit zwar absolut höhere tan δ-Werte, jedoch nicht die höheren Werte der Nichtlinearität des tan δ erklärt werden.

- Exemplarische Untersuchungen zum Einfluss äußerer TE an Kabelenden und Oberflächenströmen bei hoher Luftfeuchtigkeit zeigen, dass beide Faktoren den tan δ bei 0,1 Hz von Kabelstrecken sowie seine Nichtlinearität erheblich erhöhen.

8 Die Wirkung von WT-Alterung und Betriebszeit auf integrale Diagnosegrößen

Für PE/VPE-isolierte Kabel der ersten Generation stellt man bei starker WT-Schädigung erheblich höhere dielektrische Verluste sowie eine Zunahme der Verluste mit der Spannung (Nichtlinearität) fest. Zum Beispiel zeigen Werelius et al. [WTE+01] die Korrelation von ϵ'' und $\Delta\epsilon''$ (Änderung von $0,5\,U_0$ bis $1,5\,U_0$), gemessen bei 0,1 Hz, mit der Restfestigkeit für WT-geschädigte Kabel. Für Restfestigkeiten $\lesssim 5\,U_0$ nehmen die Werte ϵ'' und $\Delta\epsilon''$ im Mittel erheblich zu. Ähnliche Korrelationen finden auch Kuschel [Kus00] für den $\tan\delta$ bei 0,1 Hz und Hvidsten et al. [HIHW98] für den $\tan\delta$ bei 1×10^{-3} Hz. In Kabeln mit derartig geringen Restfestigkeiten werden meist Water Trees nachgewiesen, die bereits mehr als die Hälfte der Isolierung überbrücken. Korrelationen von Restfestigkeiten mit maximal gefundenen WT-Längen werden z. B. in der oben genannten Arbeit von Werelius et. al. [WTE+01], von Kuschel [Kus00] und von Steennis [Ste89] dokumentiert.

Für Kabel der zweiten Generation stellt sich nun die Frage, ob die geringe Dichte kleiner Bow-tie Trees, zumindest in Bezug auf den Diagnosewert des Kabels nach der Herstellung oder in einem besseren Zustand, diagnostizierbar ist. Hierfür kommen verschiedene Ansätze in Frage:

- Vergleich der Diagnosewerte vor und nach einer beschleunigten Alterung von Kabelprüflingen oder Monitoring von Diagnosewerten während der Alterung;
- Wiederholungen von Vor-Ort-Messungen an nicht veränderten Kabelstrecken in großen zeitlichen Abständen;
- Wiederholte Entnahme und Untersuchung von Proben aus ähnlicher Position in einer Kabelstrecke in größeren zeitlichen Abständen.

Die ersten beiden Ansätze wurden im Rahmen der Arbeit realisiert und werden in diesem Kapitel behandelt. Der folgende Abschnitt fasst zunächst die in der Literatur dazu dokumentierten Ergebnisse zusammen.

8.1 Literaturüberblick

Zur Entwicklung von Diagnosegrößen bei akzelerierter Alterung moderner Kabel zeigt Kuschel [Kus00] zwei Untersuchungen: Bei den bereits in Abschnitt 4.1 erwähnten stark akzelerierten Kurzzeitalterungen wird eine beträchtliche Zunahme des $\tan\delta$ bei 0,1 Hz und U_0 festgestellt (10^{-4}-Bereich zum 10^{-3}-Bereich für Copolymere und 10^{-4}-Bereich zum 10^{-2}-Bereich für Homoplymere nach nur 1000 h Alterung), allerdings streuen die beobachteten Veränderungen recht stark. Für die ebenfalls untersuchte Amplitude des Depolarisationsstromes

nach 10 s fielen die beobachteten Veränderungen dagegen kleiner aus. Die zweite von Kuschel durchgeführte Untersuchung behandelt Kabel vor und nach der VDE-Langzeitalterung (vgl. Abschnitt 4.1). Kuschel kommt zu dem Schluss, dass diese Kabel nach der Alterung nur eine „geringe singulär auftretende Water-Tree-Schädigung“ aufweisen. Der Vergleich der Messungen vor und nach der Alterung ergibt, dass sich die Werte sowohl des Verlustfaktors als auch des Depolarisationsstroms nur geringfügig erhöhten oder zum Teil sogar verringerten (Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten aus der Isolierung). Nikolajevic [Nik98] präsentiert Ergebnisse zur Veränderung des $\tan\delta$ (50 Hz) an WTR-VPE-Kabeln mit der Alterungszeit bei Alterung mit 4,2 kV mm^{-1} und 90 °C Leitungswasser im Innenleiter. Der $\tan\delta$ steigt während der Alterung in 10 000 h von etwa 4×10^{-4} auf 1×10^{-2}. Katz et al. [KWF04] altern Kabel mit VPE-Homopolymer und WTR-VPE mit "strippable insulation screen" (abziehbarer äußerer Leitschicht) für zwei Jahre in Wassertanks (Wasser an der äußeren Leitschicht) bei 20 kV und messen die Veränderung des 0,1 Hz-Verlustfaktors über der Spannung. Es werden Verlustfaktorveränderungen von weniger als 1×10^{-3} in zwei Jahren festgestellt. Allerdings ist die Veränderung für die einzelnen Compounds sehr verschieden. Für alle Kabel wird eine größere Nichtlinearität (Zunahme mit der Spannung) nach der Alterung beobachtet. Das nach der Alterung festgestellte WT-Bild ergab abhängig vom Compound eine maximale Dichte von Bow-tie Tree von 62 cm^{-3} (für das Homopolymer, WTR-Compounds mindestens dreimal kleiner) mit maximalen Längen von 500 µm. An einem Kabel wurden auch vereinzelt Vented Trees bis 250 µm an der äußeren Leitschicht festgestellt. Die Verlustfaktorveränderung wurde jedoch mit der ebenfalls beobachteten erheblichen Zunahme des Wassergehalts (0,03wt% bis 0,08wt% auf 0,2wt% bis 0,4wt% je nach WTR-Compound, für Homopolymer nahezu konstant bei 0,006wt% bis 0,008wt%) der WTR-Compounds und nicht mit dem WT-Bild in Verbindung gebracht.

Untersuchungen des Einflusses von künstlicher Alterung auf die dielektrische Antwort in einem sehr breiten Frequenzbereich (1×10^{-5} Hz bis 1×10^{5} Hz) finden sich bei Das-Gupta und Scarpa [DS96] und Leguenza et al. [LRG04]. Das-Gupta und Scarpa altern VPE-Adern in Leitungswasser bei 6 kV mm^{-1}, 50 Hz und Raumtemperatur für 6000 h. Sie stellen durch Fitten der Daten mit verschiedenen dielektrischen Antwortfunktionen drei breite sich überlagernde Verlustpeaks (Maxima ca. bei 1×10^{-4} Hz, 1 Hz und 1×10^{6} Hz) fest. Durch die Alterung ist eine Verbreiterung der Maxima im mittleren und unteren Frequenzbereich festzustellen, während sich der Peak im oberen Frequenzbereich kaum ändert. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommen Leguenza et al. [LRG04]. Bei ihren Untersuchungen wurden jedoch die Messungen nicht an vollständigen Kabeln vorgenommen, sondern an Radialschnitten der Isolierung aus der Nähe der inneren Leitschicht, der Mitte der Isolierung und aus der Nähe der äußeren Leitschicht. Die Alterung wurde 1000 h in NaCl-Lösung bei 10 kV, 10 kHz und Raumtemperatur durchgeführt. Auch hier treten Veränderungen vor allem im unteren Frequenzbereich auf. Während jedoch für die Proben aus der Mitte der Isolierung und aus der Nähe der inneren Leitschicht eine Zunahme des Verlustpeaks im unteren Frequenzbereich zu beobachten ist, bildet sich für die Probe aus der Nähe der äußeren Leitschicht ein LFD-Verhalten („low frequency dispersion“, vgl. Abschnitt 2.3.3) mit zunehmender Alterung aus.

Zur Veränderung von integralen Diagnosegrößen bei Wiederholungsmessungen an vollständigen Kabelstrecken gibt es bisher in der Literatur nur einzelne Nachweise, wobei Details zu

den in den Strecken enthaltenen VPE-Kabeln (Verlegejahre, erste oder zweite Generation) nur teilweise dokumentiert sind. Schufft und Schreiter [SS06, SS07] haben Wiederholungsmessungen des Verlustfaktors bei 49 Hz (Resonanzanlage) und Nennspannung (in diesem Fall 6 kV) über einen Zeitraum von fünf Jahren an einer Kabelstrecke dokumentiert. Dabei wurden Schwankungen der Messwerte zwischen 5×10^{-4} und $1{,}1 \times 10^{-3}$, aber kein erkennbarer Trend festgestellt. Hansen und Jørgensen [HJ15] dokumentieren Verlustfaktormessungen (bei $0,5\,U_0$ bis $1,5\,U_0$ und 0,03 Hz bis 0,3 Hz), die an 89 Kabelstrecken in Dänemark mit Verlegejahren zwischen 1981 und 1999 wiederholt über einen Zeitraum von 13 Jahren durchgeführt wurden. Die Kabel werden anhand der Messwerte in vier Zustandsklassen nach der von Werelius [Wer01, WTE+01] entwickelten Klassifizierung („low loss linear permittivity“, „voltage dependent permittivity“, „transition to leakage currents“ oder „leakage currents“) eingeteilt. Innerhalb des Untersuchungszeitraumes mussten die meisten Kabelstrecken in eine schlechtere Zustandsklasse eingeordnet werden. Auch Hampton und Perkel [HP14] berichten von Wiederholungsmessungen an etwa 70 Strecken in Nordamerika (möglicherweise nicht ausschließlich PE/VPE), die mit einem zeitlichen Abstand von 1 bis 5 Jahren gemessen wurden und anhand des Verlustfaktors bei 0,1 Hz in drei Zustandsklassen eingeordnet wurden (Klassifizierung nach [IEE13]: „no action required“, „further study“ und „action required “). Nur bei 4% der Strecken kam es zu einer Verschlechterung der Klasse, wobei bei einigen Strecken zwischen den Messungen Garnituren ausgewechselt wurden oder eine Sanierung („CableCure“-Verfahren) durchgeführt wurde. Skjolberg et al. [SHF06] berichten über tan δ-Wiederholungsmessungen an vier Kabelstrecken (zwölf Einzelphasen) im Abstand von zwei bis vier Jahren. Für eine Strecke mit extrudierter äußerer Leitschicht wurde keine Veränderungen des tan δ festgestellt. Für die anderen drei Strecken mit Kabeln mit graphitierter Leitschicht (erste Generation) ergaben sich tan δ-Zunahmen (0,1 Hz bei U_0) von 1×10^{-4} bis 1×10^{-3} pro Jahr.

8.2 Wirkung der WT-Alterung im Alterungsversuch auf integrale Diagnosegrößen

In diesem Abschnitt wird die Wirkung der Alterung im Langzeitversuch auf den Verlustfaktor der beiden gealterten Kabelprüflinge (V1-1: Copolymer, V2-1: Homopolymer) untersucht. Die Veränderung des WT-Bildes während der Alterung wurde in Abschnitt 4.3 bereits behandelt. Es kam hierbei im Wesentlichen zu einer Zunahme der Dichte von Bow-tie Trees.

Vor Beginn und nach Beendigung der Alterung wurde eine Verlustfaktormessung vorgenommen. Außerdem wurden Messungen während der Alterung in einem Abstand von etwa zwei bis vier Monaten durchgeführt. Die eingesetzten Endverschlüsse haben einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf den Verlustfaktor. Um diesen Einfluss zu identifizieren, wurden die Kabelprüflinge zunächst mit Messspalten versehen und eine Verlustfaktormessung durchgeführt. Anschließend wurden die Prüflingsenden an den Messspalten abgeschnitten, neue Endverschlüsse montiert und die Verlustfaktormessung wiederholt. Nachdem die Alterung beendet wurde und alle Messungen abgeschlossen waren, wurden neue Messspalte montiert und die Messungen erneut wiederholt. Daher stehen vor Beginn und nach Beendigung der gesamten Alterung Messungen ohne Endverschlusseinfluss zur Verfügung. Zusätzlich wurden vor und nach der Alterung Messungen ohne Endverschlusseinfluss (mit Messspalten) des Verlustfaktors

bei 2 kV und Depolarisationsstrommessungen bei 12 kV und 24 kV durchgeführt. Die Messungen vor der Alterung mit Messspalten sind bei den diskutieren Ergebnissen in Kapitel 5 bereits enthalten. Hier konzentriert sich die Untersuchung auf die Veränderungen der Messergebnisse durch die künstliche Alterung. Vor jeder Messung wurden die Kabelprüflinge für mindestens 3 h im temperierten Laborraum gelagert, um eine vollständige Temperierung auf Messtemperatur (20 °C) zu gewährleisten. Details zum Versuchsaufbau und zur Prüflingspräparation werden in Abschnitt 3.2 beschrieben.

Abbildungen 8.1 und 8.2 zeigen alle Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz für die beiden Kabelprüflinge. Die Legende gibt jeweils an, wie viele Stunden sich die Kabelprüflinge bis zur jeweiligen Messung im Langzeitversuch befunden haben. Die Messungen mit und ohne Messspalt vor der Alterung sind mit 0 h angegeben. Die Messungen nach Beendigung der Alterung sind mit der Gesamtalterungszeit von 9669 h (403 Tage) markiert. Erwartungsgemäß sind die Werte mit Messspalten etwas geringer, die Spannungsabhängigkeit und der prinzipielle Verlauf bleiben jedoch erhalten. Der Fokus liegt daher im Folgenden zunächst auf den Messungen ohne Messspalt und deren Entwicklung in Abhängigkeit von der Zeit im Alterungsversuch.

Für den Kabelprüfling V2-1 mit homopolymerer Isolierung (Abbildung 8.1) zeigt sich mit zunehmender Alterungszeit sowohl eine Zunahme des Verlustfaktors als auch seiner Spannungsabhängigkeit (Zunahme des tan δ-TipUp). Allerdings ist diese Veränderung nicht kontinuierlich. Beispielsweise zeigt die Messung nach 1243 h eine etwas höhere Nichtlinearität als die spätere Messung nach 4000 h und die vorletzte Messung nach 8182 h einen höheren Verlustfaktor als die Messung am Ende (nach 9669 h). Es kann davon ausgegangen werden, dass hauptsächlich die in Abschnitt 4.3 beobachtete Zunahme der WT-Dichte für die Veränderung des Verlustfaktors verantwortlich ist. Das Ergebnis deutet darauf hin, dass der Verlustfaktor selbst sowie seine Nichtlinearität Indikatoren für die WT-Schädigung auch durch Bow-tie Trees sind, was mit den in der Literatur dokumentierten Ergebnissen in Einklang steht. Die nicht kontinuierliche Veränderung könnte durch eine schwankende Wasserverteilung in der Isolierung oder schwankende Befeuchtung der WT-Strukturen verursacht werden. Diese hängt wahrscheinlich davon ab, zu welchem Zeitpunkt der Heizzyklus unterbrochen wurde und welche Zeit zwischen Abschaltung der Spannung und der Messung verging; letztere betrug maximal 24 h.

Für den Kabelprüfling V1-1 mit copolymerer Isolierung (Abbildung 8.2) wird ein anderes Verhalten beobachtet. Hier finden die größten Veränderungen in den ersten 4000 h der Alterung statt. Die vor der Alterung festzustellende große Nichtlinearität kehrt sich innerhalb der ersten 1243 h um: Der Verlustfaktor ist bei niedriger Spannung zunächst relativ hoch und sinkt dann bei höherer Spannung erheblich. Nach 4000 h ist der Verlustfaktor bei niedrigen Spannungen ungefähr auf dem Niveau der Messung vor Beginn der Alterung, allerdings nicht mehr nennenswert spannungsabhängig. Bei den folgenden Messungen nach 5707 h und 8182 h ist der Verlustfaktor jeweils noch einmal etwas niedriger. Erst bei der Messung nach Beendigung des Alterungsversuchs (nach 9669 h) ist wieder eine Zunahme des Verlustfaktors gegenüber der vorherigen Messung festzustellen. Eine weitere Besonderheit bei der Veränderung des Verlustfaktors von V1-1 im Alterungsversuch ist, dass die Veränderung des Verlustfaktors während der Messung ($\Delta \tan \delta$) bereits bei der ersten Wiederholungsmessung nach 1243 h nahezu vollständig verschwunden ist. (Eine Verlustfaktordifferenz zwischen den Werten bei steigender

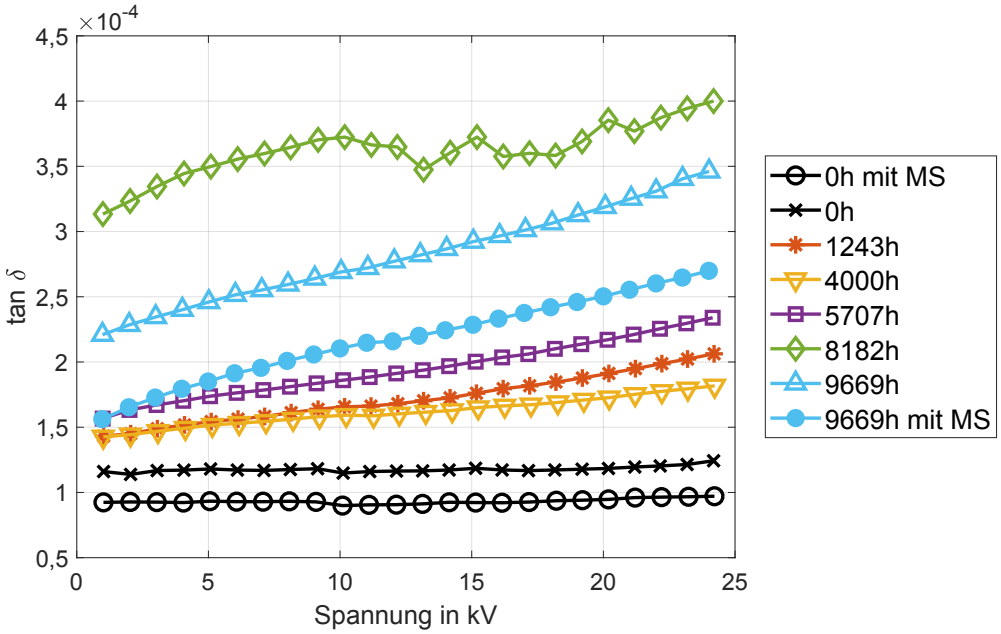


Abbildung 8.1: Verlustfaktormessungen des Kabelprüflings V2-1 (Homopolymer) bei 0,1 Hz nach verschiedenen Zeiten im Alterungsversuch („mit MS“ = mit Messspalten am Kabelprüfling)

und fallender Spannung[1] wurde nur bei der ersten Messung (0 h) beobachtet, siehe Werte für $\Delta \tan \delta$ in Abbildung 10.22.) Außerdem nimmt die gemessene Kapazität des Kabelprüflings V1-1 bei 0,1 Hz von rund 829 pF vor der Alterung auf 824 pF bis zur Messung nach 4000 h ab. Danach ändert sich die Kapazität nur noch unwesentlich.

Die beobachtete Zunahme der WT-Dichte (vgl. Abschnitt 4.3) ist nicht für die Veränderung der Verlustfaktorverläufe von V1-1 (Abbildung 8.2) verantwortlich. Nur die Erhöhung des Verlustfaktors zwischen der Messung nach 8182 h und der Messung am Ende (nach 9669 h) könnte darauf zurückzuführen sein. Die beobachtete Veränderung des Verlustfaktors hat ihre Ursache wahrscheinlich in der Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten aus der Isolierung und von Wasser in die Isolierung. Möglicherweise war die Kabelstrecke während ihrer 27-jährigen Betriebszeit nicht nennenswert thermisch belastet, und die im Alterungsversuch durchlaufenen Temperaturzyklen führten zu einer schnelleren Diffusion noch vorhandener Vernetzungsspaltprodukte. Der Abtransport von Vernetzungsspaltprodukten über die Kabelenden ist wegen der Kürze der Kabelprüflinge (3 m bis 4 m) und der nicht abgedichteten Enden ebenfalls erleichtert. Die Abnahme der Kapazität in den ersten 4000 h unterstreicht die Annahme der Diffusion von polaren Molekülen aus der Isolierung. Copolymere sind gegenüber Homopolymeren in der Lage, mehr Wasser aufzunehmen (vgl. Abschnitt 7.2). Der Verlustfaktor hängt vermutlich nicht nur vom absoluten Wassergehalt der Isolierung, sondern auch von der radialen Wasserverteilung ab. Der Gehalt an Vernetzungsspaltprodukten beeinflusst wahrscheinlich die aufgenommene Wassermenge. Zudem ist auch hier wieder zu bedenken, dass der Wassergehalt und die radiale Wasserverteilung zum Zeitpunkt der Messung von der Zeit zwischen Abschaltung des Versuchs und Messung sowie dem Zeitpunkt der Unterbrechung des Heizzyklusses abhängen.

