

Markus H. Zink

**Zustandsbewertung betriebsgealterter
Hochspannungstransformatordurchführungen mit Öl-Papier-
Dielektrikum mittels dielektrischer Diagnose**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger

(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)

an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 6

Markus H. Zink

**Zustandsbewertung betriebsgealterter
Hochspannungstransformatordurchführungen
mit Öl-Papier-Dielektrikum mittels
dielektrischer Diagnose**



Universitätsverlag Ilmenau
2013

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Angaben sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Dissertation vorgelegen.

Tag der Einreichung: 12. Februar 2013
1. Gutachter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Technische Universität Ilmenau)
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Andreas KÜchler
(Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt)
3. Gutachter: Dr.-Ing. Michael Schäfer
(TransnetBW GmbH, Stuttgart)
Tag der Verteidigung: 12. Juni 2013

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek
Universitätsverlag Ilmenau
Postfach 10 05 65
98684 Ilmenau
www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag

Herstellung und Auslieferung

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG
Am Hawerkamp 31
48155 Münster
www.mv-verlag.de

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)
ISBN 978-3-86360-067-9 (Druckausgabe)
URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2013000320

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10
yuyang/Bigstock.com
M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Kurzfassung

Diese Arbeit befasst sich mit der Zustandsbewertung von Hochspannungsdurchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum. Das vordergründige Ziel besteht darin, zu untersuchen, welche Diagnoseverfahren geeignet sind, um den Zustand von Durchführungen, die durch betriebliche Beanspruchungen gealtert sind, zu bewerten und wie sich die Ergebnisse der diagnostischen Messungen analysieren lassen. Für die Untersuchungen dieser Arbeit standen drei 400 kV-OIP-Durchführungen zur Verfügung, die 28 Jahre lang in Betrieb waren und vorsorglich getauscht wurden. An diesen Prüflingen wurden die dielektrischen Diagnoseverfahren der betriebsfrequenten Kapazitäts- und Verlustfaktormessung, die Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung) sowie die Frequenzbereichsspektroskopie (FDS) angewendet, um sie auf ihre Eignung zur Zustandsdiagnose von Durchführungen zu prüfen und Möglichkeiten zur Analyse der Messergebnisse aufzuzeigen. Eine wichtige Rolle bei der quantitativen Analyse der Messergebnisse spielt der Vergleich mit Simulationsergebnissen. Für die Simulationen wurde ein vorhandenes Modell umfangreich überarbeitet, sodass durch eine feinere Diskretisierung der Geometrie die Simulation von Temperatur- und/oder Feuchtegradienten im Inneren des Dielektrikums ermöglicht wird. Des Weiteren wurde gezeigt, wie auf einfachem Wege aus Materialdatensätzen von Labormessungen Ersatzschaltbilder für die Simulation realer Durchführungen hergeleitet werden können. Durch diese Methode der Geometrieumrechnung ist es auch möglich, Mess- und Simulationsergebnisse unterschiedlicher Durchführungen zu vergleichen. Um den Einfluss der Temperatur auf die dielektrische Diagnostik von Durchführungen zu untersuchen, wurden an einem der Prüflinge auch Messungen bei erhöhter Temperatur vorgenommen. Bei der Analyse der Messergebnisse konnte eine Möglichkeit der Temperaturumrechnung von Polarisationsstromkurven aus dem Zeitbereich angegeben werden, durch die sich neue Ansätze für die Bewertung dielektrischer Messungen ergeben. So ist beispielsweise in Kombination mit der vorgestellten Methode der Geometrieumrechnung eine sehr schnelle und einfache Analyse dielektrischer Messergebnisse möglich. Bei den dielektrischen Messungen wurden Einflüsse der Messumgebung auf die Verläufe der PDC- und FDS-Ergebnisse festgestellt. Zum einen wurden die PDC-Messungen auch bei sehr langen Messzeiten dahingehend beeinträchtigt, dass sich starke Schwankungen im Polarisationsstrom und eine Polaritätsumkehr des Depolarisationsstroms zeigten. Zum anderen ergab sich bei FDS-Messungen ein scheinbar negativer Verlustfaktor bei höheren Frequenzen, insbesondere bei Betriebsfrequenz. Die Untersuchung dieser Einflüsse anhand von Ersatzschaltbildern verdeutlicht, dass Streukapazitäten zum Erdpotential ursächlich für die Störungen sind. Die Eignung der zur Zustandsbewertung eingesetzten Mess- und Simulationsverfahren wurde durch chemische Analysen am Papier eines der Prüflinge verifiziert, sodass eine zusammenfassende Bewertung der angewendeten Methoden vorgenommen werden konnte. Auf der Grundlage der Erfahrungen dieser Arbeit kann auch ein Vorschlag für ein routinemäßiges Diagnoseprogramm an Hochspannungsdurchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum gegeben werden.

Abstract

This thesis concerns the condition assessment of high voltage bushings with oil-paper insulation system. The aim is to prove, which diagnostic methods are suited to assess the ageing condition of such bushings that are subjected to ageing effects caused by service operation and how the measurement results can be analyzed.

For the practical investigations of this work, three 400 kV-bushings were provided. They have been in operation for 28 years and were replaced as a precaution. Dielectric measurements were performed on these test objects: i.e. capacity and dissipation factor measurements (C -, $\tan \delta$ measurements), polarization- and depolarization current-measurements (PDC-measurements) and frequency domain spectroscopy (FDS) were used in order to prove their suitability for ageing condition assessment and to demonstrate how the measurement results can be analyzed. The comparison of measurement data with simulation results plays a major role for quantitative analyses of the measurement results. For simulation an existing simulation tool was adapted in order to provide a finer discretization of the geometry and to allow simulations with a temperature gradient and/or a gradient of water content inside the dielectric of the bushing. Furthermore it was indicated, how material data from laboratory measurements can be transformed in a simple way in order to create equivalent circuit diagrams for simulation of real bushings. The method for transforming of the geometry also allows a comparison of measurement and simulation results of different bushings.

To investigate the influence of temperature on the dielectric diagnosis of bushings, measurements at increased temperatures were performed at one of the test objects. By the analysis of those measurement results, a method for the compensation of temperature influences in time domain can be shown. This method gives new approaches in analyses of dielectric measurements. In combination with the transformation of the geometry presented, very fast and easy analyses of dielectric measurement results are possible.

During the dielectric measurements influences of the measurement environment on the measurement results revealed. On the one hand, PDC measurement results were influenced even on very long measurement times in such ways, that oscillations of the polarization currents and polarity reversals of the depolarization currents were caused. On the other hand apparently negative dissipation factors were obtained at higher frequencies, especially at operating frequency. By the investigation of these influences using equivalent circuit diagrams it could be shown that stray capacitances to ground potential caused the effects.

The adequacy of the different measurement and simulation methods for condition assessment used in this thesis is verified by chemical analyses on the paper of one of the bushings investigated. This allows a final evaluation of the diagnostic methods used. Based on the experiences of this work, a proposal for a routine test program for the condition assessment of bushings with oil-paper insulation system can be given.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen eines Kooperationsprojekts der EnBW Kernkraft GmbH mit der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt und der Technischen Universität Ilmenau in den Jahren 2010 bis 2013.

Mein Dank gilt zunächst den Kollegen aus dem Kernkraftwerk Philippsburg, Herrn Dipl.-Ing. Volkher Klipfel sowie Herrn Dipl.-Ing. Thomas Rappenecker, die dieses interessante Projekt initiiert und mich mit Diskussionen und Eindrücken aus der Praxis inspiriert haben. Danke auch an die EnBW Kernkraft GmbH für die finanzielle Unterstützung des Projekts und an Fr. Dipl.-Vw. Regina Lübben, die als Betreuerin des Doktorandenprogramms für einen angenehmen Austausch unter den Doktoranden gesorgt hat.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Andreas KÜchler und Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger gilt mein besonderer Dank für die fachliche Betreuung der Arbeit und die vielen anregenden Gespräche. Gerne denke ich auch an die Doktorandenkolloquien der TU Ilmenau zurück.

Danke auch an die Mitarbeiter des Hochspannungslabors und des Instituts für Energie- und Hochspannungstechnik der Hochschule Schweinfurt. Allen voran Hr. Franz Klauer, Hr. Florian Swobodnik und Hr. Dipl.-Ing. (FH) Michael Fell, die mich bei Aufbau und Durchführung der Experimente tatkräftig unterstützt haben. Auch den Kollegen aus anderen Projekten, den wissenschaftlichen Hilfskräften und den von mir betreuten Projekt- und Masterstudenten gilt mein Dank für die hervorragende Zusammenarbeit. Ich möchte hier vor allem die Herren M. Eng. Andreas Reumann, M. Eng. Steffen Voll, M. Eng. Achim Sendner, Dipl.-Ing. (FH) Sören Reinhard, Tobias Hoepp, Markus Michel, Torsten Menth, Tobias Dannerbeck sowie Jan Ritter und Ulrich Pieper erwähnen. Besonders habe ich auch meinem Kommilitonen, Herrn Dipl.-Ing. (FH) Frank Kempl zu danken, der durch seine Diplomarbeit im Jahr 2004 eine Datenbasis aus Öl-Papier-Proben unter verschiedenen Feuchte- und Temperaturbedingungen geschaffen hat, auf die die Simulationen meiner Arbeit größtenteils aufbauen.

*„Das Leben ist kurz. Weniger wegen der kurzen Zeit, die es dauert,
sondern weil uns von dieser kurzen Zeit fast keine bleibt, es zu genießen.“*

Jean-Jacques Rousseau (1712 - 1778)

In diesem Sinne möchte ich meiner Frau Corinna und meinen beiden Kindern Jakob und Josef meinen ganz besonderen Dank aussprechen. Während meiner Promotionszeit mussten sie mich oft entbehren, um mir die nötigen Freiräume zu schaffen. Nicht zuletzt hat diese Nachsicht und Unterstützung maßgeblich zum Gelingen meines Promotionsvorhabens und zur Verwirklichung meiner persönlichen und beruflichen Ziele beigetragen.

Inhalt

1 Grundlagen	1
1.1 Aufbau und Funktionsweise einer Hochspannungsdurchführung	1
1.2 Alterungsmechanismen von Öl-Papier-Isoliersystemen	4
1.2.1 Chemischer Aufbau des Öl-Papier-Dielektrikums	4
1.2.1.1 Zellulose	4
1.2.1.2 Isolieröl	5
1.2.2 Ursachen der Alterung	6
1.2.2.1 Elektrische Belastung	7
1.2.2.2 Thermische Belastung	9
1.2.2.3 Chemische Einflüsse	10
1.2.2.3.1 Wasser / Feuchtigkeit	10
1.2.2.3.2 Sauerstoff	11
1.2.3 Auswirkungen der Alterung	11
1.2.3.1 Chemische Auswirkungen	11
1.2.3.1.1 Depolymerisation des Papiers	11
1.2.3.1.2 Zersetzung des Öls	12
1.2.3.2 Elektrische Auswirkungen	12
1.2.3.2.1 Erhöhung der Leitfähigkeit und der dielektrischen Verluste	13
1.2.3.2.2 Bildung von Teilentladungen und Reduzierung der elektrischen Festigkeit	15
1.3 Instandhaltungsmanagement	15
1.4 Stand der Normung	19
2 Analysemethoden, Stand der Technik	21
2.1 Dielektrische Diagnoseverfahren	22
2.1.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C -, $\tan \delta$ -Messung)	24
2.1.1.1 Messaufbau	24
2.1.1.2 Analyse der Messergebnisse	25
2.1.1.2.1 Kapazität	25
2.1.1.2.2 Verlustfaktor	25
2.1.2 Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung)	26
2.1.2.1 Analyse der Messergebnisse im Zeitbereich	30
2.1.2.2 Analyse der Messergebnisse im Frequenzbereich	32
2.1.2.3 Ladungsdifferenzenverfahren zur Ermittlung des Isolationswiderstandes	32
2.1.3 Frequenzbereichspektroskopie (FDS)	34
2.2 Chemische Analyseverfahren	35
2.2.1 Analysen am Öl	35
2.2.1.1 Analyse des Feuchtigkeitsgehalts	35
2.2.1.2 Gas-in-Öl-Analyse, DGA	37
2.2.2 Analysen am Papier	38
2.3 Online-Monitoring	39

3 Eigene Fragestellungen, Vorstellung der Prüflinge	41
3.1 Eigene Fragestellungen und methodisches Vorgehen	41
3.2 Vorstellung der Prüflinge	43
3.2.1 Historie der Prüflinge A, B und C	44
3.2.2 Frühere Messergebnisse der Prüflinge A, B und C	45
3.2.2.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen	45
3.2.2.2 Öl-Analysen	45
4 Dielektrische Diagnosemessungen	47
4.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C -, $\tan \delta$ -Messung)	48
4.2 Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung)	49
4.2.1 Bestimmung des Isolationswiderstandes	53
4.2.1.1 Einfluss der Messdauer	55
4.2.1.2 Einfluss der Diagnosespannung	57
4.2.1.3 Vergleich der Prüflinge untereinander	57
4.2.2 Messung bei unterschiedlichen Temperaturen	58
4.2.3 Messung bei unterschiedlichen Spannungen	61
4.3 Frequenzbereichsspektroskopie (FDS)	63
4.4 Temperaturkompensation der dielektrischen Messungen	66
4.4.1 Kompensation der Temperatur bei der FDS-Messung	67
4.4.2 Physikalische Deutung der Temperaturkompensation	69
4.4.2.1 Deutung im Frequenzbereich	69
4.4.2.2 Übertragung auf den Zeitbereich	71
4.4.3 Kompensation der Temperatur bei der PDC-Messung	72
4.4.4 Weiterführende Überlegungen	77
4.4.5 Grenzen des Verfahrens zur Temperaturkompensation	79
4.5 Thermische Zeitkonstante und Temperatur einer Durchführung	80
4.5.1 Ermittlung der thermischen Zeitkonstante von Prüfling C	80
4.5.2 Hinweise zur Abschätzung der mittleren Temperatur einer Durchführung	82
4.6 Einfluss der Messumgebung auf die dielektrischen Messungen	83
4.6.1 Einfluss bei niedrigen Frequenzen	84
4.6.2 Einfluss bei höheren Frequenzen	87
5 Simulation der dielektrischen Messungen	93
5.1 Simulationsparameter	94
5.2 Analyse der dielektrischen Messungen durch Simulation	95
5.2.1 Analyse der Polarisationsströme	95
5.2.2 Analyse des Verlustfaktors $\tan \delta(f)$	96
5.2.3 Analyse des Isolationswiderstandes	97
5.3 Vereinfachtes Simulationsmodell	98
5.3.1 Berechnung der Ersatzschaltbilddaten	99
5.3.2 Simulation des Ersatzschaltbildes in zeitdiskreten Schritten	101

5.3.3 Ergebnisse der Simulation	101
5.3.3.1 Isolationswiderstand	102
5.3.3.2 Polarisations- und Depolarisationsstrom	102
5.3.3.3 Verlustfaktor $\tan \delta(f)$	103
5.3.3.4 Anwendungsbeispiel	104
5.3.4 Grenzen des vereinfachten Modells	105
6 Chemische Analysen	107
6.1 Ölanalysen der Prüflinge A, B und C	107
6.1.1 Analyse der Öl-Feuchtigkeit	107
6.1.2 Gas-in-Öl-Analyse	109
6.1.3 Furan-Analyse	110
6.2 Papieranalysen an Prüfling C	110
6.2.1 Analyse der Papierfeuchte	111
6.2.2 Analyse des Depolymerisationsgrades	113
7 Bewertung, Vorschlag für routinemäßige Diagnosemessungen	115
8 Fazit	121
Quellenverzeichnis	127
Anhang A: Versuchsaufbau für Messungen bei erhöhter Temperatur	133
Anhang B: Modell zur Simulation dielektrischer Messungen an Durchführungen	135
B.1 Diskretisierung der Geometrie	135
B.2 Ermittlung der Ersatzschaltbilddaten	136
B.3 Simulationsmodell	137
Anhang C: Weiterführende Simulationen, Parameterstudie	141
C.1 Simulation bei unterschiedlichen Feuchtigkeitswerten	141
C.2 Simulation bei unterschiedlichen Temperaturen	142
C.3 Simulation des Depolarisationsstroms	144
C.4 Simulation von Kurzschlüssen zwischen den Steuerbelägen	144
C.5 Einfluss der Ölleitfähigkeit auf das Simulationsergebnis	146
C.6 Parameterstudie	148
C.6.1 Simulation des Verlustfaktors $\tan \delta(f)$	148
C.6.2 Simulation einer Durchführung mit einer Kapazität von 370 pF	151
C.6.3 Simulation einer Durchführung mit einer Kapazität von 227 pF	154

Abkürzungen

AC	Alternating Current	HV	High voltage
ASTM	American Society for Testing and Materials	IEC	Intern. Electrotechn. Commission
DC	Direct Current	IRC	Isothermal Relaxation Current
DGA	Dissoved Gas Analysis	OIP	Oil Impregnated Paper
DP	Degree of Polymerization	PDC	Polarization- and Depol. Current
DIN	Deutsche Industrie Norm	ppm	parts per million (0,001‰)
EN	Europäische Norm	RBP	Resin Bonded Paper
FDS	Frequency Domain Spectroscopy	RIP	Resin Impregnated Paper
GFK	Glasfaserverstärkter Kunststoff	RT	Raumtemperatur
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstromübertragung	RVM	Recovery Voltage Measurement

Symbole

A	Fläche	N	Stickstoff (chem. Symbol)
α_T	Verschiebungskoeffizient	N, n	Anzahl, Zählindex
C	Kapazität	O	Sauerstoff (chem. Symbol)
C_1	Kapazität einer Durchführung	P_δ	Dielekt. Verlustleistung
C	Kohlenstoff (chem. Symbol)	P_Ω	Ohmsche Verlustleistung
d	Abstand	φ	Phasenverschiebung
δ	Verlustwinkel	Q_C	Blindleistung
e	Natürliche Zahl, 2,7183	q	Elektrische Ladung
ε	Dielektrizitätszahl	R	Widerstand
f	Frequenz	R_0	Konstante
$f(t)$	Dielektrische Impulsantwortfunktion	R_∞	Isolationswiderstand
G	Geometriefaktor	T	Temperatur
H	Wasserstoff (chem. Symbol)	t	Zeit
I, i	Strom	t_p	Polarisationsdauer
\underline{I}	Komplexer Effektivwert des Stroms	τ	Zeitkonstante
i_p	Polarisationsstrom	$\tan \delta$	Verlustfaktor
i_d	Depolarisationsstrom	U, u	Spannung
K	Kalium (chem. Symbol)	\underline{U}	Kompl. Effektivw. der Spannung
k	Boltzmannkonstante, $1,3807 \cdot 10^{-23}$ J/K	U_m	Max. Spannung eines Betriebsmittels
κ	Elektrische Leitfähigkeit	W	Aktivierungsenergie
κ_0	Konstante	ω	Kreisfrequenz = $2\pi f$
L, l	Länge		

Einführung

Die zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie spielt in der heutigen Gesellschaft eine zentrale Rolle, denn ohne elektrischen Strom wäre vieles unserer modernen Welt nicht denkbar. Die Verfügbarkeit elektrischer Energie rund um die Uhr und „just in time“ stellt aber an die Energieversorger große Herausforderungen. Dies gilt mehr denn je, seit die deutsche Bundesregierung im Jahr 2011 den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen und damit „die Energiewende“ eingeleitet hat. Die Abschaltung der Atomkraftwerke in den Lastzentren und die vermehrte Nutzung dezentraler regenerativer Energieträger, insbesondere der Windkraft im Norden Deutschlands, erhöhen den Transportbedarf elektrischer Energie. Hinzu kommt eine durch die Liberalisierung des Strommarktes hervorgerufene Zunahme des Stromtransits. Da das bestehende Elektroenergiesystem ursprünglich nicht auf diese Aufgaben ausgelegt war, müssen die vorhandenen und inzwischen gealterten Komponenten sehr stark ausgelastet werden, zumindest bis der erforderliche und geplante Ausbau der Energienetze realisiert wurde.

Die Betriebsmittel im Netz und auch die Durchführungen wurden üblicherweise auf eine Einsatzdauer von etwa 25 ... 30 Jahren ausgelegt. Viele der in Betrieb befindlichen Durchführungen haben diese nominelle Betriebsdauer inzwischen erreicht oder bereits überschritten. Schäden an den Durchführungen sind eine der häufigsten Ursachen für Transformatorausfälle. So geben Gupta et. al an, dass etwa 30 ... 35 % der Betriebsausfälle von Leistungstransformatoren auf Durchführungen zurückzuführen sind, s. [Gup09, Introduction]. Ein Versagen der Isolierung einer Durchführung kann zu Durch- bzw. Überschlägen führen, was in Folge des dabei entstehenden Lichtbogens auch eine Explosion oder einen Brand auslösen kann.

Um in einem liberalisierten Markt wirtschaftliche Entscheidungen für die Instandhaltung oder einen Austausch treffen zu können, ohne das Betriebsrisiko zu erhöhen und dadurch die Versorgungssicherheit zu gefährden, wird es für die Betreiber immer wichtiger, den Zustand der einzelnen Komponenten zuverlässig bewerten zu können. Ziel dieser Arbeit ist es, aufzuzeigen, mit welchen Diagnose- und Analyseverfahren der Zustand von Durchführungen mit einem Öl-Papier-Dielektrikum, wie sie insbesondere auf der höchsten Spannungsebene im Transportnetz bei 400 kV eingesetzt werden, bewertet werden kann. Für die Untersuchung wurden drei 400 kV-Durchführungen bereitgestellt, die über eine Zeit von 28 Jahren in Betrieb waren und durch die betriebliche Beanspruchung gealtert sind.

Zunächst wird in Kapitel 1 der prinzipielle Aufbau einer Hochspannungsdurchführung erläutert und die Alterungsmechanismen von Öl-Papier-Isolierungen sowie deren Auswirkungen auf die elektrischen Eigenschaften aufgeführt. In Kapitel 2 wird auf die vorhandenen Methoden für die Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel eingegangen und der Stand der Technik dargestellt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf den dielektrischen Diagno-

severfahren der betriebsfrequenten Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C-, $\tan \delta$ -Messung), der Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung) sowie der Frequenzbereichsspektroskopie (FDS). Es werden aber auch chemische Analysemethoden, wie sie u.a. zur Verifizierung der Mess- und Simulationsergebnisse dieser Arbeit eingesetzt werden, umrissen. In Kapitel 3 werden die grundlegenden Fragestellungen und das methodische Vorgehen dieser Arbeit erläutert und die für die Messungen verwendeten Prüflinge vorgestellt. Kapitel 4 zeigt die an den unterschiedlichen Prüflingen gewonnenen Mess- und Analyseergebnisse. Es wird dargelegt, wie sich den dielektrischen Messergebnissen qualitative Informationen entnehmen lassen und wie die Ergebnisse von Prüflingen mit unterschiedlicher Geometrie miteinander verglichen werden können. Zudem wird der Einfluss der Temperatur auf die Messergebnisse untersucht und Möglichkeiten zur Umrechnung der Temperatur gegeben, sodass ein Vergleich von Mess- bzw. Simulationsergebnissen, die auf unterschiedlichen Temperaturen gewonnen wurden, möglich ist. Ein quantitativer Rückschluss auf den Alterungszustand der Prüflinge wird durch Vergleiche mit Simulationsergebnissen ermöglicht, wie sie in Kapitel 5 dargestellt sind. Es wird auch ein vereinfachtes Simulationsmodell hergeleitet, mit dem, insbesondere in Kombination mit der vorgestellten Methode zur Temperaturumrechnung, sehr einfach Simulationsergebnisse zur Analyse von dielektrischen Messungen generiert werden können. Kapitel 6 zeigt die Ergebnisse von chemischen Untersuchungen, insbesondere der Untersuchung des Papiers eines Prüflings, durch die die Eignung der vorgestellten Mess-, Analyse- und Simulationsverfahren für die Zustandsdiagnose von Hochspannungsdurchführungen verifiziert werden kann. In Kapitel 7 werden die verwendeten Diagnose- und Simulationsmethoden zusammenfassend bewertet und eine Empfehlung für ein Diagnoseprogramm an den in Betrieb befindlichen Durchführungen ausgesprochen.

Während Durchführungen bis zu einem Spannungspegel von etwa 110 kV auch mit geometrischer Feldsteuerung ausgeführt sein können, muss bei höheren Spannungen durch eine gezielte Potentialsteuerung erreicht werden, dass das Dielektrikum in radialer Richtung und die Oberfläche der Durchführung in axialer Richtung möglichst gleichmäßig beansprucht werden (s. [Küc09, Abschnitt 2.4.5 sowie Abschnitt 7.1.2]). Ohne eine Steuerung der Feldstärke müsste die Durchführung unverhältnismäßig groß ausgeführt werden, was zu einem hohen Isolierstoff- und Platzbedarf und auch zu hohen Herstellungskosten führen würde. Daher wird das bereits im Jahr 1906 von den Siemens-Schuckertwerken von Nagel [Nag06] vorgeschlagene Prinzip der kapazitiven Feldsteuerung auch bei niedrigeren Spannungsebenen gerne gewählt, z.B. bei 27 kV-Generatordurchführungen.

Bei der kapazitiv gesteuerten Durchführung besteht das Dielektrikum aus Isolierpapier, das konzentrisch um den spannungsführenden Leiter gewickelt wird. In diesen Papierwickel werden in definierten Abständen leitfähige Schichten, z.B. in Form von Steuerbelägen aus dünner Aluminiumfolie, eingebracht. Die Länge dieser Steuereinlagen nimmt von innen nach außen an beiden Enden der Durchführung ab, d.h. der innerste Belag ist am längsten, der äußerste am kürzesten (s. Bild 1.1-2). Lediglich der innerste sowie der äußerste Steuerbelag sind auf dem Hochspannungs- bzw. dem Erdpotential angelegt. Die übrigen Steuerbeläge nehmen bei Betrieb an Wechselspannung durch die gegenseitige kapazitive Kopplung in radialer Richtung abnehmende Potentiale an. Die Länge der Steuerbeläge wird so berechnet, dass eine möglichst gleichmäßige Potentialaufteilung entlang der Oberfläche der Durchführung erreicht wird. Dadurch ergibt sich eine leicht nichtlineare radiale Feldstärke in Höhe von etwa 3 ... 5 kV/mm (s. [Küc09, S. 330]). Der Bereich der axialen Potentialsteuerung wird auch als Steuerstrecke bezeichnet, Bild 1.1-2.

Die Gesamtkapazität C_1 einer Durchführung mit n Steuerbelägen teilt sich in eine Serienschaltung von n Teil-Kapazitäten C_i auf. In grober Näherung sind diese Teilkapazitäten C_i gleich, sodass sich die Gesamtkapazität auch vereinfacht angeben lässt:

$$C_1 = \frac{1}{\sum_i^n \frac{1}{C_i}} \approx \frac{1}{n} \cdot C_i \quad (1.1-1)$$

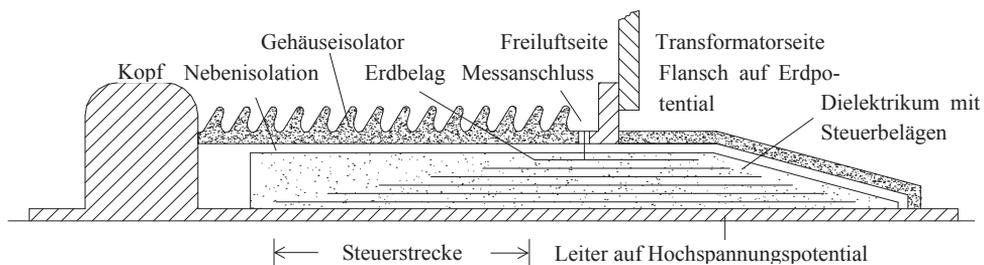


Bild 1.1-2: Hochspannungstransformatordurchführung in halbseitigem Schnitt, schematisch

Der Durchführungswickel aus Isolierpapier wird nach der Fertigung unter Vakuum und erhöhter Temperatur getrocknet. Dabei wird i.d.R. ein Restfeuchtegehalt von $<0,5\%$ angestrebt. Der Wickel wird anschließend mit Isolieröl getränkt (Oil Impregnated Paper, OIP) oder mit Epoxidharz vergossen (Resin Impregnated Paper, RIP). Eine weitere Bauart, die heute jedoch nicht mehr gefertigt und daher „in absehbarer Zukunft auslaufen wird“, [Krü12, S. 3], ist die Hartpapierdurchführung (Resin Bonded Paper, RBP).

Anmerkung: Krüger et al. [Krü12] stellen ein neuartiges Verfahren zur Herstellung trockener Hochspannungs-Durchführungen vor, bei dem als Material für den Wickel nicht Papier, sondern ein synthetisches Textil zum Einsatz kommt (RIS – resin impregnated syntetics). Als Vorteil wird ausgewiesen, dass das synthetische Material im Gegensatz zu Papier nicht hygroskopisch und daher unempfindlich gegenüber Feuchtigkeitsaufnahme ist. Dadurch werden auf lange Zeit stabile dielektrische Eigenschaften prognostiziert.

Bei der OIP-Isolation wird die Durchführung nach außen über einen Porzellanisolator (Freiluftseite) bzw. einen Porzellan- oder GFK-Körper (Innenraumseite) hermetisch verschlossen. Der Raum zwischen dem Wickel und den Gehäuseisolatoren wird mit Öl als Nebenisolation gefüllt (s. Bild 1.1-2). Zur Kompensation der thermischen Ausdehnung des Öles im Innern der Durchführung sind im Kopf entsprechende Vorkehrungen getroffen (s. [Küc09, Bild 5.4-1]).

Die meisten der in Betrieb befindlichen Durchführungen auf der 400 kV-Spannungsebene sind vom Typ OIP. Viele dieser Bauteile haben ihr nominelles Lebensdauerende von 25 ... 30 Jahren bereits überschritten. Einer Zustandsbewertung dieser Bauteile kommt daher eine immer größere Bedeutung zu, da Alterungseffekte, wie sie im nächsten Abschnitt beschrieben werden, auf die dielektrischen Eigenschaften des Isoliersystems einwirken und sich bei fortschreitender Alterung die Ausfallwahrscheinlichkeit erhöht.

Anmerkung: [Gup09] fasst eine Umfrage des Centre for Energy Advancement through Technological Innovation (CEATI) über Betriebs- und Diagnoseverfahren von 15 Betreibern zusammen, die in Kanada und den USA für die Spannungsebenen >69 kV durchgeführt wurde. Insgesamt wurde durch die Umfrage eine Gesamtheit von 62.701 in Betrieb befindlichen OIP-Durchführungen abgedeckt. Davon entfallen 49.310 Durchführungen auf den Spannungsbereich zwischen 69 ... 150 kV, 12.565 auf 151 ... 550 kV und 826 Durchführungen werden in höheren Spannungsebenen eingesetzt, was die weite Verbreitung dieses Durchführungstyps verdeutlicht. Bouaicha et al. [Bou09] führen an, dass etwa 80 % aller Durchführungen in Betrieb vom Typ OIP sind.

1.2 Alterungsmechanismen von Öl-Papier-Isoliersystemen

Öl-Papier-Isoliersysteme sind in der Hochspannungstechnik sehr weit verbreitet. Sie finden nicht nur bei Durchführungen, sondern auch bei anderen elektrischen Betriebsmitteln, wie Transformatoren, Kabeln, Messwandlern oder Kondensatoren Anwendung. Das Papier erfüllt dabei je nach Einsatzgebiet unterschiedliche Aufgaben. U.a. dient es als

- Träger- bzw. Strukturmaterial mit mechanischen Aufgaben,
- Abstandhalter zur definierten Trennung potentialführender Leiter,
- Unterteilung eines größeren Ölspaltes in mehrere kleine Ölspalte oder
- als „Imprägnierdocht“, der vollständig und frei von Hohlräumen von Isolieröl durchdrungen werden kann.

Das Öl hat vor allem zur Aufgabe, das Papier vollständig und hohlraumfrei zu imprägnieren. Das so entstandene Mischdielektrikum besitzt im Vergleich zum nicht-imprägnierten Papier eine deutlich höhere elektrische Festigkeit. Das Isolieröl wird z.B. beim Transformator auch als Kühlmittel eingesetzt. Um die Verlustwärme abzuführen wird es dann entweder forciert umgewälzt oder es kann frei zirkulieren.

Bei Papier und Öl handelt es sich um langkettige Moleküle mit komplexen Strukturen (1.2.1), die in elektrischen Betriebsmitteln unterschiedlichen Einflüssen ausgesetzt sind, die zu einer Alterung des Isoliersystems führen (1.2.2). Unter dem Begriff der Alterung ist eine bleibende Verschlechterung der physikalisch-electrischen Eigenschaften gemeint, auch Deterioration genannt. Dabei kann zwischen einer intrinsischen, d.h. stofflich bedingten, und einer extrinsischen, d.h. fehlerstellenbedingten Alterung unterschieden werden (s. [Kör04, S. 15]).

Anmerkung: Eine Degradation hingegen meint eine temporäre Verschlechterung unter Einwirken bestimmter Einflussfaktoren, die sich, nachdem die äußeren Faktoren abgeklungen sind, wieder normalisiert (s. [Sum10, S. 166] oder [Kör04, S. 15]).

Für die Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel mit Öl-Papier-Dielektrikum ist das Verständnis der Auswirkung einer Alterung auf die elektrischen Parameter von besonderer Bedeutung (1.2.3).

1.2.1 Chemischer Aufbau des Öl-Papier-Dielektrikums

1.2.1.1 Zellulose

Das Isolierpapier, das in der Hochspannungstechnik Anwendung findet, besteht zu etwa 90 % aus reiner, ungebleichter Zellulose. Diese wird aus Holz gewonnen, das typischer-

weise zu etwa 40 ... 60 % aus Zellulosefasern besteht. Zur Herstellung bzw. Gewinnung der Zellulose für Isolierpapier wird bevorzugt langsam wachsendes Nadelholz aus Skandinavien verwendet, weil hier die Faserlängen besonders hoch sind (s. [Mos79, S. 21]).

Bild 1.2-1 zeigt den molekularen Aufbau der Zellulose. Sie ist eine chemische Verbindung mit der Summenformel $(C_6H_{10}O_5)_n$. Über das Sauerstoffatom (Sauerstoffbrücke) sind die einzelnen Glukoseeinheiten verkettet. Dabei wird ein Polymerisationsgrad von 1.000 ... 1.200 (engl.: DP – degree of polymerization) erreicht, d.h. das Makromolekül besteht aus einer Kette von 1.000 ... 1.200 Glukoseringen. Durch den polaren Aufbau der Hydroxylgruppen (OH-Gruppen) des Moleküls bilden sich Wasserstoffbrücken mit OH-Gruppen benachbarter Molekülketten aus, sodass eine enge Vernetzung der einzelnen Mikrofasern entsteht, die dadurch eine Zellulosefaser bilden. Die Faserlänge beträgt bei neuem Kiefernzellstoff etwa 0,25 ... 4 mm (s. [Mos87, Abschnitt 3.1.1]).

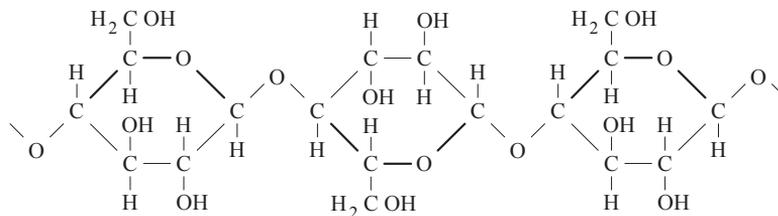


Bild 1.2-1: Molekularer Aufbau der Zellulose, aus [Küc09, S. 334]

Zwischen den einzelnen Fasern der Zellulose tun sich Hohlräume auf, die je nach Anwendung mit Isolieröl oder Epoxidharz durchtränkt werden können. Aufgrund zahlreicher polarer Gruppen wirkt Papier auch hygroskopisch, d.h. es neigt dazu, Feuchtigkeit z.B. aus der Luft oder aus dem Isolieröl aufzunehmen. Die Wassermoleküle binden sich dabei durch Wasserstoffbrücken an die Hydroxylgruppen der Zellulose (s. [Hei11, Abschnitt III]).

1.2.1.2 Isolieröl

Isolieröl, aufgrund seiner häufigsten Anwendung auch Transformatorenöl genannt, wird bei ölprägnierten Durchführungen zum einen als Imprägniermittel des Papierwickels, zum anderen auch als Nebenisolation zwischen Wickel und Gehäuseisolator eingesetzt (s. Bild 1.1-2). Auch das Isolieröl kann unterschiedliche Aufgaben des Isoliersystems übernehmen. Bei der Verwendung von Öl in der Nebenisolation einer Durchführung kann z.B. von Nutzen sein, dass das Isolieröl außerhalb des Wickels frei zirkulieren kann und sich dadurch die Wärme vom Fuß der Durchführung axial verteilt, was zu einer Vergleichmäßigung des Temperaturprofils beiträgt.

Als Isolieröl werden am häufigsten mineralische Öle verwendet. Deren Grundbestandteile zeigt Bild 1.2-2. Durch bestimmte Zusatzstoffe, sog. Additive, oder spezielle Verfahren bei der Herstellung, z.B. Hydrierung, kann bei Bedarf Einfluss auf das physikalisch-chemische Verhalten des Öls, z.B. auf das Temperaturverhalten oder die Alterung, genommen werden (s. [Küc09, Abschnitt 5.4.2]).

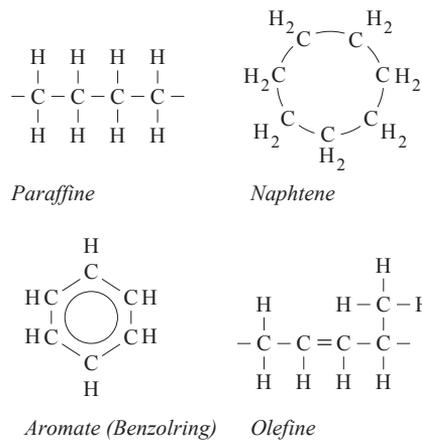


Bild 1.2-2: Grundbestandteile mineralischen Isolieröls, aus [Küc09, S. 319]

1.2.2 Ursachen der Alterung

Mechanismen, die Einfluss auf den Fortgang der Alterung elektrischer Betriebsmittel nehmen, können gemäß DIN EN 60505:2005-08 in vier Gebiete eingeteilt werden (TEAM-Belastung):

- Thermisch,
- Elektrisch,
- Ambient (durch Umgebungseinflüsse bedingt),
- Mechanisch.

Oft beeinflussen sich diese unterschiedlichen Mechanismen auch gegenseitig. Körbler [Kör04, Abschnitt 4.2] verwendet zur Beschreibung der Alterung deshalb sog. Multifaktor-Alterungsmodelle. Bild 1.2-3 zeigt eine beispielhafte Darstellung potentieller Fehler(ketten) an Durchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum und veranschaulicht diese gegenseitige Beeinflussung.

Beispiel: Eine höhere Betriebsspannung führt zu höheren dielektrischen Verlusten und damit auch zu einer verstärkten thermischen Belastung (s. Bild 1.2-4 sowie [Reu12]).

Es ist zu erkennen, dass viele Fehler nicht rein elektrischen Ursprungs sind, sondern auch mechanische Beanspruchungen zum elektrischen Versagen einer Durchführung führen können. Diese Fehler, z.B. Schäden am Gehäuseisolator oder Leckagen an Dichtungen, lassen sich aber durch eine sachgemäße Handhabung verhindern bzw. können meist durch regelmäßige Kontrollen aufgedeckt werden, bevor es zu einem elektrischen Versagen kommt. In den folgenden Abschnitten sollen deshalb nur die für die betriebliche Alterung relevanten Aspekte der elektrischen, thermischen und ambienten Belastung dargestellt werden.

1.2.2.1 Elektrische Belastung

Elektrische Beanspruchungen, die zur Alterung beitragen, treten z.B. in Form von Teilentladungen, Kriechstrombildung oder Elektrolyse auf (s. [Kör04, S. 16]). Sofern die Isolierung allerdings ordnungsgemäß ausgelegt ist und nicht überbeansprucht wird, sollten keine rein elektrisch bedingten Alterungseffekte in Erscheinung treten. Dies gilt allerdings nur, wenn die durch die elektrische Beanspruchung verursachten Verluste nicht zu einer übermäßigen thermischen Belastung und Alterung führen, s. Gl. (1.2-1) und Gl. (1.2-2).

Beispiel: So sind bei Reumann et al. [Reu12] die Ergebnisse einer Versuchsreihe mit künstlich gealterten Durchführungsprüflingen beschrieben, bei der die Alterungseffekte Temperatur, Feldstärke und Atmosphäre untersucht wurden. Durch die künstliche Alterung zeigte sich, dass manche Prüflinge durch eine elektrische Beanspruchung mit einer Feldstärke von 4 kV/mm stärker altern, als ihre Vergleichsobjekte ohne die elektrische Beanspruchung. Dies ist zu damit erklären, dass durch andere Alterungseffekte, wie den Zutritt von Luft und/oder erhöhte Temperaturen, die dielektrischen Verluste bei der Beanspruchung mit elektrischer Feldstärke zu einer zusätzlichen Erhöhung der Temperatur im Innern des Dielektrikums und somit zu einer stärkeren Alterung führen.

Damit es bei einer Durchführung zu einer elektrisch bedingten Alterung kommt, ist daher ein durch die Alterung oder z.B. durch einen Fertigungsfehler verursachter Defekt notwendig. So können etwa Blasen, Risse oder Fremdstoffe innerhalb der Isolierung zu Teilentladungen und somit zu einer elektrischen Alterung durch Teilentladungs-Erosion des Materials bis hin zum Durchschlag führen. Bei ölprägnierten Durchführungen kann auch ein zu niedriger Öl-Füllstand Entladungen im Gasraum bewirken und das Öl-Papier-Isoliersystem beeinträchtigen oder zum Überschlag führen.

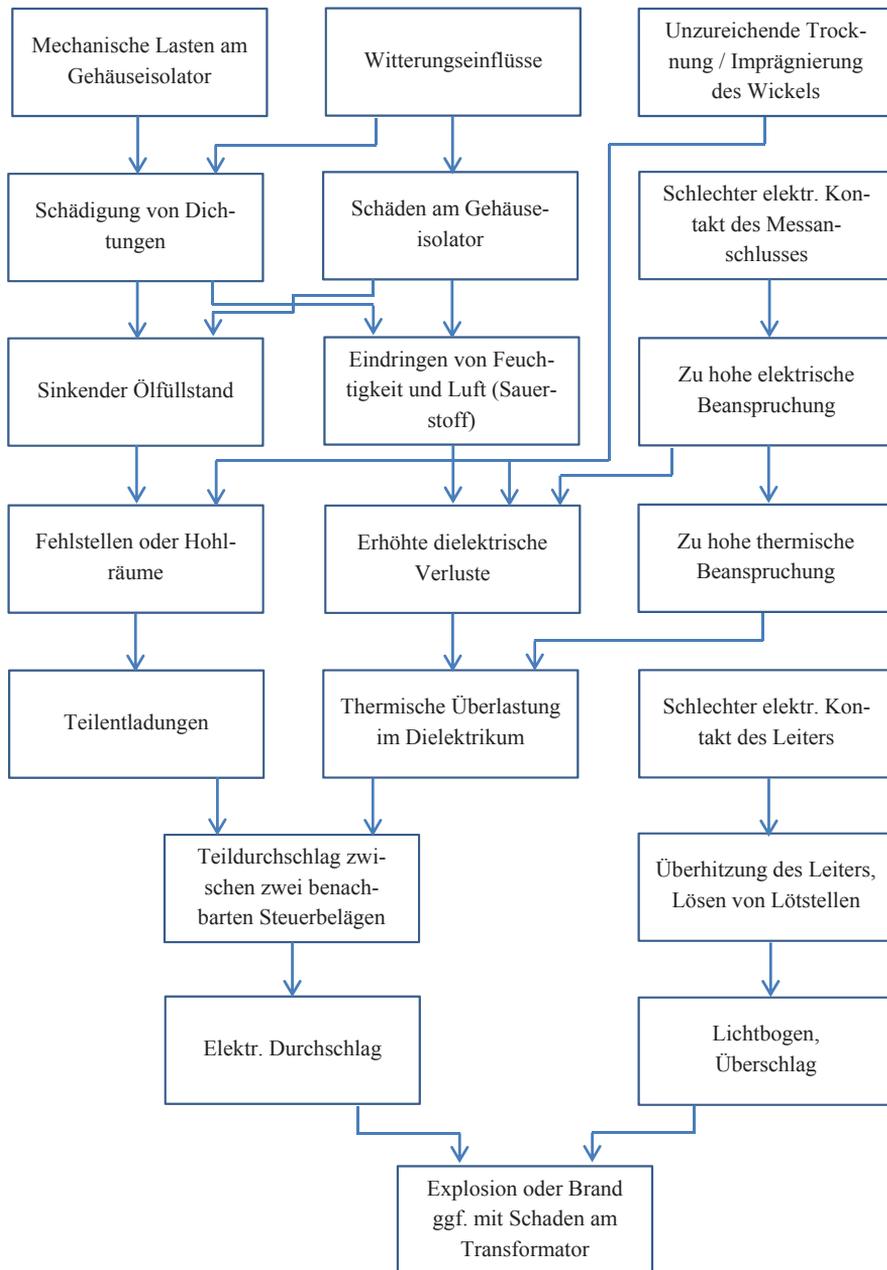


Bild 1.2-3: Potentielle Fehler von Durchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum und deren mögliche Auswirkungen, schematisch und nicht erschöpfend

1.2.2.2 Thermische Belastung

Die thermische Belastung einer Durchführung wird im Wesentlichen durch die folgenden Faktoren bestimmt:

- Ohmsche Verlustwärme im Leiter (P_{Ω}),
- dielektrische Verlustwärme (P_{δ}) im Wickel,
- Kontakt zum heißen Transformatorenöl und
- hohe Umgebungstemperaturen sowie Sonneneinstrahlung.

Für eine Wechselspannungsbeanspruchung ergeben sich für die elektrischen Verlustgrößen folgende Zusammenhänge:

$$P_{\delta} = Q_C \cdot \tan \delta = \omega \cdot C \cdot \tan \delta \cdot U^2 \quad (1.2-1)$$

$$P_{\Omega} = R \cdot I^2 \quad (1.2-2)$$

Beispiel: Für eine 400 kV-Transformatordurchführung, deren Dielektrikum mit einer Spannung von 230 kV belastet wird, ergibt sich bei einem Verlustfaktor $\tan \delta = 2 \text{ ‰}$ und einer Kapazität von 370 pF eine dielektrische Verlustleistung P_{δ} von etwa 12 W. Die ohmsche Verlustleistung des Leiters P_{Ω} hingegen beträgt für einen Strom von 1.800 A und einem Widerstand des Leiters von 1 m Ω etwa 3.200 W.

Anmerkung: Die Temperatur nimmt auch Einfluss auf die dielektrischen Verluste, weil der Verlustfaktor selbst von der Temperatur abhängt. Durch diesen selbstverstärkenden Prozess kann es zum thermischen Durchgehen der Durchführung kommen (Wärmedurchschlag, s. Bild 1.2-4).

Die im Dielektrikum der Durchführung durch die angelegte Wechselspannung erzeugte dielektrische Verlustwärme sowie die Stromwärmeverluste des Leiters müssen konduktiv über den Isolierwickel nach außen geleitet und an die Umgebung abgeführt werden. Im Gleichgewichtszustand stellt sich deshalb ein bestimmtes Temperaturprofil innerhalb der Durchführung ein. Für Zellulose kann nach Küchler [Küc09, S. 328] kurzzeitig eine Temperatur von 120 °C zugelassen werden, wobei aber bereits bei Temperaturen >90 °C das Papier unzulässig stark altert. Das Isolieröl ist thermisch weitaus beständiger als die Zellulose, kann jedoch auch durch thermische Einflüsse zersetzt werden (s. 1.2.3.1.2).

Eine erhöhte Temperatur wirkt sich auch verstärkend auf die chemischen Alterungseinflüsse aus (s. 1.2.2.3). Dies lässt sich allgemein durch die Beziehung nach Arrhenius beschreiben. Gl. (1.2-3) zeigt dies am Beispiel der elektrischen Leitfähigkeit κ .

$$\kappa(T) = \kappa_0 \cdot e^{-\frac{W}{k \cdot T}} \quad (1.2-3)$$

Anmerkung: Die Aktivierungsenergie kann ermittelt werden, indem zwei Messungen am gleichen Objekt bei unterschiedlichen Temperaturen ausgewertet werden, s. Gl. (4.2-3)

In der Elektrotechnik ist die Gesetzmäßigkeit nach Arrhenius auch als Montsinger-Regel bekannt, nach der sich bei einer Öl-Papier-Isolierung die Lebensdauer bereits bei einer Temperaturerhöhung von 6 °C über der maximal zulässigen Temperatur halbiert (s. [Hay03, Abschnitt 3]).

1.2.2.3 Chemische Einflüsse

Neben und zusammen mit der Temperatur spielen chemische Einflüsse für die Alterungsprozesse des OIP-Isoliersystems eine große Rolle. Im Folgenden werden die Einflüsse von Wasser und Sauerstoff beschrieben, die insbesondere für die Alterung des Papiers von besonderer Bedeutung sind.

1.2.2.3.1 Wasser / Feuchtigkeit

Wasser hat eine sehr starke Auswirkung auf die Isolierung einer OIP-Durchführung, da es durch Hydrolyse depolymerisierend wirkt. Reagiert ein Wasserstoff-Atom mit dem Sauerstoffatom, das die Brücke zwischen zwei Glukoseringen der Zellulose bildet, so wird die Verbindung der Mikrofaser dort aufgebrochen und es kann sich die verbleibende Hydroxylgruppe (OH) anlagern. Auf diese Weise wird auch Furfurol gebildet, das sich durch Ölanalysen nachweisen lässt (s. 2.2.1.3). Die Anwesenheit von Kupfer oder Säuren kann dabei katalytisch wirken. Feuchtigkeit hat also eine direkte Alterungswirkung auf die Zellulose des Isoliersystems. Moser [Mos79, S. 33] erwähnt, dass Papier mit einem Feuchtegehalt von 1 % rund 10-mal rascher altert, als Papier mit 0,1 % Feuchtegehalt (s. auch [Küc09, Bild 3.5-6]).

Um zu Betriebsbeginn einen niedrigen Feuchtegehalt zu erzielen, wird die Isolation einer Durchführung vor dem Imprägnieren gründlich getrocknet (s. [Mos79, Abschnitt C]). Für das anschließende Imprägnieren wird neues, bzw. aufbereitetes trockenes Isolieröl verwendet.

Mit der Zeit kann sich aber der Feuchtegehalt in der Isolierung der Durchführung erhöhen. Verantwortlich hierfür sind zum einen die Dichtungen, die die Durchführung nach außen hin abdichten und die im Laufe der Zeit Feuchtigkeit eindiffundieren lassen und zum anderen die oxidative Zersetzung der Zellulose, die gemäß Gl. (1.2-4) zu einer Freisetzung von Wasser führen kann.

1.2.2.3.2 Sauerstoff

Sauerstoff führt im Papier zu einer Oxidationsreaktion der Glukose. Prinzipiell werden dabei die Hydroxylgruppen (OH) zu Carbonyl- (CO) und Carboxylgruppen (COOH) oxidiert. Dies destabilisiert die Zellulose-Moleküle und kann zum Aufbrechen der Ketten führen (Depolymerisation). Außerdem wird dadurch Wasser gebildet, welches wiederum durch Hydrolyse die Alterung beschleunigt. Würde man von der vollständigen chemischen Umsetzung eines Glukosemoleküls ausgehen, ergäbe sich folgende Reaktionsgleichung:



Unter realen Bedingungen werden die chemischen Vorgänge allerdings abweichend ablaufen und die Zellulose wird nicht vollständig zersetzt.

Im Isolieröl können durch die Anlagerung von Sauerstoff (Oxidation) an die charakteristischen Kohlenwasserstoffketten organische Säuren entstehen (s. 1.2.3.1.2).

1.2.3 Auswirkungen der Alterung

1.2.3.1 Chemische Auswirkungen

1.2.3.1.1 Depolymerisation des Papiers

Durch hohe Temperaturen sowie durch den Einfluss von Sauerstoff und Wasser werden die langkettigen Zellulosemoleküle des Papiers zerstört und der Polymerisationsgrad reduziert. Man spricht von Depolymerisation. DIN EN 60450:2008-03 gibt einen Hinweis über den Polymerisationsgrad der Zellulose und den Zustand des Papiers, Tabelle 1.2-1:

Tabelle 1.2-1: Zustand des Papiers in Abhängigkeit vom Polymerisationsgrad (DP) der Zellulose, gemäß DIN EN 60450:2008-03

Zustand	DP
neu	1.000 ... 1.200
gut	650 ... 1.000
durchschnittlich	350 ... 650
gealtert	<350

Durch die Depolymerisation können sich von der Zellulose einzelne Glukoseringe, Furan, Kohlenstoffmonoxid, Kohlenstoffdioxid und Wasser, aber auch Säuren oder Harze abtrennen. Diese Stoffe gelangen teilweise in das Öl und können z.B. zu einer Verharzung bzw. Verschlammung des Isolieröls führen (s. [Mos87, S. 158]).

Anmerkung: CO und CO₂ stellen die Endprodukte der Zellulose-Depolymerisation dar. Als Zwischenprodukte werden u.a. Furane gebildet. Ein erhöhter Gehalt von CO und CO₂ im Öl deutet demnach auf eine starke Alterung hin.

Die im Öl gelösten Alterungsprodukte des Papiers lassen sich durch eine Gas-in-Öl-Analyse feststellen und für eine Zustandsbewertung des Isoliersystems heranziehen (s. 2.2.1.2 und 2.2.1.3).

Anmerkung: Der alterungsbedingte Rückgang des Polymerisationsgrades bewirkt vor allem eine drastische Verschlechterung der mechanischen Eigenschaften des Papiers, was sich insbesondere bei Transformatorisierungen negativ auswirkt, wo Strukturteile aus Isolierpapier auch tragende Aufgaben übernehmen müssen (s. [Mos87, Abschnitt 3.1.8]). Wankowicz et al. [Wan10b, Figure 6] zeigen eine Bilderstrecke mikroskopischer Aufnahmen der Oberfläche von Pressboard bei verschiedenen DP-Werten, die einen guten Eindruck von der mechanischen Zersetzung der Zellulose vermittelt. Bei Hochspannungsdurchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum ist die rein mechanische Auswirkung der Alterung von untergeordneter Bedeutung.

1.2.3.1.2 Zersetzung des Öls

Werden die Ölmoleküle thermisch zersetzt, entsteht insbesondere Wasserstoff (H₂). Bei höheren Energien können auch Methan, Ethan, Ethen, Propan, Acetylen (Ethin) und Propylen (Propen) gebildet werden. Eine Reaktion mit Sauerstoff (Oxidation) führt bei Isolieröl zu einem Anstieg des Säuregehalts, wobei insbesondere Essigsäure (Ethansäure), Ameisensäure (Methansäure), sowie öllunlösliche Harze und Wachse (X-Wachs, s. [Küc09, Abschnitt 5.4.2]) gebildet werden. Diese Stoffe fördern wiederum die Oxidation, führen zu einer Schlamm- und erhöhen die Viskosität des Öls.

Anmerkung: Durch Zugabe geeigneter Antioxidations-Additive (inhibiertes Öl) lässt sich das Oxidationsverhalten von Isolieröl günstig beeinflussen.

Da die Feuchtigkeit eines Öl-Papier-Isoliersystems vor allem im Papier gebunden ist, wirkt sich Wasser gemäß Moser et al. [Mos87, S. 146] nur in geringem Maße auf die Zersetzung des Öls aus.

1.2.3.2 Elektrische Auswirkungen

Wie Liao et al. [Lia12] anhand experimenteller Untersuchungen an künstlich gealterten Prüflingen zeigen, hat auch alleine der Zerfall des Papiers Auswirkungen auf das Ergebnis dielektrischer Messungen an Öl-Papier-Isoliersystemen. Insbesondere sind es jedoch Feuchtigkeit und die bei der Depolymerisation des Papiers und der Zersetzung des Öls

entstehenden Produkte, die auf die (di-)elektrischen Eigenschaften des Isoliersystems Einfluss nehmen und im Folgenden beschrieben werden.

1.2.3.2.1 Erhöhung der Leitfähigkeit und der dielektrischen Verluste

Wasser sowie die bei der Alterung entstehenden leitfähigen Säuren führen zu einer Erhöhung der Leitfähigkeit des Dielektrikums (s. [Küc09, S. 332]). Das Wassermolekül besitzt ferner elektrische Ladungsschwerpunkte und bildet einen Dipol, wodurch es sich an einem äußeren elektrischen Feld ausrichten kann, was zu einer Erhöhung der dielektrischen Verluste mit steigendem Feuchtegehalt führt.

Beides, sowohl die Erhöhung der Leitfähigkeit, als auch die geänderte Polarisierbarkeit führt zu einem steigenden Verlustfaktor $\tan \delta$, der sich allgemein aus einem Anteil der Leitfähigkeitsverluste $\tan \delta_{\text{leitf}}$ und einem Anteil der Polarisationsverluste $\tan \delta_{\text{pol}}$ zusammensetzt (s. [Küc09, Abschnitt 4.2.3]):

$$\tan \delta = \tan \delta_{\text{leitf}} + \tan \delta_{\text{pol}} \quad (1.2-5)$$

Für eine Gleichspannungsbeanspruchung bzw. für niedrige Frequenzen dominieren die Leitfähigkeitsverluste, während für höhere Frequenzen die Polarisationsverluste überwiegen. Dies führt zu einer Frequenzabhängigkeit des Verlustfaktors (s. 2.1.3 und 4.3).

Der Verlustfaktor ist zudem auch temperaturabhängig, da die Temperatur zum einen auf die Beweglichkeit der Moleküle (Polarisierbarkeit) und zum anderen auf die Leitfähigkeit des Dielektrikums Einfluss nimmt. Die Temperaturabhängigkeit der dielektrischen Verluste wird in [ABB09, S. 69] wie folgt beschrieben: „Der Verlustfaktor des Isoliermaterials ist (bei 50 Hz – Anm. d. Autors) bei ca. 60 °C am niedrigsten und steigt dann mit der Temperatur an. Die Wärme muss dabei durch die Isolierung und über die Oberfläche der Durchführung abgeführt werden. Deshalb gibt es für jede Durchführung spezifische Grenzwerte, bei deren Überschreitung die Wärme nicht mehr ausreichend abgeführt werden kann, sodass die Temperatur unkontrolliert ansteigt. Dieses Phänomen, das auch als thermisches Durchgehen bezeichnet wird, führt schließlich zum Versagen der Isolierung“.

In [Küc09, Abschnitt 3.5.2] wird dieser auch als Wärmedurchschlag bezeichnete Effekt, der sich mit der Darstellung in Bild 1.2-4 beschreiben lässt, erläutert. Die Stromwärmeverluste sind dabei vereinfacht als konstant über der Temperatur angenommen. Die dielektrischen Verluste P_{δ} steigen exponentiell mit der Temperatur an, wobei der Verlauf auch abhängig von der Betriebsspannung ist, s. Gl. (1.2-1). In Summe ergibt sich eine dem Dielektrikum zugeführte, mit der Temperatur steigende Verlustleistung P_{zu} . Die an die Umgebung abgeführte Wärme P_{ab} steigt linear mit der Temperatur(differenz). Je nach den zugrunde gelegten Parametern ergeben sich ein oder zwei Schnittpunkte der Kurven, wobei nur der in Bild 1.2-4 dargestellte Schnitt- bzw. Betriebspunkt 1 stabil ist. Übersteigt die

1.2.3.2.2 Bildung von Teilentladungen und Reduzierung der elektrischen Festigkeit

Die Depolymerisation des Papiers kann auch zur Bildung von Hohlräumen führen, in die Isolieröl eindringen oder in denen sich durch die Alterung gebildete Gase sammeln können. Die somit im Vergleich zum Papier niedrigere Dielektrizitätszahl des Hohlraumes führt bei einer Beanspruchung mit Wechselspannung zu einer Erhöhung der Feldstärke im Hohlraum durch Feldverdrängung, wodurch es im Hohlraum zu Teilentladungen kommen kann, die die Isolation durch Erosion und Wärmeeintrag schädigen.

Die bei der Alterung frei werdenden Stoffe, insbesondere eine erhöhte Feuchtigkeit, können auch die Isolationsfestigkeit der Anordnung herabsetzen, sodass die Gefahr eines Durchschlages mit fortschreitender Alterung wächst.

1.3 Instandhaltungsmanagement

Die Ausfallrate von technischen Produkten lässt sich allgemein als „Badewannenkurve“ nach Bild 1.3-1 beschreiben. Bei kurzen Betriebszeiten dominieren zunächst die frühen Ausfälle, deren Einfluss aber rasch abnimmt. Bei mittleren Betriebszeiten sorgen die zufälligen Ausfälle für eine relativ gleichbleibende Ausfallrate der Bauteile, während bei einer langen Einsatzdauer schließlich Alterungseffekte die Ausfallrate stark erhöhen.

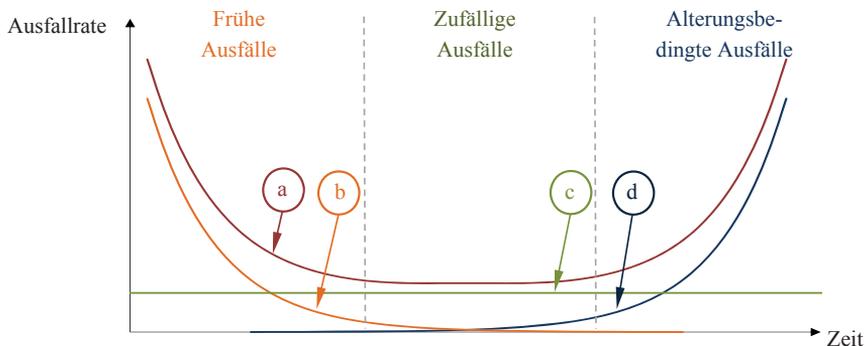


Bild 1.3-1: Schematische Darstellung der Ausfallverteilung technischer Produkte über der Zeit als Summe (a) von frühen Ausfällen (b), zeitlich gleichverteilten Zufallsausfällen (c) und alterungsbedingten Ausfällen (d)

Bei Hochspannungsdurchführungen lassen sich die in Tabelle 1.3-1 aufgeführten Beispiele zu den in Bild 1.3-1 genannten Abschnitten angeben:

Tabelle 1.3-1: Beispiele für Ausfallsursachen von Hochspannungsdurchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum unterteilt nach den unterschiedlichen Ausfallstypen

Frühe Ausfälle, innerhalb der ersten Betriebsjahre	Zufällige Ausfälle 5 ... 25 Betriebsjahre	Alterungsbedingte Ausfälle >25 Betriebsjahre
Fehlerhafte Dimensionierung	Mechanische Überbeanspruchung	Alterungseffekte, wie in 1.2.2 beschrieben
Fertigungsfehler	Elektrische Überbeanspruchung durch Blitz- oder Schaltstöße	
Fehlerhafte Installation		

Anmerkung: Bei elektrischen Maschinen, wie z.B. Generatoren oder Transformatoren, lassen sich gealterte Isolierungen teilweise durch geeignete Instandhaltungsmaßnahmen (z.B. Trocknung) ausbessern, wodurch sich ein aufwändigerer Komplett-Tausch vermeiden bzw. hinauszögern lässt. Das Lebensdauerende wäre dann zu dem Zeitpunkt erreicht, wenn eine Reparatur oder Nachbesserung nicht mehr wirtschaftlich ist. Bei Durchführungen sind allerdings die Anschaffungskosten so gering, dass sich eine Nachbesserung nicht lohnt.

Während die zufälligen Ausfälle nicht vorhersehbar sind und folglich nur schwer (z.B. durch ein Online-Monitoring, s. 2.3) durch Diagnoseverfahren prognostiziert bzw. verhindert werden können, sind es vor allem die durch Alterungseffekte hervorgerufenen Ausfälle, die im Fokus der Zustandsbewertung der Betriebsmittel stehen.

Durchführungen wurden ursprünglich auf eine Lebensdauer von 25 ... 30 Jahren ausgelegt und nähern sich nun vermehrt diesem Alter oder haben es teilweise bereits überschritten. Es kommt allerdings auf die unterschiedlichen Belastungen der einzelnen Komponenten und die äußeren Einflüsse an, wie weit sich eine Alterung bereits entwickelt hat. Bei der Auslegung elektrischer Betriebsmittel lässt sich die mittlere Lebensdauer mit Hilfe von Lebensdauerkenlinien (s. [Küc09, Abschnitt 3.1.4]) in Abhängigkeit von der Belastung eines elektrischen Betriebsmittels abschätzen. Allerdings beruhen diese Abschätzungen auf der vereinfachten Annahme, dass sich der Alterungsmechanismus, der bei der Ermittlung zugrunde gelegt wurde, selbst nicht ändert und alleine vorliegt – keine Multi-Faktor-Alterung, wie beispielsweise von Körbler [Kör04, Abschnitt 4.2] beschrieben. In der Realität ist dies aber nur bedingt gültig. Auch lassen sich kurzzeitige Versuche an geometrisch kleinen Prüflingen nicht ohne weiteres auf sehr lange Zeiten und große Betriebsmittel extrapolieren. „In der Praxis wählt man deshalb sehr große Sicherheitsabstände zu den Lebensdauerkurven. D.h. die tatsächlichen Beanspruchungen werden oft weit niedriger angesetzt, als es nach einer Lebensdauerkurve möglich wäre“, ([Küc09, S. 154]).

Gerade diese Tatsache begründet die Untersuchungen dieser Arbeit. Denn durch die konservative Auslegung der Hochspannungsdurchführungen ist auch nach Überschreiten der nominellen Lebensdauerergrenze noch nicht zwingend mit einer erhöhten Ausfallwahrscheinlichkeit zu rechnen. Vielmehr können die sich in Betrieb befindlichen Bauteile trotz entsprechenden Alters noch völlig intakt sein. Die Betreiber sind allerdings angehalten,

geeignete Diagnoseverfahren einzusetzen und entsprechende Instandhaltungsmaßnahmen einzuplanen. In [Sum10, Abschnitt 3.4] werden dazu u.a. folgende Möglichkeiten aufgeführt:

- Zeitorientierte Instandhaltung (TBM – time based maintenance),
- ereignisorientierte Instandhaltung (IBM – incident based maintenance),
- zustandsorientierte Instandhaltung (CBM – condition based maintenance),
- risikoorientierte Instandhaltung (RBM – risk based maintenance).

Bei einer Hochspannungsdurchführung ist aufgrund ihrer konservativen Auslegung heutzutage eine zeitorientierte Instandhaltung aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll. Ein ereignisorientierter Austausch nach einem Ausfall bzw. einem rechtzeitig erkannten Schaden versteht sich bei Durchführungen von selbst. Es bleiben demnach die zustands- und die risikoorientierte Instandhaltung als praktikable Verfahren übrig. Für diese ist aber eine Kenntnis des Zustandes der Durchführung erforderlich. Dazu lassen sich die in Kapitel 2 vorgestellten Analysemethoden heranziehen, deren Eignung für die Zustandsdiagnose bei Durchführungen in dieser Arbeit untersucht wird.

Anmerkung: Koch et al. [Koc10, S. 2] beschreiben dies so: „Die Diagnostik an gealterten Betriebsmitteln entwickelte sich zu ‚dem‘ Diskussionsthema bei Konferenzen der elektrischen Energietechnik, da wesentliche Teile des Energieübertragungsnetzes das Ende ihrer Design-Lebensdauer erreichten und der Kostendruck nach der Marktliberalisierung zu aufgeschobenen Instandhaltungsmaßnahmen bzw. Neuinvestitionen führte. Heute sind Energieversorger interessiert, das Optimum zwischen Aufwand und Nutzen bei Betrieb und Ausbau von Netz und Kraftwerken zu finden. Asset Management auf Basis zustands- und risikobasierter Instandhaltung verspricht, dieses Ziel zu erreichen, verlangt aber auch nach belastbaren Aussagen über den aktuellen Zustand der Betriebsmittel.“

Im besten Fall handelt es sich bei den angewandten Diagnoseverfahren um Zustandsbewertungen, bei denen der Fortschritt der Alterung mit der Zeit erkannt wird, sodass bei Erreichen bestimmter Grenzwerte entsprechende Maßnahmen ergriffen werden können. Die Intervalle der diagnostischen Messungen sind entsprechend so zu wählen, dass sich entwickelnde Fehler erkannt werden können. Bild 1.3-2 zeigt einen Überblick über empfohlene Wartungsintervalle für die unterschiedlichen Durchführungstechnologien. Einige Betreiber nehmen routinemäßig betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -Messungen (s. 2.1.1) an den in Betrieb befindlichen Durchführungen vor. Dabei können Auffälligkeiten (v.a. ein Teildurchschlag) festgestellt und die betroffenen Komponenten vor einem Totalausfall ausgetauscht werden. Dielektrische Messungen im Zeit- oder Frequenzbereich (PDC-, bzw. FDS-Messungen – s. 2.1.2 und 2.1.3), die für eine Alterungsdiagnose geeignet sind, finden für routinemäßige Analysen bislang aber nur selten Anwendung.

Es fehlen auch noch einschlägige normative Empfehlungen zur Zustandsdiagnose von Hochspannungsdurchführungen (s. 1.4). Derzeit befasst sich die im Jahr 2010 gegründete Arbeitsgruppe A2.43 „Bushing Reliability“ der CIGRÉ mit der Zustandsbewertung von Durchführungen. Ziel dieser Arbeitsgruppe ist es, Betriebs- bzw. Ausfallerfahrungen von Herstellern und Betreibern sowie deren Praxiserfahrungen hinsichtlich Diagnoseverfahren und -zyklen statistisch auszuwerten.

Anmerkung: Eine in [Gup09] vorgestellte Umfrage in den USA und Kanada ergab, dass drei der 15 an der Umfrage beteiligten Unternehmen keinerlei Diagnosemessungen (weder offline noch online) an den betriebenen Durchführungen vornehmen. Ein einziges der befragten Unternehmen führt DGA-Analysen im zeitlichen Abstand von acht Jahren durch. Etwa 80 % der Betreiber messen im Abstand von 4 ... 10 Jahren Kapazität und Verlustfaktor. Bei diesen C_{-} , $\tan \delta$ -Messungen konnten 10 der befragten Unternehmen auffällige Durchführungen erkennen und vor einem bevorstehenden Ausfall tauschen. Die Studie kommt auch zu dem Ergebnis, dass es bislang keinen Konsens unter den Betreibern gibt, welches Diagnoseverfahren für die Zustandsbewertung von Durchführungen am besten geeignet ist.

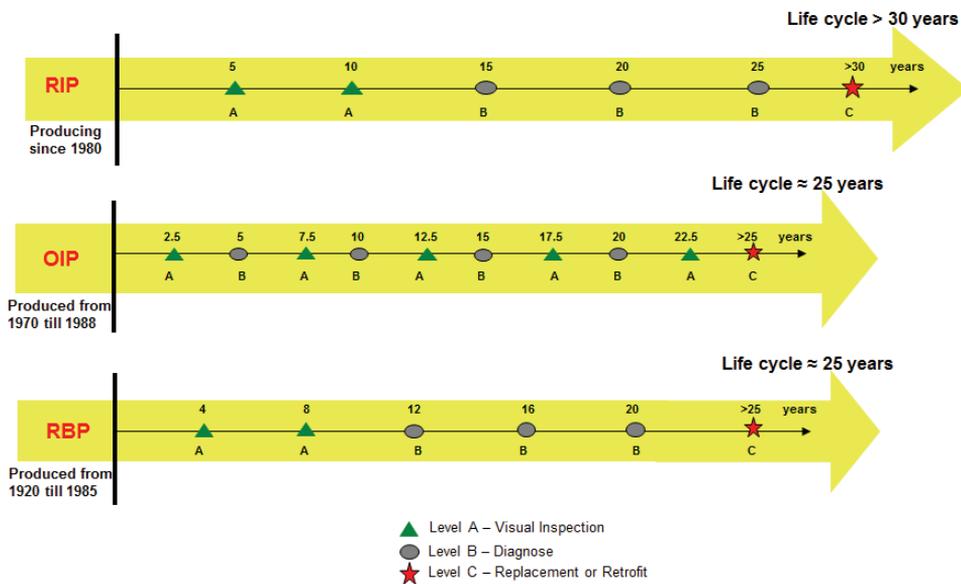


Bild 1.3-2: Vom Hersteller empfohlene Wartungsintervalle der unterschiedlichen Durchführungs-Technologien, Werkbild ABB

1.4 Stand der Normung

Tabelle 1.4-1 zeigt eine Übersicht über derzeit gültige Normen, die für Durchführungen angewendet werden können. Die Tabelle ist dabei nach einzelnen Schwerpunkten gegliedert, wobei die meisten Normen den Bereich der chemischen Analysen am Öl bzw. Papier abdecken und ihren Ursprung in der Transformatordiagnostik haben, sich aber auch auf Durchführungen übertragen lassen.