[1] Die Werte bei fallender Spannung sind aus Übersichtlichkeitsgründen nicht dargestellt.

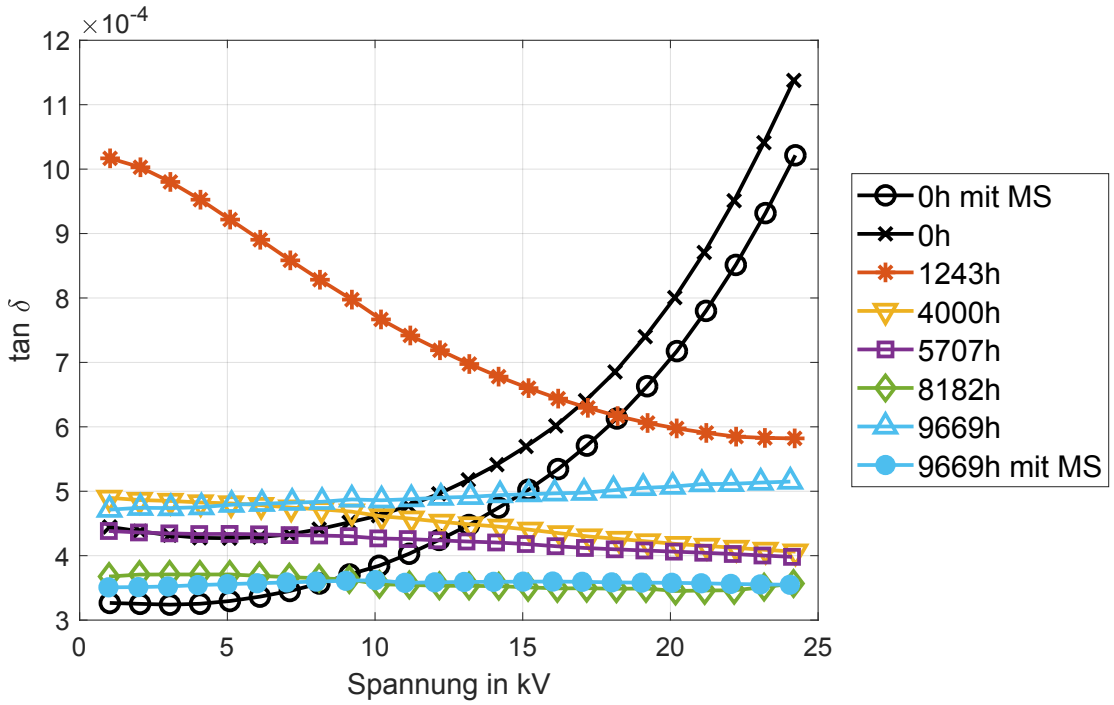


Abbildung 8.2: Verlustfaktormessungen des Kabelprüflings V1-1 (Copolymer) bei 0,1 Hz nach verschiedenen Zeiten im Alterungsversuch („mit MS“ = mit Messspalten am Kabelprüfling)

Abbildung 8.3 zeigt den Verlustfaktor bei 2 kV über der Frequenz für die beiden Kabelprüflinge vor und nach der Alterung. Für den homopolymeren Kabelprüfling V2-1 wird die tan δ-Kurve im gesamten betrachteten Frequenzbereich um etwa 1×10^{-4} angehoben. Der so gebildete Verlustfaktorverlauf könnte bei nicht bekanntem Compound auch von einem betriebsgealterten Copolymer stammen. Beim copolymer-isolierten Kabelprüfling V1-1 ist der tan δ bei hohen Frequenzen ebenfalls etwas erhöht, jedoch nur um etwa 4×10^{-5}. Bei niedrigen Frequenzen ergibt sich ein steilerer Anstieg, welcher dazu führt, dass bei 10 mHz der Wert nach der Alterung um $4{,}5 \times 10^{-4}$ höher liegt. Auch hier gibt es keinen signifikanten Unterschied zwischen der Messkurve nach der Alterung und der eines betriebsgealterten Copolymers mit einem höheren Anteil an Vernetzungsspaltprodukten.

Die Auswertung der Veränderung der Depolarisationsströme durch die Alterung erfolgt anhand der Abbildungen 8.4 für V2-1 und 8.5 für V1-1. Durch die Neumontage der Endverschlüsse und Messspalte unterschieden sich die Kapazitäten der Kabelprüflinge bei den Messungen vor und nach der Alterung um etwa 150 pF. Um einen Vergleich der Ströme vornehmen zu können, werden – wie bereits in Abschnitt 5.3 – die Ströme auf die Kapazität bei 100 Hz und 2 kV (ermittelt bei der frequenzvariablen Messung bei 2 kV) in nF bezogen. Außerdem wurde die in Abschnitt 5.3 beschriebene Offsetkorrektur mit Hilfe der vorherigen Offsetstrommessung vorgenommen.

Für den homopolymer-isolierten Kabelprüfling V2-1 (Abbildung 8.4) gehen die Depolarisationsströme zu großen Zeiten in einen konstanten Wert von $\approx 3 \times 10^{-12}$ vor der Alterung und $\approx 1 \times 10^{-11}$ nach der Alterung über. Dies deutet auf eine fehlerhafte Offsetstromkorrektur

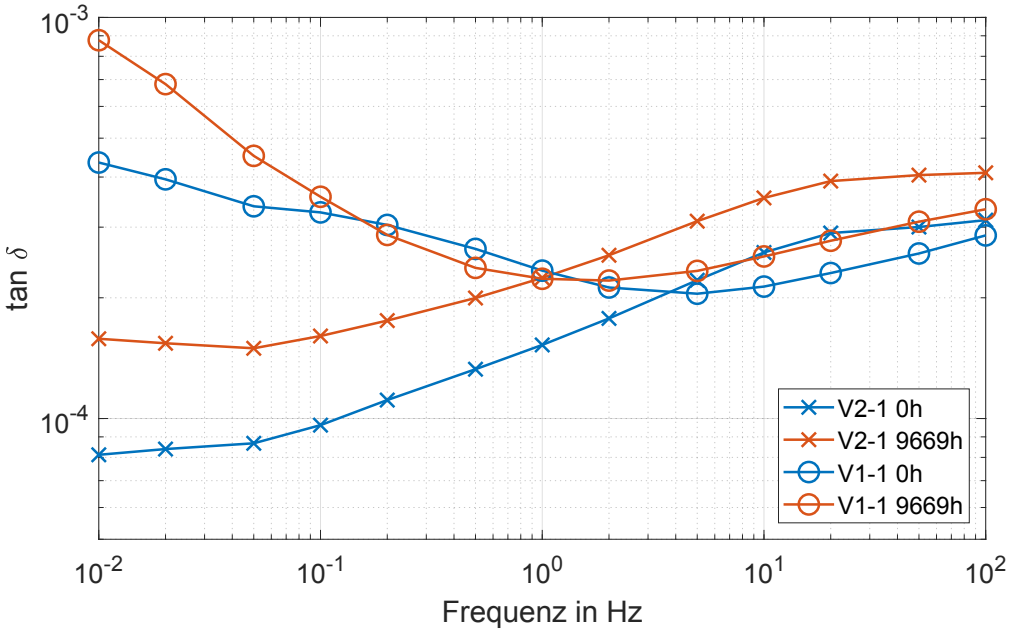


Abbildung 8.3: Verlustfaktormessungen bei 2 kV vor Beginn und nach Beendigung des Alterungsversuches (alle Messungen mit Messspalten) für beide Kabelprüflinge (V2-1: Homopolymer, V1-1: Copolymer)

hin, welche vermutlich auf eine Veränderung des Offsetstromes während der Messung zurückzuführen ist. Dennoch ist deutlich sichtbar, dass der Depolarisationsstrom nach der Alterung erhöht ist.

Die Depolarisationsströme des Kabelprüflings V1-1 (Copolymer) deuten auf einen Relaxationsprozess hin, welcher durch die Alterung schwächer und zu größeren Zeiten hin verschoben wird. Ursache für diesen Prozess sind vermutlich Ladungen, welche durch die Dissoziation von Vernetzungsspaltprodukten entstehen und allmählich aus dem Isolierstoff diffundieren. Denkbar ist aber auch, dass nach der Alterung Wasser in Water Trees einen Beitrag zum Depolarisationsstrom liefert, welcher sich durch einen Relaxationsprozess bei großen Zeiten äußert.

Zusammenfassung: Die beobachteten Veränderungen der integralen Diagnosegrößen Verlustfaktor und Depolarisationsstrom während der Zeit im Alterungsversuch, welche auf die Zunahme der WT-Dichte zurückzuführen sind, fallen so klein aus, dass sie bei einer Vor-Ort-Messung nur schwer feststellbar wären. Die Einflussfaktoren vor Ort sind dafür nicht ausreichend quantifizierbar. Bei copolymeren Isolierungen kommt erschwerend hinzu, dass offensichtlich andere Prozesse, wie die Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten, die Veränderung der Diagnosegrößen durch WT-Alterung überlagern. Eine derart geringe Alterung, wie sie während des Alterungsversuchs hier erzielt wurde, ist damit vor Ort vermutlich nicht diagnostizierbar.

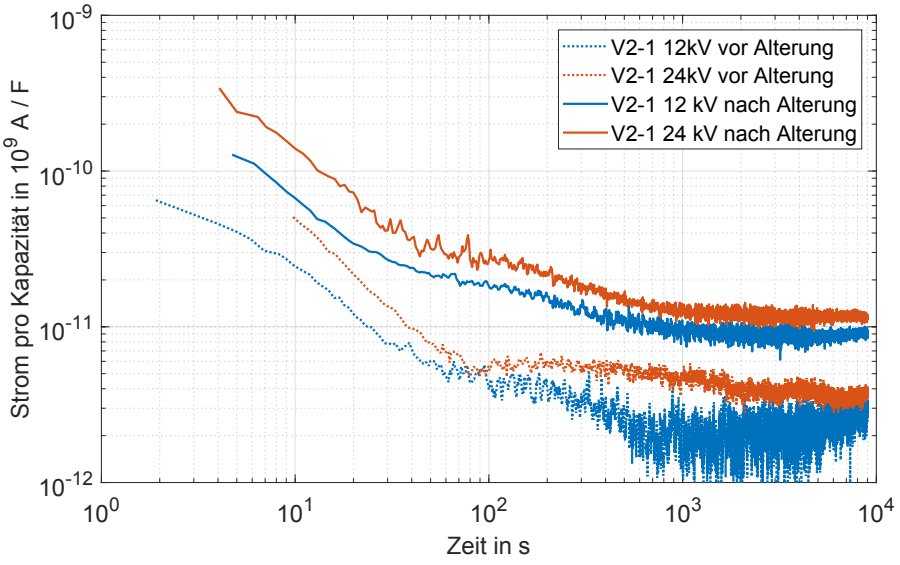


Abbildung 8.4: Depolarisationsströme bezogen auf die Prüflingskapazität (bei 100 Hz und 2 kV) des Kabelprüflings V2-1 (Homopolymer) vor und nach der Alterung (Kapazitäten bei 100 Hz und 2 kV vor und nach der Alterung: 853 pF, 700 pF) (Die zugehörige Offsetstrommessung für die Messung nach der Alterung ist in Abbildung 10.19 dargestellt.)

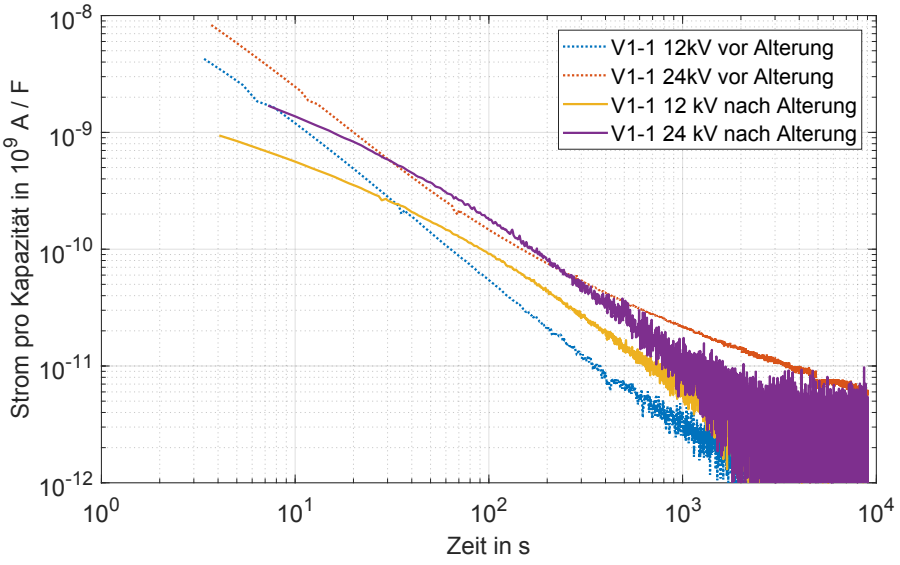


Abbildung 8.5: Depolarisationsströme bezogen auf die Prüflingskapazität (bei 100 Hz und 2 kV) des Kabelprüflings V1-1 (Copolymer) vor und nach der Alterung (Kapazitäten bei 100 Hz und 2 kV vor und nach der Alterung: 894 pF, 744 pF) (Die zugehörige Offsetstrommessung ist in Abbildung 10.19 dargestellt)

8.3 Vergleich mit historischen Verlustfaktoren von Kabelstrecken bei 0,1 Hz

Das Fortschreiten von Alterungsprozessen in VPE-isolierten Mittelspannungskabeln wird durch verschiedene Einflussfaktoren bestimmt (z. B. Bodenfeuchte, Mantelfehler, Strombelastung). Doch unabhängig von diesen Einflussgrößen wird sicher die Alterung einer Kabelstrecke durch ihre Betriebszeit bestimmt. Daher ist es vernünftig zu testen, ob allein nach einer gewissen Betriebszeit einer Kabelstrecke eine entsprechende Verlustfaktorveränderung besteht.

Für einige der vor Ort untersuchten Strecken standen Messdaten von einer früheren Messung in den 1990er Jahren zur Verfügung. Dies ermöglicht für diese Strecken die Feststellung der Verlustfaktorveränderung in der Betriebszeit zwischen der ersten Messung und der Wiederholungsmessung. Tabelle 8.1 zeigt eine Zusammenstellung der betreffenden Leitungsabschnitte. Die ersten Messungen fanden in den Jahren 1996 bis 1998 und spätestens vier Jahre nach der jeweiligen Verlegung der Kabelstrecken statt. Die Kabel konnten zu diesem Zeitpunkt also als (fast) neu angesehen werden. Zwischen der ersten und der Wiederholungsmessung liegen jeweils 18 bis 20 Jahre. Mit nur einer Ausnahme wiesen alle Strecken einen copolymeren Compound auf[2]. Bei den Messungen in den Jahren 1996 bis 1998 wurden die Verlustfaktoren bei den Spannungsstufen 11,6 kV, 17,4 kV und 23,2 kV oder 12 kV, 18 kV und 24 kV aufgenommen. Diese Messungen wurden jeweils bei den gleichen Spannungswerten wiederholt. Im Folgenden wird jeweils nur der erste (11,6 kV bzw. 12 kV) und letzte (23,2 kV bzw. 24 kV) Spannungswert betrachtet. Dabei wird die Veränderung des $\tan\delta$ und $\tan\delta$-TipUp zwischen der ersten Messung und der Wiederholungsmessung über dem jeweiligen Wert der ersten Messung für alle Strecken betrachtet.

Tabelle 8.1: Auflistung aller Leitungsabschnitte mit Messwerten aus den Jahren 1996-1998; **Datum**: Datum der Wiederholungsmessung; **Compound**: Laut Angabe auf Messprotokoll der ersten Messung

Abschnitt	Verlegejahr	erste Messung	Datum	Compound
V-12	1996	1996	10.11.2015	Copolymer
V-13	1996	1996	10.11.2015	Copolymer
V-14	1996	1996	11.11.2015	Copolymer
B-15	1996	1996	11.11.2015	Copolymer
O-16	1996	1996	12.11.2015	Copolymer
V-28	1996	1996	07.07.2016	Copolymer
B-33	1997	1998	26.10.2016	Copolymer
B-34	1998	1998	26.10.2016	Copolymer
B-35	1993	1997	27.10.2016	Homopolymer
B-36	1997	1998	27.10.2016	Copolymer
V-43	1995	1997	17.10.2017	Copolymer
V-44	1995	1997	17.10.2017	Copolymer

[2]Auf den historischen Messprotokollen ist angegeben, ob es sich um einen copolymeren oder homopolymeren Compound handelt. Woher diese Information stammt, ist jedoch nicht mehr ermittelbar.

Abbildung 8.6 stellt die Verlustfaktorveränderung zwischen der ersten und der Wiederholungsmessung ($\Delta \tan\delta$) über den Werten der ersten Messung dar. Dabei wird sichtbar, dass $\Delta \tan\delta$ für historische $\tan\delta$-Werte größer 2×10^{-3} negativ wird. Um so höher die $\tan\delta$-Werte bei der ersten Messung sind, um so größer fällt auch die Verringerung des Verlustfaktors aus. Nach den bisherigen Erfahrungen kann man davon ausgehen, dass die höheren Werte bei den historischen Messungen durch den Gehalt an Vernetzungsspaltprodukten bestimmt werden, denn fast alle Kabelstrecken weisen copolymere Isolierungen auf. Nur für kleine historische $\tan\delta$ ($< 2 \times 10^{-3}$) wird ein positiver $\Delta \tan\delta$ gefunden, d. h. eine höherer Verlustfaktor gegenüber der historischen Messung. Da es unmöglich ist, die Messbedingungen historischer Messungen zu reproduzieren, kann gerade bei kleinem $\tan\delta$ die Differenz $\Delta \tan\delta$ positiv werden.

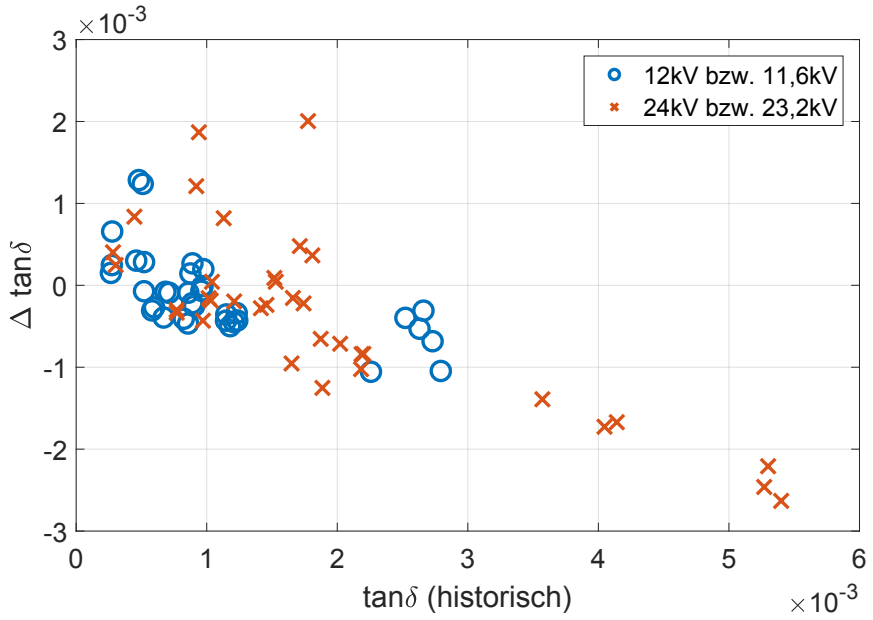


Abbildung 8.6: Veränderung des Verlustfaktors bei 0,1 Hz zwischen den Messungen 1996-1998 und den aktuellen Messungen ($\Delta \tan\delta = \tan\delta(\mathrm{aktuell}) - \tan\delta(\mathrm{historisch})$) über den Messwerten von 1996-1998 ($\tan\delta(\mathrm{historisch})$)

Abbildung 8.7 zeigt die Veränderung des $\tan\delta$-TipUp ($\Delta \tan\delta$-TipUp) über den historischen Werten. Auch hier ist im Allgemeinen die Änderung negativ, d. h. je größer der historische Wert, desto größer ist auch die Verringerung des $\tan\delta$-TipUp. Allerdings gibt es auch Strecken oder einzelne Phasen, für die eine Erhöhung des $\tan\delta$-TipUp gefunden wurde. Als Ursachen kommen äußere TE oder hohe Luftfeuchte in Frage.

Zusammenfassung: Es können zum Vergleich von aktuellen mit historischen Messwerten folgende Aussagen getroffen werden: In der Regel nehmen der Verlustfaktor und seine Spannungsabhängigkeit ($\tan\delta$-TipUp) gegenüber der historischen Messung ab. Die Verringerung fällt umso größer aus, je höher der Verlustfaktor bei der ersten Messung kurz nach der Neuverlegung war. Die Verringerung des Verlustfaktors und des $\tan\delta$-TipUp wird auf das Herausdiffundieren von Vernetzungsspaltprodukten zurückgeführt, weil fast alle untersuchten Strecken copolymer-isolierte Kabel enthielten. In Einzelfällen wird eine Zunahme des Verlustfaktors von

bis zu 2×10^{-3} festgestellt. Allerdings gibt es bei einigen Messungen mit größerer Verlustfaktorzunahme gegenüber der historischen Messung Hinweise, dass Teilentladungen oder Oberflächenströme in Folge hoher Luftfeuchte für den höheren Verlustfaktor bei der Wiederholungsmessung verantwortlich sind.

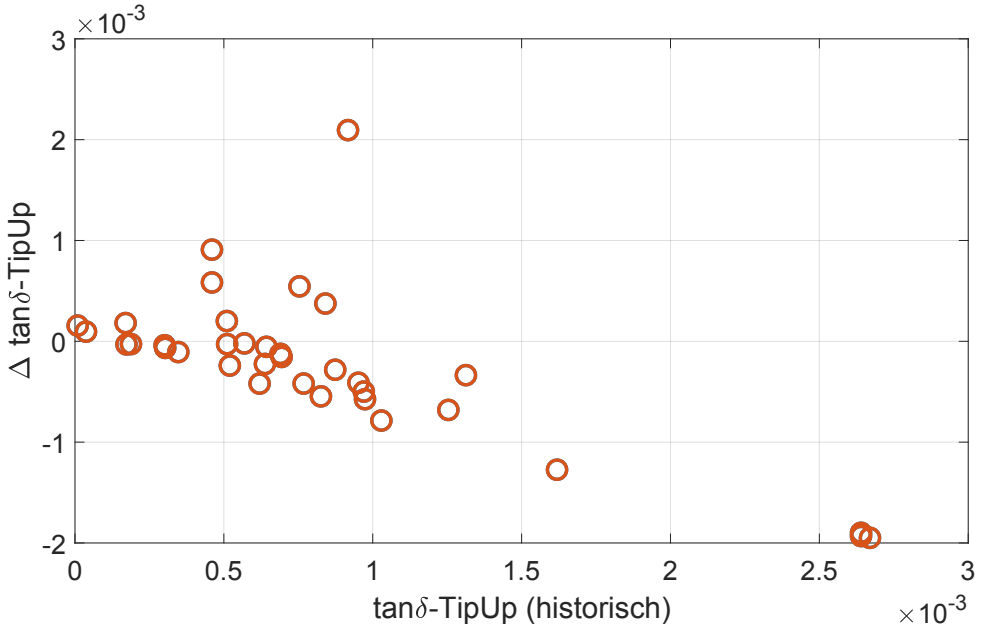


Abbildung 8.7: Veränderung des tan δ-TipUp bei 0,1 Hz zwischen den Messungen 1996-1998 und den aktuellen Messungen (Δ tan δ-TipUp $=$ tan δ-TipUp$(\mathrm{aktuell})$ $-$ tan δ-TipUp$(\mathrm{historisch})$ über den tan δ-TipUp-Werten von 1996-1998 (tan δ-TipUp$(\mathrm{historisch})$)

9 Zusammenfassung

Gegenstand der vorliegenden Arbeit ist die Diagnose von Alterungserscheinungen bei VPE-isolierten Mittelspannungskabeln, welche den Anforderungen der DIN VDE 0276-620 genügen. Die Untersuchungen konzentrieren sich dabei auf den Vorgang des Water Treeing und auf den Einfluss der Zusammensetzung der VPE-Isolierung (Homo- und Copolymere). Diagnosegrößen sind der Verlustfaktor (seine Frequenzabhängigkeit bei 2 kV im Bereich 1×10^{-2} Hz bis 1×10^{2} Hz und seine Spannungsabhängigkeit bei 0,1 Hz bis 24 kV) sowie der Depolarisationsstrom (nach Polarisation im Gleichfeld mit 12 kV und 24 kV). In einige Untersuchungen werden auch die Einflussgrößen Temperatur und Feuchte einbezogen. Die Messungen wurden im Labor sowohl an neuen als auch dem Mittelspannungsnetz entnommenen Kabelprüflingen vorgenommen sowie direkt vor Ort an verlegten Kabelstrecken durchgeführt. Zur Beurteilung des Alterungszustandes dieser Kabelstrecken wurden auch Garnituren (Endverschlüsse, Muffen, Stecker) berücksichtigt.

Die Kabelprüflinge können in vier Gruppen eingeteilt werden: homopolymere und copolymere VPE-Isolierungen (Compounds), jeweils neu und betriebsgealtert, wobei die Betriebszeit bis zu 30 Jahre betrug.

Die Untersuchungsergebnisse zur Water-Tree-Alterung der aus dem Netz entnommenen, betriebsgealterten Kabelprüflinge (Homo- und Copolymere) können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- In den Kabelprüflingen konnte selbst nach bis zu 30 Betriebsjahren nur eine sehr geringe Bildung von Water Trees nachgewiesen werden. Die Dichten liegen im Bereich bis $60\,\mathrm{cm}^{-3}$ mit Längen bis 250 µm, jedoch weisen die Dichten eine große Streuung auf. Bei den gefundenen Strukturen handelt es sich ausschließlich um Bow-tie Trees.

- Durch nachträgliche beschleunigte Alterung von zwei bereits betriebsgealterten Kabelproben im Labor wird die Dichte der Bow-tie Trees etwa um den Faktor 10 erhöht, bleibt jedoch im Bereich aller für betriebsgealterte Kabel gefundenen Werte (bis $60\,\mathrm{cm}^{-3}$).

Bei den Untersuchungen zur dielektrischen Antwort von Kabelprüflingen im Labor konnten folgende Erkenntnisse gewonnen werden:

- Die Verlustfaktoren und Depolarisationsströme sind betragsmäßig für neue Copolymere am größten ($\tan\delta$ von 5×10^{-4} bis $2{,}5 \times 10^{-3}$ bei 12 kV und 0,1 Hz) und für betriebsgealterte Copolymere größer als für neue oder betriebsgealterte Homopolymere ($\tan\delta$ von 1×10^{-4} bis 6×10^{-4} bzw. 5×10^{-5} bis 1×10^{-4} bei 12 kV und 0,1 Hz).

- Die Unterschiede hinsichtlich des Verlustfaktors zwischen diesen Gruppen nehmen mit abnehmender Frequenz (bei 2 kV) und mit zunehmender Spannung (bei 0,1 Hz) zu.

- Der Verlustfaktor $\tan\delta$ oder der Depolarisationsstrom erweisen sich damit als geeignete Diagnosegrößen zur Unterscheidung dieser Gruppen.
- Bei neuen Copolymeren weisen der Anstieg des Verlustfaktors mit abnehmender Frequenz ($\tan\delta \propto f^{-n}$ mit $n \approx 0,5$) sowie das Auftreten eines Knicks in der Zeitabhängigkeit des Depolarisationsstromes bei doppelt-logarithmischer Darstellung auf eine Ladungsträger-Relaxation hin. Die Ladungsträger stammen vermutlich von ionischen Vernetzungsspaltprodukten, denn durch Ausheizen der Vernetzungsspaltprodukte wird diese Relaxation abgebaut.
- Für betriebsgealterte Copolymere werden für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz maximale Werte der Spannungsabhängigkeit (Zunahme von 12 kV auf 24 kV) von $7,4 \times 10^{-4}$ gemessen. Für neue Copolymere liegt dieser Wert höher ($1,5 \times 10^{-3}$), was ebenfalls auf eine erhöhte Ladungsträgerdichte hinweist. Dagegen kann für neue und betriebsgealterte Homopolymere der Verlustfaktor als nahezu unabhängig von der Spannung angesehen werden.
- An Copolymeren wird darüber hinaus meist eine Erhöhung des bei 2 kV gemessenen Verlustfaktors nach der 0,1 Hz-Verlustfaktormessung (bis zu maximalen Spannung von 24 kV) festgestellt. Diese Veränderung wird mit der Bildung von Raumladungen in der Kabelisolierung in Verbindung gebracht.
- Bei nachträglicher beschleunigter Alterung betriebsgealterter Kabelprüflinge im Labor bleibt die Veränderung der Diagnosegrößen (Verlustfaktor und Depolarisationsstrom) so gering, dass sie bei Vor-Ort-Messungen nur schwer feststellbar wäre: Für das Homopolymer wird eine Zunahme des $\tan\delta$ bei 12 kV und 0,1 Hz von nur $1,5 \times 10^{-4}$ festgestellt. Für das Copolymer kommt es während der beschleunigten Alterung zu einer Abnahme des Verlustfaktors bei 0,1 Hz, welche mit der Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten aus der Isolierung erklärt werden kann.

Integrale Diagnosegrößen werden bei modernen VPE-isolierten Mittelspannungskabeln nur unwesentlich von der Water-Tree-Alterung der Kabel, jedoch vorrangig durch die Zusammensetzung der VPE-Isolierung bestimmt. Diese Schlussfolgerung ergibt sich aus der nur sehr schwach ausgeprägten Bildung von Water Trees und der dominierenden Wirkung der Vernetzungsspaltprodukte bei Copolymeren.

Die statistische Auswertung von 134 Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken und der Vergleich dieser Werte mit den Ergebnissen der Laboruntersuchungen liefert folgende Ergebnisse:

- Bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken liegen die beobachteten größten Werte für den Verlustfaktor bei 0,1 Hz und 12 kV und seine Spannungsabhängigkeit ($\tan\delta$-TipUp) bis zu einer Dekade oberhalb der im Labor maximal an betriebsgealterten Kabeln beobachteten Werte ($\tan\delta(12\,\mathrm{kV})$ bis zu siebenmal höher, $\tan\delta$-TipUp(12 kV auf 24 kV) bis zu zehnmal höher).
- Zwischen den $\tan\delta$-Werten und der Betriebszeit gibt es keine nachweisbare Korrelation. Dort wo ein Vergleich von aktuellen und historischen Messwerten an der gleichen Stre-

cke möglich war, wird eine Abnahme des Verlustfaktors mit der Betriebszeit festgestellt, welche um so größer ausfällt, je höher der anfängliche historische Wert ist. Diese Erscheinung wird auf die Diffusion von Vernetzungsspaltprodukten aus der Kabelisolierung zurückgeführt.

Die bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken beobachteten größeren Verlustfaktorwerte sowie die fehlende Korrelation zwischen den tan δ-Werten und der Betriebszeit können durch folgende Einflussfaktoren verursacht werden: Temperatur und Wassergehalt der Isolierung, Art und Anzahl von Garnituren in der Kabelstrecke, Korona an den Kabelenden und Oberflächenströme infolge hoher Luftfeuchtigkeit bei der Messung. Die Ergebnisse der Untersuchungen zu diesen Einflussfaktoren können wie folgt zusammengefasst werden:

- An Kabelproben wird bei copolymeren Prüflingen ein starker Anstieg des Verlustfaktors bei 0,1 Hz mit der Temperatur bis 80 °C gefunden, welcher durch den Anstieg der Gleichstromleitfähigkeit erklärt werden kann. Bei den Vor-Ort-Messungen kann jedoch ein Einfluss der Temperatur ausgeschlossen werden, da keine der untersuchten Kabelstrecken einer nennenswerten Strombelastung vor der Messung ausgesetzt war.

- Der Wassergehalt der Isolierung hat nur für neue copolymere Kabelprüflinge signifikanten Einfluss auf den Verlustfaktor bei 0,1 Hz und kommt damit ebenfalls nicht für eine Erklärung der erhöhten Verlustfaktorwerte bei den Vor-Ort-Messungen an betriebsgealterten Kabelstrecken in Betracht.

- Garnituren können den Verlustfaktor von Kabelstrecken deutlich erhöhen. Auch die in dieser Arbeit untersuchten Garniturenprüflinge zeichnen sich im Allgemeinen durch höhere Verlustfaktorwerte gegenüber den Kabelprüflingen aus (tan δ-Werte bis $2{,}5 \times 10^{-1}$ bei 12 kV und 0,1 Hz). Durch rechnerische Korrektur der Vor-Ort-Ergebnisse mit den tan δ-Werten der Garnituren im Labor wird hier allerdings nur für einen der untersuchten Garniturentypen (Stecker) eine signifikante Erhöhung der tan δ-Messwerte an Kabelstrecken nachgewiesen.

- Exemplarische Untersuchungen zum Einfluss äußerer Teilentladungen (Korona) an Kabelenden und Oberflächenströmen infolge hoher Luftfeuchtigkeit bei der Messung zeigen, dass beide Faktoren den Verlustfaktor von Kabelstrecken bei 0,1 Hz sowie seine Spannungsabhängigkeit beträchtlich erhöhen können.

Die Erkenntnisse zeigen, dass Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz an Kabelstrecken mit VPE-isolierten Mittelspannungskabeln nur unter Berücksichtigung der Einflussfaktoren für eine Zustandsbewertung herangezogen werden dürfen. Zu diesen Einflussfaktoren gehören die VPE-Compounds (Homo- oder Copolymere), die Betriebszeit der Kabel, die Kabeltemperatur, die zusätzlichen Verluste in den Garnituren, das Vorhandensein von Mantelfehlern (Eindringen von Feuchtigkeit), äußere Teilentladungen (Korona) an Kabelenden und Oberflächenströme infolge hoher Luftfeuchtigkeit während der Messung.

Literaturverzeichnis

[AAQM04] Al Arainy, A. A., Ahaideb, A. A., Qureshi, M. I. und Malik, N. H.: *Statistical evaluation of water tree lengths in XLPE cables at different temperatures*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 11(6):995–1006, 2004, ISSN 1070-9878. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1387823`.

[ADF+02] Amyot, N., David, E., Fournier, D., Jean, D. und Lalancette, D.: *Dielectric response of cable accessories and its influence on cable diagnostics*. In: *Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Seiten 434–437, 2002, ISBN 0-7803-7502-5. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1048827`.

[AE96] Alduchov, Oleg A. und Eskridge, Robert E.: *Improved Magnus Form Approximation of Saturation Vapor Pressure*. Journal of Applied Meteorology, 35(4):601–609, 1996, ISSN 0894-8763.

[AH05] Anantha, P. S. und Hariharan, K.: *ac Conductivity analysis and dielectric relaxation behaviour of NaNO3–Al2O3 composites*. Materials Science and Engineering: B, 121(1-2):12–19, 2005, ISSN 09215107.

[AHS+06] Andrews, T., Hampton, R. N., Smedberg, A., Wald, D., Waschk, V. und Weissenberg, W.: *The role of degassing in XLPE power cable manufacture*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 22(6):5–16, 2006, ISSN 0883-7554. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4023299`.

[ATAH90] Aida, F., Tanimoto, G., Aihara, M. und Hosokawa, E.: *Influence of curing by-products on dielectric loss in XLPE insulation*. In: *Annual Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Seiten 465–473, 28-31 Oct. 1990.

[AWE00] Avellan, A., Werelius, Peter und Eriksson, R.: *Frequency domain response of medium voltage XLPE cable terminations and its influence on cable diagnostics*. In: *Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 105–108, 2000.

[BB05] Blythe, Anthony R. und Bloor, David: *Electrical properties of polymers*. Cambridge Univ. Press, Cambridge, 2. Auflage, 2005, ISBN 978-0-521-55219-6.

[BCN+98] Bulinski, A. T., Crine, J. P., Noirhomme, B., Densley, R. J. und Bamji, S.: *Polymer oxidation and water treeing*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 5(4):558–570, 1998, ISSN 1070-9878.

[BDE13] BDEW: *Verkabelungsgrad des Stromnetzes in Deutschland nach Spannungsebene 2013 I Statistik*, 2013. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/316233/umfrage/verkabelungsgrad-des-stromnetzes-in-deutschland-nach-spannungsebene/, besucht: 04.12.2018.

[BDJD12] Bernier, S., Drapeau, J. F., Jean, D. und David, E.: *The effect of water ingress on dielectric properties of polyethylene cable insulation*. In: *Conference Record of the IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*, Seiten 270–276, 2012, ISBN 978-1-4673-0488-7. http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6251471.

[Bor16] Borlinghaus, Andreas: *Höhere Betriebssicherheit in Mittelspannungs-Kabelnetzen*. In: *VDE High Voltage Technology; ETG-Symposium*, 2016, ISBN 978-3-8007-4310-0.

[BT14] Bartolucci, E. J. und Thiele, Mark: *MV-105 cable - Field acceptance testing - A cable manufacturer's perspective*. In: *IEEE Petroleum and Chemical Industry Technical Conference (PCIC)*, Seiten 451–457, 2014, ISBN 978-1-4799-3054-8. http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6961910.

[Bun18a] Bundesnetzagentur: *Länge der Stromnetze in Deutschland 2017 | Statistik*, 2018. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37962/umfrage/laenge-der-stromnetze-in-deutschland-in-1998-und-2008/, besucht: 04.12.2018.

[Bun18b] Bundesnetzagentur: *Maßnahmen der deutschen Verteilnetzbetreiber zur Netzoptimierung 2018 | Statistik*, 2018. https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168151/umfrage/angewendete-massnahmen-der-verteilnetzbetreiber-zur-netzoptimierung/, besucht: 05.12.2018.

[CBPC16] Caronia, Paul J., Brigandi, Paul J., Person, Timothy J. und Cree, Stephen: *A next generation advanced water tree-retardant crosslinked polyethylene insulation for long life power cables*. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, Seiten 1–5, 2016.

[Cig12] Cigré Working Group D1/B1.20: *Non-destructive water-tree detection in XLPE cable insulation: Technical Brochure No. 493*, 2012, ISBN 978-2-85873-185-5.

[CJ04] Crine, J. P. und Jow, J.: *A new water treeing model*. In: *Proceedings of the IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD)*, Band 1, Seiten 391–394, 2004, ISBN 0-7803-8348-6. http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=1350373.

[CJ05] Crine, J. P. und Jow, J.: *A water treeing model*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 12(4):801–808, 2005, ISSN 1070-9878.

[CK12] Cichowski, Rolf Rüdiger und Kliesch, Mario (Herausgeber): *Kabelhandbuch*. EW Medien und Kongresse, Frankfurt am Main, 8. Auflage, 2012, ISBN 9783802210563.

[CMPSO89] Crine, J. P., McNicoll, Y., Pelissou, S. und St-Onge, H.: *Evaluation of Diagnositc Techniques for Cable Characterization: EPRI EL-6207, Project 7897-2, Final Report*. Technischer Bericht, EPRI, Palo Alto, CA und Institut de recherche d'Hydro-Québec, 1989.

[Cri98] Crine, J. P.: *Electrical, chemical and mechanical processes in water treeing*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 5(5):681–694, 1998, ISSN 1070-9878.

[Cur89] Curie, Jaques: *Recherches sur le pouvoir inducteur spécifique et sur la conductibilité des corps cristallisés*. Annales de Chimie et de Physique, 17:384–434, 1889.

[DBD02] Dutta, P., Biswas, S. und De, Subodh Kumar: *Dielectric relaxation in polyaniline–polyvinyl alcohol composites*. Materials Research Bulletin, 37(1):193–200, 2002, ISSN 00255408.

[DE08] Dubickas, Valentinas und Edin, Hans: *Dielectric model of water trees in an XLPE cable*. In: *International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, Seiten 448–451, 2008.