Tabelle 1.4-1: Übersicht über gültige Normen, die für Durchführungen angewendet werden können; die angegebenen Normen beruhen überwiegend auf internationalen IEC-Normen

Durchführung allgemein

Nr.	Titel	Erläuterung	Anwendung bei Durchführungen
DIN EN 60137: 2009-07	Isolierte Durchführungen für Wechselspannungen über 1000V	Typprüfungen, Stückprüfungen und diverse Anforderungen an Durchführungen	Prüfungen und Anforderungen an Durchführungen

Zustandsbewertung von Durchführungen

Nr.	Titel	Erläuterung	Anwendung bei Durchführungen
Vornorm DIN V VDE V 0109-2: 2010-11	Instandhaltung von Anlagen und Betriebsmitteln in elektrischen Versorgungsnetzen	Möglichkeiten der Zustandsfeststellung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen	Hinweise auf Diagnoseverfahren zur Zustandsbewertung von Durchführungen
DIN EN 60505: 2005-08	Bewertungen und Kennzeichnung von elektrischen Isoliersystemen	Einschätzung der Lebensdauer eines elektrischen Isoliersystems	Allgemeine Überlegungen zu Alterungsfaktoren

Chemische Analysen am Öl und Papier von Durchführungen

Nr.	Titel	Erläuterung	Anwendung bei Durchführungen
DIN EN 60814: 1999-03	Ölimprägniertes Papier und ölimprägnierter Pressspan. Bestimmung von Wasser mit automatischer Karl-Fischer-Titration	Quantitative Bestimmung von Wasser mit automatischer Karl-Fischer-Titration von ölimprägniertem Papier und Pressspan	Bestimmung des Wassergehalts im Öl bzw. Papier

DIN EN 60296: 2005-01	Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen - Neue Isolieröle für Transformatoren und Schaltgeräte	Anforderungen und Prüfverfahren für ungebrauchte Isolieröle auf Mineralölbasis	Anforderungen an das neue Isolieröl von Durchführungen
DIN EN 62535: 2009-09	Isolierflüssigkeiten – Prüfverfahren für den Nachweis von potentiell korrosivem Schwefel in gebrauchtem und ungebrauchtem Isolieröl	Prüfung auf korrosivem Schwefel zur Vermeidung von Transformator- und Drosselausfällen durch Ablagerung von Kupfersulfid	Vermeidung von Ablagerung von Kupfersulfid auf Isolierpapier durch Analyse des Öles auf korrosiven Schwefel
DIN EN 60475: 2012-07	Verfahren zur Probennahme von Isolierflüssigkeiten	Verfahren zur Probennahme von Isolierflüssigkeiten	Ölprobenentnahme an der Durchführung
DIN EN 60567: 2006-05	Ölgefüllte elektrische Betriebsmittel - Probennahme von Gasen und von Öl für die Analyse freier und gelöster Gase	Probennahme von Öl und Gas zur Bestimmung freier und gelöster Gase	
DIN EN 61198: 1995-03	Isolieröle auf Mineralölbasis - Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen	Feststellung im Öl gelöster Zersetzungsprodukte der Zellulose	Untersuchung des Öls einer Durchführung auf Furane aus dem Papier
DIN EN 60450: 2008-03	Messung des durchschnittlichen viskosimetrischen Polymersisationsgrades von neuen und gealterten zellulosehaltigen Elektroisoliertstoffen	Messung des Polymersisationsgrades von Zellulose	Bestimmung des Polymerisationsgrads des Papiers
DIN EN 60422: 2007-02	Richtlinie zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln	Beurteilung der Isolierqualität des Öls durch Prüfverfahren und Bewertungsmethoden	Hinweise auf Bewertungsverfahren des Isolieröls, z.B. Wassergehalt, $\tan \delta$, Durchschlagspannung
DIN EN 60599: 2008-02	In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase	Interpretation von Analysen des gelösten oder freien Gases im Isolieröl	Identifizierung typischer Fehler in Durchführungen anhand von Schlüsselgasen einer Gas-in-Öl-Analyse

2 Analysemethoden, Stand der Technik

In [Sum10, Abb. 5-2] ist eine Übersicht über diagnostische Methoden in der Energietechnik dargestellt, bei der folgende Gebiete differenziert werden:

- Elektrische Diagnostik,
- dielektrische Diagnostik,
- optische Diagnostik,
- chemische Diagnostik,
- thermische Diagnostik,
- akustische Diagnostik,
- magnetische Diagnostik,
- mechanische Diagnostik.

Von entscheidender Bedeutung für die Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel mit Öl-Papier-Isoliersystem ist die Detektion von Feuchtigkeit in der Isolierung, da Wasser zum einen die Alterung beschleunigt, zum anderen direkt zu den dielektrischen Verlusten beiträgt und die elektrische Festigkeit der Isolierung herabsetzt. Da Feuchtigkeit und Alterungsprodukte auf die (di-)elektrischen Eigenschaften des OIP-Isoliersystems Einfluss nehmen, wird für die Zustandsbewertung insbesondere die dielektrische Diagnostik verwendet. Da es für eine Zustandsbewertung von Durchführungen weder eigene Diagnoseverfahren noch normative Empfehlungen gibt und sich das OIP-Isoliersystem einer Durchföhrung und das Öl-Papier-Isoliersystem eines Transformators hinsichtlich ihres dielektrischen Verhaltens ähneln, bedient man sich für die Diagnose von Durchführungen der Messmethoden, die bei Transformatoren bereits seit längerer Zeit Anwendung finden.

In diesem Abschnitt werden neben den dielektrischen Messungen (2.1) auch chemische Untersuchungen vorgestellt, die Aufschluss über den Zustand der Durchföhrung ermöglichen (2.2). Während die meisten Messverfahren ausschließlich für Offline-Diagnose geeignet sind, stehen auch Möglichkeiten zur Online-Diagnose an Durchführungen zur Verfügung (2.3).

Anmerkung: Neben den hier vorgestellten dielektrischen und chemischen Diagnoseverfahren gibt es noch weitere Möglichkeiten für eine routinemäßige Diagnostik. Die visuelle Inspektion z.B. ist eine sehr weit verbreitete Methode, um äußere Auffälligkeiten an Betriebsmitteln, etwa durch regelmäßige Begehungen, zu erkennen. An Durchführungen können dadurch u.a. Fehler am Porzellanisolator oder an den Anschlüssen, sowie eventuelle Ölleckagen ausfindig gemacht werden. In [Mik12, Abschnitt 3.2.1] wurde gezeigt, wie durch eine Wärmebildaufnahme (Bsp. für thermische Diagnostik) einer in Betrieb befindlichen Durchföhrung ein schlechter elektrischer Kontakt am Kopf der Durchföhrung erkannt und behoben werden

konnte. Ebenso kann eine Messung des Durchgangswiderstandes (Bsp. für elektrische Diagnostik) einen schlechten elektrischen Kontakt der Durchführung aufdecken ([ebd.]).

2.1 Dielektrische Diagnoseverfahren

Für dielektrische Diagnosemessungen müssen Durchführungen für Spannungen $>72,5$ kV gemäß DIN EN 60137:2009-07 einen auf Erdpotential zugänglichen Messanschluss haben, Bild 2.1-1:



Bild 2.1-1: Messanschluss einer Durchführung, aus [Vol12]

Der Messanschluss ist mit dem äußersten Steuerbelag (Erdbelag) der Durchführung verbunden (s. Bild 1.1-2). Während der Erdbelag im Betrieb über den Messanschluss auf Erdpotential gelegt wird, kann diese Verbindung für Messzwecke getrennt werden, sodass die angeschlossenen Diagnosegeräte den durch das Dielektrikum (Kapazität C_1) der Durchführung fließenden Strom erfassen können. Es ergibt sich folgendes Ersatzschaltbild für den Abgriff des Signals am Messanschluss, Bild 2.1-2:

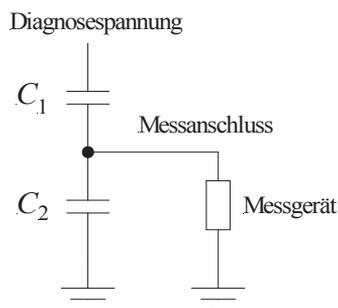


Bild 2.1-2: Spannungsteiler bei Messung am Messanschluss einer Durchführung

Die Kapazität C_1 stellt die Kapazität zwischen dem innersten und dem äußersten Steuerbelag der Durchführung dar (Kapazität des Dielektrikums). C_2 beschreibt die (Streu-)Kapazität zwischen dem äußersten Steuerbelag (Erdbelag) und dem Erdpotential. Das Messgerät muss eine deutlich geringere Impedanz haben als C_2 , damit die Messung nicht verfälscht wird.

Bei den dielektrischen Messungen an Durchführungen handelt es sich um integrale Messungen, die die durchschnittlichen Eigenschaften des Dielektrikums widerspiegeln. Fehlstellen, die zu einer sehr lokalen Änderung der dielektrischen Eigenschaften führen, sind u.U. in den integralen Messergebnissen nicht oder nur schwer zu erkennen, bzw. zeigen sich erst in fortgeschrittenem Stadium. Alterungseffekte, deren Untersuchung Ziel dieser Arbeit ist, treten allerdings großvolumig in Erscheinung und beeinflussen die integralen Eigenschaften des Dielektrikums, sodass sie durch dielektrische Diagnosemessungen gut erfasst werden.

Dielektrische Messungen lassen sich prinzipiell in Zwei- und Drei-Elektroden-Messverfahren unterteilen (s. [Küc09, Bild 6.4.7-2]). Bild 2.1-3 zeigt die Anordnungen am Beispiel einer Labor-Messzelle für die Bestimmung dielektrischer Materialparameter, z.B. durch eine PDC- oder FDS-Messung. Die Materialprobe wird dazu zwischen zwei Elektroden eingespannt und der Strom, der durch die Probe fließt, wird vom Messgerät (z.B. über einen Shunt-Widerstand) erfasst. Bei der Verwendung von nur zwei Elektroden (Bild 2.1-3 links) kommt es während der Messung zu einer Verfälschung der Messergebnisse aufgrund von Oberflächenströmen, die sich dem Messstrom, der durch das Dielektrikum fließt, überlagern. Dies lässt sich durch die Verwendung einer dritten Elektrode (Guard oder Schutzring) verhindern, da die Oberflächenströme an der Messung vorbei zur Erde abgeleitet werden (Bild 2.1-3rechts). Die Spannungsquelle muss diese Ströme zwar liefern, sie gehen jedoch nicht in die Messung ein.

Anmerkung: In [Cig10, Kapitel 3] wird die Verwendung von Guard-Elektroden für die dielektrische Transformator-Diagnostik beschrieben. [Küc06] beschreibt die Verwendung von Bandagen, mit deren Hilfe sich PDC-Messungen beeinflussen lassen, um qualitative Schlüsse auf den Zustand des Dielektrikums zu ziehen.

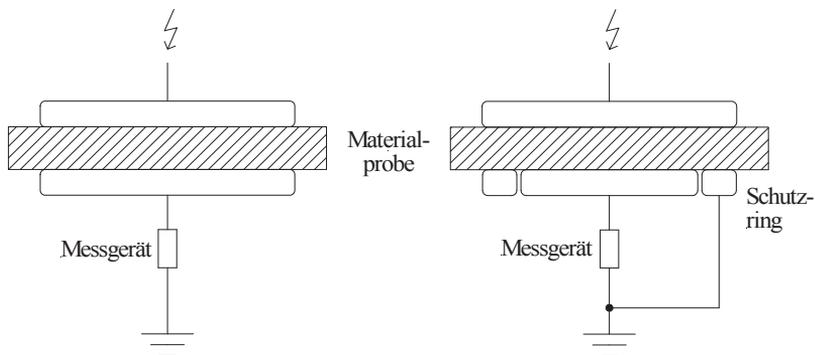


Bild 2.1-3: Darstellung einer Messanordnung mit zwei (links) und drei Elektroden (rechts)

Zu den Zwei-Elektroden-Messverfahren zählen die Rückkehrspannungsmessung (RVM) sowie die Isotherme Relaxationsstromanalyse (IRC). Beide Verfahren haben sich insbe-

sondere für die Diagnostik von Hochspannungskabeln bewährt, weil dort keine dritte Elektrode vorhanden ist, sodass eine unverfälschte Messung während des Polarisierens nicht möglich ist und nur der Depolarisationsstrom (Relaxationsstrom) bzw. die Rückkehrspannung des Dielektrikums analysiert werden können.

Die Arbeitsgruppe D1.01 der CIGRÉ [Cig10] hat sich mit den unterschiedlichen dielektrischen Verfahren für die Zustandsbewertung von Transformatoren befasst. Allerdings wurden nur die PDC- und die FDS-Messung untersucht, da die RVM-Messung zwar prinzipiell äquivalente Ergebnisse liefert, jedoch nur einen ungenauen Schluss auf den Feuchtegehalt im Papier zulässt: “It was concluded that all three techniques (PDC, FDS and RVM, Anm. d. Autors) reflect the same fundamental polarization and conduction phenomena in transformer insulation, the special feature of which is a combination of oil gaps and solid insulation, and as a consequence are influenced strongly by both solid insulation moisture content and oil condition, and also, but less strongly, by the geometry of the solid and liquid insulations. [...] By contrast, the simple relationship claimed between RVM dominant time constant and solid insulation moisture content was shown to be flawed. [...] The work has focused almost exclusively on the two techniques which allow the clearest discrimination between the effects of oil condition and solid insulation moisture content: FDS and PDC...” [Cig10, Summary].

Deshalb wurde auch im Rahmen dieser Arbeit auf eine eingehende Untersuchung der RVM- und IRC-Analyse für Durchführungen verzichtet und der Fokus bei den dielektrischen Messungen auf die betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (2.1.1), die Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (2.1.2) und die Frequenzbereichsspektroskopie (2.1.3) gelegt.

2.1.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C -, $\tan \delta$ -Messung)

Die betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C -, $\tan \delta$) ist eine Standardmessung, die an Betriebsmitteln aus der elektrischen Energietechnik, wie z.B. Transformatoren, Messwandlern oder Durchführungen, vorgenommen wird. Die in [Gup09] vorgestellte Umfrage zeigt, dass die Betreiber von Durchführungen diese Analysemethode als sehr geeignet erachten, um Fehler an Durchführungen aufzudecken.

2.1.1.1 Messaufbau

Der herkömmliche Messaufbau für die C -, $\tan \delta$ -Messung besteht aus einer Messbrücke (Scheringbrücke) mit bekanntem Norm-Kondensator, und abgleichbaren Elementen auf Niederspannungspotential. Nähere Beschreibungen und Informationen können den Normen- und Regelwerken oder auch der Literatur entnommen werden (s. DIN EN 60137:2009-07 oder [Küc09, Abschnitt 6.4.1.1]). Moderne Messsysteme kommen auch

ohne eine abgleichbare Brücke aus, indem direkt der durch den Prüfling fließende Strom hinsichtlich Phasenlage und Amplitude mit einem bekannten Referenzweig verglichen wird.

Die C -, $\tan \delta$ -Messung kann bei unterschiedlichen Frequenzen (s. 2.1.3) sowie unterschiedlichen Spannungen durchgeführt werden.

2.1.1.2 Analyse der Messergebnisse

2.1.1.2.1 Kapazität

Durchschläge zwischen zwei benachbarten Steuerbelägen einer Durchführung zeigen sich durch eine Erhöhung der Kapazität. Der Durchschlag von zwei Steuerbelägen einer Durchführung mit n Belägen führt unter Betrachtung der vereinfachten Gl. (1.1-1) zu einer Steigerung der Kapazität um ΔC gemäß:

$$\Delta C \approx \frac{1}{n} \cdot C_1 . \quad (2.1-1)$$

Beispiel: Wird vereinfachend angenommen, dass die Teilkapazitäten der Steuerbeläge gleich sind und hat eine Durchführung z.B. 100 Steuerbeläge, so erhöht sich die Kapazität bei einem Durchschlag zwischen zwei Belägen näherungsweise um 1 %.

Während Teildurchschläge der Steuerstrecke durch die betriebsfrequente Kapazitätsmessung gut erkannt werden können, lassen sich Alterungseffekte oder erhöhte Feuchtigkeitswerte nicht diagnostizieren. Hierzu ist die Messung des Verlustfaktors besser geeignet.

2.1.1.2.2 Verlustfaktor

Eine Feuchtigkeitzunahme sowie der Einfluss verschiedener Alterungseffekte führen bei OIP-Isoliersystemen zu einer Steigerung des Verlustfaktors $\tan \delta$ (s. 1.2.3.2.1). Bild 2.1-4 gibt schematisch die Abhängigkeit des Verlustfaktors bei 50 Hz von der Temperatur und dem Alterungszustand wieder. Es ist zu erkennen, dass sich eine moderate Alterung durch erhöhte Verlustfaktorwerte erst bei höheren Temperaturen, z.B. Betriebstemperatur, zeigt. Lediglich eine stark fortgeschrittene Alterung verursacht auch bei Raumtemperatur eine merkliche Erhöhung des Verlustfaktors (s. [Küc09, Abschnitt 3.5.3] sowie [Reu12]). Wenn das Zeitintervall zwischen routinemäßigen Messungen zu groß ist, könnte es geschehen, dass sich schnell entwickelnde Fehler nicht erkannt werden. Dies führt zu dem Bestreben, die C -, $\tan \delta$ -Messung kontinuierlich (online) vorzunehmen (s. 2.3).

Ist bei den Messungen eine Spannungsabhängigkeit des Verlustfaktors zu beobachten, kann dies dadurch erklärt werden, dass bestimmte Mechanismen, die zu erhöhten Verlusten beitragen, z.B. Teilentladungen im Dielektrikum, erst ab einer gewissen Feldstärke einsetzen bzw. ein spannungsabhängiges Verhalten zeigen.

Beispiel: DIN EN 60137:2009-07 gibt in Tabelle 8 die Empfehlung, dass für Durchführungen mit OIP-Dielektrikum der Verlustfaktor bei einer Prüfspannung von $1,05 \cdot U_m / \sqrt{3}$ nicht mehr als 7 ‰ betragen und bei einer Prüfspannung von U_m vom gemessenen Wert bei $1,05 \cdot U_m / \sqrt{3}$ um nicht mehr als 1 ‰ abweichen darf.

Eine Frequenzabhängigkeit ergibt sich durch die beiden Anteile des Verlustfaktors, s. 1.2.3.2.1, Gl. (1.2-5) sowie 2.1.3.

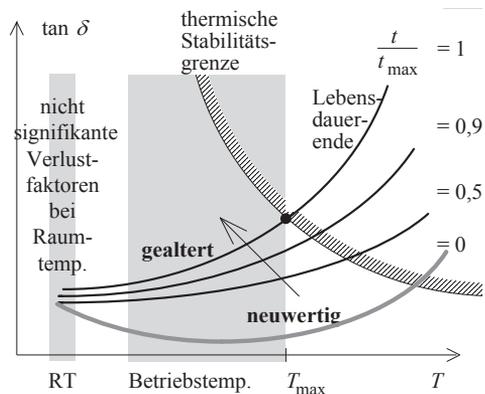


Bild 2.1-4: Darstellung des Verlustfaktors von OIP-Isoliersystemen bei Betriebsfrequenz in Abhängigkeit von der Temperatur und Alterungszustand, aus [Küc09, S. 242]

2.1.2 Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung)

Bei der Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung) handelt es sich um eine dielektrische Messung im Zeitbereich. An den Prüfling wird ein Spannungssprung angelegt und der durch das Dielektrikum fließende Polarisationsstrom wird als Sprungantwort erfasst. Nach der Polarisationszeit t_p wird der Prüfling kurzgeschlossen und es beginnt die Depolarisationsphase, wobei sich die im Dielektrikum durch die Polarisation gespeicherten Ladungen über den am Prüfling anliegenden Kurzschluss ausgleichen und ein Depolarisationsstrom mit negativem Vorzeichen fließt. Bild 2.1-5 zeigt schematisch den zeitlichen Ablauf der PDC-Messung. Die Kurve des Depolarisationsstroms wird zur anschaulicheren Darstellung an der Zeitachse gespiegelt und um die Dauer der Polarisation t_p verschoben, sodass beide Kurven den gleichen Startzeitpunkt zu haben scheinen, Bild 2.1-6. I.d.R. erstrecken sich die Messungen über einen großen Zeitbereich, wobei sich auch die Ströme um einige Größenordnungen ändern. Deshalb wird meist eine doppelt-logarithmische Achsenaufteilung gewählt.

Der Polarisationsstrom setzt sich aus zwei Anteilen zusammen – dem durch die Leitfähigkeit bzw. dem Isolationswiderstand R_∞ des Dielektrikums bedingten, stationären Endwert

und dem Polarisationsverhalten des Dielektrikums, das sich durch einzelne Relaxationszeitkonstanten ($\tau_i = R_i \cdot C_i$) charakterisieren lässt, Gl. (2.1-2) und Bild 2.1-7.

$$i_p(t) = \frac{U}{R_\infty} + \sum_i \left(\frac{U}{R_i} e^{-\frac{t}{\tau_i}} \right) \quad (2.1-2)$$

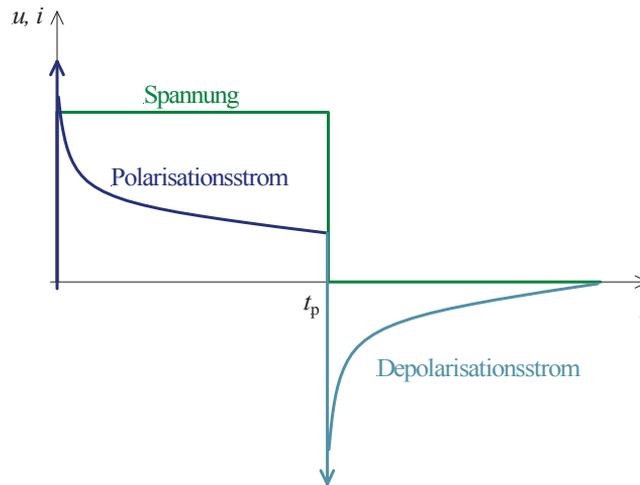


Bild 2.1-5: Zeitliche Verläufe von Strom und Spannung bei der PDC-Messung (schematisch)

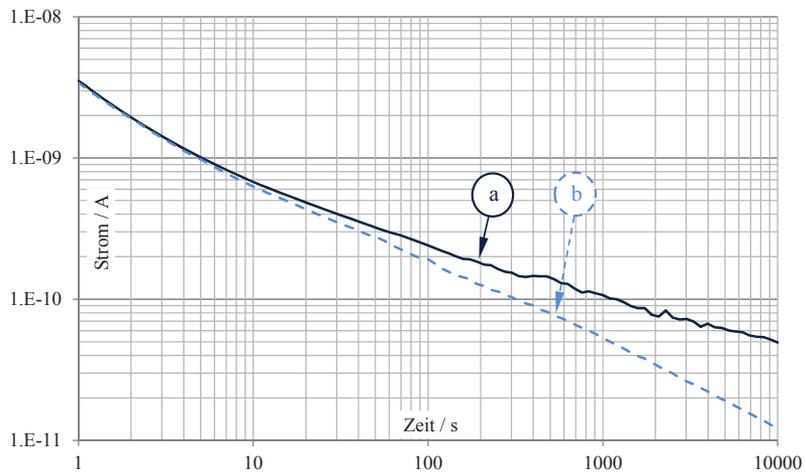


Bild 2.1-6: Beispielhafte PDC-Messung, Polarisationsstrom (a) und Betrag des Depolarisationsstroms (b) über der Zeit, Depolarisationsstrom um die Zeit der Polarisation t_p verschoben

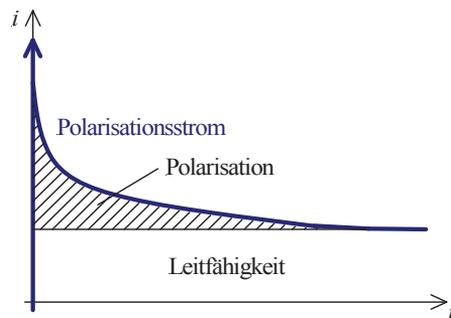


Bild 2.1-7: Polarisations- und Leitfähigkeitsanteil des Polarisationsstroms, schematisch

In [Hou98, Abschnitt 3.9] wird beschrieben, wie sich aus den durch die PDC-Messung gewonnenen Informationen ein Ersatzschaltbild des Prüflings ermitteln lässt, Bild 2.1-8. Dazu werden die gemessenen Stromkurven durch Exponentialfunktionen angenähert. Die Zeitkonstanten dieser Exponentialfunktionen beschreiben die einzelnen R - C -Glieder des Ersatzschaltbildes. Die Kapazität C_0 enthält Informationen über die Frequenzen >1 Hz und kann durch die Ermittlung der nach dem Zuschalten der Spannung ($t < 1$ s) fließenden Ladung gemäß $q = C \cdot U$ oder durch eine herkömmliche, betriebsfrequente Kapazitätsmessung ermittelt werden.

Anmerkung: In der Kapazität C_0 sind auch Anteile schneller Polarisationsvorgänge, die durch die PDC-Messung normalerweise nicht erfasst werden, enthalten. Es handelt sich hier also nicht um die reine Vakuum-Kapazität der Anordnung. Im Simulationsmodell, das in Anhang B beschrieben wird, ist der Kapazität C_0 ein Widerstand in Reihe geschaltet, sodass durch dieses R - C -Glied die höherfrequenten Verluste des Dielektrikums nachgebildet werden. Der Widerstand R wird aus dem 50 Hz-Verlustfaktor der Probe bestimmt.

Die Glieder $R_1C_1 \dots R_nC_n$ repräsentieren die einzelnen Zeitkonstanten $\tau_1 \dots \tau_n$, die der gemessene Strom enthält. Der scheinbare Isolationswiderstand R_∞ kann aus dem Polarisations- und Depolarisationsstrom z.B. durch das in 2.1.2.3 vorgestellte Verfahren ermittelt werden.

Anmerkung: Es sei darauf hingewiesen, dass es nicht möglich ist, aus den durch ein Fitting der Messkurven ermittelten Zeitkonstanten τ_i des Ersatzschaltbildes auf physikalische Prozesse der Polarisation zu schließen. Die einzelnen Zeitkonstanten bilden lediglich das elektrische Verhalten der Polarisation mathematisch korrekt ab. „It is obvious that remaining (nach dem Kurvenfitting und entsprechender iterativer Näherung, Anm. d. Autors) time constants have no physical significance“, [Hou98, S. 19].

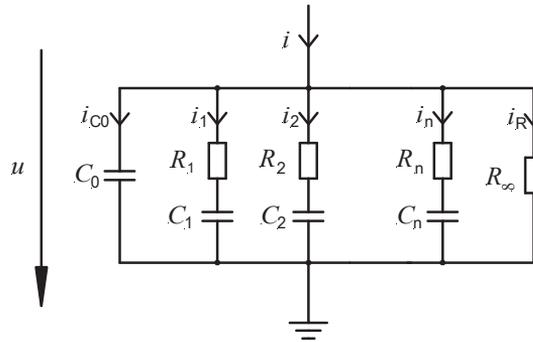


Bild 2.1-8: Ersatzschaltbild zur Beschreibung dielektrischer Eigenschaften von festen Isolierstoffen

Bis zum Ende der Polarisationszeit t_p werden die einzelnen Kapazitäten C_i des Ersatzschaltbildes auf unterschiedliche Werte $U_{C,i}$ aufgeladen:

$$U_{C,i}(t_p) = U \cdot \left(1 - e^{-\frac{t_p}{\tau_i}}\right) \quad (2.1-3)$$

Bei der Depolarisation wird der Prüfling kurzgeschlossen und die zuvor im Dielektrikum gespeicherten Ladungen erzeugen einen Depolarisationsstrom. Dabei sind die Kapazität C_0 sowie der Isolationswiderstand R_∞ kurzgeschlossen. Folglich besteht der Depolarisationsstrom nur aus folgenden Anteilen:

$$i_d(t) = -\sum_i \left(\frac{U_{C,i}(t_p)}{R_i} e^{-\frac{t-t_p}{\tau_i}} \right) \quad (2.1-4)$$

In [Hou98, S. 13] werden für den Polarisations- und Depolarisationsstrom Gleichungen in Form von Übertragungsfunktionen angegeben, die den Gleichungen (2.1-2) und (2.1-4) äquivalent sind:

$$i_p(t) = U \cdot C_0 \cdot \left(\frac{\kappa}{\varepsilon} + f(t) \right) \quad (2.1-5)$$

$$i_d(t) = -U \cdot C_0 \cdot \left(f(t) - f(t + t_p) \right) \quad (2.1-6)$$

Bei Vergleich von Gl. (2.1-2) mit Gl. (2.1-5), lässt sich feststellen, dass der Term der dielektrischen Antwortfunktion $f(t)$ aus Gl. (2.1-5) dem Summenterm in Gl. (2.1-2) entsprechen muss, womit gilt:

$$U \cdot C_0 \cdot \frac{\kappa}{\varepsilon} = \frac{U}{R_\infty} \quad (2.1-7)$$

Es folgt daraus die für homogene Dielektrika gültige Beziehung, die die Eigenentladung des Dielektrikums beschreibt (s. [Küc09, Gl. 2.4-3]):

$$R_{\infty} \cdot C_0 = \frac{\varepsilon}{\kappa} \quad (2.1-8)$$

Hierbei handelt es sich um eine Beziehung, bei der geometrische Größen des Prüflings nicht mehr in Erscheinung treten, weil sie bereits in den Größen R_{∞} bzw. C_0 enthalten sind. Das Produkt aus Isolationswiderstand und Kapazität der Durchführung ist folglich nur von der Dielektrizitätszahl ε und der Leitfähigkeit κ abhängig, wobei nach [Küc09, Bild 4.2-2] die relative Dielektrizitätszahl ε_r für typische Öl-Papier-Dielektrika etwa 4,4 beträgt.

Anmerkung: Gl. (2.1-8) lässt sich auch herleiten, wenn man berücksichtigt, dass sich die geometrischen Größen Abstand d und Fläche A einer Anordnung aus zwei Elektroden auf die Größen Kapazität und Isolationswiderstand in umgekehrter Weise auswirken. In 5.3.1 sowie Anhang B.2 wird dieser Sachverhalt genutzt, um für die Umrechnung von Ersatzschaltbildern in andere Geometrien sog. Geometriefaktoren zu definieren.

Eine Analyse der PDC-Ergebnisse kann zum einen im Zeitbereich erfolgen (2.1.2.1). Die PDC-Ergebnisse lassen sich für eine Analyse aber auch in den Frequenzbereich umrechnen (2.1.2.2) und es kann der Isolationswiderstand der Durchführung bestimmt werden (2.1.2.3).

2.1.2.1 Analyse der Messergebnisse im Zeitbereich

Für die Analyse von dielektrischen Messungen an einem Transformator hat sich die Verwendung eines sog. X-Y-Modells bewährt, Bild 2.1-9. Durch zwei Größen X und Y lässt sich der geometrische Aufbau des Isoliersystems zwischen den Elektroden (z.B. zwischen den Wicklungen eines Transformators) beschreiben, wobei X den relativen Anteil der Barrieren zwischen den Elektroden angibt und Werte von 0 ... 100 % annehmen kann. Bei einem Transformator befinden sich z.B. zwischen den Wicklungen auch Stützer (Spacer). Die Größe Y gibt im Bereich von 0 ... 100 % deren relativen Anteil an.

Aus diesem X-Y-Modell lässt sich ein prinzipielles Verständnis für das Verhalten eines Öl-Papier-Dielektrikums bei dielektrischen Messungen entwickeln. Bei einem Dielektrikum aus mehreren Isolierstoffen sind bei einer Gleichspannungsbeanspruchung im stationären Zustand die Leitfähigkeitsverhältnisse der Isolierstoffe maßgebend für die Feldverteilung. Da die Leitfähigkeit des Papiers wesentlich geringer ist als die des Isolieröls, wird der Verlauf des Polarisationsstroms bei einer langen zeitlichen Beanspruchung von der Leitfähigkeit des Papiers bestimmt. „Dabei muss man jedoch beachten, dass erhöhte

Ströme sowohl von Feuchtigkeit als auch von Alterungsprodukten verursacht sein können“, aus [Küc05b, S. 2].

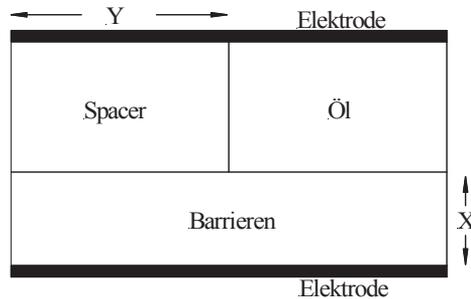


Bild 2.1-9: X-Y-Modell für ein Öl-Papier-Isoliersystem

Bei kurzer Messdauer hingegen ist die Leitfähigkeit des Öls ausschlaggebend für den Verlauf der Messung, da durch den Ölspace die Kapazität des Papiers aufgeladen wird. Bild 2.1-10 veranschaulicht dies am Beispiel einer PDC-Messung.

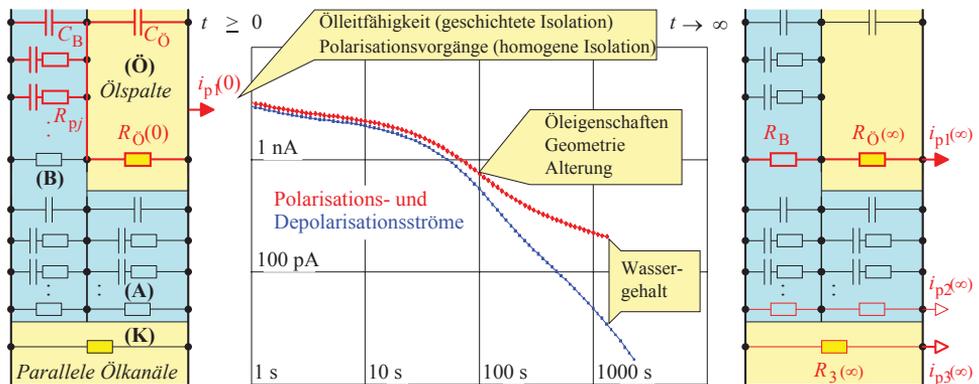


Bild 2.1-10: Differenzierung charakteristischer Materialeigenschaften durch unterschiedliche Messzeitpunkte am Beispiel der Öl-Papier-Isolation eines Transformators, aus [Küc05b, S. 1]

Anmerkung: Eine OIP-Durchführung besitzt zwar keine derart diskrete Anordnung von Öl und Papier, wie ein Transformator, jedoch befinden sich zwischen den einzelnen Papierlagen auch Ölkanäle, die sich wie die Ölspalte aus Bild 2.1-10 verhalten. Durchgehende (parallele) Ölkanäle sind bei Durchführungen nicht vorhanden. Im Allgemeinen weisen die PDC-Messkurven von Durchführungen einen flacheren Übergangsbereich zwischen Anfangs- und Endwert auf (s. Bild 2.1-6). Die prinzipiellen Aussagen, die sich aus diesem Modell ableiten lassen, gelten jedoch auch für Durchführungen.

Durch dieses Verständnis ist oft am Kurvenverlauf schon eine erste, qualitative Auswertung der Messergebnisse möglich. Eine quantitative Auswertung, z.B. hinsichtlich des Feuchtegehalts der Isolierung, ist allerdings erst durch Vergleich der gemessenen Kurve mit Referenz- oder Simulationskurven möglich.

Bei der Auswertung der Kurven muss jedoch beachtet werden, dass die PDC-Messung sehr stark von der Temperatur abhängig ist. Zum einen, da die mit der Temperatur steigende Leitfähigkeit des Dielektrikums den Polarisationsstrom erhöht, zum anderen, weil die Polarisation mit steigender Temperatur schneller abläuft und der durch die Leitfähigkeit bedingte Endwert des Polarisationsstroms früher erreicht wird. Vor einer Bewertung der Messergebnisse im Zeitbereich, muss deshalb die Temperatur auf geeignete Weise korrigiert werden (s. 4.4.3).

2.1.2.2 Analyse der Messergebnisse im Frequenzbereich

Die durch die PDC-Messung im Zeitbereich ermittelten Kurven lassen sich auch in den Frequenzbereich überführen, sodass ein direkter Vergleich der Ergebnisse aus der PDC-Messung mit der FDS-Messung (s. 2.1.3) erfolgen kann (s. [Sum10, Abschnitt 5.1.5.6]). Die Transformation kann gemäß [Gis06, Abschnitt 2.5] entweder direkt, z.B. mittels Diskreter Fourier-Transformation, oder indirekt, mit Hilfe des Modells aus Bild 2.1-8, erfolgen. In [Hou98] wird für die Verwendung des Modells folgende Gleichung für die Bestimmung des Verlustfaktors über der Frequenz angegeben:

$$\tan \delta(\omega) = \frac{\frac{1}{\omega \cdot R_{\infty}} + \sum_{i=1}^n \frac{\omega \cdot R_i \cdot C_i^2}{1 + (\omega \cdot R_i \cdot C_i)^2}}{C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{1 + (\omega \cdot R_i \cdot C_i)^2}} \quad (2.1-9)$$

Für die Analyse der in den Frequenzbereich transformierten PDC-Ergebnisse stehen die gleichen Methoden zur Verfügung, wie sie bei der FDS-Messung angewendet werden können (s. 2.1.3).