[DF92] Dissado, Len A. und Fothergill, John C.: *Electrical degradation and breakdown in polymers*, Band 9 der Reihe *IEE materials & devices series*. Peregrinus, London, 1992, ISBN 978-0863411960.

[DH84] Dissado, Leonard A. und Hill, Robert M.: *Anomalous low-frequency dispersion. Near direct current conductivity in disordered low-dimensional materials*. Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions 2, 80(3):291, 1984, ISSN 0300-9238.

[DS96] Das-Gupta, D. K. und Scarpa, P. C. N.: *Polarization and dielectric behavior of ac-aged polyethylene*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 3(3):366–374, 1996, ISSN 1070-9878. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=506208`.

[DS99] Das-Gupta, D. K. und Scarpa, P. C. N.: *Modeling of dielectric relaxation spectra of polymers in the condensed phase*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 15(2):23–32, 1999, ISSN 0883-7554. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=753928`.

[EEH+15] Enoksen, Henrik, Eberg, Espen, Hvidsten, Sverre, Halten, Ole Johan und Rognsvaag, Eva A.: *Condition Assessment of XLPE MV Cable Joints by using an Insulation Tester*. In: *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 2015.

[EHG+08] Eisemann, D., Henningsen, C. G., Geyer, W., Kalkner, W. und Kumm, T.: *Untersuchungen zum dielektrischen Verhalten von Mittelspannungskabelgarnituren*. In: *ETG-Fachtagung, Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen*, 2008.

[EPR13] *Plant Engineering: Aging Management Program Guidance for Medium-Voltage Cable Systems for Nuclear Power Plants, Revision 1: Final Report*. Technischer Bericht 3002000557, EPRI, Palo Alto, CA, 2013.

[EWM17] Eppelein, Friedmann, Weindl, Christian und Mladenović, Ivana: *Analysis and evaluation of dielectric parameters for design verification and calibration of a newly developed diagnostic system for MV power cables*. In: *24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 2017, ISBN 1785614843.

[FBGMK01] Frübing, P., Blischke, D., Gerhard-Multhaupt, R. und Khalil, M. Salah: *Complete relaxation map of polyethylene: Filler-induced chemical modifications as dielectric probes*. Journal of Physics D: Applied Physics, 34(20):3051–3057, 2001, ISSN 0022-3727.

[FI92] Faremo, H. und Ildstad, E.: *Dissipation factor and water treeing of WTR-XLPE cable insulation*. In: *6th International Conference on Dielectric Materials, Measurements and Applications*, Seiten 306–309, 1992. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=186943`.

[FI93] Faremo, H. und Ildstad, E.: *Water treeing and dielectric loss of WTR-XLPE cable insulation*. IEE Proceedings A Science, Measurement and Technology, 140(5):393, 1993, ISSN 09607641.

[FNN10] *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2009* -. Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), 2010.

[FNN18] *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2017* -. Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE (FNN), 2018.

[Foo15] Foottit, Elfrith: *Statistical, electrical and mathematical analysis of water treed cross-linked polyethylene cable insulation: Doctoral Thesis*. Queensland University of Technology, Brisbane, Australia, 2015.

[FPKK15] Frübing, Georg, Plath, Ronald, Kalkner, Wilfried und Kumm, Thomas: *The Influence of Different Types of Voltage Loading on Subsequent Dissipation-Factor Measurements on XLPE-Insulated Medium-Voltage Cables*. In: *19th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH2015)*, 2015.

[Gao93] Gao, Guanzhong: *Einfluß des Wassergehaltes und der Temperatur auf die elektrische Festigkeit VPE-isolierter Kabel: Dissertation, Technische Universität Berlin*, Band 135 der Reihe *Fortschritt-Berichte VDI Reihe 21*. VDI-Verl., Düsseldorf, 1993, ISBN 3-18-143521-X.

[Gou12] Goulsbra, Derek: *Medium voltage cable accessories: A theoretical & practical appraisal*. Nexans Power Accessories (UK) Ltd, Casteford, West Yorkshire, 1. Auflage, 2012, ISBN 978-0-9573785-0-6.

[Gro18] Groß, Ulrich: *Die Bedeutung des Kabelnetzes für die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilnetzen*. Vortrag auf der Fachtagung „Werkstatt Kabel“, Hannover, 27.-28. Nov. 2018.

[GS95] Graham, G. und Szaniszlo, S.: *Insulating and semiconductive jackets for medium and high voltage underground power cable applications*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 11(5):5–12, 1995, ISSN 0883-7554.

[Ham52] Hamon, B. V.: *An approximate method for deducing dielectric loss factor from direct-current measurements*. Proceedings of the IEE Part IV: Institution Monographs, 99(3):151–155, 1952. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5240823`.

[HB02] Hvidsten, S. und Benjaminsen, J. T.: *Diagnostic testing of MV XLPE cables with low density of water trees*. In: *Conference Record of the 2002 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 108–111, 2002.

[Hei94] Heizmann, Thomas Ernst: *Ein Verfahren zur Bestimmung des Alterungszustandes von verlegten polymerisolierten Mittelspannungskabeln: Dissertation*. ETH Zürich, 1994.

[Her08] Hernández Mejía, Jean Carlos: *Characterization of real power cable defects by diagnostic measurements: Doctoral Thesis*. Georgia Institute of Technology, Atlanta, Ga., 2008.

[HH10] Hartlein, Rick und Hampton, Nigel: *Diagnostic Testing of Underground Cables Systems (Cable Diagnostic Focused Initiative)*. Technischer Bericht DOE Award No. DE-FC02-04CH11237 (NEETRAC Project Numbers: 04-211/04-212/09-166), NEETRAC, Atlanta, GA, 2010.

[HHBF11] Hellesø, S. M., Hvidsten, S., Balog, G. und Furuheim, K. M.: *Calculation of water ingress in a HV subsea XLPE cable with a layered water barrier sheath system*. Journal of Applied Polymer Science, 121(4):2127–2133, 2011, ISSN 00218995.

[HHL+07] Hampton, Nigel, Hartlein, Rick, Lennartsson, Hakan, Orton, Harry und Ramachandran, Ram: *Long-life XLPE insulated power cable*. In: *7th International Conference on Power Insulated Cables (Jicable)*, 2007.

[HIHW98] Hvidsten, S., Ildstad, E., Holmgren, B. und Werelius, P.: *Correlation between AC breakdown strength and low frequency dielectric loss of water tree aged XLPE cables*. IEEE Transactions on Power Delivery, 13(1):40–45, 1998, ISSN 08858977.

[HJ15] Hansen, Jens Zoëga und Jørgensen, Hans Jørgen: *Insulation condition of dry-cured XLPE cables measured over a period of 13 years*. In: *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 2015.

[HKRL09] Hvidsten, Sverre, Kvande, Stine, Ryen, Arve und Larsen, Per: *Severe degradation of the conductor screen of service and laboratory aged medium voltage XLPE insulated cables*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 16(1):155–161, 2009, ISSN 1070-9878.

[HL14] Hauschild, Wolfgang und Lemke, Eberhard: *High-Voltage Test and Measuring Techniques*. Springer, Berlin, Heidelberg, 2014, ISBN 978-3-642-45351-9. `http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-45352-6`.

[HMK12] Hestad, O. L., Mauseth, F. und Kyte, R. H.: *Electrical conductivity of medium voltage XLPE insulated cables*. In: *Conference Record of the 2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*, Seiten 376–380, 2012, ISBN 978-1-4673-0488-7. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6251493`.

[HNKS17] Hadid, S., Nourirad, G., Kühnert, M. und Schufft, W.: *Voltage and frequency dependence of the dielectric loss factor measurement on XLPE-insulated medium voltage cables*. In: *20th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH2017)*, 2017, ISBN 9874574550.

[HP14] Hampton, Nigel und Perkel, Josh: *Repeat Field Tests: The Value of Trending in the Real World*. Vortrag auf dem PES ICC Meeting, Kansas City, MO, May 7-10, 2014.

[HS11] Hvidsten, Sverre und Satre, Frode: *Dielectric response of sPP and XLPE insulations at high temperatures and electric fields*. In: *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena - (CEIDP 2011)*, Seiten 695–698, 2011.

[HSUA15] Hadid, S., Schufft, W., Uhrig, S. und Anglhuber M.: *Influence Factors on the Dielectric Loss Factor of XLPE Insulated Medium Voltage Cables*. In: *19th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH2015)*, 2015.

[HTRL15] Hill, Jonathan, Tan, Siren, Rider, Chris und Labbe, Denis: *Development of a new liquid antioxidant for stabilizing XLPE compounds or for direct peroxide injection (DPI) process*. In: *9th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable)*, 2015.

[Hus11] Hussin, Nuriziani: *The effects of crosslinking byproducts on the electrical properties of low density polyethylene: Doctoral Thesis*. University of Southampton, 2011.

[Hvi99] Hvidsten, Sverre: *Nonlinear dielectric response of water treed XLPE cable insulation: Dissertation*, Band 63 der Reihe *Doktor Ingeniøravhandling Institutt for elkraftteknikk*. Norges Teknisk Naturvitenskapelige Universitet, Trondheim, 1999, ISBN 9788247104330.

[HWC01] Hvidsten, Sverre, Werelius, Peter und Christensen, Jørgen: *Evaluation of on-site dielectric response methods for non destructive testing of water treed MV*

XLPE cables. In: *16th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 2001, ISBN 9780852967355.

[Hyv08] Hyvönen, Petri: *Prediction of insulation degradation of distribution power cables based on chemical analysis and electrical measurements: Dissertation*, Band 126 der Reihe *TKK dissertations*. Helsinki University of Technology, Espoo, 2008, ISBN 9512294028.

[IAF13] Ildstad, Erling, Aarseth, Ardal und Faremo, Hallvard: *Enhancement of Water Tree initiation due to residual and applied Mechanical Strain on XLPE Cables*. In: *Nordic Insulation Symposium (Nord-IS)*, 2013.

[IEC00] *IEC 60270: High-voltage test techniques – Partial discharge measurements*. International Standard, Dez. 2000.

[IEE13] *IEEE Std 400.2^{TM}-2013: IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF) (less than 1 Hz)*. IEEE Power and Energy Society, May 2013.

[IGF15] Ildstad, Erling, Grov Plassen, Kurt Albert und Faremo, Hallvard: *Remnant Static Mechanical Stresses and Water Tree Ageing of XLPE Power Cables*. In: *9th International Conference on Insulated Power Cables (Jicable)*, 2015.

[Jen14] Jendernalik, Lars: *Moderne Ansätze der Netzplanung bei Westnetz*. Vortrag auf der Fachtagung „Smart Energy“, Dortmund, 27./28. Nov. 2014.

[JGS09] Jongen, R., Gulski, E. und Smit, J.: *Failures of medium voltage cable joints in relation to the ambient temperature*. In: *20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2009)*, 2009.

[Jon83] Jonscher, A. K.: *Dielectric relaxation in solids*. Chelsea Dielectrics Press, London, 1983, ISBN 0950871109.

[Jon92] Jonscher, A. K.: *The universal dielectric response and its physical significance*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 27(3):407–423, 1992, ISSN 0018-9367.

[Jon95] Jonscher, A. K.: *An electrochemical model of low-frequency dispersion*. Journal of Materials Science, 30(10):2491–2495, 1995, ISSN 0022-2461.

[Jon96] Jonscher, A. K.: *Universal relaxation law: A sequel to Dielectric relaxation in solids*. Chelsea Dielectrics Press, London, 1996, ISBN 0950871125.

[Jon99] Jonscher, A. K.: *Low-loss dielectrics*. Journal of Materials Science, 34(13):3071–3082, 1999, ISSN 00222461.

[JYXX13] Ji, Liu, You, Xu, Xinlao, Wei und Xiujing, Li: *Research of Dielectric spectroscopy on insulation ageing assessment of XLPE cables*. In: *2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Seiten 140–143, 2013. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=6747454`.

[Kei13] Keithley Instruments, Inc.: *Low Level Measurements Handbook: Precision DC Current, Voltage, and Resistance Measurements: 7th Edition*, 2013.

[KK99] Kuschel, Mark und Kalkner, Wilfried: *Dielectric response measurements in time and frequency domain of different XLPE homo- and copolymer insulated medium voltage cables*. IEE Proceedings - Science, Measurement and Technology, 146(5):243–248, 1999, ISSN 1350-2344.

[KKP95] Kalkner, Wilfried, Kuschel, Mark und Plath, Ronald: *Dissipation factor measurement at 0.1 Hz as diagnostic tool for service-aged XLPE-insulated medium voltage cables*. In: *Int. Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, 1995.

[Kle16] Klemm, Enrico: *Entwicklung und Erprobung eines Systems zur vollautomatischen Messung des Polarisations- und Depolarisationsstromes polymerer Isoliersysteme bei variablen Ladespannungen bis 35kV: Masterarbeit, Technische Universität Berlin*, 2016.

[KPK93] Kaul, G., Plath, R. und Kalkner, W.: *Development or a Computerized Loss Factor Measurement Systenm for Different Frequencies, Including 0.1Hz and 50/60Hz*. In: *Int. Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, 1993.

[KR93] König, Dieter und Rao, Y. Narayana: *Partial discharges in electrical power apparatus*. VDE-Verl., Berlin, 1993, ISBN 3-8007-1760-3.

[KS03a] Kolb, Markus und Stricker, Florian: *Neue Stabilisierungssysteme für peroxidisch vernetztes Polyethylen in Energiekabeln*. In: *Kabelextrusion 2003*, Kunststofftechnik, Düsseldorf, 2003. VDI-Verl., ISBN 3-18-234250-9.

[KS03b] Kremer, Friedrich und Schönhals, Andreas (Herausgeber): *Broadband dielectric spectroscopy: With 22 tables*. Springer, Berlin, 2003, ISBN 3-540-43407-0.

[Küc05] Küchler, Andreas: *Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen*. VDI-Buch. Springer, Berlin, 2. Auflage, 2005, ISBN 3-540-21411-9. `http://dx.doi.org/10.1007/b138561`.

[Kum16] Kumm, Thomas: *Erfahrungen beim Betrieb eines 20-kV-VPE-Kabelnetzes neuer Generation*. Vortrag auf der Fachtagung „Werkstatt Kabel“, Dresden, 8./9. Nov. 2016.

[Kus00] Kuschel, Mark: *Diagnose des Alterungszustandes von PE-VPE-isolierten Kabeln mittels Verlustfaktormessung bei Niedrigfrequenz (VLF) und Depolarisationsstrom- bzw. Rückkehrspannungsmessung: Dissertation, Technische Universität Berlin*. Mensch-und-Buch-Verl., Berlin, 2000, ISBN 3-89820-078-7.

[KWF04] Katz, C., Walker, M. und Fryszczyn, B.: *Comparative Laboratory Evaluation of TR-XLPE and XLPE Cables With Super-Smooth Conductor Shields*. IEEE Transactions on Power Delivery, 19(4):1532–1537, 2004, ISSN 08858977.

[KWX13] Kai Zhou, Wei Zhao und Xiantao Tao: *Toward understanding the relationship between insulation recovery and micro structure in water tree degraded XLPE cables*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 20(6):2135–2142, 2013, ISSN 1070-9878.

[Liu10] Liu, Tong: *Dielectric Spectroscopy of Very Low Loss Model Power Cables: Dissertation*. University of Leicester, 2010.

[LMW+99] Lindemann, H., Merschel, F., Winkler, U., Weck, K. H. und Blasius, P.: *Service experience with medium voltage XLPE cables in Germany*. In: *15th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, 1999.

[LRG04] Leguenza, E. L., Robert, R. und Giacometti, J. A.: *Dielectric and viscoelastic properties of cross-linked polyethylene aged under multi stressing conditions*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 11(3):206–217, 2004, ISSN 1070-9878.

[Lüc81] Lücking, H. Wilhelm: *Energiekabeltechnik*. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 1981, ISBN 3528035870. http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-84312-8.

[Mar99] Mark, James E. (Herausgeber): *Polymer data handbook*. Oxford University Press, New York, NY, 1999, ISBN 0195107896. http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0637/98046567-d.html.

[MB99] Mair, Hans J. und Bertels, Alfons (Herausgeber): *Kunststoffe in der Kabeltechnik: Entwicklung, Prüfung, Erfahrungen, Tendenzen*, Band 111 der Reihe *Kontakt & Studium*. expert-Verl., Renningen-Malmsheim, 3. Auflage, 1999, ISBN 9783816915119.

[Mer16] Merschel, F.: *Ergebnisse der CENELEC-Langzeitprüfungen an VPE-isolierten Mittelspannungskabeln*. Vortrag auf der Fachtagung „Werkstatt Kabel“, Dresden, 8./9. Nov. 2016.

[Meu18] Meurer, Dietmar: *50 Jahre VPE-isolierte Mittelspannungskabel – Alle Fragen beantwortet, vergessen, verdrängt?* Vortrag auf der Fachtagung „Werkstatt Kabel“, Hannover, 27.-28. Nov. 2018.

[MHH10] Mauseth, Frank, Hammervoll, Knut Dahle und Hvidsten, Sverre: *Dielectric properties of service aged medium voltage XLPE cable joints*. In: *10th IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, 2010, ISBN 978-1-4244-7945-0. http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5567863.

[MMLB93] Moreau, E., Mayoux, C., Laurent, C. und Boudet, A.: *The structural characteristics of water trees in power cables and laboratory specimens*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, 28(1):54–64, 1993, ISSN 0018-9367.

[MP03] Montanari, G. C. und Palmieri, F.: *The effect of humidity on space charge accumulation in XLPE*. In: *2003 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Seiten 205–208, 19-22 Oct. 2003.

[MS03] Meurer, D. und Stürmer, M.: *The Cenelec long term test for XLPE MV cables – Everything new and different ?* In: *International Conference on Power Insulated Cables (Jicable)*, 2003.

[MS06] Mashikian, M. S. und Szarkowski, A.: *Medium voltage cable defects revealed by off-line partial discharge testing at power frequency*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 22(4):24–32, 2006, ISSN 0883-7554.

[MSW98] Muhr, M., Strobl, R. und Woschitz, R.: *WATER-TREEING — Ein Alterungsphänomen in kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln*. e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, 115(5):229–235, 1998, ISSN 0932-383X.

[Nik98] Nikolajevic, S. V.: *Accelerated aging of XLPE and EPR cable insulations in wet conditions*. In: *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 93–96, 1998.

[NTM+94] Nakatsuka, T., Takahashi, T., Miyata, H., Yokoyama, A., Ishikawa, I. und Niwa, T.: *The effect on dielectric loss of polyethylene caused by acetophenone and cumylalcohol*. In: *1994 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 574–577, 5-8 June 1994.

[Ola06] Olasz, Lorant: *Residual stresses and strains in cross-linked polyethylene power cable insulation: Doctoral Thesis*, Band 0412 der Reihe *Trita-HFL*. KTH Royal Institute of Technology, Stockholm, 2006.

[OMI12] OMICRON electronics GmbH: *MPD 600 UserManual*, 2012.

[OTS07] Oyegoke, Bolarin, Thomas, Andrew und Saha, Tapan: *The effect of cable terminations on dielectric response measurements*. In: *2007 IEEE International Conference on Solid Dielectrics*, Seiten 699–702, 2007, ISBN -2005. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=4290910`.

[Pax94] Paximadakis, Antonios: *Parametereinfluss auf Art und Morphologie von water trees und deren Auswirkung auf die Betriebssicherheit von Anlagen: Dissertation*. Universität-Gesamthochschule Siegen, 1994.

[Pep94] Pepper, D.: *Entwicklung einer elektronischen Schaltung zur Erzeugung frequenzvariabler Hochspannung mit frei definierbarer Kurvenform: Diplomarbeit*. Technische Universität Berlin, 1994.

[PHB+08] Pelissou, Serge, Harp, Richie, Bristol, Ray, Densley, John, Fletcher, Chris, Katz, Carlos, Kuchta, Frank, Kung, Dominic, Person, Tim, Smalley, Mike und Smith, John T.: *A Review of Possible Methods for Defining Tree Retardant Crosslinked Polyethylene (TRXLPE)*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(5):22–30, 2008, ISSN 0883-7554.

[PJL+07] Potvin, Carl, Jean, Daniel, Lalancette, Daniel, Parpal, Jean Luc, Drapeau, Jean Franacois, Bernier, Simon und L'Écuyer, Richard: *Diagnostic testing of MV accessories by time domain spectroscopy (TDS)*. In: *7th International Conference on Power Insulated Cables (Jicable)*, 2007.

[PO99] Peschke, Egon F. und Olshausen, Rainer von: *Cable systems for high and extra high voltage: Development, manufacture, testing, installation and operation of cables and their accessories*. Publicis-MCD-Verl., Erlangen, 1999, ISBN 3895781185.

[PPR91] Paximadakis, A., Patsch, R. und Romero, P.: *Drying rand refilling of water trees in medium voltage cables*. In: *7th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, 1991.

[Pra11] Prat, Jordi Òrit: *Study on conduction mechanisms of medium voltage cable XLPE insulation in the melting range of temperatures: Doctoral Thesis*. Universitat Politècnica de Catalunya, 2011.

[PW92] Pelissou, S. und Wintle, H. J.: *Water content of XLPE cable insulation*. In: *Conference Record of the 1992 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 165–168, 1992. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=247028`.

[Raj03] Raju, Gorur G.: *Dielectrics in electric fields*. Power engineering. Marcel Dekker, New York, 2003, ISBN 0824708644. `http://site.ebrary.com/lib/alltitles/docDetail.action?docID=10315262`.

[Ros98a] Ross, R.: *Inception and propagation mechanisms of water treeing*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 5(5):660–680, 1998, ISSN 1070-9878.

[Ros98b] Ross, R.: *Water Treeing Theories - Current Status, Views and Aims*. In: *1998 International Symposium on Electrical Insulating Materials*, 1998.

[SBW08] Smedberg, A., Borealis, A. B. und Wald, D.: *Determination of diffusion constants for peroxide by-products formed during the crosslinking of polyethylene*. In: *Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 586–590, 2008.

[Sch07] Schweidler, Egon Ritter von: *Studien über die Anomalien im Verhalten der Dielektrika*. Annalen der Physik, 329(14):711–770, 1907, ISSN 00033804.

[Sch13] Schuchardt, Marcus: *Entwicklung eines Diagnosekonzeptes für Mittelspannungskabelanlagen mit Massekabeln: Dissertation*. Technische Universität Berlin, Berlin, 2013.

[SHF06] Skjolberg, J., Hvidsten, Sverre und Farmeo, H.: *Experience from On-Site Condition Assessment of XLPE MV Cables*. In: *Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Seiten 432–435, 2006, ISBN 1-4244-0333-2.

[SHS18] Szilágyi, Robert, Hadid, Suleiman und Schufft, Wolfgang: *Klassifikation von Mittelspannungs-Kabelmuffen anhand frequenzabhängiger Verlustfaktormessung*. In: *VDE-Hochspannungstechnik 2018*, Band 157 der Reihe *ETG-Fachbericht*, Berlin, 2018. VDE Verlag GmbH, ISBN 978-3-8007-4807-5.

[SK98] Steinfeld, K. und Kalkner, W.: *Stress induced electrochemical degradation of the inner semicon layer of XLPE-insulated cables and model samples*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 5(5):774–778, 1998, ISSN 1070-9878.

[Spe94] Speck, Dieter: *Energiekabel im EVU: Entwicklung, Technik, Anwendung, Prüfung und Betriebserfahrung der Energiekabel vom Niederspannungs- bis zum Höchstspannungsnetz*, Band 382 der Reihe *Kontakt & Studium Elektrotechnik*. expert-Verl., Renningen-Malmsheim, 1994, ISBN 3816910645.

[SS84] Shaw, M. und Shaw, S.: *Water Treeing in Solid Dielectrics*. IEEE Transactions on Electrical Insulation, EI-19(5):419–452, 1984, ISSN 0018-9367.

[SS06] Schreiter, Frank und Schufft, Wolfgang: *Bewertung der Schadensakkumulation von kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln*. In: *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, Band 104, CD-ROM der Reihe *ETG-Fachbericht*, Berlin, 2006. VDE-Verl., ISBN 978-3-8007-2977-7.

[SS07] Schufft, W. und Schreiter, W.: *Damaging and Aging Behaviour of Extruded Medium-voltage Cables*. In: *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, 2007.

[SSDG96] Scarpa, P. C. N., Svatík, A. und Das-Gupta, D. K.: *Dielectric spectroscopy of polyethylene in the frequency range of 10−5 Hz to 106 Hz*. Polymer Engineering & Science, 36(8):1072–1080, 1996, ISSN 0032-3888.

[Ste89] Steennis, Evert Frederik: *Water treeing: the behaviour of water trees in extruded cable insulation: Dissertation*. Technische Universität Delft, 1989, ISBN 90-353-1020-9.

[Ste92] Steingräber, Michael: *Der Einfluss von Feuchte auf das Leitungsverhalten von watertree-retardierenden VPE-Compounds: Dissertation, Universität Hannover*, Band Nr. 118 der Reihe *Fortschrittberichte / VDI Reihe 21, Elektrotechnik*. VDI-Verl., Düsseldorf, als ms. gedr Auflage, 1992, ISBN 3-18-141821-8.

[Ste98] Steinfeld, Kai Peter: *Zur "spannungsinduzierten elektrochemischen Degradation" (SIED) der inneren Leitschicht kunststoffisolierter Mittelspannungskabel: Dissertation, Technische Universität Berlin*. Berichte aus der Elektrotechnik. Shaker, Aachen, 1998, ISBN 3-8265-4372-6.

[Ste99] Steinbrink, Dirk: *Zerstörungsfreie IRC-Analyse: Lebensdauer-Monitoring an Energiekabeln und anderen Polymersystemen: Disseration, Bergische Universität - Gesamthochschule Wuppertal*. Berichte aus der Energietechnik. Shaker, Aachen, als ms. gedr Auflage, 1999, ISBN 3-8265-6079-5.

[SZA+16] Sanniyati, Che Nuru, Z. Arief, Yanuar, Adzis, Zuraimy, Muhamad, Nor Asiah, Ahmad, Mohd. Hafizi, Sidik, Muhammad Abu Bakar und Lau, K. Y.: *Water tree in polymeric cables: A review*. Malaysian Journal of Fundamental and Applied Sciences, 12(1), 2016, ISSN 2289-599X.

[Thu12] Thue, William A. (Herausgeber): *Electrical power cable engineering*. CRC Press, Boca Raton, Fla., 3. Auflage, 2012, ISBN 9781138074002.

[TS05] Thomas, Andrew und Saha, Tapan K.: *Using the 'Universal Relaxation Law' to Characterise Water Tree Degradation in XLPE Insulated Cables*. In: *Australian Universitites Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2005.

[VDE09] *DIN VDE 0276-605:2009-07: Starkstromkabel - Ergänzende Prüfverfahren; Deutsche Fassung HD 605 S2:2008*. Nationale Norm, Juli 2009.

[VDE18] *DIN VDE 0276-620:2018-04: Starkstromkabel - Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV*. Nationale Norm, April 2018.

[VMI12] Ve, Torbjorn Andersen, Mauseth, Frank und Ildstad, Erling: *Effect of water content on the conductivity of XLPE insulation*. In: *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena - (CEIDP 2012)*, Seiten 649–653, 2012.

[VMI13] Ve, Andersen Torbjørn, Mauseth, Frank und Ildstad, Erling: *Space charge accumulation in XLPE versus temperature and water content*. In: *Nordic Insulation Symposium (Nord-IS)*, 2013.

[Wal03] Wald, Detlef: *Mischungen für Wechsel- und Gleichspannungskabel*. In: *Kabelextrusion 2003*, Kunststofftechnik, Düsseldorf, 2003. VDI-Verl., ISBN 3-18-234250-9.

[Wec06] Weck, K. H.: *Fehlergeschehen im Kabelnetz*. Vortrag auf dem Kabelseminar „Kabelnetze in der Energieversorgung“, Hannover, 10./11. Oktober 2006.

[Wer01] Werelius, Peter: *Development and Application of High Voltage Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables: Dissertation*. Royal Institute of Technology (KTH), Stockholm, Sweden, 2001.

[WLH10] Walgenbach, Christoph, Lantwin, Andreas und Harnischmacher, Georg: *Pausenschaltverhalten im Mittelspannungsverteilungsnetz: Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit*. EW, 109(5):36–40, 2010.

[WS08] Wald, D. und Smedberg, A.: *Evolution of Medium Voltage Cable Technology in Europe*. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(5):31–35, 2008, ISSN 0883-7554.

[WTE+01] Werelius, Peter, Thärning, P., Eriksson, R., Holmgren, B. und Gäfvert, U.: *Dielectric spectroscopy for diagnosis of water tree deterioration in XLPE cables*. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 8(1):27–42,

2001, ISSN 1070-9878. `http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=910423`.

[Wut02] Wutzler, André: *Charakterisierung und Bewertung des komplexen Alterungsverhaltens von Isolationsmaterialien aus vernetztem Polyethylen: Dissertation, Martin-Luther-Universität Halle-Wittenberg*. Berichte aus der Kunststofftechnik. Shaker, Aachen, 2002, ISBN 3826597117.

[YLL+13] Ye, Gang, Li, Hua, Lin, Fuchang, Wu, Xiaogang, Huang, Zeqi, Zhang, Qin und Cai, Jingwei: *Study on the dielectric response characteristic of XLPE cables*. In: *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena - (CEIDP)*, Seiten 81–84, 2013.

Abkürzungsverzeichnis

ATR	Attenuated total reflection
btt	Bow-tie Tree
DS	Dünnschnitte
DSP	Digitaler Signal-Prozessor
ESC	Environmental stress cracking
EPDM	Ethylen-Propylen-Dien (M-Gruppe) Kautschuk
EPR	Ethylen-Propylen Kautschuk
(FT)IR	(Fourier-transform) infrared
LDPE	Low-density polyethylene
LFD	Low-frequency dispersion
MS	Mittelspannung
PE	Polyethylen
PTFE	Polytetrafluorethylen
PVC	Polyvinylchlorid
SIED	Stress-induced electrochemical degradation
SiR	Silikon Kautschuk
TE	Teilentladung
VLF	Very low frequency (0,1 Hz)
VPE	Vernetztes Polyethylen
WT	Water Tree
(W)TR	(Water) Tree retardant

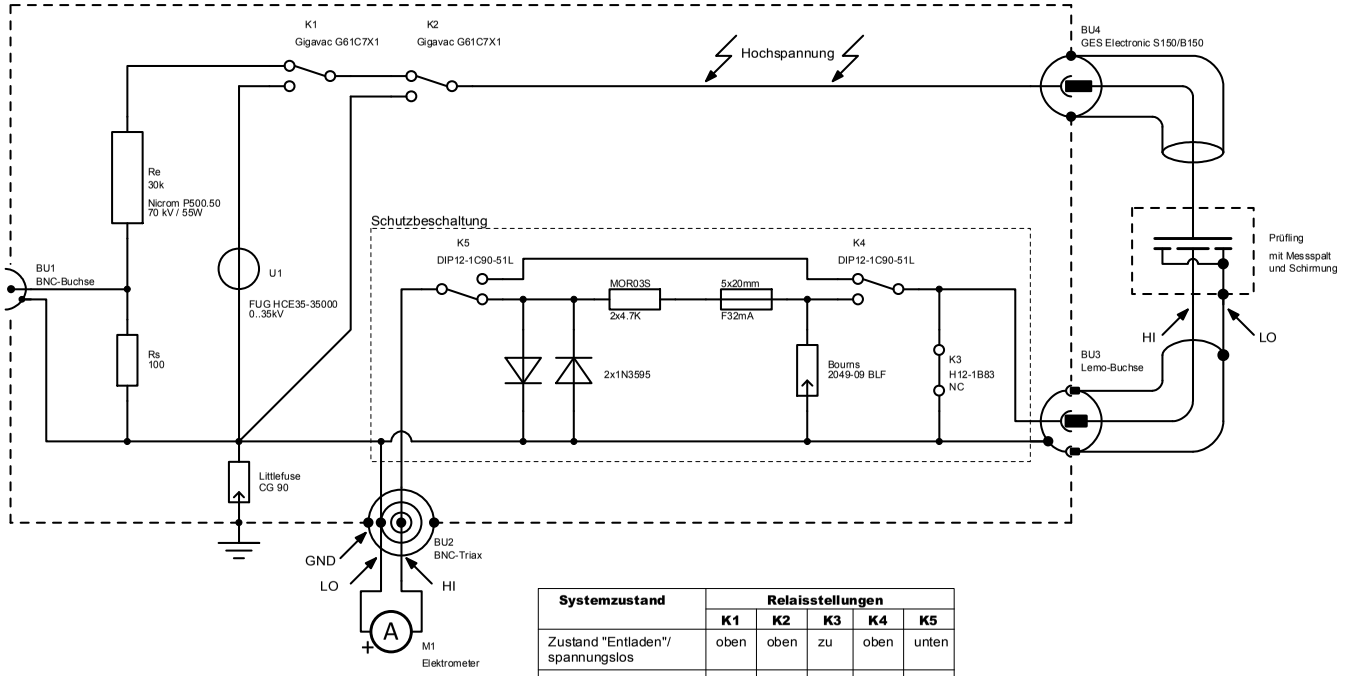
Formelzeichen und Konstanten

C	$A\,s\,V^{-1}$	Kapazität
C_0	$A\,s\,V^{-1}$	Geometrische Vakuumkapazität
$\delta(t)$	-	Dirac-Funktion
D	$A\,s\,m^{-2}$	Elektrische Verschiebung
E	$V\,m^{-1}$	Elektrische Feldstärke
E_a	eV	Aktivierungsenergie
ϵ	$A\,s\,V^{-1}\,m^{-1}$	Permittivität
ϵ_0	$8{,}854 \times 10^{-12}\,A\,s\,V^{-1}\,m^{-1}$	Dielektrizitätskonstante (Permittivität des Vakuums)
f	s^{-1}	Frequenz
$f(t)$	-	Dielektrische Antwortfunktion
i_d	A	Depolarisationsstrom
I_{Ob}	A	Oberflächenstrom
J_d	$A\,m^{-2}$	Depolarisationsstromdichte
J_p	$A\,m^{-2}$	Polarisationsstromdichte
J_{mean}	-	Längennormiertes mittleres Verlegejahr
κ	$S\,m^{-1}$	Elektrische Leitfähigkeit
l	m	Länge
p_d	$kg\,s^{-2}\,m^{-1}$	Wasserdampfpartialdruck
$p_{d,sat}$	$kg\,s^{-2}\,m^{-1}$	Sättigungsdampfdruck
P	$A\,s\,m^{-2}$	Elektrische Polarisation
P_{Dis}	W	Entladeleistung
ϕ	-	Relative Luftfeuchtigkeit
q	A s	scheinbare TE-Ladung
Q	A s	Wahre TE-Ladung
r	m	Radius
R	$8{,}314\,kg\,m^2\,s^{-2}\,mol^{-1}\,K^{-1}$	Gaskonstante
ρ_d	$kg\,m^{-3}$	Absolute Luftfeuchtigkeit
t	s	Zeit
T	K	Temperatur
$\tan\delta$	-	Dielektrischer Verlustfaktor
u	V	Elektrische Spannung (Momentanwert)
U	V	Elektrische Spannung (Effektivwert)
U_0	V	Nennspannung (Effektivwert, hier 12 kV)
ω	s^{-1}	Kreisfrequenz
χ	-	Elektrische Suszeptibilität

10 Anhang: Ergänzende Bemerkungen und Grafiken

Tabelle 10.1: Überblick über die WT-Untersuchungen; **Herst.-J.**: Jahr der Herstellung laut Mantelprägung; **Verl.**: Jahr der Verlegung laut Datenbank; **Comp.**: Compound ermittelt anhand der tan δ-Messung bei 2 kV; Compounds mit „*“ sind bekannt; unbek. = unbekannter Compound, da keine Messung; in Klammern stehende Compounds wurden durch Messungen an anderen Prüflingen, welche an anderer Positionen aus der gleichen Kabelstrecke entnommen wurden, identifiziert; **Entn.**: Jahr der Entnahme

Kennung	**Herst.**	**Herst.-J.**	**Verl.**	**Comp.**	**Entn.**
B8-3	F	1990	1990	unbek.	2016
C11-3	D	1990	1990	Copo	2015
C15-2	I	1986	1986	Homo	2016
C9-2	I	1983	1983	unbek.	2015
E11-1	D	1988	1988	Homo	2015
E5-3-1	D	1996	1998	Copo	2014
G10-1r	C	1987	1987	Copo	2013
G10-3-1	C	1987	1987	Copo	2013
G11-1r	A	1987	1987	Copo	2013
G11-2r	A	1987	1987	Homo	2013
G9-1l	A	1987	1987	(Copo)	2013
G9-1r	C	1987	1987	(Copo)	2013
G9-2l	A	1987	1987	(Homo)	2013
G9-2r	C	1987	1987	(Copo)	2013
G9-3l	A	1987	1987	(Homo)	2013
G9-3r	C	1987	1987	(Copo)	2013
N1-2	C	1992	1992	Copo	2015
V1-3r	C	1987	1987	Copo*	2014
V2-1r	A	1987	1987	Homo*	2014
V2-2	C	1987	1987	WTR*	2014
V2-3r	B	1987	1987	Copo*	2014
X1-3	B	1999	2000	Copo	2015



Systemzustand	Relaisstellungen				
	K1	K2	K3	K4	K5
Zustand "Entladen"/ spannungslos	oben	oben	zu	oben	unten
Zustand "Laden" ohne Schutz	unten	oben	zu	oben	unten
Zustand "Laden" Messung IPol m. Schutz	unten	oben	auf	unten	unten
Zustand "Laden" Messung IPol o. Schutz	unten	oben	auf	oben	oben
Zustand "Messen" Messung IDep	oben	unten	auf	oben	oben
Zustand "Kurzschluss"/ "Messen" ohne IDep	oben	unten	zu	oben	unten

Title TDMS Topologie		
Author Enrico Klemm TU Berlin FG Hochspannungstechnik		
File Y:\IDep_neu\Dokumentation\topologie.dsn		Document
Revision 1.1	Date 13.09.2016	Sheets 1 of 1

Abbildung 10.1: Topologie des Zeitbereichsmesssystems [Kle16]; die eingezeichnete Schutzschaltung kann optional bei der (im Rahmen der Arbeit nicht betrachteten) Polarisationsstrommessung zum Schutz des Elektrometers in den Messpfad geschaltet werden

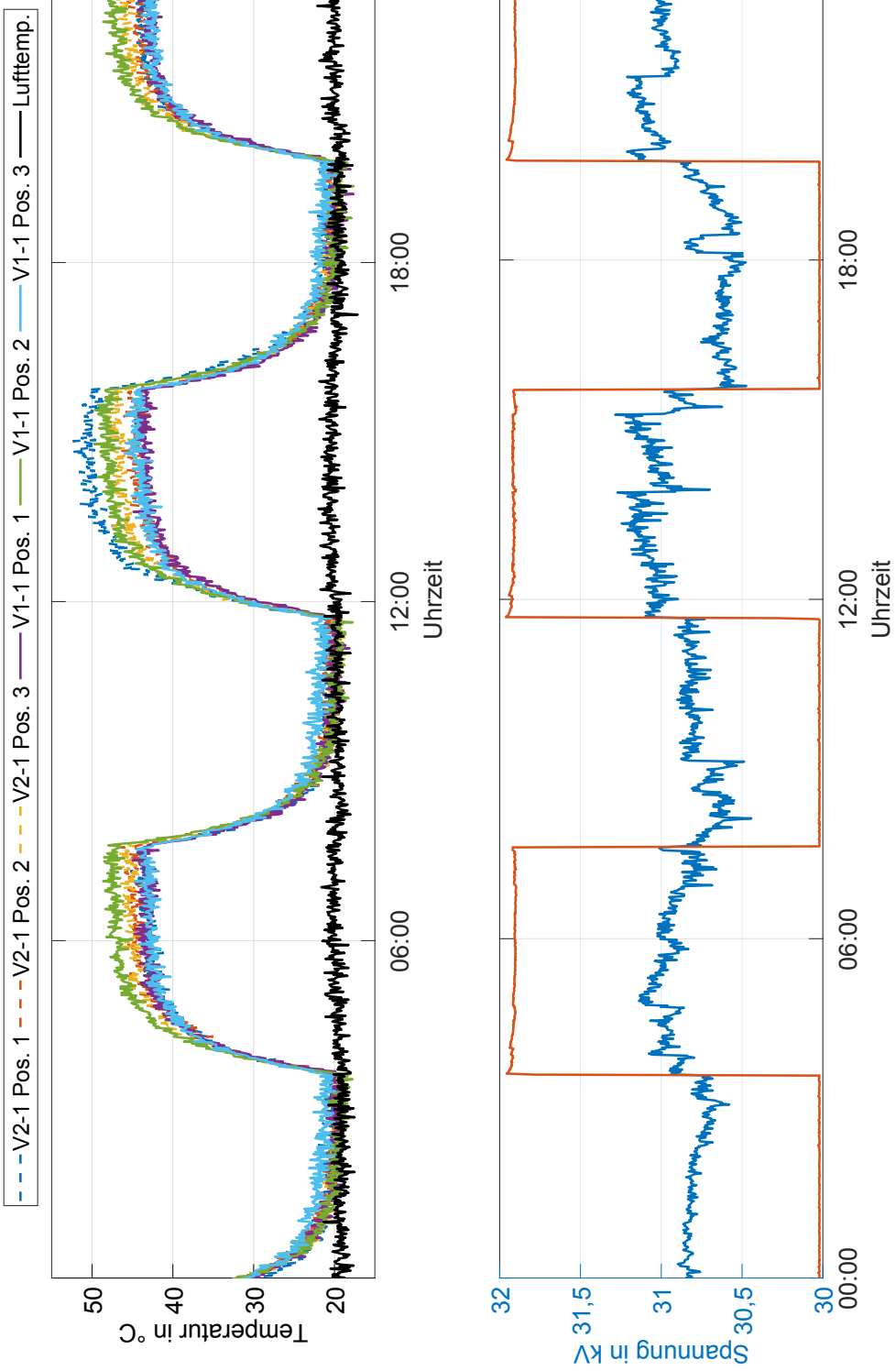


Abbildung 10.2: Beispielhafte Aufzeichnung des Datenloggers im Alterungsversuch am 4.09.2017; oben: Verläufe der Mantel- und Lufttemperaturen, unten: Spannung und Heizstrom