2.1.2.3 Ladungsdifferenzenverfahren zur Ermittlung des Isolationswiderstandes

Der Isolationswiderstand einer Isolierung wird üblicherweise durch Anlegen einer bestimmten Prüfspannung nach dem ohmschen Gesetz $R = U/I$ ermittelt. Dabei handelt es sich streng genommen um eine Polarisationsstrommessung, denn nach Gl. (2.1-2) sind im gemessenen Stromverlauf neben dem durch den Isolationswiderstand bedingten Anteil auch zeitlich abklingende Anteile aus der Polarisation des Dielektrikums enthalten (s. Bild 2.1-7). Dieses Messverfahren liefert demnach erst nach sehr langer Zeit, wenn der Strom auf seinen durch den Isolationswiderstand bestimmten Wert abgeklungen ist, korrekte Ergebnisse.

Wenn die durch die Polarisierung hervorgerufenen Anteile des Stromes herausgerechnet werden, lassen sich genauere Abschätzungen des Isolationswiderstandes auch in kürzerer Zeit erhalten. In [Küc05b, Abschnitt 3] wird dazu ein sog. Ladungsdifferenzenverfahren vorgestellt. Durch Integration des Polarisationsstroms aus Gl. (2.1-2) erhält man die Ladung q_p , die während des Polarisierens in das Dielektrikum fließt. Sie lässt sich physikalisch unterteilen in Ladung, die auf den Elektroden bzw. im Volumen des Dielektrikums durch Polarisierungseffekte gespeichert wird und Ladung, die aufgrund der Leitfähigkeit durch das Dielektrikum hindurchfließt:

$$q_p(t) = \frac{U}{R_\infty} \cdot t + U \cdot \sum_i C_i \cdot (1 - e^{-\frac{t}{\tau_i}}) \quad (2.1-10)$$

Die durch Polarisierungseffekte im Dielektrikum gespeicherte Ladung fließt während des Depolarisierens wieder aus dem Dielektrikum heraus. Sie lässt sich durch Integration des Depolarisationsstroms ermitteln:

$$q_d(t) = U \cdot \sum_i C_i \cdot (1 - e^{-\frac{t_p}{\tau_i}}) \cdot (1 - e^{-\frac{t}{\tau_i}}) \quad (2.1-11)$$

Während die Depolarisationsladung einem Endwert zustrebt, da der Depolarisationsstrom auf null abklingt, wächst der Wert der Polarisationsladung mit konstanter Steigung an, weil der Polarisationsstrom bedingt durch den Isolationswiderstand des Dielektrikums auf lange Zeit einem konstanten Endwert entgegenstrebt, Bild 2.1-11. Bildet man die Differenz zwischen der Polarisationsladung $q_p(t)$ und der um die Zeit t_p verschobenen Depolarisationsladung $q_d(t+t_p)$, erhält man Informationen über die Leitfähigkeit des Dielektrikums:

$$\Delta q(t) = q_p(t) - |q_d(t + t_p)| = \frac{U}{R_\infty} \cdot t + U \cdot \sum_i C_i \cdot e^{-\frac{t_p}{\tau_i}} (1 - e^{-\frac{t}{\tau_i}}) \quad (2.1-12)$$

Aus der Steigung der Ladungsdifferenz lässt sich nach Küchler [Küc05b] bereits nach kurzer Messdauer der Isolationswiderstand des Prüflings abschätzen, wenn die Werte der Ladungsdifferenz zu zwei Zeitpunkten herangezogen werden:

$$R_\infty \approx \frac{U}{\frac{\Delta q(t_2) - \Delta q(t_1)}{t_2 - t_1}} \quad (2.1-13)$$

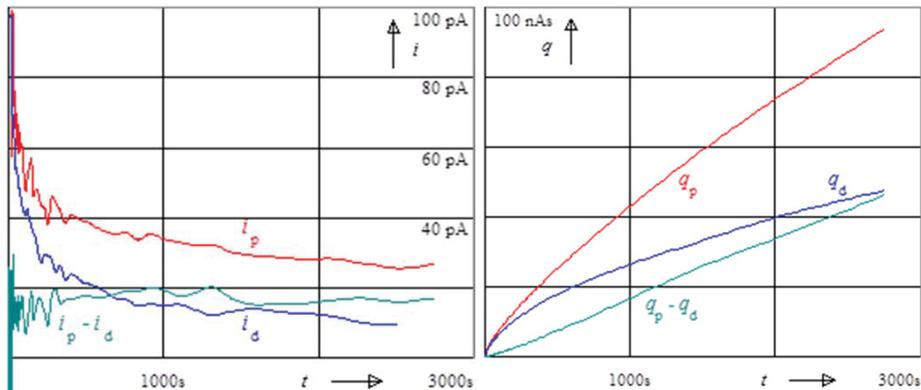


Bild 2.1-11: Ermittlung der Stromdifferenz (links) und Ladungsdifferenz (rechts) aus PDC-Messungen, aus [Küc05b, S. 2]

2.1.3 Frequenzbereichsspektroskopie (FDS)

Die aus PDC-Messungen im Zeitbereich ermittelten Stromverläufe können dazu verwendet werden, das Dielektrikum auch im Frequenzbereich zu beschreiben. Man erhält dadurch Auskunft über den Verlustfaktor $\tan \delta$ des Dielektrikums bei unterschiedlichen Frequenzen (s. 2.1.2.2). Gleichmaßen kann das Verhalten des Dielektrikums aber auch direkt im Frequenzbereich gemessen werden. Für die C -, $\tan \delta$ -Messung (s. 2.1.1) wird an den Prüfling die betriebsfrequente Wechselspannung angelegt, z.B. 50 Hz. Wird die Messung bei unterschiedlichen Frequenzen durchgeführt, spricht man von der Frequenzbereichsspektroskopie (FDS, Frequency Domain Spectroscopy). Das Messergebnis ist der Verlauf der Kapazität und des Verlustfaktors in Abhängigkeit von der Frequenz. Wie bei der PDC-Analyse kann durch die Auswertung der gemessenen FDS-Kurven und ggf. unter Zuhilfenahme von Ersatzschaltbildern und durch Vergleiche mit Referenz- oder Simulationskurven auf die Eigenschaften des Dielektrikums, wie z.B. den Feuchtegehalt, geschlossen werden (s. [Sup08] oder [Hou98]). Erhöhte Feuchtegehaltswerte eines OIP-Isoliersystems zeigen sich durch erhöhte Verlustfaktoren bei sehr niedrigen Frequenzen (dies entspricht den langen Messzeiten gemäß Bild 2.1-10, bei denen der Zustand des Isolierpapiers das Verhalten dominiert). Bei höheren Frequenzen dominiert (in Analogie zum Zeitbereich bei kürzeren Zeiten) die Qualität des Isolieröls den Verlauf des Verlustfaktors.

Die Verwendung der FDS-Messung ist besonders im Bereich höherer Frequenzen interessant, weil niedrige Frequenzen sehr lange Messzeiten benötigen. Durch die Möglichkeit der mathematischen Umrechnung zwischen Frequenz- und Zeitbereich lassen sich Ergebnisse der PDC- und der FDS-Messung miteinander vergleichen bzw. ergänzen.

Ebenso wie die PDC-Messung ist auch die FDS-Messung stark von der Temperatur abhängig. Mit steigender Temperatur sinkt der Isolationswiderstand des Prüflings und die dielektrischen Verluste bei niedrigen Frequenzen steigen. Bei höheren Frequenzen vermindert eine höhere Temperatur die Beweglichkeit der Dipole, sodass die Verluste zurückgehen. Durch den Einfluss der Temperatur verschiebt sich die gemessene FDS-Kurve entlang der Frequenzachse. In [Lia12] ist eine Möglichkeit der Temperaturbereinigung der FDS-Ergebnisse durch die Verwendung von Verschiebungsfaktoren gezeigt. Diese Methode wird in 4.4.1 näher beschrieben.

Moderne Diagnosegeräte erlauben bei bekanntem Aufbau der Isolation (z.B. bei einem Transformator) auch eine Abschätzung des Feuchtegehalts des Öls und des Papiers durch Vergleich der gemessenen Kurve mit hinterlegten Referenzwerten aus einem einfachen Ersatzschaltbild für Transformatoren (X-Y-Modell, s. Bild 2.1-9).

2.2 Chemische Analyseverfahren

Für die Bewertung des Alterungszustandes von Öl-Papier-Isoliersystemen ist die Kenntnis des Wassergehalts im Papier von zentraler Bedeutung, da Feuchtigkeit einen großen Einfluss auf die elektrischen Parameter und das weitere Alterungsverhalten hat (s. 1.2.2.3.1). Eine direkte Analyse des Isolierpapiers ist bei Durchführungen allerdings nicht zerstörungsfrei möglich. Deshalb wird neben den dielektrischen Diagnoseverfahren auch versucht, durch chemische Analysen des Isolieröls auf den Zustand der Isolierung zu schließen, weil Ölproben i.d.R. sehr einfach entnommen werden können.

Zur Ölprobennahme verfügen Durchführungen i.d.R. über eine Ablassöffnung (z.B. Ventil) am Flansch. Hinweise zur korrekten Durchführung einer Ölprobennahme sind in DIN EN 60475:2012-07 und DIN EN 60567:2006-05 zu finden. Das entnommene Öl kann auf seinen Wassergehalt (2.2.1.1) oder auf die gelösten Gase (2.2.1.2) bzw. den Furangehalt (2.2.1.3) hin untersucht werden. Wird eine OIP-Durchführung demontiert (und dabei zerstört), lässt sich auch das Isolierpapier analysieren (2.2.2).

Anmerkung: Nach einer Entnahme einer Ölprobe aus der Durchführung ist ggf. das entnommene Öl durch frisches Öl zu ersetzen, damit der minimal geforderte Füllstand des Öls laut Benutzerhandbuch nicht unterschritten wird. Deshalb werden Ölanalysen an Durchführungen i.d.R. nicht routinemäßig vorgenommen, bieten aber eine Ergänzung zu elektrischen Messungen, falls Auffälligkeiten näher untersucht werden sollen.

2.2.1 Analysen am Öl

2.2.1.1 Analyse des Feuchtigkeitsgehalts

Zur Bestimmung des Feuchtigkeitsgehaltes kann die sog. Karl-Fischer-Titration verwendet werden. Die Vorgehensweise ist in DIN EN 60814:1999-03 beschrieben. Da aufgrund

seiner hygroskopischen Eigenschaft die absolute Feuchtigkeitsmenge im Papier wesentlich größer ist als im Öl, ist fast die gesamte Feuchtigkeit des OIP-Isoliersystems im Papier gebunden.

Beispiel: Leibfried et al. [Lei02, Abschnitt 5.2] gibt hierzu an, dass in einer Transformator-Isolation mit einer Masse von 10.000 kg Papier bei einem Feuchtigkeitsgehalt von 3 % 300 kg Wasser enthalten sind. Zur gleichen Zeit befindet sich im Öl dieses Transformators mit einer Masse von 50.000 kg und einem Feuchtigkeitsgehalt von 30 ppm nur 1,5 kg Wasser.

Für ein OIP-Isoliersystem gilt allerdings nach Moser et al. [Mos87, S. 158], dass die relative Feuchtigkeit im Öl gleich der relativen Feuchtigkeit im Papier ist, sofern Ausgleichsvorgänge abgeklungen sind und ein stationärer Zustand vorliegt. Dabei ist aber zu beachten, dass die Sättigungsfeuchten von Öl und Papier stark temperaturabhängig sind. Temperaturschwankungen verursachen demnach Ausgleichsvorgänge zwischen dem Feuchtegehalt des Papiers und des Öls (s. [Mos87, Abschnitt 3.1.3]). Beim Abkühlen nimmt der Papierwickel Feuchtigkeit auf, die vom Öl frei wird und gibt sie beim Erwärmen wieder an das Öl ab. Bild 2.2-1 zeigt Gleichgewichtskurven der Feuchtigkeit des Öls und des Papiers einer OIP-Isolierung in Abhängigkeit von der Temperatur. Es ist allerdings sehr schwierig, anhand dieser Kurven über den Feuchtigkeitsgehalt des Öls den Feuchtegehalt im Papier zu bestimmen (s. [Küc09, Abschnitt 5.5.1.3], [Cig10] sowie 6.1.1), da ein Gleichgewichtszustand praktisch nie vorliegt.

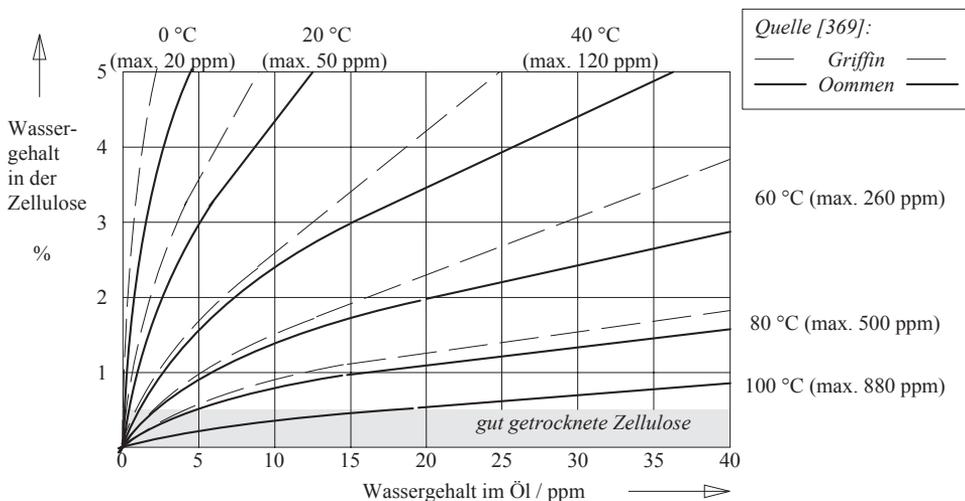


Bild 2.2-1: Gleichgewichtskurven des Wassergehalts im Öl bzw. Papier einer OIP-Isolierung in Abhängigkeit der Temperatur (aus [Küc09] nach [Du99])

Anmerkung: Weitere Informationen sowie ein Überblick über verschiedene Feuchte-Gleichgewichtskurven von Öl-Papier-Isoliersystemen, die in der Vergangenheit publiziert wurden, sind in [Du99] zu finden. Die Broschüre 349 „Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems“ der CIGRÉ-Arbeitsgruppe A.30 befasst sich ausführlich mit Ursprung, Verteilung und Austausch sowie der Diagnose von Feuchtigkeit im Isoliersystem eines Transformators (s. [Cig08]).

2.2.1.2 Gas-in-Öl-Analyse, DGA

Durch unterschiedliche Alterungseffekte im Öl-Papier-Isoliersystem werden durch die Zersetzung des Papiers und des Öls verschiedene Stoffe frei, die teilweise im Öl gelöst werden. Durch eine Gas-in-Öl-Analyse (engl.: Dissolved Gas Analysis, DGA) können diese Stoffe in ihrer Quantität bestimmt werden und es lässt sich nach DIN EN 60599:2008-02 durch Relationen der Gaskonzentrationen die Ursache der Belastung abschätzen. Dieser Norm sind aus den Tabellen A.7 und A.8 die Informationen aus Tabelle 2.2-1 zu entnehmen. In Tabelle A.9 dieser Norm sind typische Konzentrationswerte der Schlüsselgase angegeben, Tabelle 2.2-2.

Tabelle 2.2-1: Interpretation von Schlüsselgasverhältnisse bei typischen Fehlern an Durchführungen, nach DIN EN 60599:2008-02

Fehler	Beschreibung	Beispiel	Schlüsselgasverhältnisse
PD	Teilentladung	Entladung in gasgefüllten Hohlräumen aufgrund von Feuchtigkeit, ungenügender Imprägnierung etc.	$\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,07$
D1	Entladung niedriger Energie	Funkenentladung an einer losen Verbindung der kapazitiven Anzapfung, Kriechwegbildung im Papier	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 > 1$
D2	Entladung hoher Energie	Lokale Kurzschlüsse zwischen Steuerbelägen mit hohen lokalen Stromdichten	
T	Thermischer Fehler	Hohe dielektrische Verluste aufgrund von z.B. Verunreinigungen oder hohe Ströme im Leiter	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 > 1$, $\text{CO}_2/\text{CO} < 1, > 20$

Tabelle 2.2-2: Typische Konzentrationen von Schlüsselgasen in Durchführungen, aus DIN EN 60599:2008-02

H_2	CO	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2
140 ppm	1.000 ppm	3.400 ppm	40 ppm	70 ppm	30 ppm	2 ppm

2.2.1.3 Furan-Analyse

Furane sind flüssige Zerfallsprodukte des Papiers und entstehen bei der Alterung durch die Depolymerisation der Zellulosefasern. Die Furane werden teilweise vom Öl aufgenommen, sodass die Analyse des Furan-Gehalts im Öl eine Abschätzung des Papierzustandes erlaubt. Zur Furananalyse von Ölproben gibt DIN EN 61198:1995-03 entsprechende Hinweise. Eine Übersicht über Umrechnungsformeln, mit denen aus dem gemessenen Furan-gehalt der Polymerisationsgrad bestimmt werden kann, ist in [Lüt02] sowie in [Sum10, Abschnitt 5.2.4.3] zu finden. Die dort genannten Beziehungen wurden von verschiedenen Instituten empirisch ermittelt:

- Burton: $\log(2FAL) = 2,5 - 0,005 \cdot DP$,
 - Vuarchex: $\log(2FAL) = 2,6 - 0,0049 \cdot DP$,
 - Chendong: $\log(2FAL) = 1,5 - 0,0035 \cdot DP$,
 - DePablo: $DP \cdot (2FAL + 2,3) = 1.850$,
- wobei DP dem Polymerisationsgrad und 2FAL die Konzentration des 2-Furfurols entsprechen.

2.2.2 Analysen am Papier

An Isolierpapier kann mittels Karl-Fischer-Titration der Feuchtegehalt und durch eine viskometrische Untersuchung der Polymerisationsgrad (DP-Wert) bestimmt werden. Die Normen DIN EN 60814:1999-03 bzw. DIN EN 60450:2008-03 geben hierzu die entsprechenden Empfehlungen. Der Polymerisationsgrad von neuer Zellulose liegt bei etwa 1.000 ... 1.200. Nach erfolgter Trocknung der Zellulose liegt der Wert laut [Sum10, Abschnitt 5.2.4.3] bei etwa 950. DIN EN 60450:2008-03 gibt entsprechende Empfehlungen zur Bewertung des DP-Wertes, Tabelle 1.2-1.

Für eine Probennahme von Papier einer OIP-Durchführung ist eine Demontage und somit eine Zerstörung der Durchführung nötig. In [Yos12] wird allerdings ein neuartiges Verfahren vorgestellt, das es erlaubt, mit Hilfe von refraktiven Messungen an einzelnen Zellulosefasern, die aus einer Ölprobe des Betriebsmittels extrahiert wurden, den DP-Wert der Zellulose abzuschätzen. Dieses Verfahren beruht darauf, dass stark gealterte Zellulosefasern rekristallisieren und die Struktur der Faser dadurch die Brechung von Licht verändert, sodass durch eine mikroskopische Untersuchung der Brechungsindex der Faser gemessen und dadurch der DP-Wert abgeschätzt werden kann.

2.3 Online-Monitoring

Durchführungen sind mit Stückkosten von einigen 10.000 € verhältnismäßig preiswerte Bauteile. Allerdings sind Durchführungsschäden einer der häufigsten Gründe für Ausfälle von Transformatoren (s. [Gup09, Introduction]) und können durch lange Ausfallzeiten enorme Kosten, beispielsweise Erlösausfälle von Kraftwerken von einigen 100.000 € pro Tag oder Kosten für eine Neuanschaffung von zerstörten Transformatoren verursachen.

Die in 2.1 beschriebenen dielektrischen Analysemethoden erlauben eine Zustandsbewertung, sodass einem Ausfall der Durchführung durch Instandhaltungsmaßnahmen oder einem Austausch vorgebeugt werden kann. Für die Messungen muss die Durchführung, respektive der Transformator allerdings außer Betrieb genommen werden, damit ein gefahrloser Zugang und die Einspeisung einer Diagnosespannung möglich ist (Offline-Diagnose). Die Intervalle zwischen einzelnen Messungen betragen meist mehrere Jahre, sodass sich schnell entwickelnde Fehler (z.B. ein durch eine Überspannung ausgelöster Teildurchschlag, der sich zum Durchschlag entwickelt), unerkannt bleiben können.

Durch ein kontinuierliches Erfassen relevanter Kenngrößen während des Betriebs (Online-Monitoring) lassen sich Fehler (z.B. Teildurchschläge) frühzeitig bzw. in der Entstehung erkennen, sodass das Betriebsmittel vor dem Totalausfall außer Betrieb genommen werden kann. Der Betreiber kann dann selbst entscheiden, wie kritisch der Zustand ist und ob eine sofortige Maßnahme ergriffen werden muss, oder ob weitere Untersuchungen bzw. eine Reparatur zu einem geeigneteren Zeitpunkt stattfinden können.

Anmerkung: Bei Durchführungen (insbesondere vom Typ OIP) lassen sich prinzipiell auch Parameter wie Ölfüllstand, -druck (s. [Sti06, Abschnitt G]) oder Temperatur (z.B. durch Thermografie, s. [Gup09, Table 3]) online erfassen und aufzeichnen. Die meisten Betreiber nehmen regelmäßig Sichtkontrollen der in Betrieb befindlichen Durchführungen vor und überprüfen dabei auch Ölfüllstände, Leckagen o.ä.

Für das Online-Monitoring von dielektrischen Kenngrößen bei Durchführungen wird der Messanschluss (s. Bild 1.1-2) verwendet, an dem das Messsignal aus dem Dielektrikum der Durchführung abgegriffen werden kann. Monitoring-Verfahren für Durchführungen beruhen darauf, den Wert der Kapazität C_1 der Durchführung und evtl. deren Verlustfaktor $\tan \delta$ zu erfassen und Änderungen über der Zeit zu detektieren.

Durch die Online-Messung der Kapazität C_1 können beispielsweise Teildurchschläge der Steuerbeläge erkannt werden. Der Wert der Kapazität C_1 steigt im Fall eines Teildurchschlags sprunghaft an, s. Gl. (2.1-1). Eine Online-Messung des Verlustfaktors ist aufgrund der geforderten Empfindlichkeit schwierig.

Anmerkung: Ein Vorteil des Online-Monitoring ist die Messung von Kapazität und Verlustfaktor der Durchführungen bei Betriebstemperatur, da sich gerade bei der betriebsfrequenten C -, $\tan \delta$ -Messung Alterungseffekte erst bei erhöhten Temperaturen aufzeigen (s. [Reu12] und Bild 2.1-4).

Die Messung der Kapazität und des Verlustfaktors einer Durchführung erfolgt normalerweise offline durch die Einspeisung einer Diagnosespannung und den Vergleich des Stromes durch die Durchführung mit einem Referenzzweig parallel zur Durchführung mit bekannter Kapazität (s. 2.1.1.1). Bei einer Online-Messung steht allerdings kein Referenzzweig zur Verfügung. Die vorhandenen Verfahren versuchen, dies durch verschiedene Ansätze zu kompensieren. Ein Überblick über mögliche Verfahren zum Online-Monitoring von Durchführungen ist z.B. in [Küc09, Abschnitt 6.4.8.2] zu finden.

3 Eigene Fragestellungen, Vorstellung der Prüflinge

3.1 Eigene Fragestellungen und methodisches Vorgehen

Im Jahr 2009 wurden an den 400 kV-OIP-Durchführungen aus dem Kernkraftwerk Philippsburg Gas-in-Öl-Analysen vorgenommen, deren Ergebnisse allerdings keine eindeutige Bewertung des Alterungszustandes ermöglichten. Die Durchführungen wurden daraufhin im Zuge der Revision Mitte 2010 vorsorglich durch neue RIP-Durchführungen ersetzt. Da es nicht möglich war, den Zustand der betrieblich gealterten OIP-Durchführungen zu analysieren, lautet die zentrale Fragestellung der vorliegenden Arbeit:

Mit welchen Diagnoseverfahren lässt sich der (Alterungs-)Zustand einer Hochspannungsdurchführung mit Öl-Papier-Dielektrikum bewerten?

Drei dieser über eine Zeitdauer von 28 Jahren betrieblich beanspruchten Durchführungen wurden in das Hochspannungslabor der Hochschule für angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt gebracht und stehen für die Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit zur Verfügung. Da es für die Diagnostik an Hochspannungsdurchführungen keine speziellen Verfahren gibt und sich die OIP-Isoliersysteme von Durchführungen und Transformatoren hinsichtlich der dielektrischen Eigenschaften ähneln, liegt es nahe, sich der für die Transformator diagnose seit längerem eingesetzten Methoden zu bedienen. Hier haben sich insbesondere dielektrische Diagnoseverfahren zur Bestimmung des Alterungszustandes bewährt, woraus sich eine differenziertere Fragestellung ergibt:

Welche dielektrischen Diagnoseverfahren sind für die Zustandsbewertung von Hochspannungsdurchführungen geeignet und wie lassen sich die Ergebnisse analysieren?

Um einen Vergleich unterschiedlicher Diagnoseverfahren zu ermöglichen, sollen an den Durchführungen betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen sowie dielektrische Messungen im Zeit- und Frequenzbereich (PDC- bzw. FDS-Messungen) bei unterschiedlichen Spannungen vorgenommen werden, sodass die Vor- und Nachteile der jeweiligen Diagnoseverfahren eruiert und Möglichkeiten zur Analyse der Messergebnisse aufgezeigt werden können.

Die genannten, grundlegenden Fragestellungen haben zum Ziel, Hinweise für die Zustandsbewertung von noch in Betrieb befindlichen Durchführungen zu geben. Während bei den Messungen an den Prüflingen im Labor definierte Temperaturbedingungen vorliegen, findet eine Diagnosemessung an einer Durchführung im eingebauten Zustand selten unter homogenen Temperaturverhältnissen statt. Es stellt sich daher die Frage:

Wie wirkt sich die Temperatur auf die Ergebnisse dielektrischer Messungen aus und wie lässt sich die Temperatur bei der Analyse berücksichtigen?

Um den Einfluss der Temperatur auf die Ergebnisse der dielektrischen Messverfahren zu untersuchen, sollen an einem der Prüflinge auch Messungen bei erhöhten Temperaturen

vorgenommen und analysiert werden. Dabei kann auch untersucht werden, wie sich die Ergebnisse zwischen unterschiedlichen Temperaturen umrechnen lassen.

Durch einen Vergleich der dielektrischen Messungen verschiedener Prüflinge untereinander sind erste qualitative Aussagen über den Zustand der Prüflinge möglich. Für eine quantitative Analyse dielektrischer Messergebnisse sind Vergleiche mit bekannten Referenzkurven heranzuziehen. Sind, wie für die untersuchten Prüflinge, derartige Referenzwerte jedoch nicht vorhanden, können durch geeignete Simulationsmodelle Vergleichskurven generiert werden. Ein Schwerpunkt dieser Arbeit liegt deshalb auf der Simulation des dielektrischen Verhaltens von Durchführungen. Es kann ein vorhandenes Simulationsmodell verwendet werden, das vorher allerdings noch auf die Geometrie der Prüflinge angepasst und erweitert werden soll, sodass komplexe Simulationen mit Temperatur- und/oder Feuchtegradienten, wie sie bei Messungen an Durchführungen auftreten können, ermöglicht werden. Die Simulationsergebnisse sollen mit den Ergebnissen der dielektrischen Diagnosemessungen verglichen werden, wodurch eine quantitative Analyse des Alterungs- bzw. Feuchtezustandes der Prüflinge möglich ist.

Für die Verwendung des komplexen Simulationsmodells muss die Geometrie der Durchführung genau bekannt sein. Da die Simulation allerdings verhältnismäßig aufwändig ist, soll auch folgender Frage nachgegangen werden:

Kann das vorhandene, komplexe Simulationsmodell vereinfacht werden, sodass Vergleichskurven zur Analyse dielektrischer Messungen auf einfacherem Wege generiert werden können?

Dazu muss untersucht werden, wie sich eine Reduzierung des komplexen Simulationsmodells auf das Simulationsergebnis auswirkt und ob die Beschreibung des dielektrischen Verhaltens einer Durchführung durch ein einfaches Ersatzschaltbild möglich ist.

Die Bestimmung des Feuchtegehalts im Papier hat eine zentrale Bedeutung bei der Zustandsbewertung von Betriebsmitteln mit Öl-Papier-Isoliersystem. Neben den dielektrischen Diagnosemessungen stehen auch chemische Analysemethoden am Öl des Betriebsmittels für eine Zustandsbewertung zur Verfügung, die bei der Transformatordiagnostik seit längerem Anwendung finden. In Bezug auf eine Durchführung mit Öl-Papier-Dielektrikum gibt es hier jedoch wenig Erfahrung und es fragt sich:

Kann der Alterungszustand des Öl-Papier-Isoliersystems einer Durchführung auch durch chemische Analysen des Öls bewertet werden?

Für die Beantwortung dieser Frage sollen an den Prüflingen Öl- und Papieranalysen vorgenommen werden, deren Ergebnisse sich dann auch dazu verwenden lassen, die eingesetzten Diagnose- und Simulationsverfahren hinsichtlich ihrer Eignung zur Zustandsbewertung zu überprüfen. Nach einer abschließenden Bewertung der eingesetzten Diagnose-, Analyse- und Simulationsverfahren soll auf Grundlage der gesammelten Erfahrungen eine Empfehlung für routinemäßige Diagnosemessungen an OIP-Durchführungen ausgesprochen werden.

3.2 Vorstellung der Prüflinge

Bei den vordergründigen Untersuchungsobjekten dieser Arbeit handelt es sich um 400 kV-Transformatordurchführungen des Herstellers F&G Energietechnik GmbH, die 28 Jahre lang im Kernkraftwerk Philippsburg, Block 2 im Einsatz waren und 2010 vorsorglich getauscht wurden, Tabelle 3.2-1 und Bild 3.2-1. Die für die einzelnen Prüflinge angegebenen Kurzzeichen werden im Weiteren für Diagramme und Diskussionen verwendet.

Tabelle 3.2-1: Vordergründige Untersuchungsobjekte dieser Arbeit

Prüfling, Kurzzeichen	Typ- und Seriennummer
A	OKTF 420/1800 81-06088
B	OKTF 420/1800 82-01219
C	OKTF 420/1800 82-01221



Bild 3.2-1: 400 kV-Hochspannungstransformatordurchführungen, Prüflinge A, B und C

An geeigneter Stelle werden die an den Prüflingen A, B und C durchgeführten Messungen und die dazugehörigen Simulationen (Kapitel 5) mit anderen Durchführungen verglichen. Von besonderem Interesse ist der Vergleich mit einer 400 kV-OIP-Durchführung, die vermutlich durch eine übermäßige thermische Beanspruchung stark gealtert ist und noch vor einem Ausfall getauscht und untersucht werden konnte. Bei dieser Durchführung

ergab eine Feuchteanalyse des Papiers einen durchschnittlichen Wassergehalt von etwa 0,7 %, was nur wenig über dem Wert einer neuen Durchführung liegt. Allerdings war der DP-Wert des Papiers reduziert, sodass von einer Alterung der Durchführung ausgegangen werden kann. Diese Durchführung wird im Folgenden „Prüfling U“ genannt. Daneben stehen zum Vergleich noch Daten weiterer Durchführungen (Prüflinge V, W und X) zur Verfügung, Tabelle 3.2-2:

Tabelle 3.2-2: Weitere Durchführungen (Prüflinge), deren Messergebnisse zu Vergleichszwecken herangezogen werden können; die Messergebnisse von Prüfling U, V und W entstammen früheren Untersuchungen

Kurzzeichen	Beschreibung
U	Stark gealterte 400 kV-OIP-Durchführung; mittlerer Feuchtegehalt im Papier ca. 0,7 %, DP: 730
V	Durchführung des AC-Prüftransformators aus dem Hochspannungslabor; $U_N = 500$ kV, Alter: ca. 30 Jahre; keine thermische und nur sporadische elektrische Beanspruchung
W	123 kV-OIP-Durchführung (Einsatzdauer und -art unbekannt)
X	Fabrikneue 400 kV-OIP-Durchführung

3.2.1 Historie der Prüflinge A, B und C

Die Prüflinge A, B und C waren 28 Jahre im Einsatz und sind durch die betriebliche Beanspruchung gealtert. Da sie in einem Kernkraftwerk verwendet wurden und Kernkraftwerke in Deutschland im Wesentlichen zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden, wurden die Durchführungen auch zu einem Großteil der Zeit unter hoher Last betrieben.

Anmerkung: Zwar gibt es auch Zeiten, in denen das Kraftwerk in Revision ist und keine Leistung ins Netz speist, aber die Eigenbedarfsversorgung des Kraftwerks wird auch dann i.d.R. über das 400 kV-Netz bezogen. D.h., die Durchführungen sind bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Transformatorwartung oder -prüfung) permanent unter Spannung und haben durch die Verbindung zum Transformator und während des Leistungsbetriebes des Kraftwerks auch durch die ohmsche Verlustwärme im Leiter eine hohe Temperatur.

Eine Auswertung der erzeugten Strommenge des Kernkraftwerks Philippsburg 2 (KKP2) ergab, dass dieser Block in der Zeit von 1986 bis 2010 an durchschnittlich 323 Tagen im Jahr in Betrieb war. Wird berücksichtigt, dass das KKP2 über zwei Blocktransformatoren verfügt, womit sich die Gesamtleistung auf 6 Durchführungen aufteilt, lässt sich feststellen, dass die Durchführungen durchschnittlich mit etwa 55 % ihrer Nennleistung bean-

sprucht wurden. Die beiden Transformatoren waren zu etwa 80 % ausgelastet und damit auf entsprechend hoher Temperatur. Da die Durchführungen in Kontakt mit dem Transformatoröl stehen, wurden auch sie überwiegend auf einer hohen Temperatur betrieben.

3.2.2 Frühere Messergebnisse der Prüflinge A, B und C

Die im Folgenden vorgestellten Messergebnisse wurden bereits vor Beginn dieser Arbeit bei der Werksabnahme und bei Routineuntersuchungen gewonnen. Sie können als Vergleichswerte für Messungen herangezogen werden, die im Rahmen der vorliegenden Arbeit durchgeführt wurden.

3.2.2.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen

Betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -Messungen wurden sowohl bei der Werksabnahme der Durchführungen im Jahr 1982 als auch zu späterer Zeit durchgeführt, Tabelle 3.2-3:

Tabelle 3.2-3: Zusammenfassung der betriebsfrequenten Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen an den Prüflingen vor Beginn dieser Arbeit

Kurzzeichen	Werksabnahme 30.09.1982		Routinemessung 21.07.2008	
	C	$\tan \delta$	C	$\tan \delta$
A	407 pF	3,2 ‰	397 pF	3,4 ‰
B	376 pF	2,3 ‰	366 pF	2,2 ‰
C	375 pF	2,4 ‰	365 pF	2,3 ‰

Die Prüfung der Werksabnahme erfolgte bei Spannungen zwischen 50 ... 420 kV. Die Messung vom 21.07.2008 wurde zwischen 2 ... 12 kV durchgeführt. Es ergab sich weder bei der Kapazitätsmessung noch beim Verlustfaktor eine Abhängigkeit von der Spannung.

Anmerkung: Bei den Kapazitätsangaben handelt es sich um die Kapazität C_1 der Durchführung (s. Bild 2.1-2). Die Kapazität C_2 wurde im Rahmen der Werksabnahme ebenfalls gemessen und beträgt ca. 700 pF.

3.2.2.2 Öl-Analysen

Am 27.07.2009 wurden an Ölproben der Durchführungen chemische sowie elektrische Analysen vorgenommen. Tabelle 3.2-4 gibt hierüber eine Übersicht. Diese Ergebnisse wurden in Anlehnung an DIN EN 60599:2008-02 (s. Abschnitt 2.2.1.2) wie folgt auf das Vorhandensein möglicher Fehler bewertet (Auszug aus der Expertise vom 03.08.2009):

- „Da sowohl die absoluten Konzentrationen von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid als auch das Verhältnis dieser Konzentrationen bei allen Ölproben unkritisch ist, ist nicht von thermischen Fehlern im Papier der Durchführungen auszugehen.“
- Aufgrund der niedrigen Konzentrationen von Acetylen und Ethylen ist nicht davon auszugehen, dass in den Durchführungen Entladungen aufgetreten sind.
- Die Konzentrationen von Ethan sind erhöht, aber noch deutlich unterhalb des Richtwertes von 70 ppm. Es ist daher nicht von einem thermischen Fehler im Öl auszugehen.
- Wasserstoff und Methan sind Schlüsselgase für Teilentladungen. Da die Konzentration dieser Gase zum Teil deutlich oberhalb der Richtwerte liegen, kann eine Teilentladungsaktivität in den Durchführungen nicht ausgeschlossen werden. Die Wasserstoff- und Methankonzentration steigen mit zunehmender Betriebsdauer einer Durchföhrung an. Daher sind die erhöhten Konzentrationen möglicherweise auch auf altersbedingten thermischen Ölabbau zurückzuführen. Bei der Betriebszeit der Durchführungen ist dies möglich.“

Aufgrund der leichten Befunde, die aber nicht eindeutig interpretiert werden konnten, wurden die Durchführungen vorsorglich getauscht und durch neue RIP-Durchführungen ersetzt.