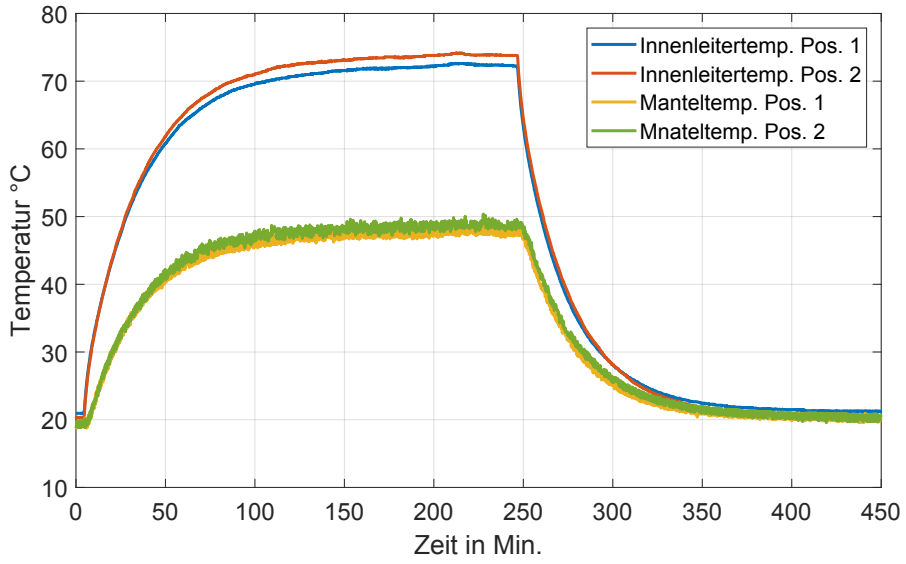


Abbildung 10.3: Verlauf von Innenleiter- und Manteltemperatur bei dem im Alterungsversuch angewendeten Heizstromzyklus, gemessen an einem Dummyprüfling mit gleichem Aufbau und Leiterquerschnitt, wie bei den Kabelprüflingen des Alterungsversuchs

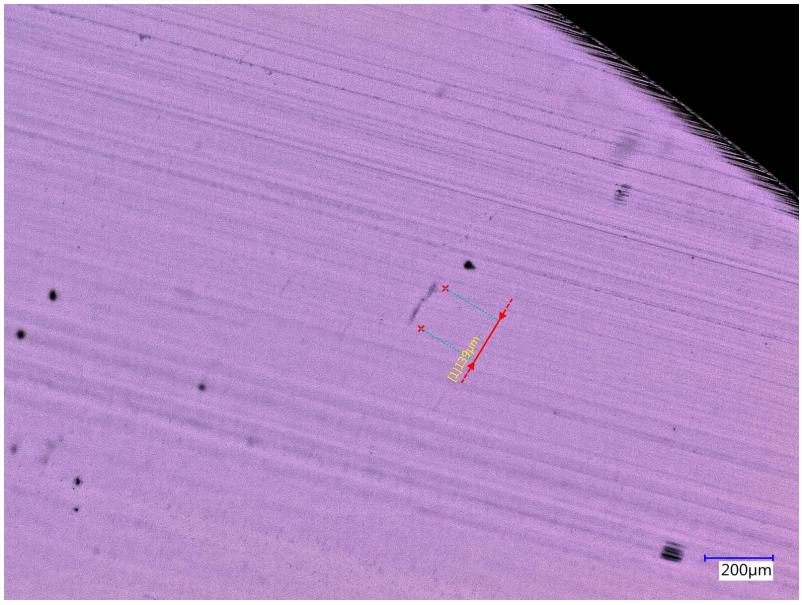


Abbildung 10.4: Kleiner Bow-tie Tree im Kabelprüfling N1-2 (ca. 140 µm)

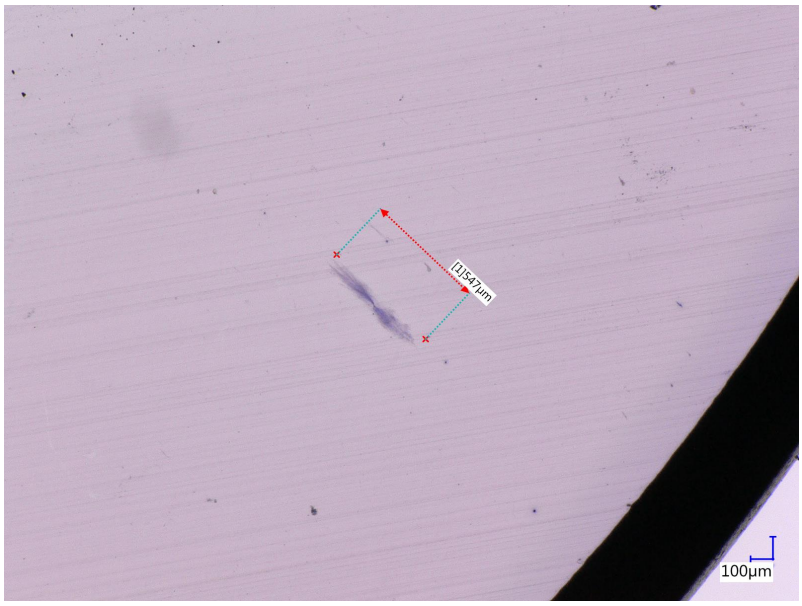


Abbildung 10.5: Größter gefundener Bow-tie Tree im Kabelprüfling C11-3 (ca. 550 µm)

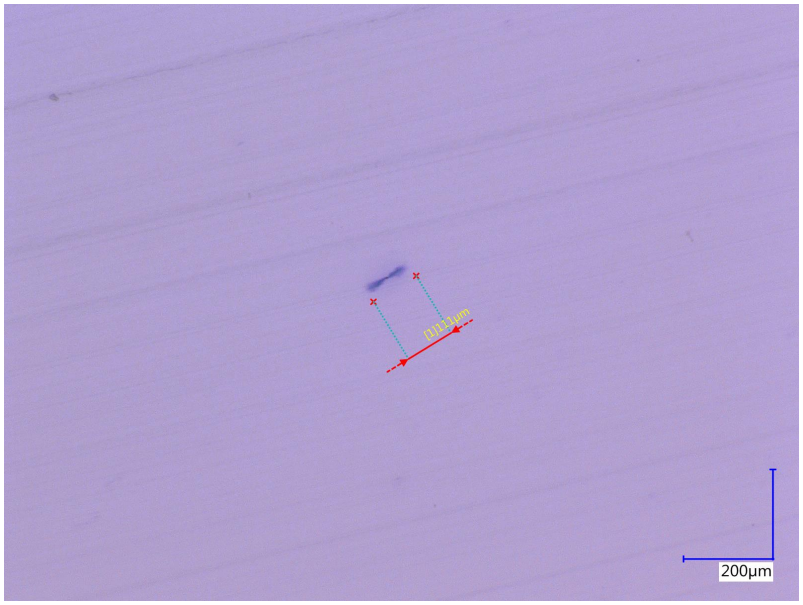


Abbildung 10.6: Bow-tie Tree im Kabelprüfling V2-1 (Homopolymer) nach der Alterung (ca. 110 µm)

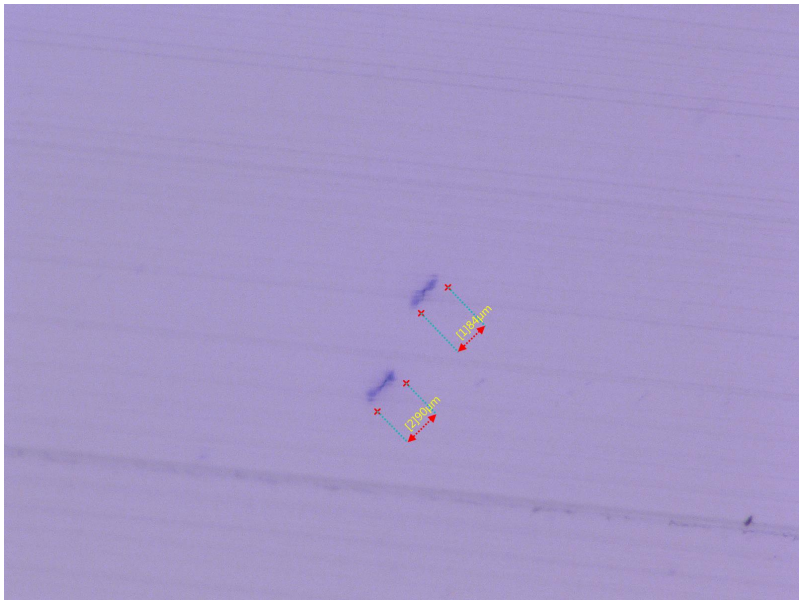


Abbildung 10.7: Zwei Bow-tie Trees im Kabelprüfling V2-1 (Homopolymer) nach Alterung (ca. 90 µm)

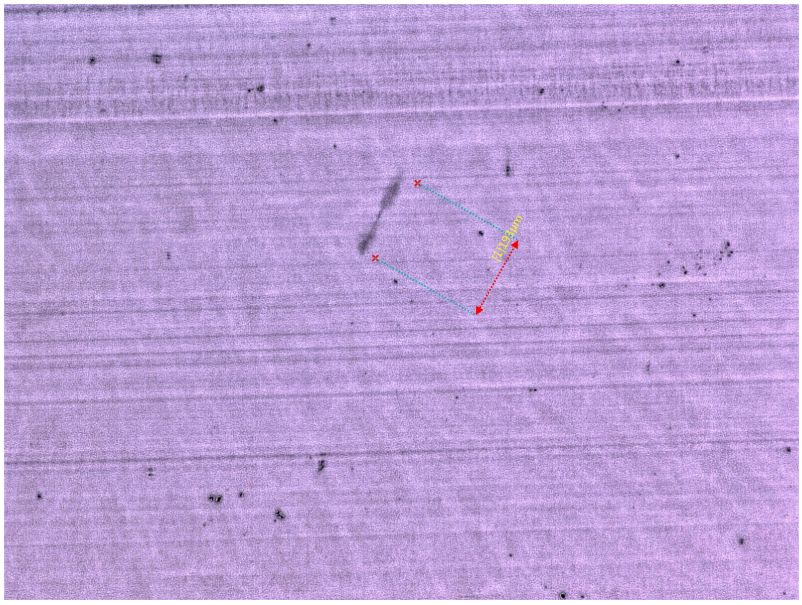


Abbildung 10.8: Bow-tie Tree im Kabelprüfling V1-1 (Copolymer) nach Alterung (ca. 200 µm)

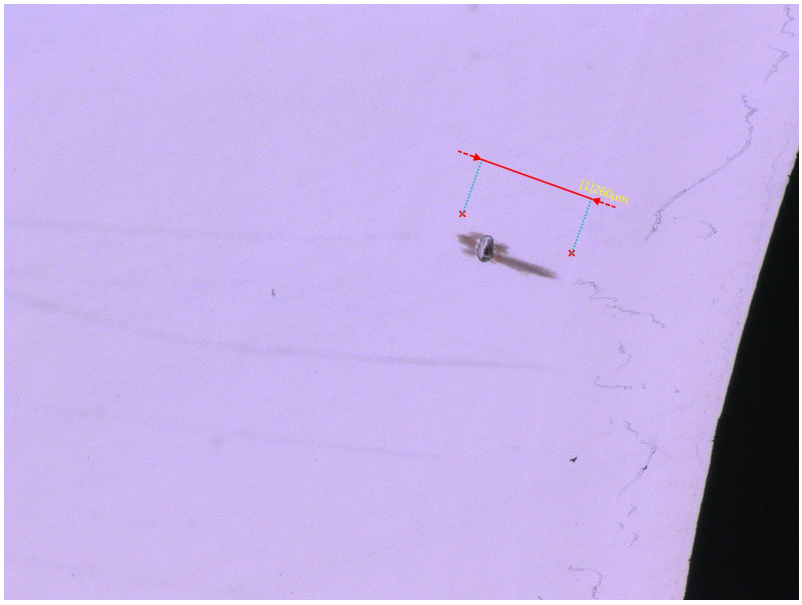


Abbildung 10.9: Bow-tie Tree im Kabelprüfling V1-1 (Copolymer) nach Alterung (ca. 250 µm)

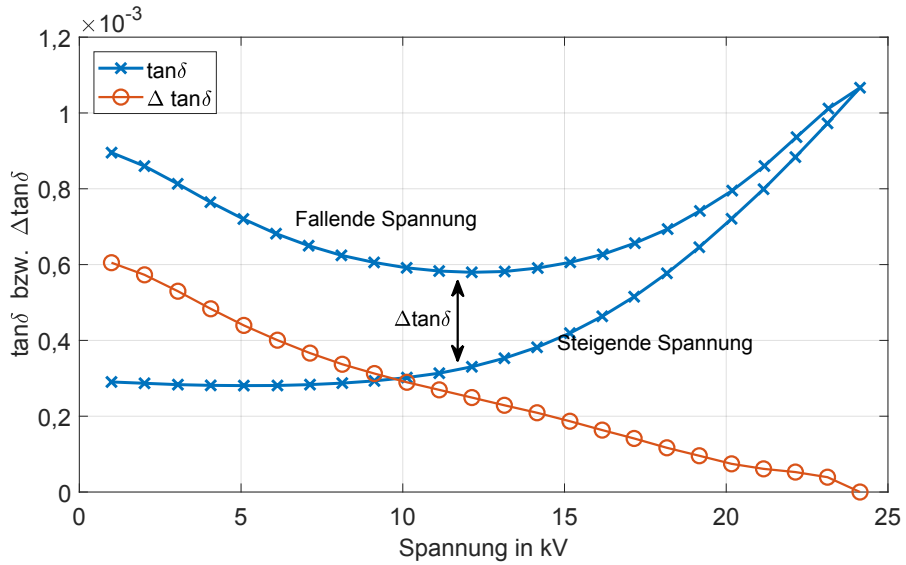


Abbildung 10.10: Beispiel für die Ausbildung einer Verlustfaktorveränderung $\Delta \tan\delta$ während der Messung bei 0,1 Hz beim Kabelprüfling X1-3

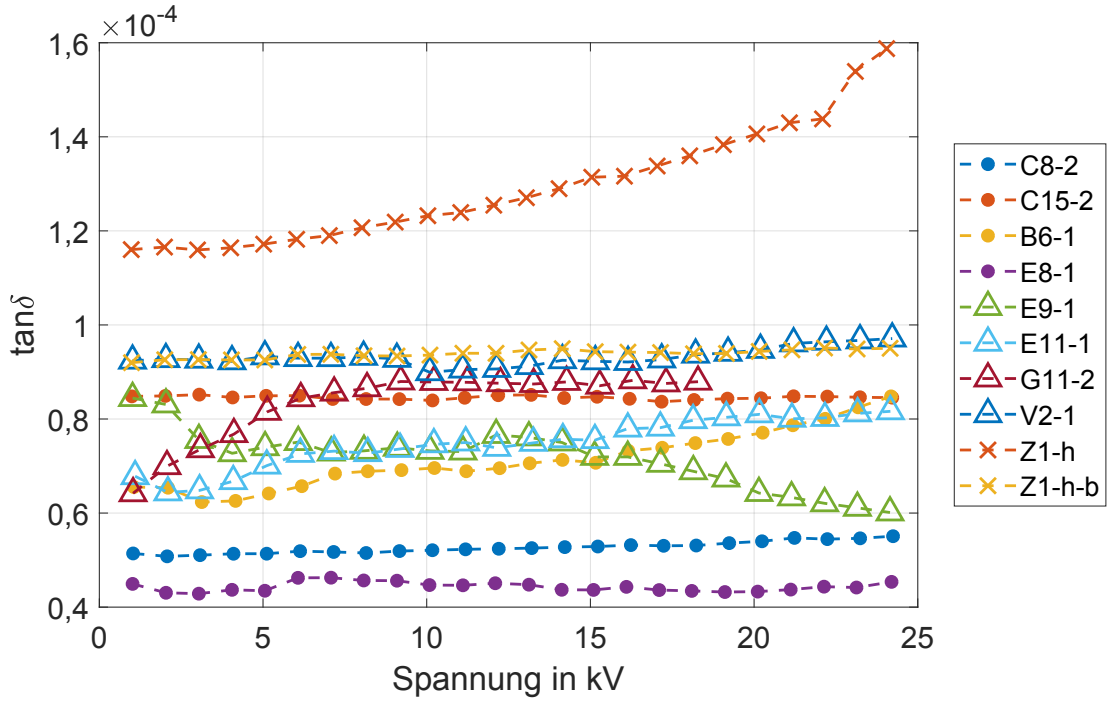


Abbildung 10.11: Verlustfaktormessungen bei 0,1 Hz für Kabelprüflinge mit homopolymerer Isolierung (vergrößerte Darstellung der Verläufe aus Abbildung 5.3)

Tabelle 10.2: Überblick über die dielektrisch untersuchten Prüflinge; **Herst.-J.**: Jahr der Herstellung laut Mantelprägung; **Verl.**: Jahr der Verlegung laut Datenbank; **Comp.**: Compound ermittelt anhand der tan δ-Messung bei 2 kV (Compounds mit „*“ sind bekannt); **Entn.**: Jahr der Entnahme; **C**: gemessene Prüflingskapazität bei 100 Hz und 2 kV

Kennung	Herst.	Herst.-J.	Verl.	Comp.	Entn.	C in pF
B6-1	J	1989	1989	Homo	2015	258
C10-1	B	2002	2002	Copo	2016	518
C11-3	D	1990	1990	Copo	2015	883
C15-2	I	1986	1986	Homo	2016	329
C8-2	C	1984	1984	Homo	2015	204
D6-1	A	1993	1994	Copo	2016	313
D6-2	A	1993	1994	Copo	2016	411
E11-1	D	1988	1988	Homo	2015	336
E2-3-1	F	2009	2010	Copo	2014	265
E5-3-1	D	1996	1998	Copo	2014	256
E8-1	C	1986	1986	Homo	2014	277
E9-1	D	1988	1988	Homo	2015	3630
G10-3-1	C	1987	1987	Copo	2013	206
G11-1	A	1987	1987	Copo	2013	400
G11-2	A	1987	1987	Homo	2013	361
G1-8	H	2013	neu	Copo	-	291
G7-3	G	2012	neu	Copo	-	304
G7-5	G	2012	neu	Copo	-	135
G8-4	E	2013	neu	Copo	-	305
N1-2	C	1992	1992	Copo	2015	329
V1-1	C	1987	1987	Copo*	2014	894
V1-3	C	1987	1987	Copo*	2014	895
V2-1	A	1987	1987	Homo*	2014	853
V2-2	C	1987	1987	WTR*	2014	878
V2-3	B	1987	1987	Copo*	2014	831
X1-3	B	1999	2000	Copo	2015	200
Z1-c	E	2015	neu	Copo*	-	952
Z1-h	E	2015	neu	Homo*	-	162
Z1-h-b	E	2016	neu	Homo*	-	307

10.1 Offsetströme bei den Depolarisationsstrommessungen

Abbildung 10.12 zeigt den gemessenen Offsetstrom für alle zwölf im Zeitbereich untersuchten Kabelprüflinge jeweils vor der ersten Polarisationsphase. Nicht für alle Kabelprüflinge ist der Offsetstrom konstant oder geht in der betrachteten Zeit von meist nur 1000 s in einen konstanten Wert über. Der Strom ist für die meisten Kabelprüflinge vergleichsweise klein ($<$10 pA), jedoch für zwei Kabelprüflinge auffällig groß: G7-3 und G7-5 weisen Offsetströme größer 10 pA auf. Bei G7-3 ist eine periodische Schwankung des Stromes festzustellen, welche mit der Schwankung der Raumtemperatur korreliert werden konnte[1]. Als Korrekturwert für die Depolarisationsstrommessungen wurde der Median der letzten 100 Werte (100 s) verwendet, welcher in der Grafik jeweils als horizontale Linie eingezeichnet ist. Die Ströme in Abbildung 10.12 sind nicht auf den Kapazitätswert der Kabelprüflinge bezogen worden. Bezogen auf die jeweilige Prüflingskapazität haben G7-3 und G7-5 einen ähnlichen Median der letzten 100 Werte (Abbildung 10.13).

[1] Diese Messung wurde im Sommer bei sehr hoher Außentemperatur durchgeführt, so dass der Laborraum klimatisiert werden musste. Die eingesetzte Klimaanlage hatte eine Hysterese von etwa 2 °C. In der Regel wurden diese Messungen jedoch in der Nacht druchgeführt wo derart starke Temperaturschwankungen auf Grund der geringeren Außentemperatur nicht auftraten.

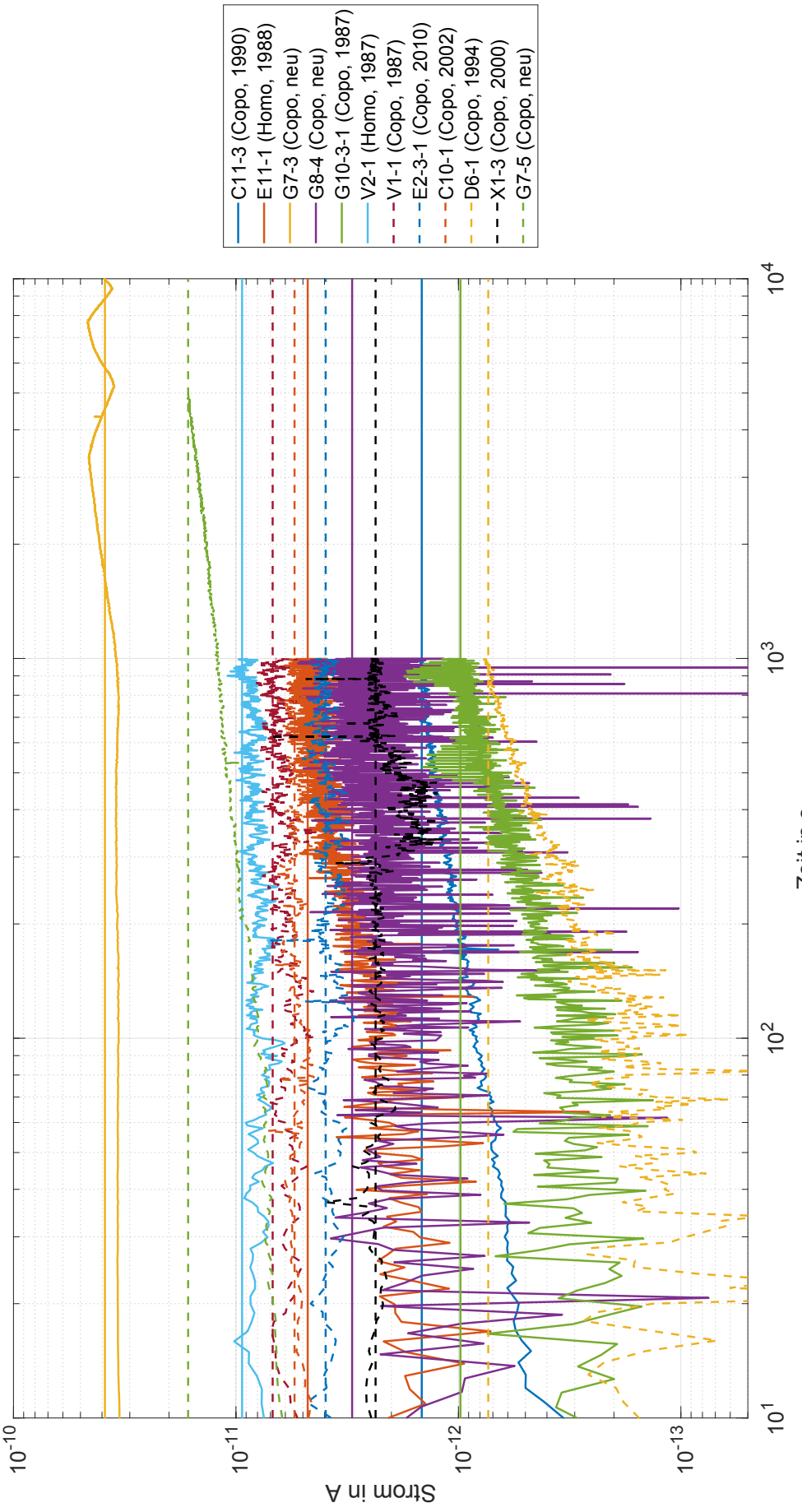


Abbildung 10.12: Nullmessung des Depolarisationsstromes für alle untersuchten Kabelprüflinge sowie der Median der letzten 100 Werte (horizontale Linie), welcher als Offset-Korrekturwert für die Depolarisationsströme verwendet wurde

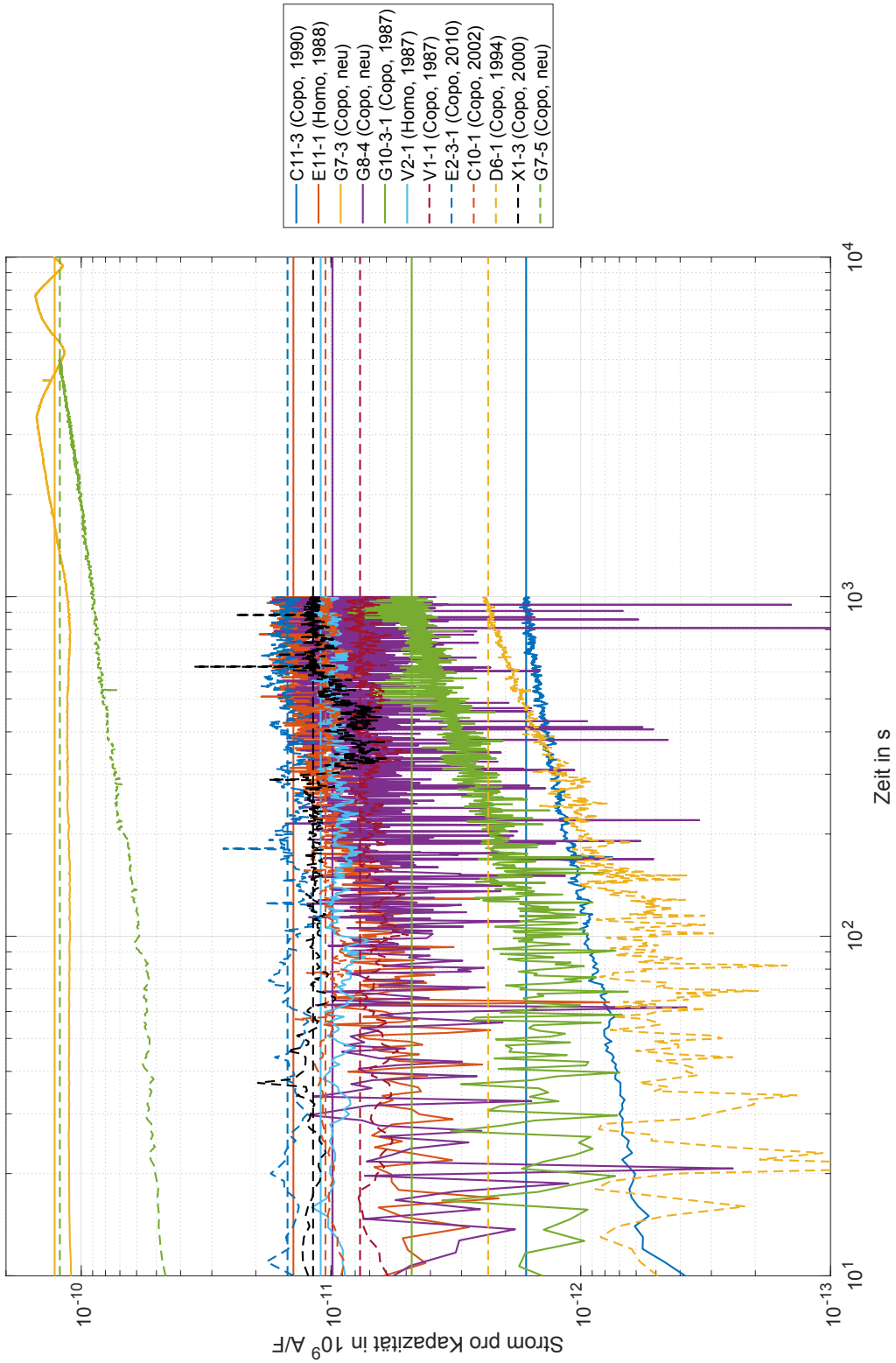


Abbildung 10.13: Die Messungen aus Abbildung 10.12 dividiert durch die jeweiligen Kapazitätswerte der Kabelprüflinge bei 2 kV und 100 Hz

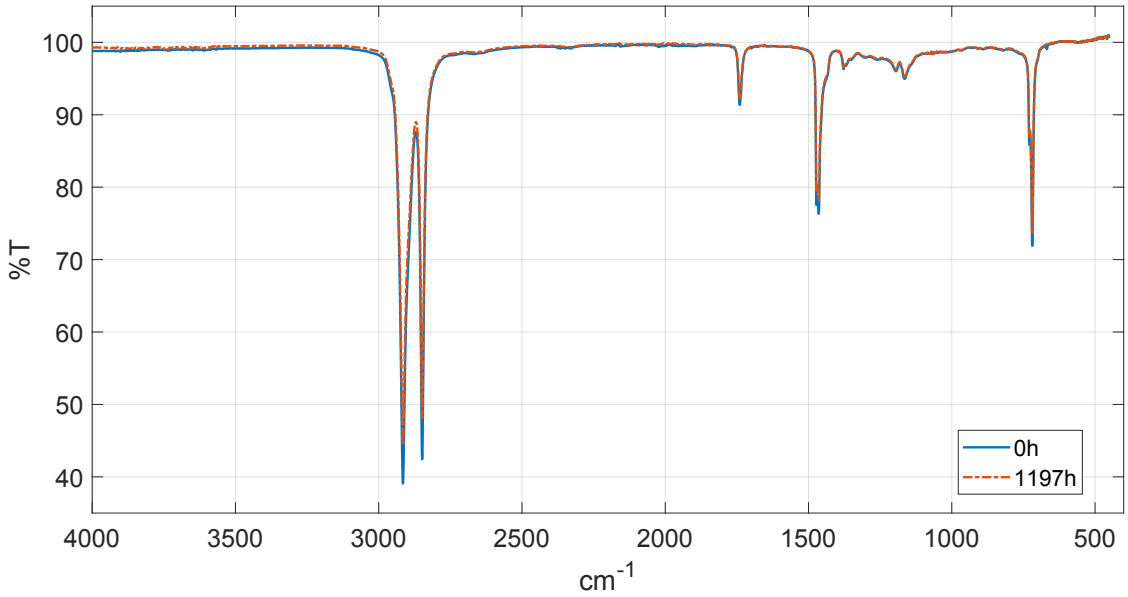


Abbildung 10.14: FTIR-Spektren vor und nach dem Ausheizen, an Proben des Kabelprüflings G7-5

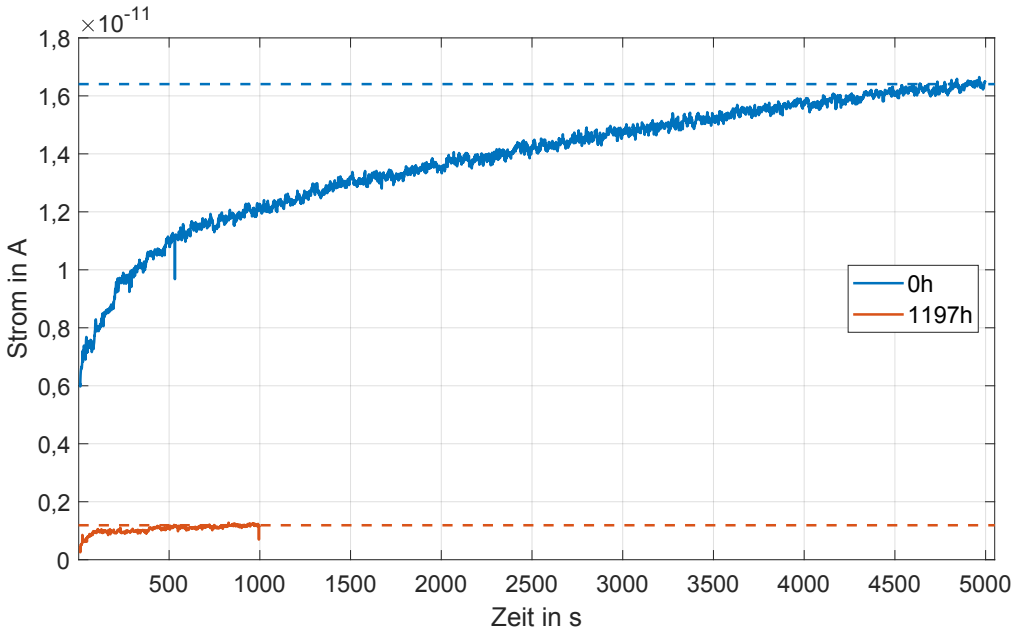


Abbildung 10.15: Vergleich der Depolarisationsströme bei 0 kV (Nullmessung vor der ersten Polarisation) am Kabelprüfling G7-5 bei den Messungen vor (0 h) und nach (1197 h) dem Heizen; der Median der letzten 100 Werte, welcher als Korrekturwert für die Depolarisationsströme in Abbildung 5.15 verwendet wurde, ist als gestrichelte Linie markiert

Tabelle 10.3: Auflistung aller gemessenen Kabelstrecken; **ID**: Anonymisierte Nr. des Leitungsabschnittes zusammengesetzt aus dem ersten Buchstabe der realen Leitungsnummer aus der Datenbank des Netzbetreibers und einer fortlaufenden Nummer; **Ph.**: Phase; **(m)**: Länge der Strecke in m; **Datum**: Datum der Messung; **min J.**: Verlegejahr des ältesten Kabelstückes in der Strecke; **max J.**: Verlegejahr des jüngsten Kabelstückes in der Kabelstrecke; **mean J.**: längenbezogenes mittleres Verlegejahr der Strecke; **n. E.**: Stationstyp am nahen Ende (Ort der Messung); **f. E.**: Stationstyp am fernen Ende ; **M.**: Anzahl der Muffen in der Kabelstrecke

ID	Ph.	(m)	Datum	min J.	max J.	mean J.	n. E.	f. E.	M.
R-01	L1	320	21.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
R-01	L2	320	21.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
R-01	L3	320	21.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
R-02	L1	321	21.07.2015	1998	1998	1998	GKS	GKS	0
R-02	L2	321	21.07.2015	1998	1998	1998	GKS	GKS	0
R-02	L3	321	21.07.2015	1998	1998	1998	GKS	GKS	0
R-03	L1	615	22.07.2015	1992	1992	1992	GKS	GKS	0
R-03	L2	615	22.07.2015	1992	1992	1992	GKS	GKS	0
R-03	L3	615	22.07.2015	1992	1992	1992	GKS	GKS	0
R-04	L1	574	22.07.2015	1992	2004	2001,7	GKS	GKS	2
R-04	L2	574	22.07.2015	1992	2004	2001,7	GKS	GKS	2
R-05	L1	581	23.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	0
R-05	L2	581	23.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	0
R-05	L3	581	23.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	0
R-06	L1	580	23.07.2015	1987	1987	1987	offen	GKS	0
R-06	L2	580	23.07.2015	1987	1987	1987	offen	GKS	0
R-06	L3	580	23.07.2015	1987	1987	1987	offen	GKS	0
E-07	L1	1005	28.07.2015	1986	1986	1986	offen	offen	1
E-07	L2	1005	28.07.2015	1986	1986	1986	offen	offen	2
E-07	L3	1005	28.07.2015	1986	1986	1986	offen	offen	1
L-08	L1	302	29.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
L-08	L2	302	29.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
L-08	L3	302	29.07.2015	1984	1984	1984	offen	GKS	0
L-09	L1	415	29.07.2015	2001	2001	2001	offen	offen	0
L-09	L2	415	29.07.2015	2001	2001	2001	offen	offen	0
L-09	L3	415	29.07.2015	2001	2001	2001	offen	offen	0
L-10	L1	645	30.07.2015	1986	1986	1986	offen	GKS	1
L-10	L2	645	30.07.2015	1986	1986	1986	offen	GKS	1
L-10	L3	645	30.07.2015	1986	1986	1986	offen	GKS	1
L-11	L1	537	30.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	1
L-11	L2	537	30.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	1

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 10.3: Auflistung aller gemessenen Kabelstrecken (Fortsetzung)

ID	Ph.	(m)	Datum	min J.	max J.	mean J.	n. E.	f. E.	M.
L-11	L3	537	30.07.2015	1997	1997	1997	GKS	GKS	1
V-12	L1	410	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-12	L2	410	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-12	L3	410	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-13	L1	988	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-13	L2	988	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-13	L3	988	10.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-14	L1	289	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-14	L2	289	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
V-14	L3	289	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
B-15	L1	1397	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
B-15	L2	1397	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
B-15	L3	1397	11.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	1
O-16	L1	685	12.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
O-16	L2	685	12.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
O-16	L3	685	12.11.2015	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
R-17	L1	458	07.06.2016	1986	1986	1986	offen	offen	0
R-17	L2	458	07.06.2016	1986	1986	1986	offen	offen	0
R-17	L3	458	07.06.2016	1986	1986	1986	offen	offen	0
R-18	L1	1044	07.06.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
R-18	L2	1044	07.06.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
R-18	L3	1044	07.06.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	0
R-19	L1	457	08.06.2016	1991	1991	1991	GKS	GKS	0
R-19	L2	457	08.06.2016	1991	1991	1991	GKS	GKS	0
R-19	L3	457	08.06.2016	1991	1991	1991	GKS	GKS	0
R-20	L1	342	08.06.2016	1983	1996	1987,4	offen	GKS	1
R-20	L2	342	08.06.2016	1983	1996	1987,4	offen	GKS	1
R-20	L3	342	08.06.2016	1983	1996	1987,4	offen	GKS	1
R-21	L1	319	09.06.2016	1986	1986	1986	offen	GKS	0
R-21	L2	319	09.06.2016	1986	1986	1986	offen	GKS	0
R-21	L3	319	09.06.2016	1986	1986	1986	offen	GKS	0
R-22	L1	1530	09.06.2016	2000	2000	2000	GKS	GKS	2
R-22	L2	1530	09.06.2016	2000	2000	2000	GKS	GKS	2
R-22	L3	1530	09.06.2016	2000	2000	2000	GKS	GKS	2
N-23	L1	668	05.07.2016	1984	1984	1984	offen	offen	0
N-23	L3	668	05.07.2016	1984	1984	1984	offen	offen	0
N-24	L1	751	05.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
N-24	L2	751	05.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 10.3: Auflistung aller gemessenen Kabelstrecken (Fortsetzung)