Tabelle 3.2-4: Zusammenfassung der Öl-Analyse der Prüflinge vom 27.07.2009

Element	Formelzeichen	A	B	C	Typische Werte nach DIN EN 60599: 2008-02
Wasserstoff [ppm]	H ₂	242	273	189	140
Methan [ppm]	CH ₄	82	126	82	40
Acetylen [ppm]	C ₂ H ₂	< 1	< 1	< 1	2
Ethylen [ppm]	C ₂ H ₄	1	2	< 1	30
Ethan [ppm]	C ₂ H ₆	32	45	30	70
Propylen [ppm]	C ₃ H ₆	1	< 1	2	
Propan [ppm]	C ₃ H ₈	14	19	16	
Kohlenmonoxid [ppm]	CO	96	98	74	1000
Kohlendioxid [ppm]	CO ₂	319	322	229	3400
Sauerstoff [ppm]	O ₂	5526	3785	8786	
Stickstoff [ppm]	N ₂	17152	13865	22758	
Wasser [mg H ₂ O / kg Öl]	H ₂ O	4	6	4	< 20
Durchschlagspannung [kV]	U	71	67	72	> 50
Verlustfaktor [%]	tan δ	6	4	5	

4 Dielektrische Diagnosemessungen

Dieses Kapitel stellt die Ergebnisse der dielektrischen Messungen an den in 3.2 vorgestellten Prüflingen dar. Es fanden die Diagnoseverfahren der betriebsfrequenten C -, $\tan \delta$ - (4.1), PDC- (4.2) sowie FDS-Messung (4.3) Anwendung.

„Die technische Diagnostik beschäftigt sich mit den Verfahren zur Zustandserkennung von Betriebsmitteln, wobei Fehler frühzeitig erkannt und Schäden vermieden werden sollen [...] Der Begriff Diagnose setzt die messtechnische Erfassung der Messwerte (Monitoring) und den Vergleich mit Grenzwerten (Analyse) voraus.“ [Sum10, S. 109].

In diesem Zusammenhang ist eine bloße Erfassung von Messwerten ohne einen Anhaltspunkt zur Bewertung nicht als Diagnostik zu verstehen. Zu den einzelnen Diagnoseverfahren werden deshalb jeweils Hinweise zur Auswertung der Messergebnisse gegeben.

Anmerkung: Da der Zustand von Prüfling C durch die Analyse der Papierfeuchte (s. 6.2.1) sehr genau bekannt ist, werden die Messungen an Prüfling C bei der Analyse der dielektrischen Messungen in diesem Kapitel beispielhaft als Referenz herangezogen. Eine wichtige Rolle bei der Analyse der Messergebnisse spielt auch der Vergleich der Messkurven der Prüflinge mit Simulationskurven, auf die an entsprechender Stelle verwiesen wird.

Ferner wurde auch das thermische Verhalten einer OIP-Durchführung untersucht, um Hinweise für praktische Messungen zu erhalten (4.5). Bei den dielektrischen Messungen konnte ein Einfluss der Messumgebung auf die jeweiligen Analyseverfahren beobachtet und theoretisch erklärt werden, sodass auch hieraus Hinweise für praktische Messungen abgeleitet werden können (4.6).

Für die im Hochspannungslabor der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt durchgeführten Messungen an den Prüflingen wurden folgende Geräte verwendet:

Messung	Gerät	Seriennummer	Hersteller
PDC-Messung	PDC-Analyzer-1MOD	PDC010117, PDC100117	Alff Engineering
FDS-Messung	DIRANA, DRA2	EE437W	OMICRON electronics GmbH
C -, $\tan \delta$ -Messung	M-tronix	BC136B	
Feuchtebestimmung in Öl und Papier	Karl-Fischer-Titrator Aqua 40.00	90.10.1229	Analytik Jena AG

4.1 Betriebsfrequente Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C-, tan δ -Messung)

Tabelle 4.1-1 zeigt die Ergebnisse der betriebsfrequenten Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen an den Prüflingen A, B, C und U bei unterschiedlichen Spannungen und für Prüfling C auch bei verschiedenen Temperaturen. Bei den Prüflingen A, B und C ist keine Abhängigkeit der Parameter von der Spannung zu erkennen. Eine leichte Erhöhung des Verlustfaktors ist bei Prüfling C erst bei einer Messtemperatur von 75 °C zu beobachten. Diese Ergebnisse decken sich mit der FDS-Messung (s. Bild 4.3-2).

Tabelle 4.1-1: Ergebnis der betriebsfrequenten Kapazitäts- und Verlustfaktormessung an den Prüflingen A, B, C und U bei unterschiedlichen Spannungen und an Prüfling C auch bei unterschiedlichen Temperaturen

Temperatur	Spannung [kV]	A		B		C		U	
		C [pF]	tan δ [‰]						
Raumtemperatur	10	400	3,3	371	2,1	370	2,1	430	3,0
	40	400	3,3	371	2,1	370	2,1	--	--
	60	400	3,3	371	2,1	370	2,1	--	--
	121	--	--	--	--	--	--	430	3,4
	242	--	--	--	--	--	--	430	3,5
	255 *)	--	--	--	--	379	2,2	--	--
	442 *)	--	--	--	--	379	2,2	--	--
550*)	--	--	--	--	379	2,2	--	--	
50 °C	10	--	--	--	--	369	2,13	--	--
	40	--	--	--	--	369	2,14	--	--
	60	--	--	--	--	370	2,12	--	--
75 °C	10	--	--	--	--	371	2,41	--	--
	40	--	--	--	--	371	2,41	--	--
	60	--	--	--	--	371	2,41	--	--

*) Die Werte von Prüfling C oberhalb von 60 kV wurden beim Hersteller im Rahmen der Demontagearbeiten (s. Kapitel 6.2) gemessen; dabei wurde eine Teilentladungsfreiheit von <1 pC festgestellt

Ein Rückschluss auf den Alterungszustand der Prüflinge ist durch die betriebsfrequente C-, tan δ -Messung nur bei einer sehr stark fortgeschrittenen Alterung, wie sie z.B. Prüfling U zeigte, möglich. Bei diesem Prüfling war der Verlustfaktor gegenüber früheren Messungen um etwa 50 % erhöht. Die Kapazität hatte sich hingegen nicht verändert, was zeigt, dass sich der Alterungszustand nicht durch eine Messung der Kapazität bewerten lässt. Bei den Untersuchungen an diesem Prüfling nach dem Austausch wurde auch eine erhöhte Teilentladungsaktivität festgestellt.

Da bei den Prüflingen A, B und C weder veränderte Kapazitäts- noch erhöhte Verlustfaktorwerte gemessen wurden und bei Prüfling C auch eine erhöhte Temperatur keine nennenswerte Abweichung der Messergebnisse zeigt, ist von einem guten Zustand der Prüflinge auszugehen, was sich auch mit den durch die anderen Diagnoseverfahren (s. 4.2 und 4.3) gewonnenen Erkenntnissen deckt. Eine tiefergehende Aussage bezüglich des Alterungszustandes dieser Prüflinge ist durch die betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -Messung alleine nicht möglich.

Beispiel: Ob die leichte Erhöhung des Verlustfaktors, die bei Prüfling C bei einer Temperatur von 75 °C gemessen wurde, eine Auffälligkeit darstellt, lässt sich erst beurteilen, wenn die Kurven der FDS-Messung (s. Bild 4.3-2) betrachtet und temperaturkorrigiert (s. 4.4.1) bzw. mit den Simulationen (s. 5.3.5) verglichen werden. Dadurch zeigt sich, dass dieser erhöhte Messwert bei 75 °C und 50 Hz alleine durch die erhöhte Temperatur verursacht wird und zu einem trockenen Isolierpapier mit einem Feuchtegehalt von weniger als 0,5 % passt.

4.2 Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung)

Bild 4.2-1 zeigt die an den Prüflingen A, B und C mit einer Diagnosespannung von 2 kV bei Raumtemperatur gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme. Aufgrund der identischen Bauform und der gleichen betrieblichen Beanspruchung dieser Prüflinge sind die gemessenen Kurven annähernd gleich. In Bild 4.2-2 sind die Polarisationsströme der Prüflinge U, V, W und X im Vergleich mit Prüfling C dargestellt. Die Messungen an den Prüflingen U und V erfolgten mit einer Diagnosespannung von 1 kV. Da die PDC-Messung im Wesentlichen spannungsunabhängig ist (s. 4.2.1.2), wurden zum Vergleich der Messkurven der Prüflinge U und V mit den anderen Prüflingen die Werte der Ströme um den Faktor 2 erhöht.

Anmerkung: In Bild 4.2-1 ist zu erkennen, dass zum einen bei längeren Messzeiten die Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C recht stark schwanken und sich zum anderen bei den Depolarisationsströmen eine Stromumkehr einstellt. Beide Effekte lassen sich durch den Einfluss von Streukapazitäten erklären (s. 4.6.1).

Ein Vergleich dieser Kurven untereinander ist nur dann möglich, wenn die unterschiedliche Geometrie der Prüflinge berücksichtigt wird. Eine höhere Kapazität der Durchführung bedeutet bei gleichen dielektrischen Eigenschaften (ε und κ) respektive gleichem Alterungszustand einen niedrigeren Isolationswiderstand und infolge dessen einen höheren Polarisationsstrom, s. Gl. (2.1-8). Die Kapazität der Prüflinge kann folglich verwendet werden, um die Polarisationsströme der unterschiedlichen Durchführungen zu vergleichen. Dies soll im folgenden Beispiel an den Polarisationsstrommessungen von Prüfling W und Prüfling C aus Bild 4.2-2 unter Berücksichtigung der prinzipiellen Zusammenhänge aus 2.1.2.1 gezeigt werden.

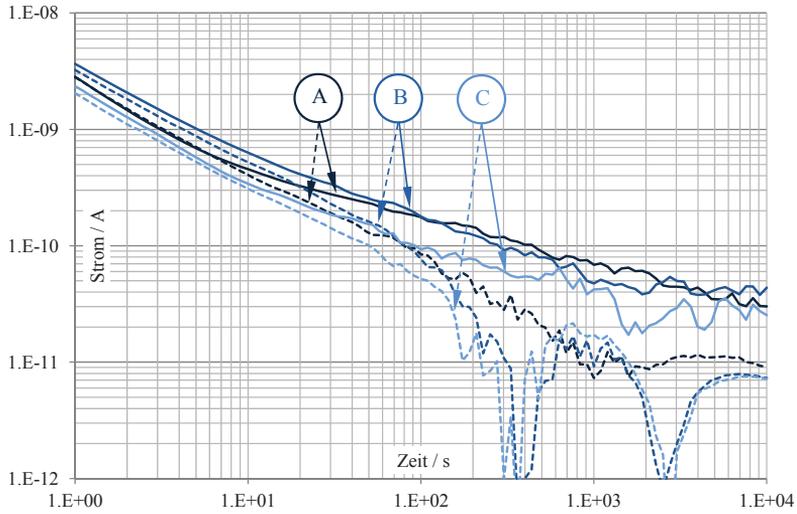


Bild 4.2-1: Gemessene Polarisationsströme (durchgezogene Linien) und Depolarisationsströme (gestrichelte Linien) der Prüflinge A, B und C bei 2 kV Diagnosespannung und Raumtemperatur

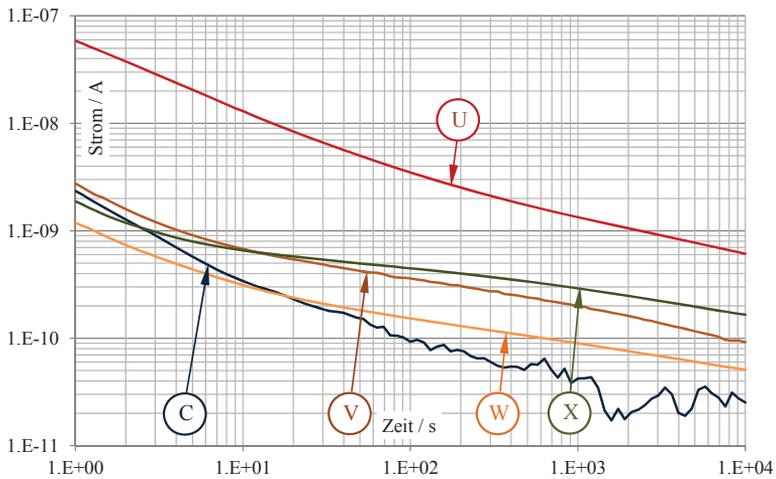


Bild 4.2-2: Gemessene Polarisationsströme der Prüflinge C, U, V, W und X bei 2 kV Diagnosespannung (für U und V von 1 kV auf 2 kV Diagnosespannung skaliert) und RT

Beispiel: Die Kapazität von Prüfling W beträgt 227 pF, Prüfling C hat eine Kapazität von 368 pF (s. Tabelle 3.2-2). Demnach ist zu erwarten, dass Prüfling C einen um den Faktor $368/227 = 1,6$ höheren Polarisationsstrom aufweist. Der Polarisationsstrom von Prüfling W bei $t = 1$ s beträgt ca. 1,1 nA. Prüfling C hat einen Anfangsstrom von etwa 2,1 nA, was in etwa dem erwarteten Verhältnis entspricht. Der Endwert von Prüfling W liegt allerdings über dem Endwert von Prüfling C, dessen Feuch-

tegehalt 0,36 % beträgt (s. 6.2.1), sodass bei Prüfling W gemäß Bild 2.1-10 auf einen erhöhten Feuchtegehalt im Papier geschlossen werden kann. Diese Vermutung lässt sich durch eine Simulation bestätigen, denn die für einen Feuchtegehalt von 0,5 % simulierte Polarisationsstromkurve aus Bild C.6-7 liegt bei langen Zeiten niedriger als die an Prüfling W gemessene Kurve. Ein Vergleich des gemessenen und simulierten Isolationswiderstandes legt eine Papierfeuchte von Prüfling W von etwa 0,8 ... 1 % nahe (s. Tabelle C.6-2).

Auch Prüfling X und V scheinen im Vergleich zu Prüfling C etwas erhöhte Feuchtegehalte aufzuweisen, da die Endwerte der Polarisationsströme deutlich höher sind, als bei Prüfling C.

Während sich Feuchtigkeit durch erhöhte Endwerte des Polarisationsstroms zeigt, offenbart sich eine fortgeschrittene Alterung durch insgesamt erhöhte Polarisationsströme, also vor allem auch durch einen erhöhten Polarisationsstrom zu Beginn der Messung (s. Bild 2.1-10). „Hohe Anfangsströme zeigen fortgeschrittene Alterung schon bei Raumtemperatur“, [Küc05b, Bild 8]. Ein Vergleich von Prüfling U mit Prüfling C an den Kurven aus Bild 4.2-2 deutet deshalb auf eine starke Alterung von Prüfling U hin:

Beispiel: Durch den im Vergleich zu Prüfling C stark erhöhten Polarisationsstrom von Prüfling U bei langen Messzeiten ist von einer erhöhten Leitfähigkeit des Isolierpapiers auszugehen. Dass aber bei Prüfling U nicht Feuchtigkeit ursächlich ist, zeigt der Anfangswert der Kurve, der ebenfalls stark erhöht ist und auf eine schlechte Qualität des Isolieröls, z.B. verursacht durch eine Kontamination des Öls mit Alterungsprodukten des Papiers, hindeutet (s. Bild 2.1-10). Durch die chemische Analyse des Papiers von Prüfling U wurde ein Feuchtegehalt von etwa 0,7 % gemessen (Prüfling C hat eine Papierfeuchte von 0,36 %, s. 6.2.1). Allerdings deutet der niedrige DP-Wert des Papiers dieses Prüflings auf eine übermäßige Alterung hin und bestätigt damit das Analyseergebnis der PDC-Messung. Die Prüflinge V, W und X weisen (nach Berücksichtigung der unterschiedlichen Kapazitätswerte) im Vergleich zu Prüfling C ähnliche Anfangsströme auf. Das Öl dieser Prüflinge scheint demnach einen vergleichbaren Zustand zu haben.

Eine quantitative Auswertung der einzelnen Polarisationsstromkurven ist, abgesehen vom direkten Vergleich mit Prüfling C, dessen Feuchtezustand aus den Untersuchungen aus 6.2.1 bekannt ist, nur durch Vergleich mit Simulationsergebnissen möglich (s. 5.2.1 und C.6).

Aus den gemessenen Polarisationsstromkurven lässt sich der Verlauf des Verlustfaktors über der Frequenz berechnen und analysieren. Bild 4.2-3 zeigt das Ergebnis für die Prüflinge C, U, V, W und X für die Messung bei Raumtemperatur. Da die Aufzeichnung des Polarisationsstromes bei der PDC-Messung erst bei 1 s beginnt, sind die aus diesen Daten ermittelten Verläufe des Verlustfaktors nur für Frequenzen <1 Hz gültig. Die Ver-

läufe der $\tan \delta(f)$ -Kurven für die Prüflinge A, B und C bei Raumtemperatur decken sich im betrachteten Frequenzbereich mit den Ergebnissen der FDS-Messung (s. 4.3.1).

Auch im Frequenzbereich lassen sich die in Bild 2.1-10 für den Zeitbereich dargestellten prinzipiellen Zusammenhänge anwenden, sodass aus der Höhe der Verlustfaktoren bei unterschiedlichen Frequenzen zwischen einer Feuchte des Papiers und der Qualität des Öls unterschieden werden kann.

Beispiel: Es zeigt sich, dass die Prüflinge C, V, W und X bei höheren Frequenzen etwa dieselben Verlustfaktorwerte aufweisen, während Prüfling U einen deutlich höheren Verlustfaktor hat. In Analogie zu den kurzen Messzeiten im Zeitbereich deutet dies auf eine schlechte Ölqualität von Prüfling U hin. Bei niedrigen Frequenzen (respektive langen Messzeiten) haben auch die Prüflinge V, W und X im Vergleich zu Prüfling C etwas höhere Verlustfaktoren, was auf einen höheren Feuchtegehalt im Papier dieser Prüflinge hindeutet. Der Feuchtegehalt von Prüfling C wurde in 6.2.1 zu durchschnittlich 0,36 % bestimmt.

Eine quantitative Auswertung der einzelnen Verlustfaktorkurven ist, abgesehen vom direkten Vergleich mit Prüfling C, dessen Feuchtezustand aus den Untersuchungen aus 6.2.1 bekannt ist, wiederum nur durch Vergleich mit Simulationsergebnissen möglich (s. 5.2.2 und C.6.1).

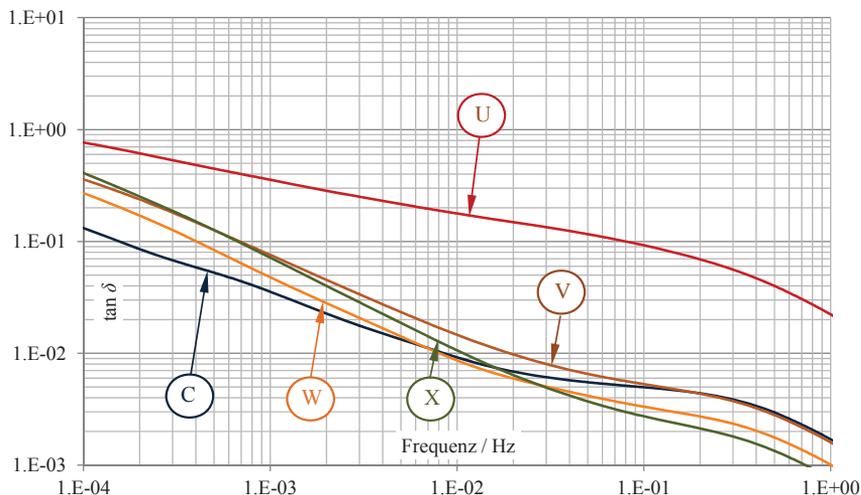


Bild 4.2-3: Verlustfaktor $\tan \delta$ über der Frequenz, ermittelt aus den gemessenen Polarisationsströmen der Prüflinge C, U, V, W und X bei RT

4.2.1 Bestimmung des Isolationswiderstandes

Aus den Polarisations- und Depolarisationsströmen lassen sich zu Analysezwecken mit Hilfe des Ladungsdifferenzenverfahrens (s. 2.1.2.3) die Isolationswiderstände der Prüflinge abschätzen. Die Ergebnisse der unterschiedlichen Prüflinge sind in Tabelle 4.2-1 zusammengefasst. Wie in 4.2.1.1 gezeigt wird, ist zu beachten, dass ein vertrauenswürdiger Wert des Isolationswiderstandes erst bei ausreichend langer Messdauer erzielt werden kann, wenn parasitäre Effekte, wie sie in 4.6.1 beschrieben sind, die PDC-Messung beeinflussen. In 4.2.1.2 wird der Einfluss der Diagnosespannung auf den Isolationswiderstand untersucht. Ein Vergleich der Ergebnisse der unterschiedlichen Prüflinge unter Berücksichtigung der Geometrie ist in 4.2.1.3 dargestellt.

Tabelle 4.2-1: Isolationswiderstände der Prüflinge, ermittelt aus den PDC-Messungen durch das Ladungsdifferenzenverfahren; für die Berechnung des Isolationswiderstandes nach dem Ladungsdifferenzenverfahren wurden jeweils die letzten beiden Messpunkte der PDC-Messung herangezogen

Prüfling A					
Datum	Diagnosespannung [kV]	Temperatur	Messdauer [ks]	R_{∞} nach Ladungsdifferenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkorrigiert auf 20 °C [Ω]
20101215	2	RT	10	$9,02 \cdot 10^{13}$	$1,26 \cdot 10^{14}$
20111111	2	RT	110	$2,20 \cdot 10^{14}$	$2,16 \cdot 10^{14}$
20111021	2	RT	10	$9,03 \cdot 10^{13}$	$1,41 \cdot 10^{14}$
20111209	10	RT	60	$1,43 \cdot 10^{14}$	$1,48 \cdot 10^{14}$
20111130	20	RT	60	$1,42 \cdot 10^{14}$	$1,54 \cdot 10^{14}$
20111123	20	RT	10	$9,37 \cdot 10^{13}$	$9,24 \cdot 10^{13}$
20111124	40	RT	10	$9,58 \cdot 10^{13}$	$9,41 \cdot 10^{13}$
20111126	60	RT	60	$1,32 \cdot 10^{14}$	$1,50 \cdot 10^{14}$
20111202	80	RT	60	$1,45 \cdot 10^{14}$	$1,49 \cdot 10^{14}$

Prüfling B					
Datum	Diagnosespannung [kV]	Temperatur	Messdauer [ks]	R_{∞} nach Ladungsdifferenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkorrigiert auf 20 °C [Ω]
20101216	2	RT	10	$5,98 \cdot 10^{13}$	$8,73 \cdot 10^{13}$
20111214	2	RT	60	$1,80 \cdot 10^{14}$	$1,98 \cdot 10^{14}$
20111216	10	RT	60	$1,00 \cdot 10^{14}$	$1,12 \cdot 10^{14}$
20111219	20	RT	60	$9,75 \cdot 10^{13}$	$1,06 \cdot 10^{14}$
20111222	40	RT	60	$1,06 \cdot 10^{14}$	$1,13 \cdot 10^{14}$
20111227	60	RT	60	$1,52 \cdot 10^{14}$	$1,04 \cdot 10^{14}$
20120113	60	RT	60	$1,08 \cdot 10^{14}$	$1,12 \cdot 10^{14}$
20111212	80	RT	60	$1,14 \cdot 10^{14}$	$1,30 \cdot 10^{14}$

Prüfling C, RT					
Datum	Diagnose- spannung [kV]	Tempe- ratur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperatur- korrigiert auf 20 °C [Ω]
20101217	2	RT	10	$9,79 \cdot 10^{13}$	$1,46 \cdot 10^{14}$
20120120	2	RT	60	$1,68 \cdot 10^{14}$	$1,83 \cdot 10^{14}$
20120328	2	RT	30	$7,33 \cdot 10^{13}$	$8,40 \cdot 10^{13}$
20120203	10	RT	60	$1,37 \cdot 10^{14}$	$1,45 \cdot 10^{14}$
20120210	20	RT	60	$1,55 \cdot 10^{14}$	$1,61 \cdot 10^{14}$
20120217	40	RT	60	$2,07 \cdot 10^{14}$	$2,06 \cdot 10^{14}$
20120222	60	RT	60	$2,18 \cdot 10^{14}$	$2,21 \cdot 10^{14}$
20120224	80	RT	60	$2,45 \cdot 10^{14}$	$2,51 \cdot 10^{14}$

Prüfling C, 50 °C und 75 °C					
Datum	Diagnose- spannung [kV]	Tempera- tur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperatur- korrigiert auf 20 °C [Ω]
20120718	2	50 °C	10	$3,09 \cdot 10^{12}$	$7,57 \cdot 10^{13}$
20120803	2	75 °C	100	$3,48 \cdot 10^{11}$	$8,13 \cdot 10^{13}$
20120724	10	50 °C	10	$5,63 \cdot 10^{12}$	$1,38 \cdot 10^{14}$
20120807	10	75 °C	10	$5,46 \cdot 10^{11}$	$1,28 \cdot 10^{14}$
20120725	40	50 °C	10	$8,40 \cdot 10^{12}$	$2,06 \cdot 10^{14}$
20120809	40	75 °C	10	$8,25 \cdot 10^{11}$	$1,93 \cdot 10^{14}$
20120727	80	50 °C	10	$1,01 \cdot 10^{13}$	$2,46 \cdot 10^{14}$
20120809	80	75 °C	10	$9,85 \cdot 10^{11}$	$2,30 \cdot 10^{14}$

Prüfling U, stark gealterte 400 kV-Durchführung				
Diagnose- spannung [kV]	Tempera- tur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkor- rigiert auf 20 °C [Ω]
1	RT	10	$3,60 \cdot 10^{12}$	$4,64 \cdot 10^{12}$

Prüfling V, 500 kV-Durchführung				
Diagnose- spannung [kV]	Tempe- ratur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkor- rigiert auf 20 °C [Ω]
1	RT	10	$2,69 \cdot 10^{13}$	$3,35 \cdot 10^{13}$

Prüfling W, 123 kV-Durchführung				
Diagnose- spannung [kV]	Tempe- ratur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkor- rigiert auf 20 °C [Ω]
2	RT	10	$8,37 \cdot 10^{13}$	$8,72 \cdot 10^{13}$

Prüfling X, fabrikneue 400 kV-Durchführung				
Diagnose- spannung [kV]	Tempe- ratur	Mess- dauer [ks]	R_{∞} nach Ladungs- differenzenverfahren, Gl. (2.1-13) [Ω]	R_{∞} temperaturkor- rigiert auf 20 °C [Ω]
2	RT	10	$1,44 \cdot 10^{13}$	$1,92 \cdot 10^{13}$

4.2.1.1 Einfluss der Messdauer

Zur Berechnung des Isolationswiderstandes wurde das Ladungsdifferenzenverfahren verwendet. Es verspricht, bereits nach verhältnismäßig kurzer Messzeit den Isolationswiderstand ermitteln zu können, da die Ladungsdifferenz schnell eine konstante Steigung annehmen sollte (s. 2.1.2.3). Im Folgenden wird anhand der Messungen bei unterschiedlicher Temperatur an Prüfling C der Einfluss der Messdauer zur Bestimmung des Isolationswiderstandes untersucht.

Bild 4.2-4 zeigt die ermittelten Ladungen der Polarisations- und Depolarisationsströme von Prüfling C bei Raumtemperatur, 50 °C und 75 °C (die Kurven der gemessenen Ströme sind in Bild 4.2-6 gezeigt) sowie die berechnete Ladungsdifferenz, aufgetragen über die Zeitdauer der Polarisation. Aus dieser Ladungsdifferenz wurde der in Bild 4.2-5 dargestellte Isolationswiderstand ermittelt. Hier ist deutlich zu sehen, dass bei Raumtemperatur erst nach etwa 10.000 s Messdauer ein stationärer Wert erreicht wird, während bei 50 °C und 75 °C der Wert bereits nach 100 s annähernd stabil ist. Dies ist auch in den Verläufen der Ladungsdifferenz aus Bild 4.2-4 zu erkennen. Bei 50 °C sowie bei 75 °C nehmen die Ladungsdifferenzen nach etwa 100 s eine annähernd konstante Steigung an, während die Ladungsdifferenz der Raumtemperaturmessung bis etwa 10.000 s ihre Steigung noch ändert.

Anmerkung: Ab dem Zeitpunkt, wo die Kurve der Ladungsdifferenz sich der Polarisationsladungskurve angleicht, sind die Polarisationsvorgänge abgeschlossen und der Polarisationsstrom hat seinen durch den Isolationswiderstand bedingten Endwert erreicht (s. Bild 4.2-6). Bei der 75 °C-Messung ist dies nach etwa 10.000 s, bei der 50 °C-Messung nach etwa 100.000 s der Fall. Eine Ermittlung des Isolationswiderstandes wäre ab diesem Zeitpunkt auch ohne das Ladungsdifferenzenverfahren möglich (s. 2.1.2.3). Vorher können allerdings durch das Ladungsdifferenzenverfahren schneller zuverlässige Werte berechnet werden.

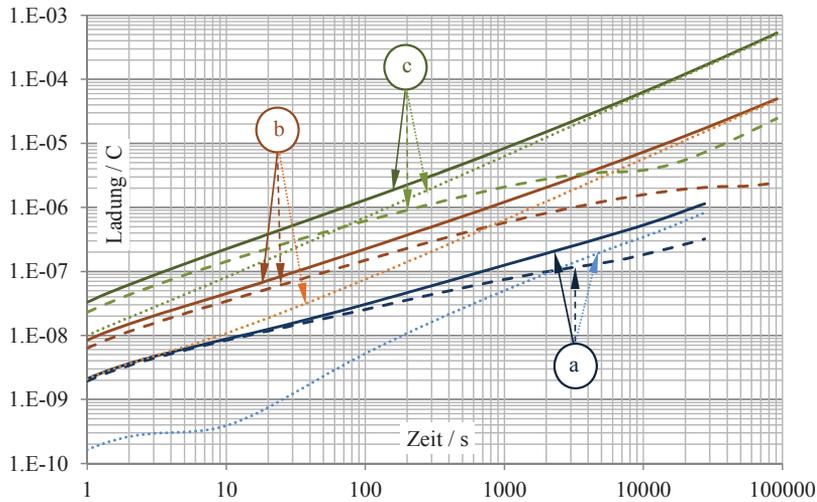


Bild 4.2-4: Polarisationsladungen (durchgezogene Linien) und Depolarisationsladungen (gestrichelte Linien) sowie deren Differenzen (gepunktete Linien) von Prüfling C bei RT (a), 50 °C (b) und 75 °C (c), Diagnosespannung 2 kV

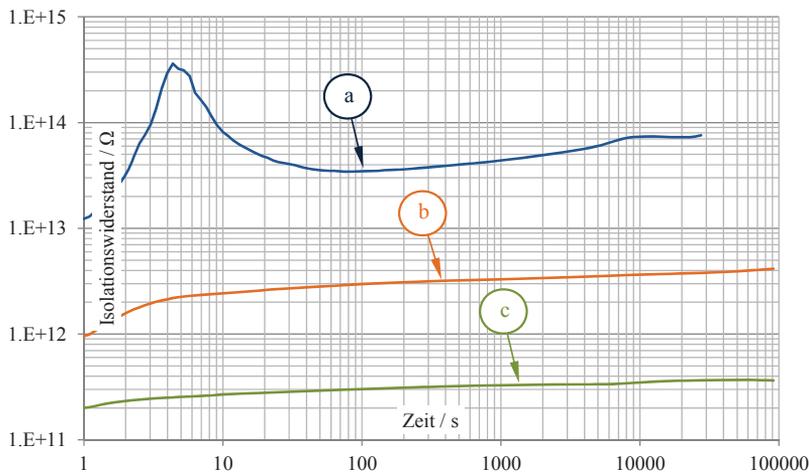


Bild 4.2-5: Verlauf des Isolationswiderstands von Prüfling C bei Raumtemperatur (a), 50 °C (b) und 75 °C (c) bei 2 kV Diagnosespannung; ermittelt durch das Ladungsdifferenzenverfahren

Durch die Anwendung des Ladungsdifferenzenverfahrens zur Auswertung der Messungen an den Prüflingen A, B und C lässt sich offenbar nur bei höheren Temperaturen frühzeitig ein vertrauenswürdiger Wert ermitteln. Grund dafür sind parasitäre Effekte, die die PDC-Messung auch bei sehr langen Messzeiten noch beeinflussen (s. 4.6.1). Bei höheren Tem-

peraturen ist allerdings die Leitfähigkeit des Dielektrikums höher, wodurch der relative Einfluss parasitärer Effekte sinkt.

Für die Ermittlung des Isolationswiderstandes scheint eine höhere Temperatur also vorteilhaft zu sein. Die Temperatur der Isolationswiderstandsmessung kann durch eine Rückrechnung mittels der Arrhenius-Beziehung kompensiert werden (s. 4.2.2), sodass sich Messungen auf unterschiedlicher Temperatur vergleichen lassen. Es ist allerdings auf eine konstante Temperatur während der Messung zu achten (s. 4.5.1).

4.2.1.2 Einfluss der Diagnosespannung

Die Prüflinge A und B zeigen keine Spannungsabhängigkeit des Isolationswiderstandes (s. Tabelle 4.2-1). Der Wert des Isolationswiderstandes beider Prüflinge beträgt für Diagnosespannungen bis 80 kV bei einer Messdauer von 60.000 s etwa $1 \dots 2 \cdot 10^{14} \Omega$. Bei Prüfling C hingegen ist eine Spannungsabhängigkeit zu erkennen. Der Isolationswiderstand steigt mit der Spannung leicht an, was auch bei den Messungen auf 50 °C und 75 °C zu beobachten ist, Tabelle 4.2-2:

Tabelle 4.2-2: Isolationswiderstände von Prüfling C bei unterschiedlichen Temperaturen und Spannungen, sowie das Verhältnis der Werte bei 80 kV und 2 kV

	RT	50 °C	75 °C
$R_{\infty}(2 \text{ kV})$	$7,33 \cdot 10^{13} \Omega$	$3,09 \cdot 10^{12} \Omega$	$3,48 \cdot 10^{11} \Omega$
$R_{\infty}(80 \text{ kV})$	$2,45 \cdot 10^{14} \Omega$	$1,01 \cdot 10^{13} \Omega$	$9,85 \cdot 10^{11} \Omega$
$R_{\infty}(80 \text{ kV})/R_{\infty}(2 \text{ kV})$	3,3	3,3	2,83

Ein spannungsabhängiges Verhalten des Isolationswiderstandes konnte in dieser Form noch nicht beobachtet werden. Da Prüfling C aber durch kein anderes Diagnoseverfahren und insbesondere auch durch die Analyse des Papiers keine Auffälligkeiten zeigte, kann diese Spannungsabhängigkeit zum momentanen Zeitpunkt nicht interpretiert werden. Die Spannungsabhängigkeit des Isolationswiderstandes führt auch zu einem spannungsabhängigen Verlauf des Verlustfaktors $\tan \delta(f)$ von Prüfling C (s. 4.2.3).

4.2.1.3 Vergleich der Prüflinge untereinander

Prüfling U hat im Vergleich zu den Prüflingen A, B und C aufgrund der starken Alterung einen um etwa eine Größenordnung geringeren Isolationswiderstand, weshalb auch der Polarisationsstrom um etwa eine Größenordnung erhöht ist. Für einen quantitativen Vergleich der Prüflinge untereinander muss allerdings die Geometrie der Durchführungen berücksichtigt werden, denn je nach Auslegung hat das Dielektrikum z.B. einen größeren Durchmesser, sodass sich trotz gleichen Alterungszustandes ein höherer Isolationswiderstand ergibt.

Gemäß Gl. (2.1-8) lassen sich durch das Produkt aus Kapazität C und Isolationswiderstand R_∞ einer Anordnung die geometrischen Größen Abstand d und Fläche A eliminieren. Folglich kann die Kapazität einer Durchführung verwendet werden, um Durchführungen mit gleichem Dielektrikum (OIP-Durchführungen) aber unterschiedlicher Bauart (Geometrie) miteinander zu vergleichen. Da die geometrischen Größen Abstand und Fläche reziprok auf die beiden elektrischen Größen Kapazität und Isolationswiderstand wirken, sollte das Produkt aus Kapazität und Isolationswiderstand bei gleichen dielektrischen Parametern Leitfähigkeit κ und Dielektrizitätszahl ε identisch sein.

Tabelle 4.2-3 zeigt die durch das Produkt aus Kapazität und Isolationswiderstand erhaltenen Zeitkonstanten τ der untersuchten Prüflinge. Erwartungsgemäß hat Prüfling U mit $0,2 \cdot 10^4$ s den niedrigsten Wert, da hier die Alterung sehr stark ausgeprägt und der Isolationswiderstand sehr gering war. Die Prüflinge A, B, C, V, W und X liegen hingegen alle im Bereich $1 \dots 9 \cdot 10^4$ s. Da der Isolationswiderstand das Verhalten des Dielektrikums bei langen zeitlichen Beanspruchungen wiedergibt, sind hier vor allem Informationen über den Alterungs- bzw. Feuchtezustand des Papiers enthalten.

Beispiel: Auch bei der Betrachtung des Isolationswiderstandes zeigt sich, dass die Prüflinge V, W und X niedrigere Zeitkonstanten aufweisen als Prüfling C, was in Analogie zur Auswertung der PDC-Ergebnisse im Zeit- und Frequenzbereich (s. Bild 4.2-2 und Bild 4.2-3) auf einen höheren Feuchtegehalt dieser Prüflinge hindeutet. Da hier allerdings nur ein Wert betrachtet wird, kann nicht zwischen den Eigenschaften des Öls und des Papiers differenziert werden, sodass auch nicht zwischen einem Feuchte- oder Alterungseinfluss unterschieden werden kann.

Tabelle 4.2-3: Kapazität und Isolationswiderstand der Prüflinge und daraus resultierende Zeitkonstante zum direkten Vergleich des Alterungszustandes

Prüfling	C [pF]	R_∞ bei RT [Ω]	τ [s]
A	398	$2,16 \cdot 10^{14}$	$8,6 \cdot 10^4$
B	369	$1,98 \cdot 10^{14}$	$7,3 \cdot 10^4$
C	368	$0,84 \cdot 10^{14}$	$3,1 \cdot 10^4$
U	480	$0,05 \cdot 10^{14}$	$0,2 \cdot 10^4$
V	374	$0,34 \cdot 10^{14}$	$1,3 \cdot 10^4$
W	227	$0,87 \cdot 10^{14}$	$2,0 \cdot 10^4$
X	501	$0,19 \cdot 10^{14}$	$1,0 \cdot 10^4$

4.2.2 Messung bei unterschiedlichen Temperaturen

Durch den in Anhang A beschriebenen Versuchsaufbau konnten an Prüfling C diagnostische Messungen bei höheren Temperaturen vorgenommen werden. Bild 4.2-6 zeigt die

gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme bei 2 kV Diagnosespannung und Raumtemperatur, 50 °C sowie 75 °C.

Aus diesen Messungen wurde der Isolationswiderstand von Prüfling C in Abhängigkeit von der Temperatur ermittelt. Die Ergebnisse aus Tabelle 4.2-1 sind hier nochmals aufgeführt:

Datum	T	R_{∞}
20120328	21 °C	$7,3 \cdot 10^{13} \Omega$
20120718	50 °C	$3,1 \cdot 10^{12} \Omega$
20120803	75 °C	$3,5 \cdot 10^{11} \Omega$

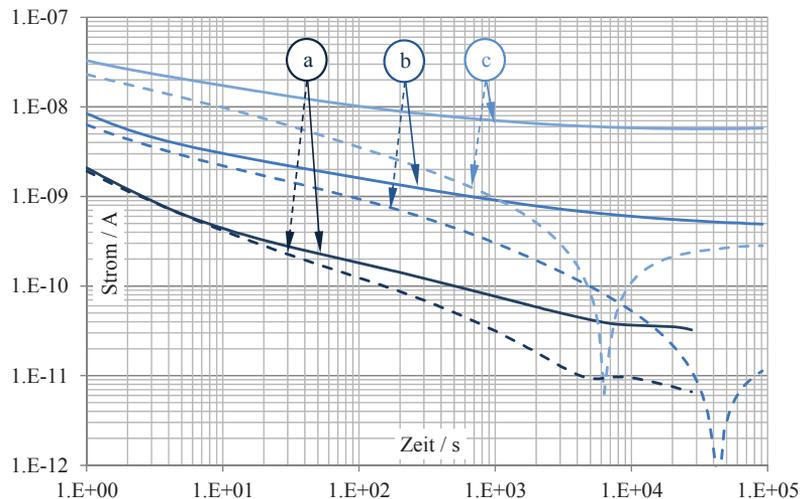


Bild 4.2-6: Polarisationsströme (durchgezogene Linien) und Depolarisationsströme (gestrichelte Linien) von Prüfling C bei RT (a), 50 °C (b) und 75 °C (c); Diagnosespannung 2 kV

Aus den bei zwei bekannten Temperaturen ermittelten Isolationswiderständen lässt sich die Aktivierungsenergie des Dielektrikums bestimmen. Die Anwendung der Arrhenius-Beziehung nach Gl. (1.2-3) liefert hierfür ein Gleichungssystem:

$$R_{\infty}(T_1) = R_0 \cdot e^{\frac{W}{kT_1}} \quad (4.2-1)$$

$$R_{\infty}(T_2) = R_0 \cdot e^{\frac{W}{kT_2}} \quad (4.2-2)$$

Anmerkung: Da der Isolationswiderstand mit steigender Temperatur abnimmt, muss der Exponent der Arrhenius-Beziehung positiv gewählt werden. Bei Umrechnungen von Leitfähigkeitswerten ist er negativ, denn die Leitfähigkeit steigt mit der Temperatur.

Stellt man Gl. (4.2-2) nach R_0 um und setzt sie in Gl. (4.2-1) ein, ergibt sich eine Formel zur Bestimmung der Aktivierungsenergie W :

$$W = k \cdot \ln \frac{R_{T_1}}{R_{T_2}} \cdot \frac{1}{\left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2}\right)} \quad (4.2-3)$$

Aus den Isolationswiderständen bei 75 °C und 21 °C kann dadurch die Aktivierungsenergie von Prüfling C zu $1,40 \cdot 10^{-19}$ J (0,87 eV) berechnet werden. R_0 ergibt sich zu $78,1 \cdot 10^{-3} \Omega$.

Die Parameter W und R_0 lassen sich verwenden, um den Isolationswiderstand in Abhängigkeit von der Temperatur darzustellen, Bild 4.2-7. Die tatsächlich gemessenen Werte von Prüfling C sind in das Diagramm mit eingetragen.

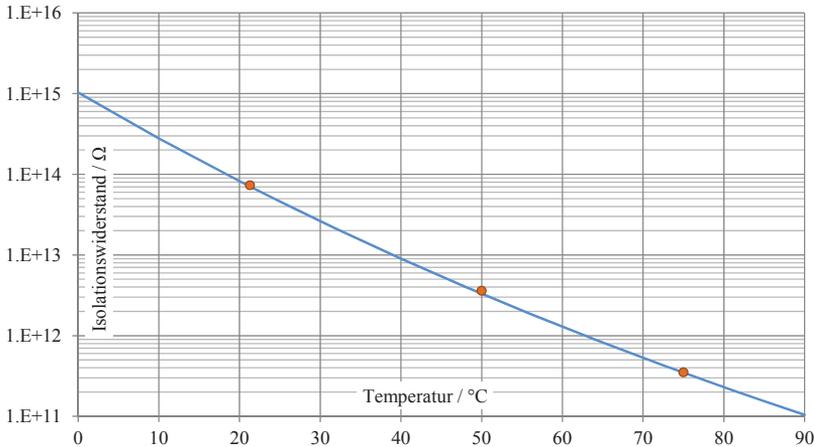


Bild 4.2-7: Isolationswiderstand von Prüfling C in Abhängigkeit von der Temperatur, ermittelt durch die Arrhenius-Beziehung sowie Messpunkte bei 21 °C, 50 °C und 75 °C

Die Temperatur hat also einen sehr großen Einfluss auf den Isolationswiderstand und dadurch auch auf die Polarisations- und Depolarisationsströme sowie den Verlauf des Verlustfaktors. Um durch dielektrische Messungen auf den Alterungszustand bzw. die Feuchtigkeit schließen zu können, muss die Temperatur der Durchführung während der Messung konstant und genau bekannt sein (s. 4.5). Aus den PDC-Kurven bei unterschiedlichen Temperaturen lassen sich auch die Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz bestimmen. Die Ergebnisse decken sich sehr gut mit den durch die FDS-Messung erzielten Kurven (s. 4.3.1), sodass auf eine Darstellung verzichtet wird. In 4.4 wird gezeigt, wie die bei verschiedenen Temperaturen gemessenen Kurven aus dem Zeit- und Frequenzbereich für Analysezwecke umgerechnet werden können.

4.2.3 Messung bei unterschiedlichen Spannungen

Die PDC-Messungen mit Diagnosespannungen von mehr als 2 kV erfolgten mit Hilfe einer externen DC-Quelle, welche durch ein Potentiometer auf die gewünschte Ausgangsspannung voreingestellt wurde. Die Ausgangsspannung des PDC-Geräts wurde dazu verwendet, um ein Relais zu bestromen, das dem externen Netzgerät die Netzspannung während des Polarisierens zuschaltet. Gleichzeitig wurde über das Relais auch ein elektromagnetisch betätigter Erdungsschalter geöffnet, der während des Depolarisierens den Prüfling kurzschloss. Entsprechende Widerstände im Messkreis verhinderten, dass der Prüfling bzw. die Ausgangsstufe des Netzgerätes während des Kurzschließens übermäßig beansprucht wurden.

Bild 4.2-8 zeigt einen Vergleich der an Prüfling A mit interner Quelle des PDC-Gerätes und externer Quelle gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme bei gleicher Diagnosespannung. Es ist zu sehen, dass durch die Verwendung der externen Quelle lediglich die ersten 10 s der Polarisationsstrommessung beeinflusst werden, weil das externe Netzgerät zunächst die Spannung einregeln muss, während die interne Quelle bereits vor Beginn der Messung eingeschaltet und stabilisiert wird. Dadurch können die aus den Messungen bei höherer Spannung gewonnenen Informationen erst ab einem Zeitpunkt von etwa 10 s, respektive einer Frequenz von 0,1 Hz sinnvoll ausgewertet werden.

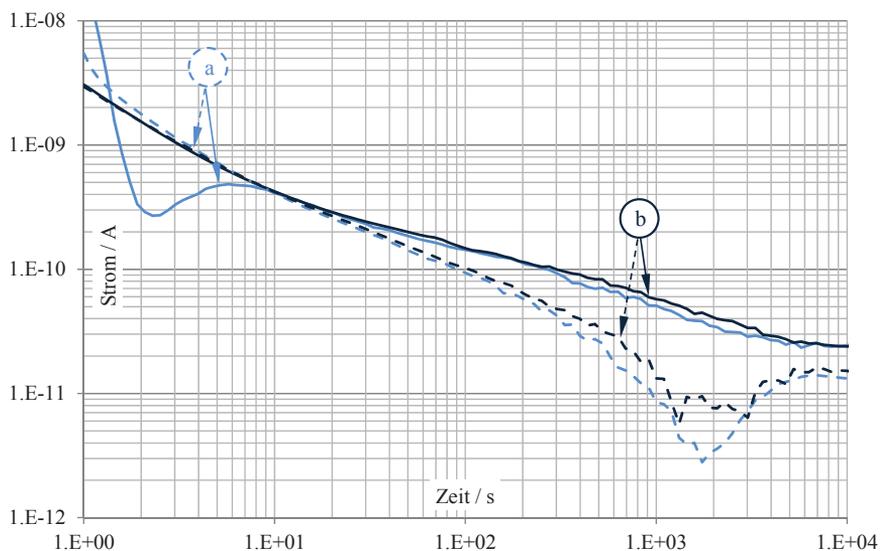


Bild 4.2-8: Polarisationsströme (durchgezogene Linien) und Depolarisationsströme (gestrichelte Linien) von Prüfling A bei 2 kV Diagnosespannung mit externem Netzgerät (a) und interner Quelle des PDC-Gerätes (b)

Auf eine Darstellung aller PDC-Kurven der Prüflinge A, B und C bei unterschiedlicher Spannung soll an dieser Stelle verzichtet werden. Es werden aber die aus den PDC-Ergebnissen ermittelten Verläufe des Verlustfaktors $\tan \delta$ über der Frequenz aufgeführt. Bild 4.2-9 zeigt die Ergebnisse der Prüflinge A und B bei 2 kV und 80 kV Diagnosespannung im Vergleich mit den Ergebnissen der FDS-Messung aus 4.3. Es ist insbesondere für sehr niedrige Frequenzen keine nennenswerte Spannungsabhängigkeit der Kurven zu erkennen, da auch die ermittelten Isolationswiderstände dieser Prüflinge keine Spannungsabhängigkeit zeigten.

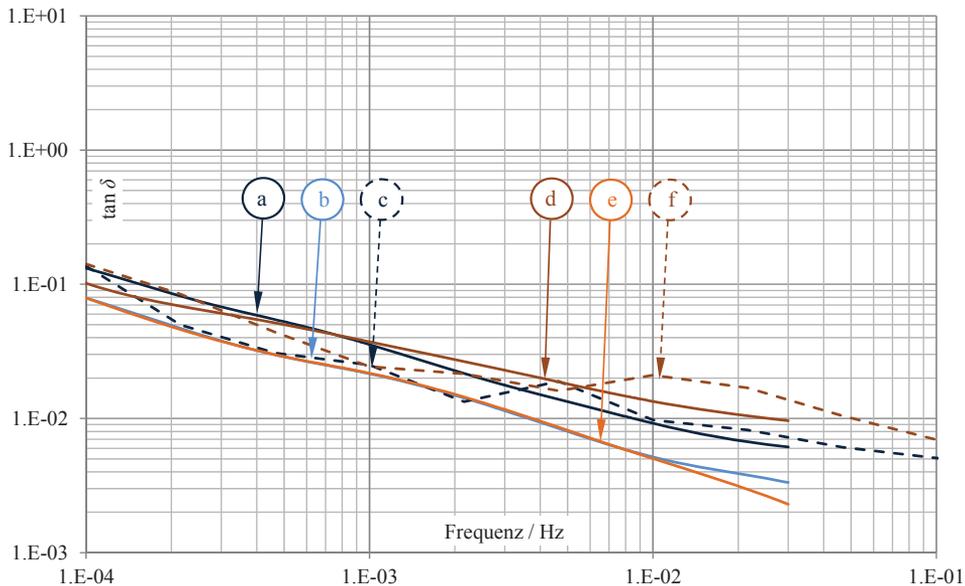


Bild 4.2-9: Verlustfaktor über der Frequenz, ermittelt aus den Polarisationsstromkurven von Prüfling A und B bei verschiedenen Spannungen sowie FDS-Messung, RT:

- | | |
|--------------------------|--------------------------|
| a) A, 2 kV | d) B, 2 kV |
| b) A, 80 kV | e) B, 80 kV |
| c) A, FDS-Messung, 200 V | f) B, FDS-Messung, 200 V |

Bei Prüfling C wurde hingegen eine Zunahme des Isolationswiderstandes mit der Prüfspannung, sowohl bei Raumtemperatur, als auch bei 50 °C und 75 °C festgestellt (s. Tabelle 4.2-2). Bild 4.2-10 zeigt den Verlauf des Verlustfaktors von Prüfling C zusammen mit den Verläufen der FDS-Messungen bei Raumtemperatur sowie bei 50 °C und 75 °C. Dabei ist im Gegensatz zu den Prüflingen A und B eine Abhängigkeit der Verläufe von der Diagnosespannung zu erkennen, die auch bei sehr niedrigen Frequenzen, bei denen der Anteil der Leitfähigkeit am Verlustfaktor dominiert (s. 4.2.1.2), erhalten bleibt. Die Verläufe bei 2 kV und 80 kV Diagnosespannung unterscheiden sich in etwa um die in Tabelle 4.2-2 genannten Faktoren. Da Prüfling C bei keiner anderen Diagnosemessung Auffällig-

keiten zeigte, kann diese Spannungsabhängigkeit zum momentanen Zeitpunkt nicht interpretiert werden.

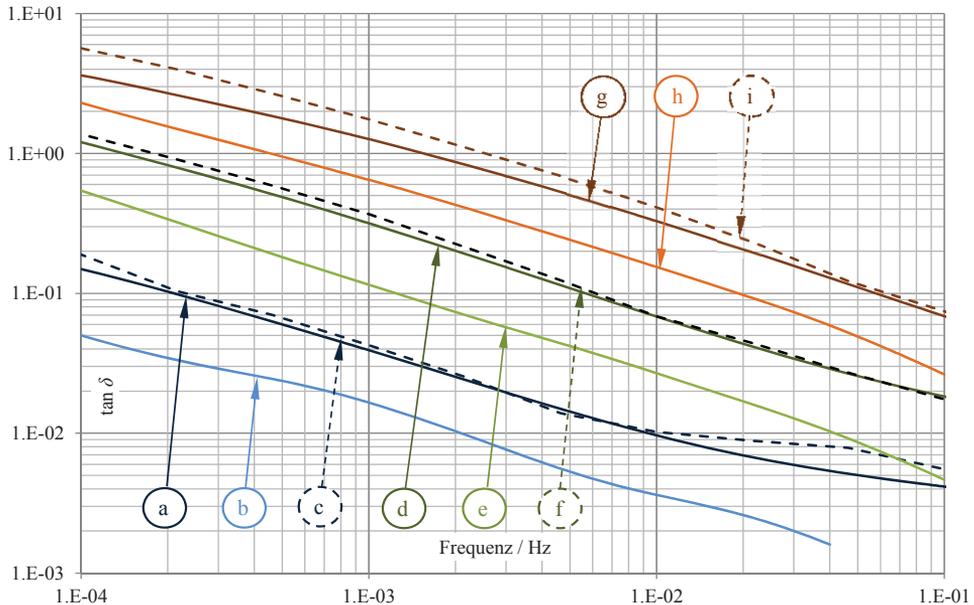


Bild 4.2-10: Verlustfaktor über der Frequenz von Prüfling C bei unterschiedlichen Temperaturen, ermittelt aus den Polarisationsstromkurven bei verschiedenen Diagnosespannungen sowie FDS-Ergebnisse:

- | | |
|---------------------------|------------------------------|
| a) 2 kV, RT | f) FDS-Messung, 200 V, 50 °C |
| b) 80 kV, RT | g) 2 kV, 75 °C |
| c) FDS-Messung, 200 V, RT | h) 80 kV, 75 °C |
| d) 2 kV, 50 °C | i) FDS-Messung, 200 V, 75 °C |
| e) 80 kV, 50 °C | |

4.3 Frequenzbereichsspektroskopie (FDS)

In Bild 4.3-1 sind die Ergebnisse der FDS-Messung an den Prüflingen A, B, C und X dargestellt. Gemessen wurde jeweils mit 200 V Diagnosespannung in einem Frequenzbereich von 0,1 mHz ... 5 kHz. Für Frequenzen <0,1 Hz erfolgte die Messung mittels PDC-Verfahren. Die in 4.6.1 diskutierten parasitären Einflüsse auf die PDC-Messung sind auch in diesen Kurven durch die starken Schwankungen des Verlaufs bei niedrigen Frequenzen zu erkennen.

Zum Vergleich wurde in Bild 4.3-1 auch der aus einer PDC-Messung bei Raumtemperatur an Prüfling U ermittelte Verlauf des Verlustfaktors für Frequenzen <0,1 Hz in das Bild eingetragen. An diesem Prüfling wurden keine FDS-Messungen vorgenommen.

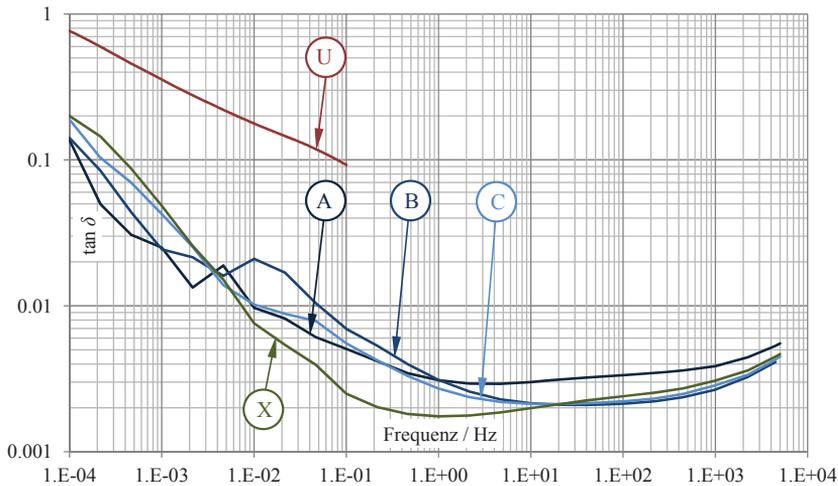


Bild 4.3-1: Verlauf des Verlustfaktors über der Frequenz der Prüflinge A, B, C und X, gemessen bei Raumtemperatur mit 200 V Diagnosespannung; für $f < 0,1$ Hz wurde mittels PDC-Messverfahren gearbeitet; zum Vergleich wurde der aus einer PDC-Messung an Prüfling U ermittelte Verlustfaktor eingetragen

Ein qualitativer Vergleich der Prüflinge U und X mit Prüfling C wurde bereits durch die Analyse der Kurven aus 4.2-3 vorgenommen. Eine quantitative Analyse der FDS-Ergebnisse ist durch Simulationen (s. Bild 5.2-2) oder durch die im Folgenden beschriebene Auswertesoftware des Analysegerätes möglich.

Die Auswertesoftware des Analysegerätes erlaubt durch ein Kurvenfitting eine Abschätzung des Feuchtegehalts des Prüflings, wofür der Software entsprechende Materialdatensätze hinterlegt sind. Dazu muss der Software gemäß dem X-Y-Modell (s. Bild 2.1-9) ein Verhältnis von Ölspalten zu Papier-Barrieren des Messobjekts mitgeteilt werden. Die Software errechnet dann die Parameter des Papiers und des Öls, sodass sich die Messkurven bestmöglich nachbilden lassen.

Für die Analyse der FDS-Messungen wurde zum einen der Automatismus der Auswertesoftware verwendet, der die Parameter X und Y durch das Kurvenfitting bestmöglich wählt. Zum anderen wurde der Wert X (s. Bild 2.1-9) zu 100 % festgesetzt, wie es einem vollständigen Füllen des Volumens zwischen den Elektroden mit ölprägniertem Presspan entspricht. Die Ergebnisse der Analyse zeigt Tabelle 4.3-1.

Tabelle 4.3-1: Analyseergebnisse der FDS-Messungen an den Prüflingen A, B, C und X bei Raumtemperatur; die Ergebnisse in der Spalte "Auto" wurden von der Software automatisch generiert, bei "Hand" wurde der Wert X zu 100 % festgelegt

	A		B		C		X	
	Auto	Hand	Auto	Hand	Auto	Hand	Auto	Hand
X	70 %	100 %	70 %	100 %	0 %	100 %	25 %	100 %
Y	40 %	0 %	30 %	0 %	100 %	0 %	24 %	0 %
Feuchte	0,3 %	0,3 %	0,5 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %	0,7 %	0,3 %

Es zeigt sich, dass die Ergebnisse der automatischen Analyse leicht von den Ergebnissen der per Hand eingestellten X-Y-Modelldaten abweichen. Für Prüfling C ist der ermittelte Feuchtegehalt in sehr guter Übereinstimmung mit der tatsächlich ermittelten Papierfeuchte von durchschnittlich 0,36 % (s. 6.2.1).

Bild 4.3-2 zeigt die Ergebnisse der FDS-Messung an Prüfling C bei Raumtemperatur, 50 °C und 75 °C. Auch für die Analyse der FDS-Messungen bei höheren Temperaturen wurde die Auswertesoftware benutzt, Tabelle 4.3-2.

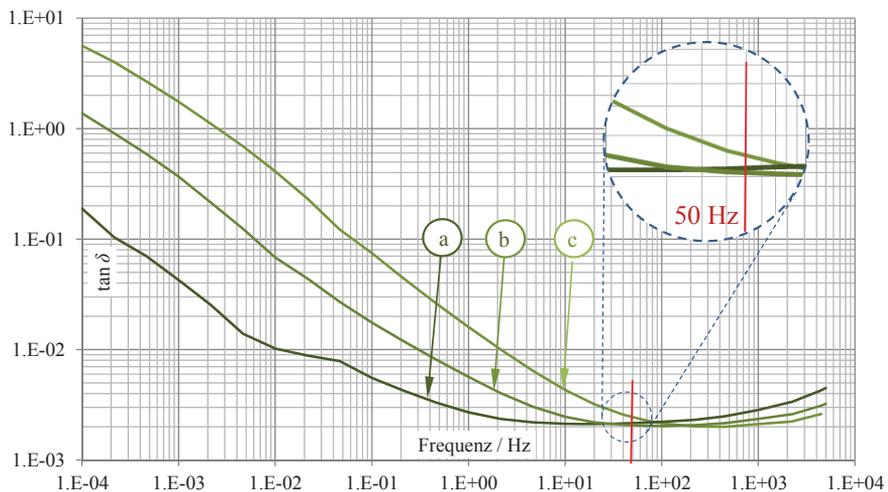


Bild 4.3-2: FDS-Messung an Prüfling C bei RT (a), 50 °C (b) und 75 °C (c), Markierung und Detailausschnitt bei 50 Hz

Tabelle 4.3-2: Analyseergebnisse der FDS-Messungen an Prüfling C bei unterschiedlichen Temperaturen; die Ergebnisse in der Spalte "Auto" wurden von der Software automatisch generiert, bei "Hand" wurde der Wert X zu 100 % festgelegt

	RT		50 °C		75 °C	
	Auto	Hand	Auto	Hand	Auto	Hand
X	0 %	100 %	35 %	100 %	35 %	100 %
Y	100 %	0 %	24 %	0 %	24 %	0 %
Feuchte	0,3 %	0,3 %	1,0 %	0,8 %	0,6 %	0,9 %

Die bei höheren Temperaturen ermittelten Feuchtigkeitswerte stimmen allerdings nicht mit dem tatsächlich an Prüfling C bestimmten Feuchtegehalt von 0,36 % überein (s. 6.2.1).

Anmerkung: Makroskopisch kann das Öl-Papier-Dielektrikum einer Durchführung als ein homogenes Material betrachtet werden, was zunächst für die Analyse der FDS-Kurven in der Auswertesoftware die Definition des Parameters X oder Y zu 100 % rechtfertigt. Mikroskopisch ergeben sich allerdings Bereiche, wo sich einzelne Papierlagen berühren und wie Spacer des X-Y-Modells wirken. Zwischen den einzelnen Papierlagen ergeben sich auch Ölkanäle, die evtl. wie die separaten Ölvolumina des X-Y-Modells betrachtet werden können, was für die Verwendung des X-Y-Modells spricht. Allerdings können auch die von der Auswertesoftware für die Analyse der FDS-Ergebnisse ermittelten Werte des X-Y-Modells („Auto“) die an Prüfling C bei höheren Temperaturen gemessenen Kurven nicht zufriedenstellend analysieren. Ein tiefergehendes physikalisches Verständnis des Öl-Papier-Dielektrikums wäre daher wünschenswert, da bislang noch unbekannt ist, wie genau sich diese Ölspalte auf das dielektrische Verhalten auswirken und von welchen Parametern (z.B. Presskraft zwischen den Papierlagen) das Verhalten noch abhängt.

Für die in Kapitel 5 vorgestellten Simulationen wurden Materialdaten von mehrlagigem ölprägniertem Isolierpapier verwendet. Da es sich dabei um den gleichen Aufbau wie im Wickel einer Durchführung handelt, stellen die Simulationsergebnisse die realen Messungen auch bei höheren Temperaturen sehr genau dar.

Eine Analyse des Verlustfaktors über der Frequenz ist auf Veränderungen der Leitfähigkeit, die bei den Kurven aus Bild 4.3-2 durch eine erhöhte Temperatur hervorgerufen wurde, besonders im Bereich niedriger Frequenzen sensitiv, denn hier dominiert der Leitfähigkeitsanteil des Verlustfaktors gegenüber dem Anteil der Polarisation, s. Gl. (1.2-5). Bei höheren Frequenzen und insbesondere bei 50 Hz zeigen die Kurven bei unterschiedlicher Temperatur respektive Leitfähigkeit kaum noch Unterschiede, was mit den Ergebnissen der betriebsfrequenten C -, $\tan \delta$ -Messung übereinstimmt (s. 4.1). Für die Zustandsbewertung sind folglich niedrige Frequenzen, wie sie auch durch die PDC-Messung abgedeckt werden, besser geeignet als eine Messung bei 50 Hz, denn Alterungseffekte und Feuchtigkeit bewirken genau wie die Temperatur eine Erhöhung der Leitfähigkeit.

4.4 Temperaturkompensation der dielektrischen Messungen

Die Ergebnisse dielektrischer Messungen bei niedrigen Frequenzen sind sehr sensitiv auf die Temperatur. Um die Messergebnisse analysieren zu können, muss die Temperatur der Messung bekannt sein und ggf. zu Vergleichszwecken umgerechnet werden. Hierzu wird in [Lia12] und [Sup08] eine Möglichkeit angegeben, wie sich die Ergebnisse von FDS-Messungen aus dem Frequenzbereich auf unterschiedliche Temperaturen umrechnen las-

sen. Dieses Verfahren wird an den FDS-Messkurven von Prüfling C angewendet und verifiziert (4.4.1). Eine physikalische Interpretation des Vorgehens zeigt, dass in Analogie dazu auch eine Methode angegeben werden kann, wie die Polarisationsstromkurven aus dem Zeitbereich in der Temperatur umgerechnet werden können (4.4.2). Diese Vorgehensweise wird an den Polarisationsstrommessungen von Prüfling C angewendet (4.4.3). Aus den Erkenntnissen lassen sich weiterführende Möglichkeiten aufzeigen, wie diese Methode der Umrechnung im Zeitbereich eingesetzt werden kann, wodurch sich neue Ansätze zur Analyse dielektrischer Messungen ergeben (4.4.4). Das vorgestellte Verfahren lässt sich allerdings nur für lineare Dielektrika einsetzen (4.4.5).

4.4.1 Kompensation der Temperatur bei der FDS-Messung

Zur Kompensation der Temperatur von FDS-Messungen wird in [Lia12, Abschnitt 3.7] eine Methode angegeben, bei der ein Verschiebungsfaktor („frequency-temperature shift factor“) α_T verwendet wird, der Frequenzpunkte mit gleichem Verlustfaktor einer Messkurve f_T und einer Referenzkurve f_{ref} in Relation setzt:

$$\alpha_T = \frac{f_T}{f_{ref}} \quad (4.4-1)$$

Anmerkung: Auch in [Sup08] wird diese Methode der Temperaturkompensation im Frequenzbereich verwendet.

Dies soll an den FDS-Ergebnissen von Prüfling C aus Bild 4.3-2 veranschaulicht werden. Dazu sind in Bild 4.4-1 an den drei Messkurven bei unterschiedlichen Temperaturen einige Punkte mit gleichem Verlustfaktor gekennzeichnet. Die Pfeile zeigen an, um welchen Faktor α_T die jeweiligen Punkte verschoben werden müssen, um auf die Referenzkurve bei Raumtemperatur zu gelangen. Auch diese Faktoren sind in Bild 4.4-1 eingetragen.

Wird für die Verschiebungsfaktoren der 50 °C- und der 75 °C-Kurve $\alpha_{50} = 25$ und $\alpha_{75} = 240$ gewählt und die Kurven entsprechend entlang der Frequenzachse verschoben, so lässt sich die Referenzkurve bei RT approximieren, Bild 4.4-2. Mit diesem Verfahren lassen sich die Messkurven auch in verschiedene Temperaturen umrechnen. So zeigt Kurve f) die aus der 75 °C-Messung mit Hilfe der Verschiebungsfaktoren α_{50} und α_{75} bestimmte Approximation der 50 °C-Messung.

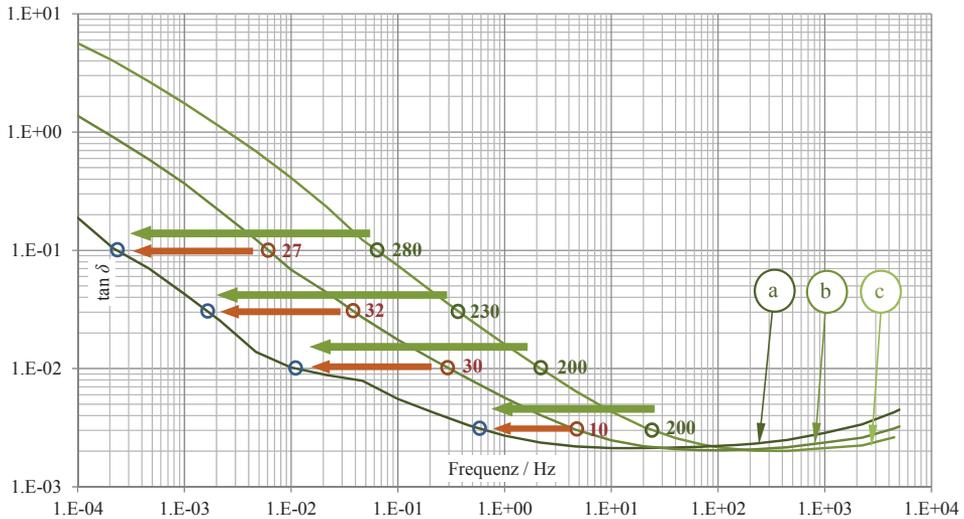


Bild 4.4-1: FDS-Messungen an Prüfling C bei RT (a), 50 °C (b) und 75 °C (c) mit eingetragenen Verschiebungsfaktoren (kurze Pfeile für Verschiebung von 50 °C nach RT, lange Pfeile für Verschiebung von 75 °C nach RT)

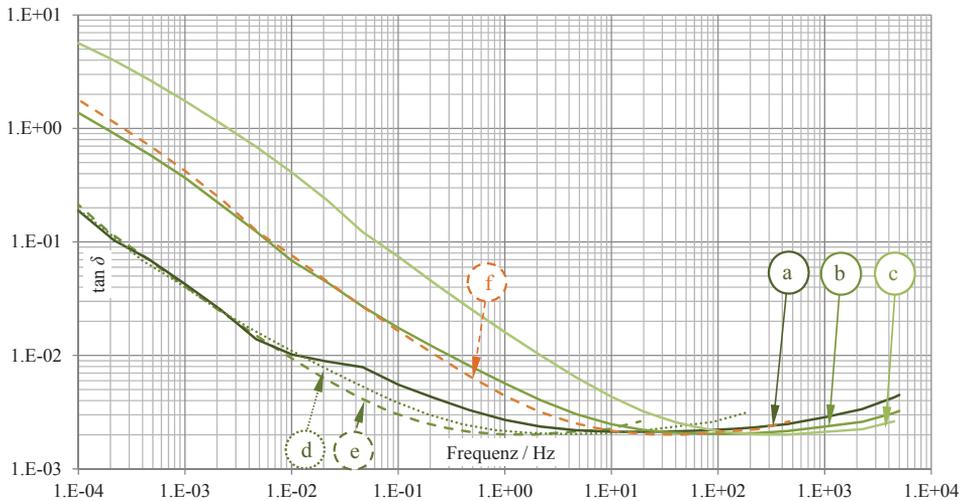


Bild 4.4-2: FDS-Messungen an Prüfling C bei unterschiedlichen Temperaturen:

- a) Messkurve bei RT
- b) Messkurve bei 50 °C
- c) Messkurve bei 75 °C
- d) Um α_{50} verschobene 50 °C-Messkurve
- e) Um α_{75} verschobene 75 °C-Messkurve
- f) Berechnete Kurve für 50 °C

4.4.2 Physikalische Deutung der Temperaturkompensation

4.4.2.1 Deutung im Frequenzbereich

Betrachtet man ein einzelnes R - C -Serienglied, so lässt sich der Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Frequenz wie folgt ausdrücken:

$$\tan \delta(\omega) = \omega \cdot R_s \cdot C_s \quad (4.4-2)$$

Eine Verschiebung der Frequenz um einen Faktor $1/\alpha_T$ lässt sich durch eine gleichzeitige Änderung der Zeitkonstante $R_s \cdot C_s$ um α_T kompensieren und ergibt denselben Verlustfaktor $\tan \delta$:

$$\tan \delta(\omega) = \frac{\omega}{\alpha_T} \cdot \alpha_T \cdot R_s \cdot C_s \quad (4.4-3)$$

Die Änderung der Zeitkonstante kann durch eine Änderung des (temperaturabhängigen) Widerstandes R_s mit dem Faktor α_T gedeutet werden.