ID	Ph.	(m)	Datum	min J.	max J.	mean J.	n. E.	f. E.	M.
L-25	L1	780	06.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
L-25	L3	780	06.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
W-26	L1	834	06.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
W-26	L2	834	06.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
W-26	L3	834	06.07.2016	1985	1985	1985	offen	offen	0
V-27	L1	911	07.07.2016	1990	1990	1990	GKS	offen	2
V-27	L2	911	07.07.2016	1990	1999	1990	GKS	offen	4
V-27	L3	911	07.07.2016	1990	1999	1990	GKS	offen	4
V-28	L1	1315	07.07.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	2
V-28	L2	1315	07.07.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	2
V-28	L3	1315	07.07.2016	1996	1996	1996	GKS	GKS	2
D-29	L1	280	24.10.2016	1984	2016	1990,6	GKS	offen	1
D-29	L2	280	24.10.2016	1984	2016	1990,5	GKS	offen	1
D-30	L1	266	24.10.2016	2007	2016	2009,1	GKS	GKS	1
D-30	L2	266	24.10.2016	2007	2016	2009,1	GKS	GKS	1
D-30	L3	266	24.10.2016	2007	2016	2009,1	GKS	GKS	1
O-31	L1	1244	25.10.2016	1986	1986	1986	GKS	GKS	1
O-31	L2	1244	25.10.2016	1986	1986	1986	GKS	GKS	1
O-31	L3	1244	25.10.2016	1986	1986	1986	GKS	GKS	2
O-32	L2	880	25.10.2016	1986	2016	1986,6	GKS	offen	2
O-32	L3	880	25.10.2016	1986	2016	1986,7	GKS	offen	3
B-33	L1	1384	26.10.2016	1989	1997	1996,8	GKS	GKS	2
B-33	L2	1384	26.10.2016	1989	1997	1996,8	GKS	GKS	2
B-33	L3	1384	26.10.2016	1989	1997	1996,8	GKS	GKS	2
B-34	L1	881	26.10.2016	1998	1998	1998	GKS	GKS	1
B-34	L2	881	26.10.2016	1998	1998	1998	GKS	GKS	1
B-34	L3	881	26.10.2016	1998	1998	1998	GKS	GKS	1
B-35	L1	324	27.10.2016	1993	1993	1993	offen	GKS	0
B-35	L2	324	27.10.2016	1993	1993	1993	offen	GKS	0
B-35	L3	324	27.10.2016	1993	1993	1993	offen	GKS	0
B-36	L1	283	27.10.2016	1997	1997	1997	GKS	GKS	1
B-36	L2	283	27.10.2016	1997	1997	1997	GKS	GKS	1
B-36	L3	283	27.10.2016	1997	1997	1997	GKS	GKS	1
B-37	L1	1696	28.10.2016	1980	2012	1980,1	offen	GKS	2
B-37	L2	1696	28.10.2016	1980	2012	1980,1	offen	GKS	2
B-37	L3	1696	28.10.2016	1980	2012	1980,1	offen	GKS	2
X-38	L1	370	13.06.2017	1992	2000	1995,1	offen	offen	1
X-38	L2	370	13.06.2017	1992	2000	1995,1	offen	offen	1

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Tabelle 10.3: Auflistung aller gemessenen Kabelstrecken (Fortsetzung)

ID	Ph.	(m)	Datum	min J.	max J.	mean J.	n. E.	f. E.	M.
X-38	L3	370	13.06.2017	1992	2000	1995,1	offen	offen	1
X-39	L1	581	13.06.2017	1985	1986	1985,5	offen	offen	2
X-39	L2	581	13.06.2017	1985	1986	1985,5	offen	offen	2
X-39	L3	581	13.06.2017	1985	1986	1985,5	offen	offen	2
X-40	L1	551	14.06.2017	1987	1994	1989,6	GKS	GKS	1
X-40	L2	551	14.06.2017	1987	1994	1989,6	GKS	GKS	1
X-40	L3	551	14.06.2017	1987	1994	1989,6	GKS	GKS	1
X-41	L1	520	14.06.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	1
X-41	L2	520	14.06.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	1
X-41	L3	520	14.06.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	1
X-42	L1	364	15.06.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	1
X-42	L2	364	15.06.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	1
X-42	L3	364	15.06.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	1
V-43	L1	1399	17.10.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	3
V-43	L2	1399	17.10.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	3
V-43	L3	1399	17.10.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	3
V-44	L2	940	17.10.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	2
V-44	L3	940	17.10.2017	1994	1994	1994	GKS	GKS	2
V-45	L1	510	18.10.2017	1987	1995	1987,9	offen	offen	1
V-45	L2	510	18.10.2017	1987	1995	1987,9	offen	offen	1
V-45	L3	510	18.10.2017	1987	1995	1987,9	offen	offen	1
V-46	L1	969	19.10.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	1
V-46	L2	969	19.10.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	2
V-46	L3	969	19.10.2017	1991	1991	1991	GKS	GKS	1
V-47	L1	1115	19.10.2017	1985	1989	1988,1	offen	GKS	1
V-47	L2	1115	19.10.2017	1985	1989	1988,1	offen	GKS	1
V-47	L3	1115	19.10.2017	1985	1989	1988,1	offen	GKS	1

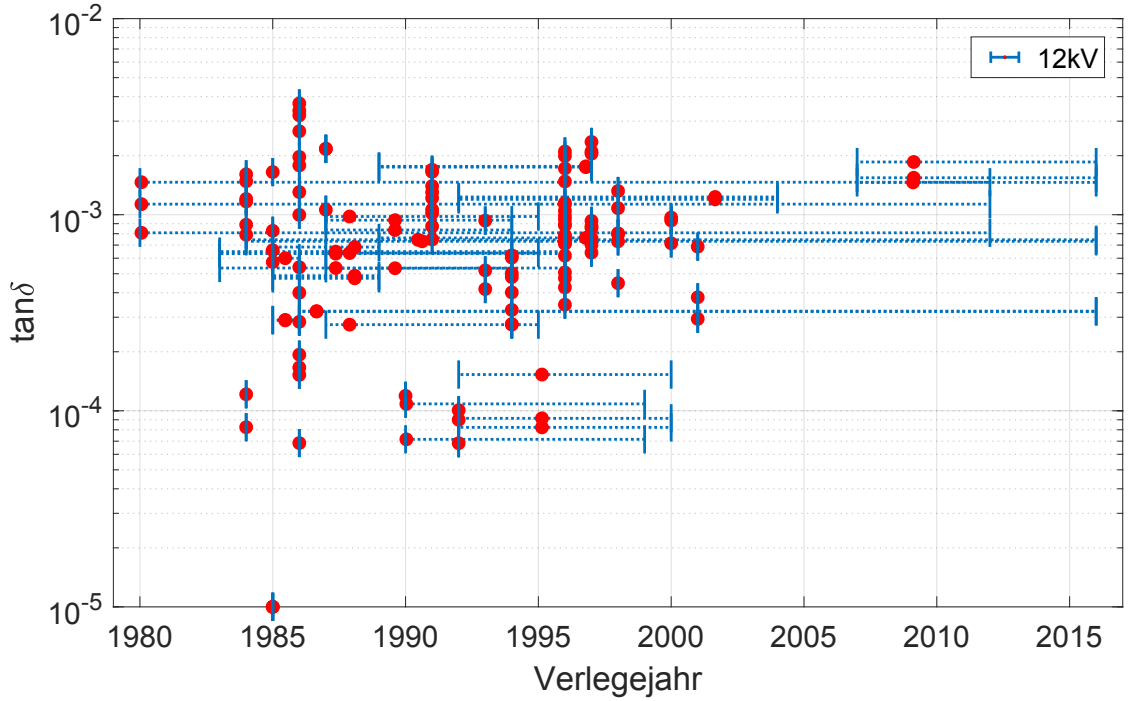


Abbildung 10.16: Verlustfaktor bei 12 kV über dem mittleren Verlegejahr unter Angabe des jeweiligen Verlegejahrbereiches als Streubalken

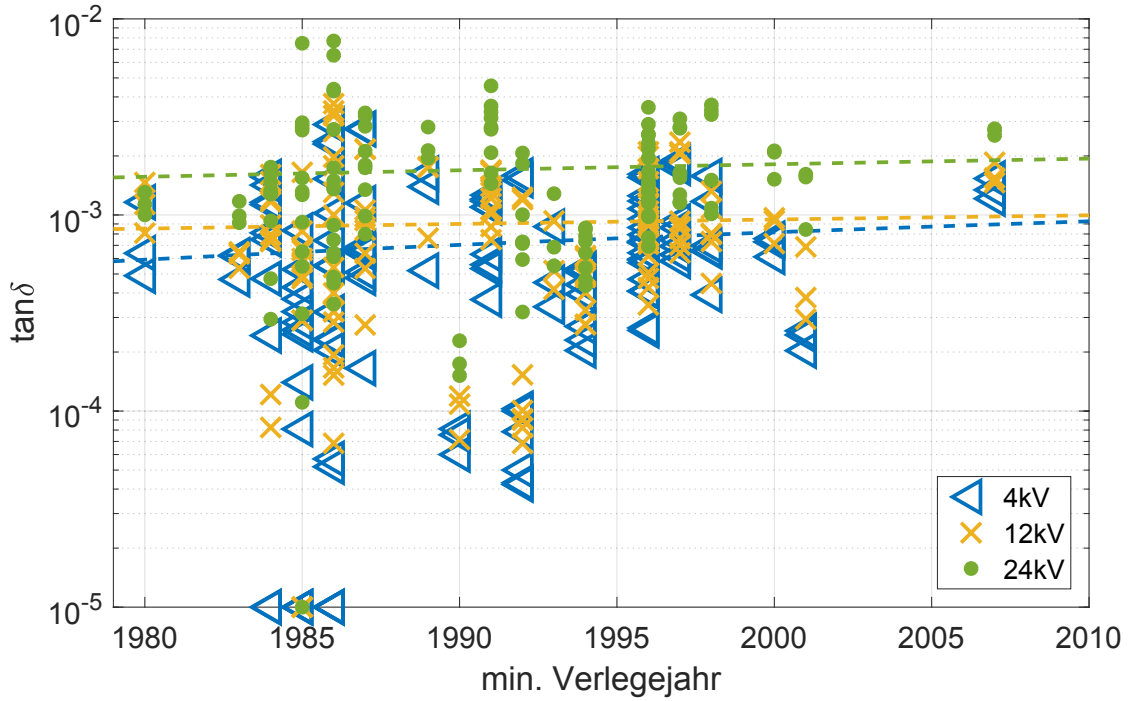


Abbildung 10.17: Verlustfaktor bei 4 kV, 12 kV und 24 kV über dem minimalen Verlegejahr

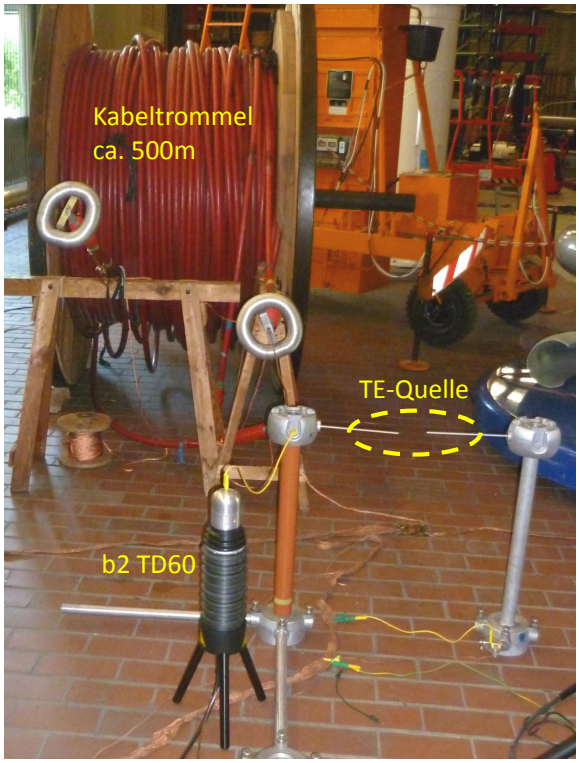


Abbildung 10.18: Versuchsaufbau zur Untersuchung des Einflusses äußerer TE auf die Verlustfaktormessung (beispielhaft mit der TE-Quelle „Spitze-Spitze“)

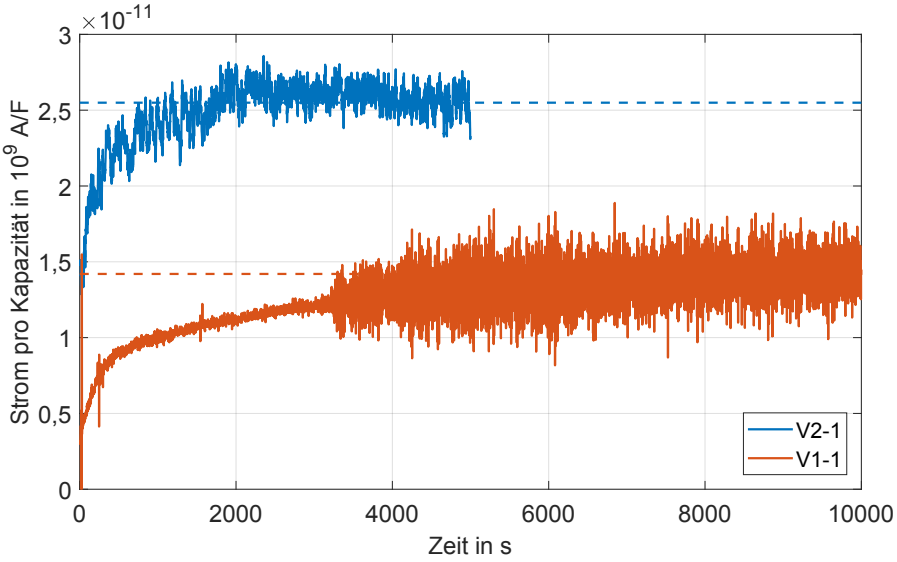


Abbildung 10.19: Offsetströme und Korrekturmedian bezogen auf die jeweilige Prüflingskapazität, aufgenommen vor den Depolarisationsstrommessung an den Kabelprüflingen V2-1 und V1-1 nach der Alterung (Abbildungen 8.4 und 8.5)

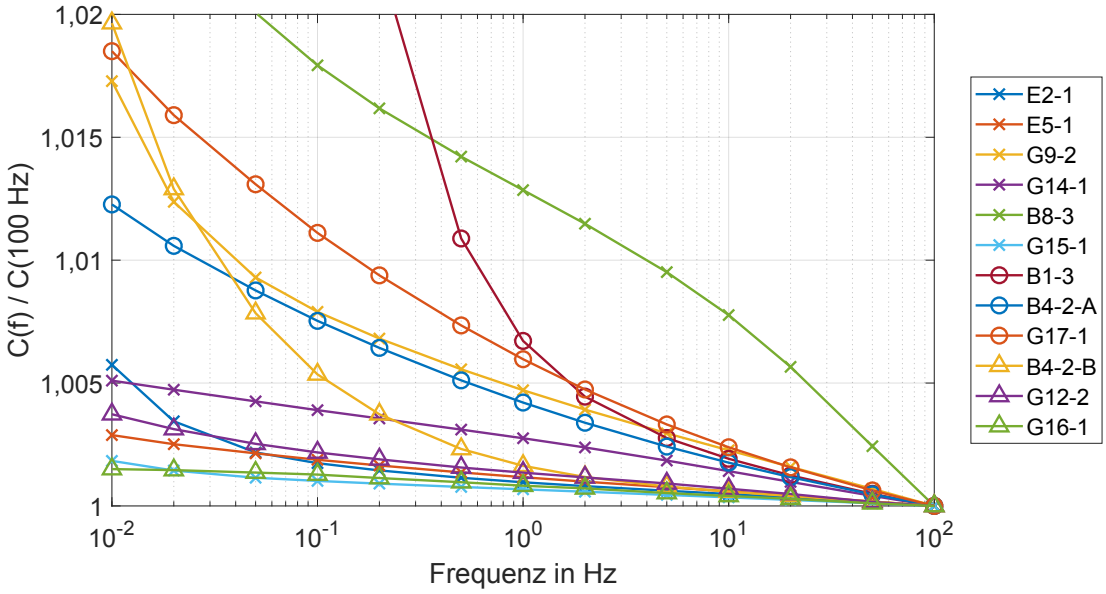


Abbildung 10.20: Messung der Kapazität bei 2 kV normiert auf den Wert bei 100 Hz, vergrößerte Ansicht für den Bereich 1 bis 1,02 aus Abbildung 7.10

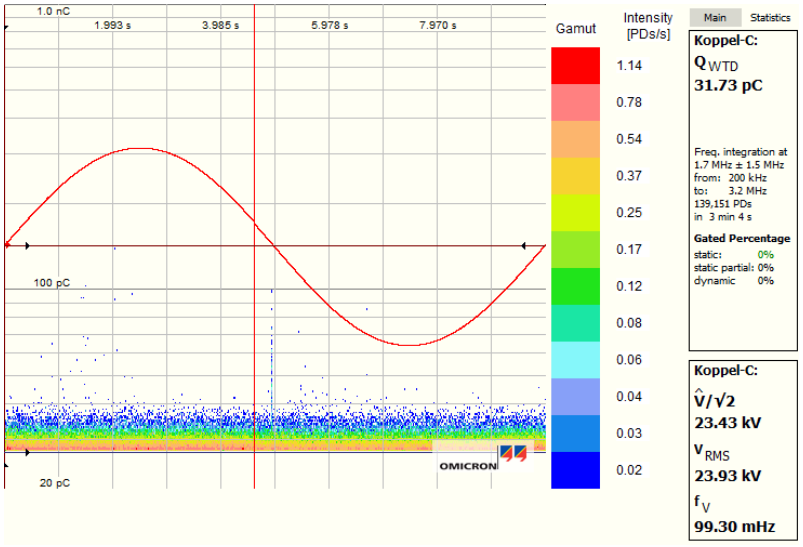


Abbildung 10.21: PRPD der TE-Messung an Kabelstrecke V-45 L1 bei 24 kV

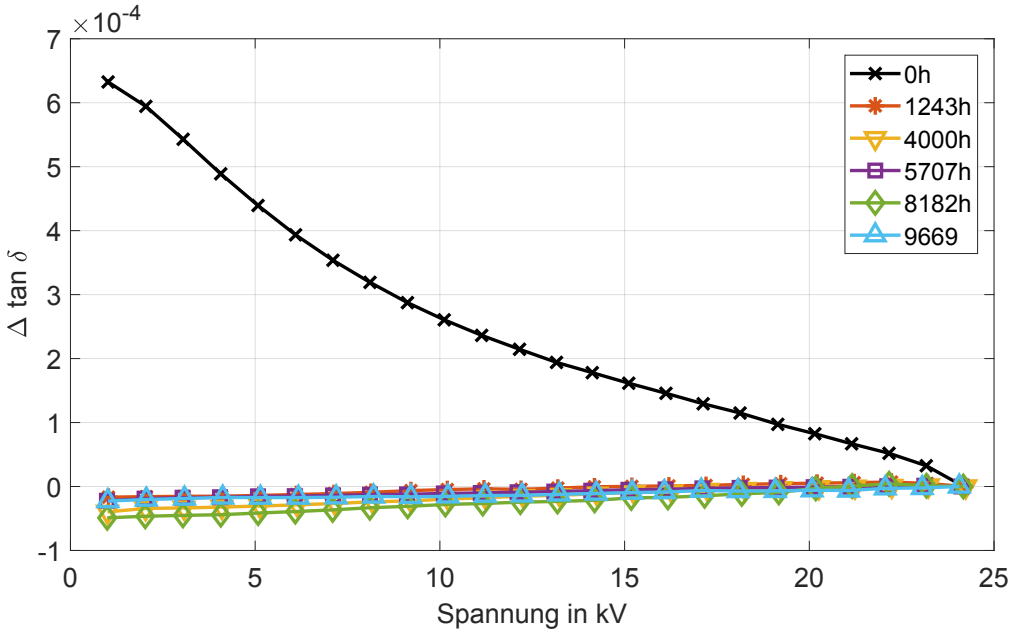


Abbildung 10.22: Verlustfaktordifferenzen von V1-1 bei 0,1 Hz nach unterschiedlichen Zeiten im Alterungsversuch (alle Messungen ohne Messspalte): Alle $\Delta \tan \delta$-Kurven für Zeiten > 0 h liegen im Bereich der Nulllinie übereinander