Beispiel: Eine höhere Temperatur führt zu einer Erhöhung der Leitfähigkeit des Dielektrikums, wodurch z.B. die Grenzflächenpolarisation schneller abläuft. Gleichzeitig erhöht sich aber auch die Beweglichkeit der Moleküle im Dielektrikum, sodass auch die anderen Polarisationsmechanismen schneller ablaufen. Diese Effekte werden durch eine Änderung des Widerstandes R_s ausgedrückt.

Auf die gleiche Art wie beim einzelnen R - C -Serienglied wird der Verlustfaktor des gesamten Ersatzschaltbildes eines linearen Dielektrikums (s. Bild 2.1-8) im Frequenzbereich verschoben, wenn alle Widerstände R_i sowie R_∞ um den Verschiebungsfaktor α_T verändert werden. Zur Verdeutlichung soll an dieser Stelle noch einmal Gl. (2.1-9) angeführt werden, die den Verlustfaktor des linearen Ersatzschaltbildes mit C_0 , R_∞ sowie den n R - C -Gliedern beschreibt:

$$\tan \delta(\omega) = \frac{\frac{1}{\omega \cdot R_\infty} + \sum_{i=1}^n \frac{\omega \cdot R_i \cdot C_i^2}{1 + (\omega \cdot R_i \cdot C_i)^2}}{C_0 + \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{1 + (\omega \cdot R_i \cdot C_i)^2}}$$

Sowohl die Widerstände R_i als auch der Isolationswiderstand R_∞ in dieser Gleichung werden jeweils mit der Kreisfrequenz ω multipliziert, sodass eine Änderung der Frequenz durch eine gleichzeitige entgegengesetzte Änderung der Widerstände kompensiert werden kann. Dadurch ist die Verwendung des Verschiebungskoeffizienten α_T , wie es in [Lia12] für den Frequenzbereich vorgeschlagen und in 4.4.1 angewendet ist (s. Bild 4.4-1) belegt.

[Lia12] und [Sup08] führen an, dass ein linearer Zusammenhang zwischen $\ln\alpha_T$ und $(1/T_{\text{ref}} - 1/T)$ besteht und diese Größen über die Arrhenius-Beziehung verknüpft sind. Folglich gilt in Analogie zu Gl. (1.2-3) bzw. Gl. (4.2-3):

$$\alpha_T = e^{\frac{W}{k}(\frac{1}{T_{\text{ref}}} - \frac{1}{T})} \quad (4.4-4)$$

Mit dieser Gleichung lassen sich die Verschiebungsfaktoren α_T für verschiedene Temperaturwerte berechnen, Bild 4.4-3. Der Berechnung wurde die Aktivierungsenergie von Prüfling C von $1,4 \cdot 10^{-19}$ J (s. 4.2.2) zugrunde gelegt. Im Bild sind auch die für die Umrechnung aus 4.4.1 verwendeten Werte für α_{50} und α_{75} eingetragen.

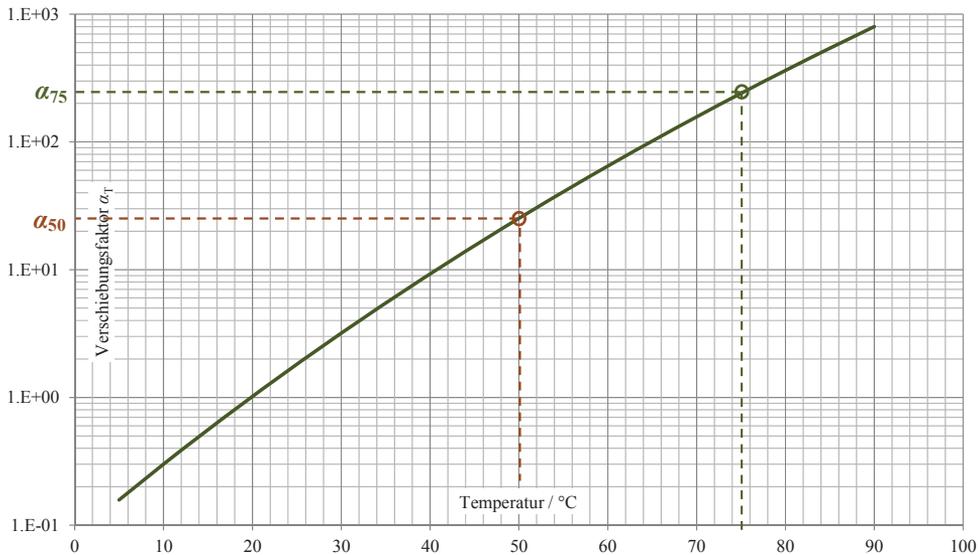


Bild 4.4-3: Mittels Arrhenius-Gleichung bestimmte Verschiebungsfaktoren α_T über der Temperatur für Prüfling C, Bezugstemperatur: 20 °C

Aus dieser Kurve lassen sich für jede Temperatur die Verschiebungsfaktoren α_T ablesen, mit denen die gemessenen FDS-Kurven auf eine Bezugstemperatur von 20 °C oder auch zwischen verschiedenen Temperaturen umgerechnet werden können.

Beispiel: Soll eine Umrechnung von z.B. 75 °C auf 50 °C erfolgen, so ist der Quotient der beiden Verschiebungsfaktoren α_{75} und α_{50} anzusetzen und $\alpha_{75,50}$ ergibt sich zu 9,6.

Da in die Berechnung dieser Verschiebungsfaktoren lediglich die Aktivierungsenergie W des Isoliersystems einfließt, kann die Kurve aus Bild 4.4-3 für alle OIP-Durchführungen verwendet werden, die einen ähnlichen Alterungszustand haben wie Prüfling C.

4.4.2.2 Übertragung auf den Zeitbereich

Da die FDS-Messung und die PDC-Messung idealerweise äquivalent sind und durch dasselbe Ersatzschaltbild (s. Bild 2.1-8) beschrieben werden können, muss es analog zur Methode für die Temperaturumrechnung der FDS-Messkurven auch eine Möglichkeit geben, die PDC-Ergebnisse und insbesondere die Polarisationsströme im Zeitbereich zwischen unterschiedlichen Temperaturen umzurechnen. Dieser Abschnitt beinhaltet die entsprechenden theoretischen Überlegungen, deren Anwendung im nächsten Abschnitt an den Messergebnissen aus 4.2.2 vorgenommen wird.

Eine Änderung der Temperatur eines (linearen) Dielektrikums ändert die Leitfähigkeit bzw. den Isolationswiderstand des Dielektrikums (s. 1.2.3.2). Dies wurde bereits in 4.2.2 verwendet, um den bei unterschiedlichen Temperaturen ermittelten Isolationswiderstand mittels der Arrhenius-Beziehung umzurechnen. Alle Polarisationsmechanismen (z.B. die für niedrige Frequenzen dominierende Grenzflächenpolarisation) im Dielektrikum sind aber trotz einer geänderten Temperatur in gleicher Weise und v.a. mit der gleichen Ladung an der Polarisation beteiligt, nur dass aufgrund der Temperatur- respektive der Leitfähigkeitsänderung die Polarisation schneller oder langsamer abläuft.

Anmerkung: Die Forderung nach gleichbleibender Ladung ist dadurch begründet, dass z.B. alle Grenzflächen im Dielektrikum unabhängig von der Temperatur entsprechend polarisiert, d.h. mit der jeweiligen Ladung beaufschlagt werden. Auch andere Polarisationsmechanismen bleiben trotz Temperaturänderung in gleicher Höhe wirksam, nur ändern sich mit der Temperatur die Beweglichkeit respektive die Leitfähigkeit des Dielektrikums. Dies gilt allerdings nur, solange das Dielektrikum als linear angenommen werden darf (s. 4.4.5).

Der Einfluss der Temperatur auf die gemessenen FDS-Kurven aus dem Frequenzbereich lässt sich durch einen Verschiebungsfaktor α_T beschreiben (s. 4.4.2.1). Es wurde gezeigt, dass die Verschiebung in der Frequenz einer Änderung der Zeitkonstante $\tau_i = R_i \cdot C_i$ entspricht, die durch eine Änderung der Widerstände R_i (also der Leitfähigkeit des Dielektrikums) gedeutet wird. Wie sich die Änderung der Widerstände aus dem Ersatzschaltbild auf das zeitliche Verhalten des Polarisationsstroms auswirkt, lässt sich durch eine Betrachtung von Gl. (2.1-2) verstehen, die hier noch einmal aufgeführt werden soll:

$$i_p(t) = \frac{U}{R_\infty} + \sum_i \left(\frac{U}{R_i} e^{-\frac{t}{\tau_i}} \right)$$

Im Zeitbereich bedeutet eine Temperaturanpassung der Widerstände R_i und R_∞ um den Faktor α_T einerseits ein Verschieben der gemessenen Polarisationsstromkurve um diesen Faktor entlang der Zeitachse, was der Verschiebung in der Frequenz entspricht, und ande-

rerseits eine vertikale Verschiebung der Kurve um den Faktor α_T , was die Veränderung des Isolationswiderstandes des Dielektrikums mit der Temperatur widerspiegelt.

Die Änderung in der Temperatur kann also sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich durch ein Ändern der Widerstände R_i und R_∞ des Ersatzschaltbildes um den Faktor α_T beschrieben werden. Da die Polarisationsmechanismen und insbesondere die an der Polarisation beteiligten Ladungen bei unterschiedlicher Temperatur gleich bleiben, müssen die Kapazitätswerte des Ersatzschaltbildes bei einer Temperaturanpassung nicht geändert werden.

Anmerkung: Die Forderung nach einer gleichbleibenden Polarisationsladung erklärt, dass die Polarisationsstromkurve im Zeitbereich sowohl entlang der Zeitachse, als auch vertikal verschoben werden muss, wenn die Temperatur angepasst wird. Z.B. bringt eine Temperaturerhöhung eine Erhöhung der Leitfähigkeit, sodass der Polarisationsstrom größer wird. Dies lässt sich durch eine Verschiebung der Kurve nach oben abbilden. Damit aber die während der Polarisation fließende Ladung (also das Integral des Stromes) gleich bleibt, muss die Kurve auch um denselben Faktor zu kleineren Zeiten hin verschoben werden, was der Verringerung der Zeitkonstanten τ_i entspricht.

4.4.3 Kompensation der Temperatur bei der PDC-Messung

Für die nachfolgenden Betrachtungen wird das Ersatzschaltbild aus Bild 2.1-8 verwendet. Es gibt das dielektrische Verhalten eines linearen Dielektrikums sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich richtig wieder. Die Elemente dieses Ersatzschaltbildes erhält man durch einen Angleich gemessener Polarisationsstromkurven mit einer Summe von Exponentialfunktionen, s. Gl. (2.1-2) sowie [Hou98, Abschnitt 3.9].

Die in Kurve a) aus Bild 4.4-4 dargestellte Polarisationsstrommessung an Prüfling C kann durch die in Tabelle 4.4-1 angegebenen Ersatzschaltbildelemente R_i , C_i sowie R_∞ und C_0 wiedergegeben werden. Der Isolationswiderstand R_∞ entspricht dem bei Raumtemperatur gemessenen Widerstand (s. Tabelle 4.2-2). Werden diese Ersatzschaltbildelemente für die Simulation des Polarisationsstroms gemäß Gl. (2.1-2) verwendet, erhält man Kurve d) aus Bild 4.4-4.

Tabelle 4.4-1: Ersatzschaltbildelemente sowie die zugehörigen Zeitkonstanten und Arrhenius-Koeffizienten zur Beschreibung der Pol.strommessung an Prüfling C bei RT

	τ_i / s	C_i / F	R_i / Ω	$R_{0,i} / \Omega$
1	0,56	$1,04 \cdot 10^{-12}$	$5,38 \cdot 10^{11}$	$5,12 \cdot 10^{-4}$
2	1,78	$1,06 \cdot 10^{-12}$	$1,67 \cdot 10^{12}$	$1,59 \cdot 10^{-3}$
3	5,62	$1,08 \cdot 10^{-12}$	$5,20 \cdot 10^{12}$	$4,95 \cdot 10^{-3}$
4	17,8	$1,46 \cdot 10^{-12}$	$1,21 \cdot 10^{13}$	$1,16 \cdot 10^{-2}$
5	56,2	$2,52 \cdot 10^{-12}$	$2,23 \cdot 10^{13}$	$2,12 \cdot 10^{-2}$
6	178	$6,59 \cdot 10^{-12}$	$2,70 \cdot 10^{13}$	$2,57 \cdot 10^{-2}$
7	562	$1,25 \cdot 10^{-11}$	$4,49 \cdot 10^{13}$	$4,27 \cdot 10^{-2}$
8	1.780	$3,10 \cdot 10^{-11}$	$5,74 \cdot 10^{13}$	$5,46 \cdot 10^{-2}$
9	3.160	$2,55 \cdot 10^{-11}$	$1,24 \cdot 10^{14}$	$1,18 \cdot 10^{-1}$
10	31.600	$1,05 \cdot 10^{-10}$	$3,01 \cdot 10^{14}$	$2,86 \cdot 10^{-1}$
C_0, R_∞	370 pF, $7,33 \cdot 10^{13} \Omega$			

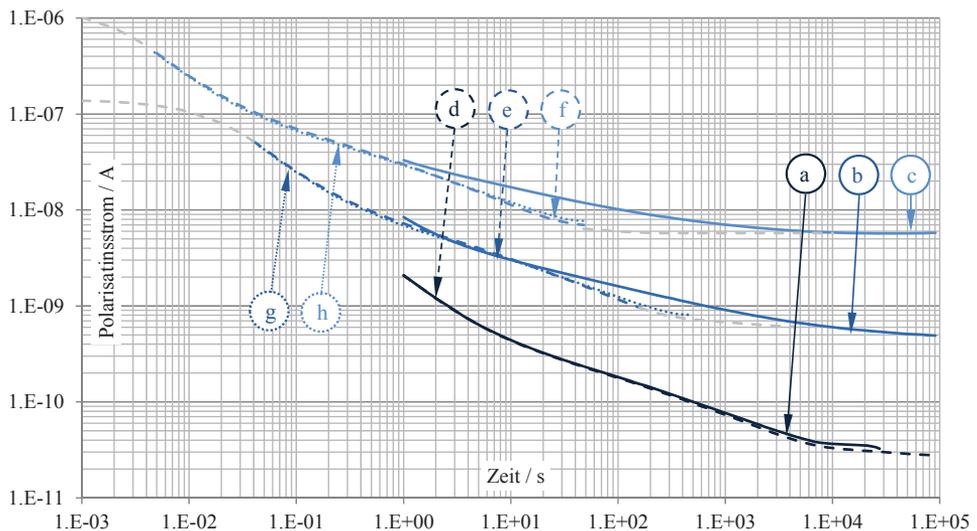


Bild 4.4-4: An Prüfling C gemessene Polarisationsströme bei RT, 50 °C und 75 °C, Diagnosespannung 2 kV mit Temperaturumrechnung ausgehend von der Raumtemperaturmessung

- a) Messkurve bei RT
- b) Messkurve bei 50 °C
- c) Messkurve bei 75 °C
- d) Fitkurve für RT mit Parametern aus Tabelle 4.4-1
- e) Aus d) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei 50 °C
- f) Aus d) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei 75 °C
- g) Kurve a) um α_{50} verschoben
- h) Kurve a) um α_{75} verschoben

Die Isolationswiderstände R_∞ von Prüfling C bei RT, 50 °C und 75 °C können mit der Arrhenius-Beziehung unter Berücksichtigung der Aktivierungsenergie ($1,4 \cdot 10^{-19}$ J) sowie des Arrhenius-Koeffizienten $R_0 = 78,1 \cdot 10^{-3} \Omega$ ineinander umgerechnet werden (s. 4.2.2 und Bild 4.2-7). Um den bei Raumtemperatur gemessenen Polarisationsstrom auf höhere Temperaturen umzurechnen, werden analog zum Isolationswiderstand R_∞ auch die Widerstände R_i aus dem Ersatzschaltbild mit der Arrhenius-Beziehung angepasst. Die Arrhenius-Koeffizienten $R_{0,i}$ sind für jedes R-C-Glied anhand folgender Gleichung zu bestimmen (s. Tabelle 4.4-1), wobei für die Temperatur T die Temperatur der PDC-Messung (hier 21 °C bzw. 294,15 K) einzusetzen ist:

$$R_{0,i} = \frac{R_i}{w} e^{k \cdot T} \quad (4.4-5)$$

Dadurch lassen sich die Ersatzschaltbildelemente für die Temperaturen 50 °C und 75 °C bestimmen, Tabelle 4.4-2 und Tabelle 4.4-3. Die Isolationswiderstände entsprechen den bereits in 4.2.2 angegebenen Werten. Entsprechend den Überlegungen aus 4.4.2.2 bleiben die Kapazitätswerte C_i und C_0 des Ersatzschaltbildes bei der Temperaturumrechnung konstant.

Werden die so ermittelten Ersatzschaltbilddaten für 50 °C und 75 °C verwendet, um die dazugehörigen Polarisationsströme zu simulieren, erhält man die Kurven e) und f) aus Bild 4.4-4. Diese Kurven verlängern die tatsächlich gemessenen Kurven b) und c) zu kürzeren Zeiten (höheren Frequenzen) hin.

Tabelle 4.4-2: Ersatzschaltbildelemente sowie die dazugehörigen Zeitkonstanten zur Beschreibung der Polarisationsstrommessung an Prüfling C bei 50 °C; ermittelt aus den Ersatzschaltbilddaten der RT-Messung (s. Tabelle 4.4-1)

	τ_i / s	C_i / F	R_i / Ω
1	0,023	$1,04 \cdot 10^{-12}$	$2,17 \cdot 10^{10}$
2	0,072	$1,06 \cdot 10^{-12}$	$6,74 \cdot 10^{10}$
3	0,23	$1,08 \cdot 10^{-12}$	$2,10 \cdot 10^{11}$
4	0,72	$1,46 \cdot 10^{-12}$	$4,90 \cdot 10^{11}$
5	2,27	$2,52 \cdot 10^{-12}$	$8,99 \cdot 10^{11}$
6	7,17	$6,59 \cdot 10^{-12}$	$1,09 \cdot 10^{12}$
7	22,7	$1,25 \cdot 10^{-11}$	$1,81 \cdot 10^{12}$
8	71,7	$3,10 \cdot 10^{-11}$	$2,31 \cdot 10^{12}$
9	127	$2,55 \cdot 10^{-11}$	$5,00 \cdot 10^{12}$
10	1.270	$1,05 \cdot 10^{-10}$	$1,21 \cdot 10^{13}$
C_0, R_∞	370 pF, $3,31 \cdot 10^{12} \Omega$		

Tabelle 4.4-3: Ersatzschaltbildelemente sowie die dazugehörigen Zeitkonstanten zur Beschreibung der Polarisationsstrommessung an Prüfling C bei 75 °C; ermittelt aus den Ersatzschaltbilddaten der RT-Messung (s. Tabelle 4.4-1)

	τ_i / s	C_i / F	R_i / Ω
1	0,0024	$1,04 \cdot 10^{-12}$	$2,28 \cdot 10^9$
2	0,0075	$1,06 \cdot 10^{-12}$	$7,08 \cdot 10^9$
3	0,024	$1,08 \cdot 10^{-12}$	$2,20 \cdot 10^{10}$
4	0,075	$1,46 \cdot 10^{-12}$	$5,14 \cdot 10^{10}$
5	0,24	$2,52 \cdot 10^{-12}$	$9,44 \cdot 10^{10}$
6	0,75	$6,59 \cdot 10^{-12}$	$1,14 \cdot 10^{11}$
7	2,38	$1,25 \cdot 10^{-11}$	$1,90 \cdot 10^{11}$
8	7,53	$3,10 \cdot 10^{-11}$	$2,43 \cdot 10^{11}$
9	13,4	$2,55 \cdot 10^{-11}$	$5,25 \cdot 10^{11}$
10	134	$1,05 \cdot 10^{-10}$	$1,27 \cdot 10^{12}$
C_0, R_∞	370 pF, $3,48 \cdot 10^{11} \Omega$		

Aus dem Verhältnis der Isolationswiderstände bei unterschiedlichen Temperaturen (s. Tabelle 4.2-2) lässt sich ablesen, um wieviel die Temperaturumrechnung mittels der Arrhenius-Beziehung die Widerstände verändert, Tabelle 4.4-4:

Tabelle 4.4-4: Verhältnis der Isolationswiderstände von Prüfling C bei unterschiedlichen Temperaturen

$R_x(\text{RT}) / R_x(50 \text{ °C})$	22,1	α_{50}
$R_x(\text{RT}) / R_x(75 \text{ °C})$	210,6	α_{75}
$R_x(50 \text{ °C}) / R_x(75 \text{ °C})$	9,51	$\alpha_{75,50}$

Diese Verhältnisse entsprechen den Verschiebungsfaktoren α_T , die in 4.4.1 für den Frequenzbereich gewählt wurden. Im Frequenzbereich wurde für die Verschiebung von 50 °C nach Raumtemperatur ein Faktor 25 und für die Verschiebung von 75 °C nach RT ein Faktor von 240 angesetzt (s. Bild 4.4-3). Der Verschiebungsfaktor $\alpha_{75,50}$ wurde zu 9,6 bestimmt.

Die gemessene Kurve wurde durch die Umrechnung der Widerstände R_i und R_∞ aus dem Ersatzschaltbild um den Faktor α_T sowohl entlang der Zeitachse als auch vertikal verschoben. Diese Verschiebung kann auch ohne Umrechnung der Ersatzschaltbilddaten vorgenommen werden. Die gemessenen Stromwerte werden dazu mit dem Faktor α_T multipliziert (vertikal verschoben). Gleichzeitig werden die dazugehörigen Zeitwerte durch die entsprechenden Faktoren dividiert (Verschiebung entlang der Zeitachse). Mit dieser Methode wurden die Kurven g) und h) aus Bild 4.4-4 für die Verschiebung der Messkurve

von Raumtemperatur auf 50 °C und 75 °C erzeugt. Sie stimmen mit den umgerechneten (simulierten) Kurven gut überein.

Durch die Temperaturumrechnung ist also eine Erweiterung der bei höheren Temperaturen gemessenen Kurven um den Faktor α_T zu niedrigeren Zeiten hin möglich. Die gemessene Kurve des Polarisationsstroms bei 50 °C kann somit bis zu 40 ms, die bei 75 °C bis zu 4 ms verlängert werden.

Anmerkung: Bei längeren Zeiten jedoch stimmen die Verläufe der umgerechneten mit den tatsächlich gemessenen Kurven nicht mehr überein, weil bei der tatsächlichen Messung auf höherer Temperatur Zeitkonstanten gemessen werden, die die Messung bei Raumtemperatur nicht erfasste. Die nicht vertrauenswürdigen Bereiche der umgerechneten Kurven wurden in Bild 4.4-4 grau dargestellt. Der Endwert der umgerechneten Kurven stimmt mit dem tatsächlich gemessenen Wert allerdings sehr genau überein, da der Isolationswiderstand R_∞ der jeweiligen Ersatzschaltbilder korrekt umgerechnet wird.

Auf die gleiche Weise lässt sich auch eine Umrechnung ausgehend von der Messkurve bei 75 °C vornehmen, Bild 4.4-5. Dazu wird die gemessene Polarisationsstromkurve (Kurve c) durch die entsprechenden Ersatzschaltbildelemente beschrieben, (Kurve d), und anschließend die Widerstände R_i und R_∞ des Ersatzschaltbildes mittels Arrhenius umgerechnet, (Kurven e) und f). Die gemessene Kurve kann alternativ auch direkt mit den Verschiebungsfaktoren aus Tabelle 4.4-4 entlang der Zeitachse und vertikal verschoben werden, (Kurven g) und h).

So können die bei niedrigerer Temperatur gemessenen Kurven zu größeren Zeiten hin verlängert werden. Allerdings stimmen die Anfangswerte der verschobenen Kurven nicht mit den tatsächlich gemessenen Kurven überein, weil für die Beschreibung der kurzen Zeiten Zeitkonstanten erforderlich sind, die durch die Verschiebung nicht dargestellt werden können. Die nicht vertrauenswürdigen Bereiche der verschobenen Kurven sind grau dargestellt. Erst ab dem Zeitpunkt $t = \alpha_T$ stimmen die verschobenen und die gemessenen Kurven überein – für 50 °C also ab 10 s und für Raumtemperatur ab 210 s.

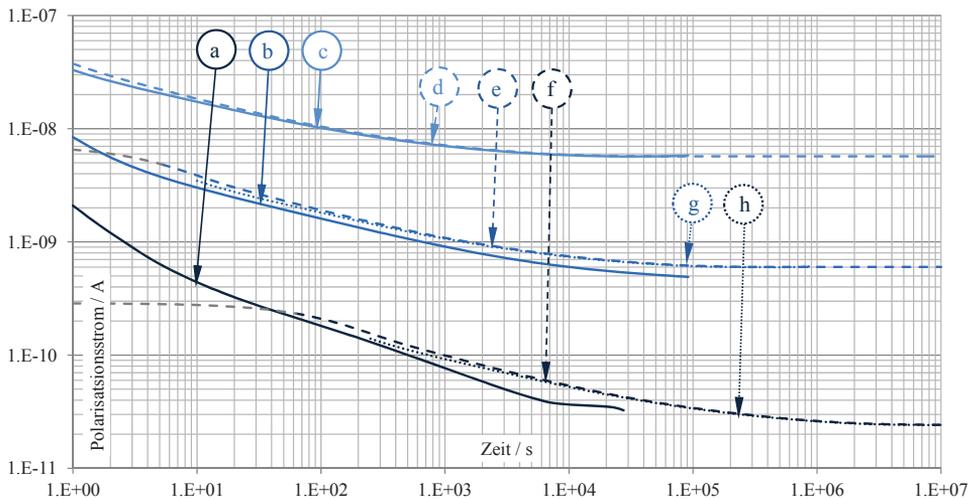


Bild 4.4-5: An Prüfling C gemessene Polarisationsströme bei RT, 50 °C und 75 °C, Diagnose-spannung 2 kV; mit Temperaturumrechnung ausgehend von der Messung bei 75 °C:

- | | |
|------------------------|---|
| a) Messkurve bei RT | e) Aus d) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei 50 °C |
| b) Messkurve bei 50 °C | f) Aus d) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei RT |
| c) Messkurve bei 75 °C | g) Kurve c) um $\alpha_{75,50}$ verschoben |
| d) Fitkurve für 75 °C | h) Kurve c) um α_{75} verschoben |

4.4.4 Weiterführende Überlegungen

Durch die Verschiebung von Polarisationsströmen zwischen verschiedenen Temperaturen ist es möglich, tatsächlich gemessene Kurven im Zeitbereich zu verlängern. Verschiebt man die Kurve des Polarisationsstroms von niedrigeren zu höheren Temperaturen, wird der Zeitbereich der bei höheren Temperaturen gemessenen Kurven zu kürzeren Zeiten hin erweitert, bei Verschiebung einer Kurve von höherer zu niedrigerer Temperatur wird der Zeitbereich hin zu längeren Zeiten erweitert.

Für die Verschiebung werden die Ersatzschaltbilddaten der gemessenen Kurven umgerechnet, wodurch sich die Zeitkonstanten wie beschrieben ändern. Es ist auch möglich, die Ersatzschaltbilddaten der Messkurve bei einer bestimmten Temperatur und einer auf diese Temperatur verschobenen Kurve zu kombinieren, sodass sich die Polarisationsströme über einen weiten Zeitbereich darstellen (simulieren) lassen. In Bild 4.4-6 wurden hierfür die bei Raumtemperatur und 75 °C an Prüfling C gemessenen Kurven herangezogen und aus einer Kombination der Messdaten, Kurven a) und b), mit denen der verschobenen Kurve jeweils neue Kurven berechnet, c) und d).

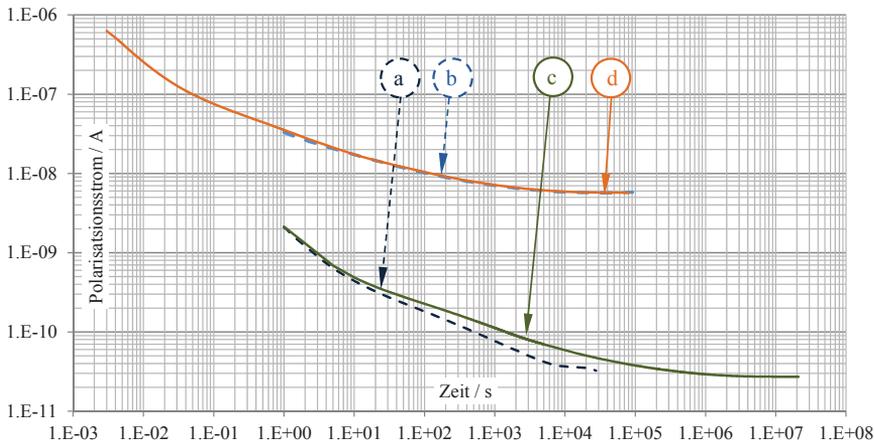


Bild 4.4-6: An Prüfling C gemessene Polarisationsströme bei RT und 75 °C, Diagnosespannung 2 kV; mit Temperaturumrechnung

- a) Messkurve bei RT
- b) Messkurve bei 75 °C
- c) Aus a) und b) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei RT
- d) Aus a) und b) errechnete Kurve für den Polarisationsstrom bei 75 °C

Eine Verschiebung der Raumtemperaturmesskurve auf eine Temperatur von 75 °C verlängert die Kurve des Polarisationsstroms bei 75 °C bis zu einer Zeit von etwa 3 ms, Kurve d) aus Bild 4.4-6. Dadurch kann das dielektrische Verhalten dieses Prüflings auch bei höheren Frequenzen abgebildet werden. Dies verdeutlicht eine Betrachtung im Frequenzbereich. Bild 4.4-7 zeigt in den Kurven a) und b) die durch die FDS-Messung an Prüfling C bei Raumtemperatur und 75 °C gemessenen Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz. In Kurve c) wurden die Ersatzschaltbilddaten der Polarisationsstrommessung bei Raumtemperatur (s. Tabelle 4.4-1) verwendet, um den Verlauf des Verlustfaktors über der Frequenz zu simulieren. Für die Ermittlung des Verlaufs des Verlustfaktors bei 75 °C wurden die Daten der Kurve d) aus Bild 4.4-6 verwendet. Diese Kurve beinhaltet eine Kombination der bei 75 °C gemessenen Zeitkonstanten mit den aus der Messung bei Raumtemperatur umgerechneten Zeitkonstanten. Dadurch wird zum einen der Verlauf des Verlustfaktors bei niedrigen Frequenzen richtig wiedergegeben, zum andern wird der Frequenzbereich bis etwa 60 Hz dargestellt. Insbesondere ist hier die Betriebsfrequenz (50 Hz) enthalten. Es lässt sich an Kurve d) bei 50 Hz ein Verlustfaktor von 3,2 ‰ ablesen, der mit dem gemessenen Wert der FDS-Kurve (2,4 ‰, Kurve c) recht gut übereinstimmt. Es ist also möglich, durch eine PDC-Messung bei Raumtemperatur, deren Aufzeichnung erst bei 1 s beginnt, den Verlustfaktor des Materials bei höheren Temperaturen und 50 Hz abzuschätzen.

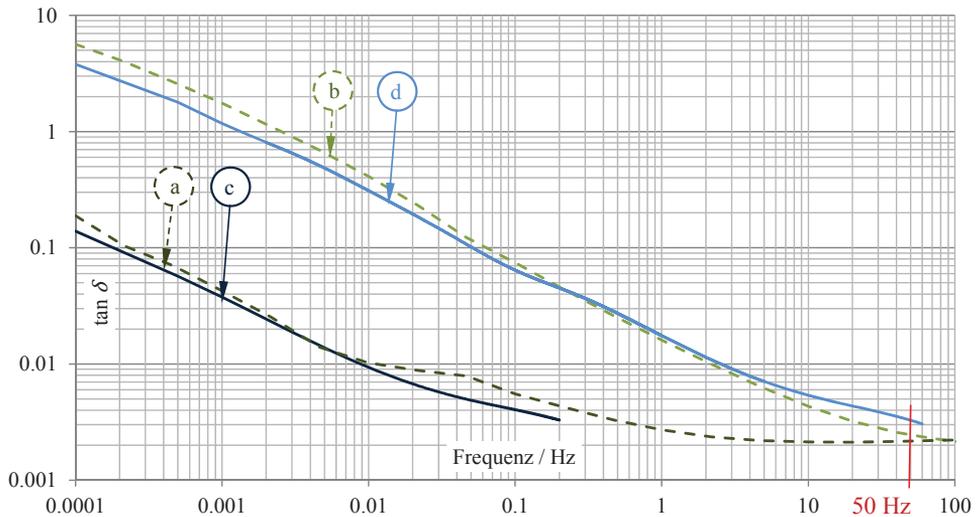


Bild 4.4-7: An Prüfling C gemessene FDS-Kurven bei RT (a) und 75 °C (b) sowie für RT aus der PDC-Messung (c) und aus Kurve d) von Bild 4.4-6 berechneter Verlauf des $\tan \delta(f)$ für 75 °C

4.4.5 Grenzen des Verfahrens zur Temperaturkompensation

Das vorgestellte Verfahren der Temperaturumrechnung dielektrischer Mess- bzw. Simulationsergebnisse setzt ein lineares Verhalten der dielektrischen Eigenschaften mit der Temperatur voraus.

„It is found quite generally that the frequency dependence does not change very drastically with temperature, at least over temperature ranges over which the material does not alter its structure in any significant way. This means that it is often possible to normalize the data for different temperatures by shifting the frequency spectra laterally into coincidence obtaining sometimes a single master curve which gives a complete description of the behavior when accompanied by the locus of the translation point.“ [Jon83, S. 103]

Küchler gibt ein Beispiel für die durch eine temperaturbedingte Änderung der stofflichen Eigenschaften hervorgerufene Änderung der dielektrischen Eigenschaften, für die dann u.U. ein lineares Verhalten nicht mehr unterstellt werden darf: „Das duroplastische Epoxidharz verliert oberhalb der Glasumwandlungstemperatur T_g erheblich an mechanischer Festigkeit, ohne zu schmelzen. Durch die Erweichung werden auch polare Molekülgruppen leichter beweglich, ϵ_r steigt deutlich an. Je nach Epoxidharz liegt T_g oberhalb von etwa 100 °C, schon bei Temperaturerhöhungen von 20 °C auf 80 °C ergeben sich Anstiege der Dielektrizitätszahl bis zu 20 %.“ [Küc09, S. 266]

Bei den in dieser Arbeit untersuchten Öl-Papier-Isoliersystemen ist die Temperaturstabilität des Papiers geringer als die des Öls. Ab einer Temperatur von etwa 90 °C beginnt die Zellulose unzulässig stark zu altern (s. 1.2.2.2), sodass gemäß [Jon83] eine Linearität oberhalb dieser Temperatur nicht zwingend gegeben ist.

Es ist also ggf. zu prüfen, ob für das verwendete Isoliersystem ein lineares Temperaturverhalten unterstellt werden darf, sodass die in diesem Abschnitt gezeigten Umrechnungsverfahren angewendet werden können.

Beispiel: Kann z.B. der Isolationswiderstand des betrachteten Dielektrikums, wie in 4.2.2 gezeigt, mittels der Arrhenius-Beziehung zwischen verschiedenen Temperaturen mit hoher Genauigkeit umgerechnet werden, so darf für den betrachteten Temperaturbereich ein lineares Verhalten des Dielektrikums unterstellt werden.

4.5 Thermische Zeitkonstante und Temperatur einer Durchführung

Bei Messungen z.B. einer Transformatordurchführung im eingebauten Zustand ist die Temperatur i.d.R. nicht stationär, sondern der Transformator respektive die Durchführungen werden für die Dauer der Diagnosemessungen außer Betrieb genommen und beginnen von Betriebstemperatur auf Umgebungstemperatur abzukühlen. Die Temperatur hat allerdings einen großen Einfluss auf die Ergebnisse dielektrischer Diagnosemessungen bei niedrigen Frequenzen und muss deshalb während der Messung als konstant angenommen werden können. Dies setzt voraus, dass die Messung abgeschlossen ist, ehe sich die Temperatur merklich geändert hat, und dass die Zeitkonstante, mit der sich die Temperatur der Durchführung ändert, näherungsweise bekannt ist (4.5.1). Außerdem ist bei realen Messungen die Durchführung oft nicht gleichmäßig warm, sondern es liegt ein Temperaturunterschied zwischen dem Innenteil der Durchführung und der Freiluftseite vor. Es wird deshalb eine Möglichkeit angegeben, die mittlere Temperatur der Durchführung abzuschätzen (4.5.2).

4.5.1 Ermittlung der thermischen Zeitkonstante von Prüfling C

Die Ermittlung der thermischen Zeitkonstante erfolgte an Prüfling C während des Abkühlens von 75 °C auf Raumtemperatur. Da für eine derartige Messung ein Temperatursprung erforderlich ist, wurde dieses Experiment vorgenommen, als die thermische Isolierung (s. Anhang A) demontiert wurde.

Die Temperatur des Dielektrikums wurde indirekt durch eine (Polarisations-)Strommessung erfasst. Der im Dielektrikum fließende Strom setzt sich aus dem Polarisations- und dem Leitungsstrom zusammen (s. Bild 2.1-7). Wurde hinreichend lange polarisiert, sodass der Anteil der Polarisation abgeklungen ist, hat der gemessene Strom seinen

durch den Isolationswiderstand R_∞ des Dielektrikums bestimmten Endwert erreicht. Da der Isolationswiderstand von der Temperatur abhängt (s. 4.2.2), lässt sich bei unverändert anstehender Spannung an einer Stromänderung die integrale Temperaturänderung des Dielektrikums und daraus die thermische Zeitkonstante ermitteln.

Zur Bestimmung der Zeitkonstante wurde das Dielektrikum der Durchführung vor Versuchsbeginn polarisiert, sodass der Strom nach etwa 10.000 s einen konstanten Wert von 404 pA angenommen hatte. Der Temperatursprung wurde durch Ausschalten der Heizung und Öffnen der thermischen Isolierung herbeigeführt. Die Durchführung befand sich auf einer Temperatur von 75 °C und stand ab diesem Zeitpunkt in freiem Kontakt mit der Luft der Hochspannungshalle. Damit die Messung auch während der Demontage der thermischen Isolierung weiterlaufen konnte, wurde die Prüfspannung zu 120 V_{DC} gewählt. Bild 4.5-1 zeigt den während des Versuchs gemessenen Strom im Dielektrikum. Bei ca. 21.600 s wurde der Temperatursprung ausgelöst, woraufhin der Strom exponentiell zu fallen begann.

In Bild 4.5-2 ist der Bereich nach dem Temperatursprung in linearer Achsenaufteilung dargestellt. Der gemessene Stromverlauf lässt sich sehr genau durch eine Exponentialfunktion angleichen (gestrichelte Linie). Die aus dieser Funktion ermittelte Zeitkonstante beträgt 3,3 Stunden.

Bedenkt man, dass innerhalb einer Zeitkonstante die Temperatur um den Faktor 1/e, also auf etwa 38 % der Differenz zwischen Start- und Endwert (Umgebungstemperatur), sinkt, gibt dies wichtige Hinweise für diagnostische Messungen an Durchführungen, die sich nicht im thermischen Gleichgewicht mit der Umgebung befinden. Diagnosemessungen, die von der Temperatur beeinflusst werden, sollten demnach nicht länger als etwa 15 Minuten dauern, wenn sie unmittelbar nach Außerbetriebnahme einer heißen Durchführung beginnen. Je geringer allerdings die Differenz zwischen der Temperatur der Durchführung und der Umgebungstemperatur ist, desto langsamer verläuft der Abkühlprozess.

Anmerkung: Diese Untersuchung stellt wohlgerne einen Sonderfall dar, weil die gesamte Durchführung nach dem Temperatursprung mit der Umgebungsluft in Kontakt stand. Bei einer im Transformator eingebauten Durchführung kommt hinzu, dass das Innenteil der Durchführung mit dem warmen Transformatoröl in Kontakt steht und sich der Transformator deutlich langsamer abkühlt. Dies wird zur Folge haben, dass auch die Durchführung langsamer abkühlt, weil der Transformator sie von unten wärmt.

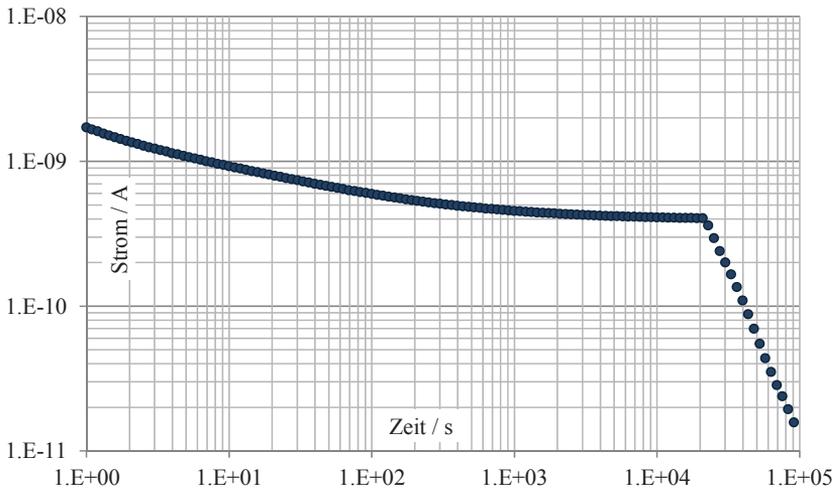


Bild 4.5-1: Stromverlauf im Dielektrikum von Prüfling C, Temperatursprung von 75 °C auf Raumtemperatur bei $t = 21.600$ s, Prüfspannung 120 V

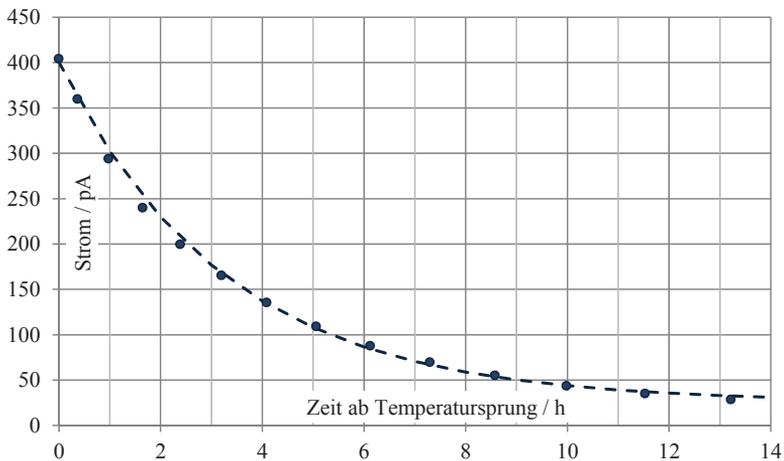


Bild 4.5-2: Gemessene Stromwerte im Dielektrikum nach Temperatursprung und Angleichung mittels Exponentialfunktion (gestrichelte Linie)

4.5.2 Hinweise zur Abschätzung der mittleren Temperatur einer Durchführung

Für die Bewertung dielektrischer Diagnosemessungen ist die genaue Kenntnis der Temperatur im Prüfling von entscheidender Bedeutung, da die Temperatur einen großen Einfluss auf die Messwerte hat. Ist die Durchführung im Transformator eingebaut und wurde der Transformator unmittelbar vor den Diagnosemessungen außer Betrieb genommen, hat sich noch keine homogene Temperatur im Dielektrikum der Durchführung eingestellt.

Für den Vergleich zwischen dielektrischen Analyseergebnissen und Referenzwerten bzw. -kurven ist eine Bewertung der mittleren Temperatur oft ausreichend. Mikulecky [Mik03] gibt eine Möglichkeit an, mit der sich die mittlere Temperatur einer Durchführung im eingebauten Zustand abschätzen lässt. Die Skizze in Bild 4.5-3 soll der Veranschaulichung dienen:

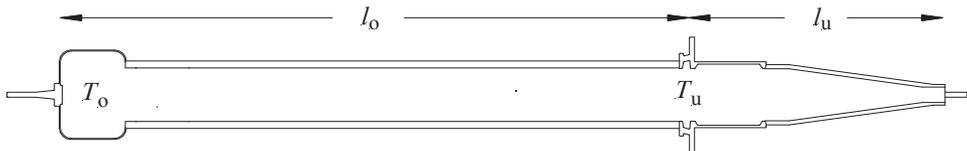


Bild 4.5-3: Kontur einer 400 kV-Durchführung, schematisch aber maßstäblich

Unterhalb des Flansches befindet sich die Durchführung in Kontakt mit dem warmen Transformatoröl. Es kann dort eine gleichmäßige Temperatur angenommen werden, die der Temperatur des Transformatoröls T_u entspricht und die i.d.R. am Transformator abgelesen werden kann. Auf der Außenseite steht die Durchführung in Kontakt mit der Umgebungsluft. Die Temperatur T_o kann z.B. am Kopf gemessen werden.

In [Mik03, Abschnitt 5.2.1] wird unter Annahme einer linearen Temperaturaufteilung zwischen Kopf und Flansch und einer konstanten Temperatur im Innenteil folgende Gleichung zur Berechnung der mittleren Temperatur T_m angegeben:

$$T_m = \frac{l_u \cdot T_u + 0,5 \cdot l_o \cdot (T_u + T_o)}{l_u + l_o} \quad (4.5-1)$$

Mit der Annahme, dass eine Durchführung freiluftseitig etwa dreimal so groß ist, wie auf der Innenseite ($l_o = 3 \cdot l_u$), kann Gl. (4.5-1) wie folgt vereinfacht werden:

$$T_m \approx 0,63 \cdot T_u + 0,37 \cdot T_o \quad (4.5-2)$$

4.6 Einfluss der Messumgebung auf die dielektrischen Messungen

Bei den PDC-Messungen an den Prüflingen A, B und C wurde festgestellt, dass die Ergebnisse im niederfrequenten Bereich, also bei langen Messzeiten, derart beeinflusst werden, dass es zu stark schwankenden Polarisationsströmen und zu einer Polaritätsumkehr des Depolarisationsstroms kam (4.6.1). Bei der FDS- und der C -, $\tan \delta$ -Messung wurden Einflüsse bei höheren Frequenzen beobachtet, die zur Messung scheinbar negativer Verlustfaktoren auch bei Betriebsfrequenz führen (4.6.2).

Für die Beschreibung beider Effekte kann prinzipiell dasselbe Ersatzschaltbild verwendet werden. Daraus ergeben sich Hinweise für praktische Messungen, bei denen Abweichun-

gen vom erwarteten Kurvenverlauf festgestellt werden. Der Einfluss auf niedrige Frequenzen wurde durch Reduzierung der Streukapazität verringert, der Einfluss auf hohe Frequenzen konnte durch Eliminierung des Widerstandes im Pfad der Streukapazität beseitigt werden.

4.6.1 Einfluss bei niedrigen Frequenzen

Bei den PDC-Messkurven an den Prüflingen A, B und C fällt auf, dass die Polarisationsströme bei längeren Messzeiten teilweise starke Schwankungen aufweisen und es bei den Depolarisationsströmen zu einer Stromumkehr kommt. Die Kurven a) und b) aus Bild 4.6-1 zeigen den bei Raumtemperatur an Prüfling C gemessenen Polarisations- und Depolarisationsstrom (s. auch Bild 4.2.1).

Da diese Effekte bei den Messungen im Versuchsaufbau für höhere Temperaturen (s. 4.2.1) nicht zu beobachten waren, s. Kurven c) und d) aus Bild 4.6-1, musste die Ursache in der geänderten Messumgebung gesucht werden. Bild 3.2-1 zeigt ein Foto der Prüflinge A, B und C in ihren Gestellen. Das Bild wurde während den Vorbereitungen für die Messreihe bei höheren Temperaturen aufgenommen. Es ist zu sehen, dass am Gestell von Prüfling C bereits alle Querstreben entfernt sind, sodass in der thermischen Isolierung (s. Anhang A) Platz für die Heizung geschaffen wurde. Durch das Entfernen dieser Querstreben wurden die Streukapazitäten aus dem Dielektrikum zur Erdseite hin verkleinert, wodurch sich der Einfluss auf die dielektrischen Messungen änderte. Dies wurde, wie im Folgenden beschrieben, durch die Verwendung eines Ersatzschaltbildes untersucht.

Das Dielektrikum einer Durchführung lässt sich mit nur einem einzigen Ersatzschaltbild gemäß Bild 2.1-8 beschreiben (s. 5.4). Zur Veranschaulichung von parasitären Effekten der Messumgebung kann dieses Modell auch in zwei Hälften unterteilt werden, indem die Werte der Kapazitäten verdoppelt und die Werte der Widerstände halbiert werden, Bild 4.6-2. Dadurch wird das elektrische Verhalten des Modells nicht geändert, was durch die simulierten Kurven e) und f) aus Bild 4.6-1, die die tatsächlich gemessenen Kurven c) und d) sehr gut wiedergeben, bestätigt wird. Durch die Aufteilung des Dielektrikums in zwei Hälften ist es möglich, den Einfluss einer zwischen den beiden Hälften abgreifenden Streukapazität C_{streu} nachzubilden, Bild 4.6-2. Bild 4.6-3 zeigt, passend zum Ersatzschaltbild aus Bild 4.6-2, in einer schematischen Darstellung den unteren Teil einer Durchführung mit dem ursprünglichen Gestell und die dorthin verlaufende Streukapazität aus dem Dielektrikum.

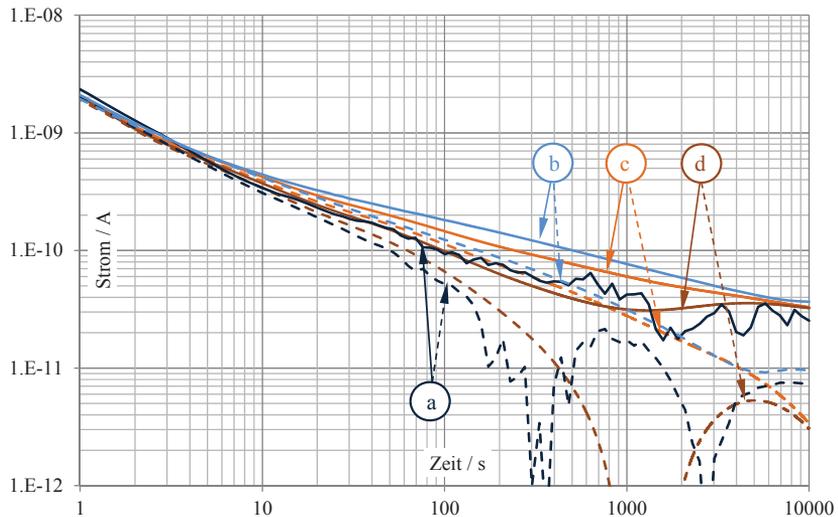


Bild 4.6-1: Gemessene und mit Ersatzschaltbild nach 4.6-2 nachgebildete Verläufe der Polarisationsströme (durchgezogene Linien) und Depolarisationsströme (gestrichelte Linien) von Prüfling C bei Raumtemperatur und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Messung in altem Gestell
- b) Messung in geändertem Gestell
- c) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier ohne Streukapazität
- d) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier mit Streukapazität

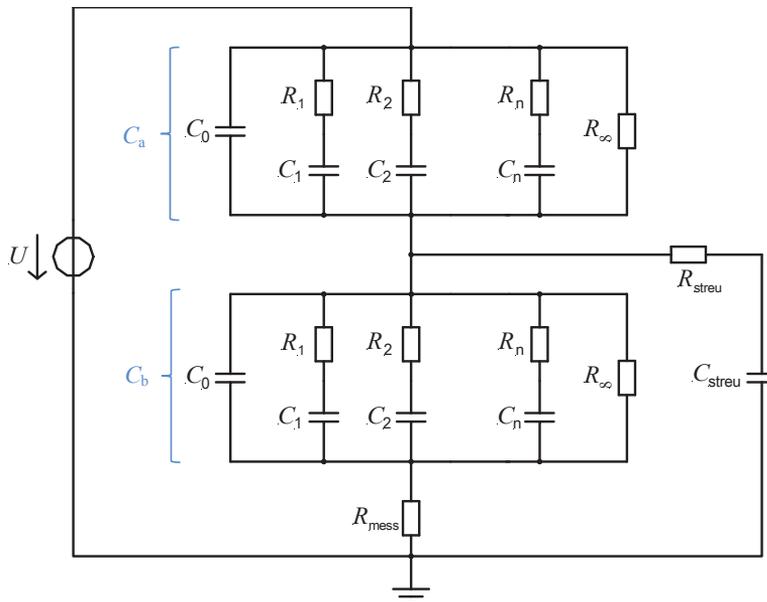


Bild 4.6-2: Ersatzschaltbild der PDC-Messung an einer Durchführung, unterteilt in zwei Hälften C_a und C_b mit abgreifender Streukapazität gegen Erde (gepunkteter Pfad)

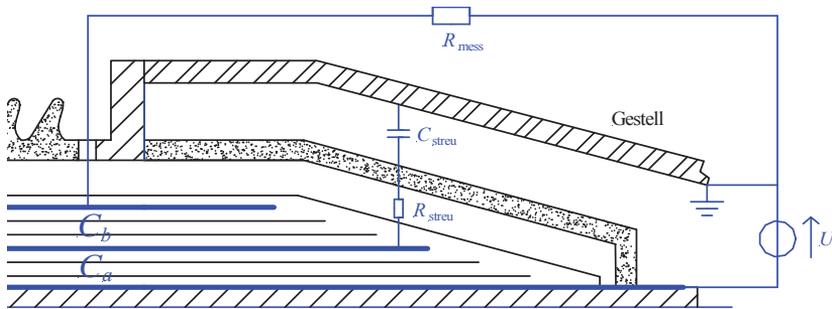


Bild 4.6-3: Schematische Darstellung des unteren Teils einer Durchführung mit der Streukapazität zum geerdeten Gestell

Während der Polarisationsphase lädt sich die dargestellte Streukapazität bis zur halben Polarisationsspannung auf und entlädt sich während der Depolarisationsphase, wenn die angelegte Spannung U kurzgeschlossen ist, über die beiden Teilwiderstände R_∞ der beiden Hälften C_a und C_b (s. Bild 4.6-2). Dabei fließt die Hälfte des Entladestromes auch über den Messwiderstand der PDC-Messung R_{mess} entgegen der Richtung des Depolarisationsstromes des Dielektrikums. Je nach Größe der Streukapazität und des Widerstandes im Streupfad kann es somit zu einer Stromumkehr während des Depolarisierens auch bei langen Messzeiten kommen, wie die Simulationskurven c) und d) aus Bild 4.6-1 zeigen.

Der Widerstand R_{streu} wird von der Leitfähigkeit des Öl-Papier-Wickels dominiert, denn die Leitfähigkeit des Öls in der Nebenisolierung sowie die Leitfähigkeit des Porzellans sind deutlich höher als die des OIP-Wickels. Im simulierten Fall wurde R_{streu} mit $1 \cdot 10^{13} \Omega$ angenommen, womit dieser Widerstand im Bereich der Hälfte des Isolationswiderstandes R_∞ der Prüflinge A, B und C liegt (s. Tabelle 4.2-1). C_{streu} wurde in der Simulation mit 200 pF angesetzt. Bereits eine Änderung von C_{streu} auf 100 pF bewirkt, dass sich der Depolarisationsstrom nicht mehr umkehrt und bestätigt, dass im betrachteten Fall das Gestell ursächlich für das beobachtete Verhalten war.

Anmerkung: Es ist für die Beschreibung der Polaritätsumkehr während des Depolarisierens wichtig, dass im Pfad der Streukapazität der Widerstand R_{streu} sitzt, denn sonst führt der Kurzschluss beim Depolarisieren nur zu einer Umladung von C_{streu} auf die beiden Teilkapazitäten C_0 , die aber mit jeweils 740 pF deutlich größer sind als C_{streu} und sich dann über die Widerstände R_∞ entladen können, ohne dass es zu einer Beeinflussung des Depolarisationsstromes kommt.

Anmerkung: Die simulierten Verläufe von Polarisations- und Depolarisationsstrom aus Bild 4.6-1 stimmen trotz der starken Vereinfachung des Ersatzschaltbildes mit einer Unterteilung des Dielektrikums in nur zwei Hälften und einer einzigen Streukapazität sehr gut mit den gemessenen Kurven überein. In der Realität haben die Prüflinge A, B und C etwa 90 Steuerbeläge und eine entsprechende Anzahl von Streukapazitäten auf der Freiluft- sowie auf der Innenseite.

Bei PDC-Messungen kann es durch einen leitfähigen Pfad vom Dielektrikum zum Erdpotential auch beim Polarisieren zu einer Stromumkehr kommen. Dieser leitfähige Pfad ließe sich auch im Ersatzschaltbild nach Bild 4.6-2 berücksichtigen, wenn parallel zur Streukapazität ein Oberflächenwiderstand eingefügt wird. Bei [Koc09], [Pon02] oder [Küc05a] wird die Beeinflussung dielektrischer Messungen durch diese leitfähigen Pfade beschrieben.

Durch den Oberflächenwiderstand der Gehäuseisolatoren lassen sich auch die starken Schwankungen des Polarisationsstromes bei den Prüflingen A, B und C erklären, denn die Ladungen, die die Streukapazität trägt, sitzen auf der Oberfläche der Durchführung (z.B. auf dem Porzellanisolator, s. Bild 4.6-3). Von dort können sie auch über den Oberflächenwiderstand zur Erde abfließen. Dies kann u.U. unregelmäßig in Form kleiner Teilentladungen geschehen, sodass es zu einem diskontinuierlichen Abfließen von Ladungsträgern und Nachladen der Streukapazität kommt, was sich in einem schwankenden Polarisationsstrom äußert.

Durch die Änderung des Gestells wurden auch die Schwankungen des Polarisationsstroms reduziert (vgl. Kurve c) und a) aus Bild 4.6-1), denn indem die Streukapazität verringert wurde, hat sich auch die Ladungsmenge dieser Kapazität (also auf der Oberfläche der Durchführung) gemäß $q = C \cdot U$ reduziert.

Beispiel: Werden bei PDC-Messungen starke Schwankungen im Verlauf der Polarisationsströme beobachtet, könnte also eine zu hohe Streukapazität und/oder eine Oberflächenverschmutzung auf dem Gehäuseisolator die Ursache sein.

Durch diese Betrachtungen konnte gezeigt werden, dass sich Streukapazitäten auf die Ergebnisse von PDC-Messungen auch bei sehr langen Messzeiten auswirken können. In gleicher Weise werden auch die FDS-Messungen bei niedrigen Frequenzen beeinflusst, weshalb auch bei den FDS-Messungen teilweise starke Schwankungen zu beobachten sind (s. Bild 4.3-1), die nach Umbau des Gestells von Prüfling C weniger ausgeprägt waren (s. Bild 4.6-4).

4.6.2 Einfluss bei höheren Frequenzen

Für die Versuche bei höheren Temperaturen wurde Prüfling C in eine thermische Isolierung eingebaut (s. Anhang A). Bild 4.6-4 zeigt in Kurve a) das Ergebnis der FDS-Messung vor und in Kurve b) das Ergebnis nach dem Einbau in die Isolierung. Offensichtlich wird die FDS-Messung durch die Isolierung derart beeinflusst, dass im Frequenzbereich von etwa 1 ... 200 Hz ein scheinbar negativer Verlustfaktor gemessen wird. Dies konnte auch durch eine konventionelle C -, $\tan \delta$ -Messung bei 50 Hz bestätigt werden. Im Folgenden wird dieser Einfluss untersucht und gezeigt, wie er behoben werden konnte.

Die Messung des Verlustfaktors $\tan \delta$ erfolgt durch Vergleich der Phasenverschiebung zwischen der angelegten Spannung U und dem Strom der zu messenden Durchführung (im Folgenden I_b). Die Kapazität der zu messenden Durchführung zwischen Leiter und Erdbelag setzt sich aus vielen, durch die Steuereinlagen bestimmten Teilkapazitäten zusammen. Zur Erläuterung dieses Einflusses der Messumgebung wird das Ersatzschaltbild nach Bild 4.6-5 herangezogen (s. auch [Pon02] sowie [Zin12b]), das im Prinzip dem Ersatzschaltbild nach Bild 4.6-2 gleicht, nur dass hier die beiden Teilkapazitäten C_a und C_b vereinfachend als verlustfrei dargestellt sind.

Greift nun zwischen diesen beiden Teilkapazitäten ein parasitärer Widerstand R_{streu} über die Streukapazität C_{streu} einen Teil des Stroms ab, ergibt sich zwischen der angelegten Spannung U und dem durch C_b fließenden Strom I_b ein Phasenwinkel φ von $>90^\circ$, wie das zum Ersatzschaltbild gehörige, schematische Zeigerdiagramm rechts in Bild 4.6-5 zeigt. Da der Verlustwinkel δ als Differenz von $90^\circ - \varphi$ definiert ist, wird δ kleiner 0, was einen scheinbar negativen Verlustfaktor $\tan \delta$ zur Folge hat.

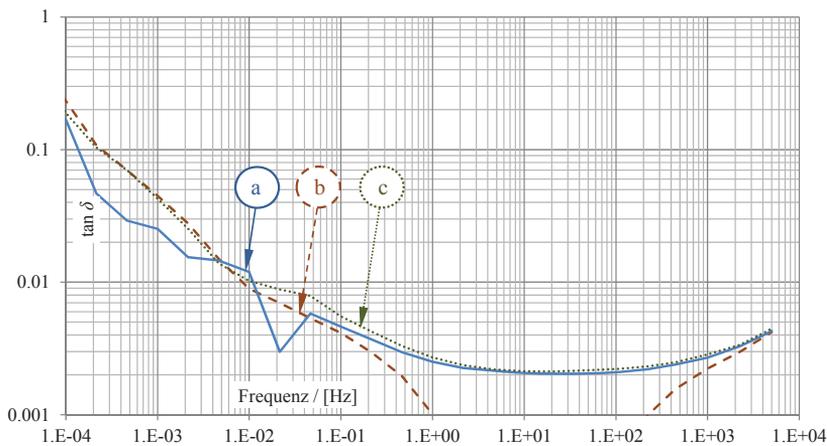


Bild 4.6-4: FDS-Messung an Durchführung C bei RT außerhalb der thermischen Isolierung (a), sowie innerhalb der thermischen Isolierung ohne (b) und mit Alufolienauskleidung (c)

Dieser parasitäre Widerstand R_{streu} kann z.B. durch leitfähige Schichten auf der Oberfläche der Durchführung entstehen (s. [Koc09] sowie [Pon02, Abschnitt 3.3]), sodass die Kapazität C_{streu} rein im Innern der Durchführung zu lokalisieren ist. In diesem Versuchsaufbau ist dies jedoch auszuschließen, da der scheinbar negative Verlustfaktor vor dem Einbau der Durchführung in die Isolierung nicht gemessen wurde. Es handelt sich demnach um den Einfluss der Isolierung aus Holz und Steinwolle, die über die Luft-Streukapazitäten an das Dielektrikum der Durchführung angekoppelt ist. Dies erklärt auch, weshalb bei sehr niedrigen und sehr hohen Frequenzen kein Einfluss vorhanden ist. Hier dominiert jeweils der Strom durch das Dielektrikum der Durchführung und die für diese Frequenzbereiche hochohmige Streuimpedanz aus C_{streu} und R_{streu} kann vernachlässigt werden.

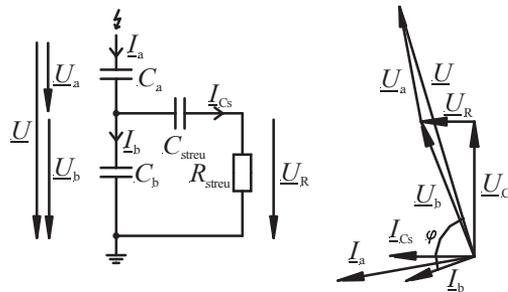


Bild 4.6-5: Ersatzschaltbild und dazugehöriges, schematisches Zeigerdiagramm zur Erklärung eines scheinbar negativen Verlustfaktors, nach [Pon02]

Um bei diesem Versuchsaufbau den Einfluss der Streukapazität zu eliminieren, wurde die Isolierung innen mit geerdeter Aluminiumfolie ausgekleidet (s. Bild 4.6-7), sodass der parasitäre Widerstand gegen Erdpotential „kurzgeschlossen“ wurde. Dadurch wird der Widerstand R_{streu} aus dem Ersatzschaltbild nach Bild 4.6-5 entfernt, wodurch die Ströme I_{C_s} und I_b miteinander in Phase sind. Die sich ergebende Summe $I_a = I_b + I_{C_s}$ ist demnach wiederum in Phase mit den beiden Teilströmen, sodass auch alle Spannungen miteinander in Phase sind, Bild 4.6-6. Durch die nunmehr verlustfreie Streukapazität C_{streu} ergibt sich somit keine zusätzliche Phasenverschiebung zwischen dem gemessenen Strom I_b und der Spannung U , wie im schematischen Zeigerdiagramm rechts in Bild 4.6-6 zu erkennen ist. Dadurch ist das Ergebnis der Messung wieder dasselbe, wie außerhalb der Isolierung, s. Bild 4.6-4 Kurve c).

Anmerkung: Der Verlustfaktor ist definiert aus dem Verhältnis von Wirkstrom zu Blindstrom. In einem Parallel-Ersatzschaltbild eines Dielektrikums ist der Verlustfaktor proportional zu $1/C$. Wird der Kapazität C_b des schematischen Ersatzschaltbildes eine Kapazität C_{streu} parallel geschaltet, müsste der Verlustfaktor folglich sinken – die Kapazitäten im verwendeten Ersatzschaltbild sind zur besseren Anschaulichkeit verlustfrei dargestellt. Allerdings ist die Streukapazität des Dielektrikums einer Durchführung keine diskrete Größe, die an einem einzigen Punkt angreift. Vielmehr ist die Streukapazität bei jeder Messung vorhanden und wurde im betrachteten Fall durch die Isolierung lediglich mit Verlusten behaftet, die eine zusätzliche Phasendrehung und damit eine Änderung des Verlustfaktors bewirkten.

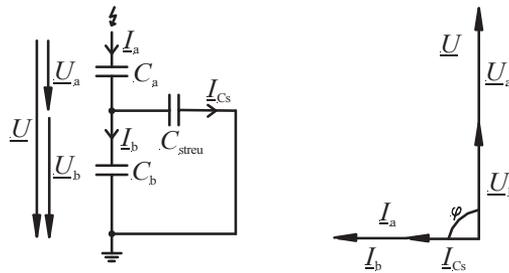


Bild 4.6-6: Ersatzschaltbild und dazugehöriges, schematisches Zeigerdiagramm nach Einbringen der Alufolie



Bild 4.6-7: Thermische Isolierung mit eingebrachtem Schirm aus geerdeter Aluminiumfolie; links: Blick von oben mit geöffnetem Deckel, rechts: Blick von unten mit geschlossenem Deckel

Wie in diesem Abschnitt gezeigt, kann die Messumgebung auf die Ergebnisse dielektrischer Diagnosemessungen einen starken Einfluss haben. Bei diesem Versuchsaufbau handelte es sich um einen Effekt, der die Messung im Frequenzbereich von etwa 1 ... 200 Hz, also auch bei Betriebsfrequenz beeinflusst hat.

Es ist auch möglich, dass sich derartige verlustfaktormindernde Störeffekte und verlustfaktor erhöhende Alterungseffekte gegenseitig kompensieren, sodass bei einer 50 Hz-Messung des Verlustfaktors auf ein intaktes Dielektrikum geschlossen wird, obwohl sich bereits eine fortgeschrittene Alterung eingestellt hat. Dies könnte dann evtl. durch Messungen bei niedrigeren Frequenzen (PDC- oder FDS-Messung) aufgedeckt werden, weil hier Vergleiche mit Referenzkurven in einem weiten Frequenzbereich möglich sind und wie im betrachteten Fall die Störeinflüsse nur einen bestimmten Frequenzbereich betreffen.

Beispiel: Durch die PDC-Messung bzw. die FDS-Messung bei Frequenzen <1 Hz wäre eine Diagnosemessung dieser Durchführung in der beschriebenen, störbehafteten Messumgebung trotz des störenden Einflusses der Isolierung möglich gewesen. Die Ergebnisse der PDC-Messung waren vor und nach dem Einbau in die Isolierung identisch, weil sich der Einfluss der Streukapazität durch den scheinbar negativen Verlustfaktor erst im Frequenzbereich oberhalb von 1 Hz zeigte.

5 Simulation der dielektrischen Messungen

Die in Kapitel 4 dargestellten diagnostischen Messungen an den Prüflingen lassen sich nur durch Vergleiche quantitativ bewerten. Dafür ist es nötig, für das untersuchte Objekt Referenzwerte zu kennen. Bei der Analyse der gemessenen Kurven konnte Prüfling C als Referenz dienen, weil durch die chemischen Untersuchungen am Papier dieses Prüflings (s. 6.2.1) dessen Zustand genau bekannt ist. Stehen derartige Referenzwerte jedoch nicht zur Verfügung, bietet die Simulation die einzige Möglichkeit, dielektrische Messergebnisse quantitativ zu bewerten und einen Rückschluss auf den Alterungszustand und insbesondere den Feuchtegehalt der Durchführung zu ziehen.

„Für die Auswertung von Polarisations- und Depolarisationsstrommessungen hat sich die Analyse durch „Kurven-Fitting“ bewährt. Dabei werden aus einer Materialbibliothek (z.B. für unterschiedliche Befeuchtungszustände des OIP) dielektrische Systemantworten bzw. die zugehörigen Ersatzbilder ausgewählt und in ein die Isolationsgeometrie repräsentierendes Netzwerk eingebracht. In einem iterativen Prozess werden simulierte und gemessene Kurven zur Übereinstimmung gebracht, wobei die passende Materialkurve den vorliegenden Materialzustand repräsentiert“, ([Küc05b, S. 2]).

In Anhang B wird ein Simulationsmodell vorgestellt, das es ermöglicht, an Durchführungen gemessene Polarisationsströme sowie die gemessenen Werte des Verlustfaktors bei verschiedenen Frequenzen unter Berücksichtigung verschiedener Materialparameter zu simulieren. Das Simulationsmodell lässt sich vielseitig einsetzen und ermöglicht sehr detaillierte Simulationen, wobei aufgrund einer feinen Diskretisierung der Geometrie auch inhomogene Materialverteilungen berücksichtigt werden können. Diese weiterführenden Simulationen werden in Anhang C vorgestellt.

Dieses Kapitel zeigt die für die Analyse der dielektrischen Messergebnisse der Prüflinge A, B und C sowie für Prüfling U (400 kV-OIP-Durchführungen) relevanten Simulationsergebnisse. Zunächst werden die der Simulation zugrunde gelegten Parameter vorgestellt (5.1). Anschließend wird an ausgewählten Simulationskurven gezeigt, dass das Modell geeignet ist, die realen Messkurven richtig wiederzugeben. Dadurch kann auch auf den in den Prüflingen A, B und C zu vermutenden Feuchtegehalt geschlossen werden (5.2).

Oft ist jedoch die Verwendung des komplexen Modells zu aufwändig, um für eine durchgeführte Messung Vergleichskurven zu produzieren, zumal für dieses Modell auch die Geometrie der zu simulierenden Durchführung genau bekannt sein muss. Es wird daher ein Verfahren aufgezeigt, mit dem sich das dielektrische Verhalten einer Durchführung auf einfache Weise simulieren lässt (5.3). Dazu wird in wenigen Schritten das Ersatzschaltbild bekannter Referenzkurven aus einer Materialdatenbank in die Geometrie einer Durchführung umgerechnet. Für diese Geometrieumrechnung muss lediglich die Kapazität der zu simulierenden Durchführung bekannt sein.

Mit diesem vereinfachten Modell wurde eine Parameterstudie simuliert, die alle zur Verfügung stehenden Materialdaten verwendet, um für zwei verschiedene Durchführungsgeometrien Vergleichskurven bei unterschiedlichen Feuchtezuständen und Temperaturen zu erzeugen. Die Ergebnisse sind in Anhang C.6 aufgeführt.

5.1 Simulationsparameter

Als Simulationsparameter stehen die in Tabelle 5.1-1 aufgeführten Referenzmaterialien zur Verfügung. Sie stammen überwiegend aus einer von Kempl [Kem04] durchgeführten Messreihe mit befeuchtetem Isolierpapier, an dem bei unterschiedlichen Temperaturen PDC- sowie C -, $\tan \delta$ -Messungen vorgenommen wurden. Neben den Daten dieser Messreihe wurde auch ein Referenzmaterial mit 0,5 % Feuchtegehalt verwendet. Aus diesen Materialdatensätzen wurden die für die Simulation notwendigen Ersatzschaltbilder generiert und der Simulation gemäß der Beschreibung aus Anhang B zugrunde gelegt.

Tabelle 5.1-1: Materialdatensätze von Isolierpapier

Feuchte-Istwert	Probenbezeichnung	Verlustfaktor, 50 Hz [%]		
		RT	50 °C	90 °C
0,50 %	7 Lagen Durchführungspapier, insgesamt 1 mm Dicke in Öl „Shell Diala G“	3,0	2,37	5,71
0,74 %	10 Lagen Durchführungspapier, insgesamt 1 mm Dicke in Öl „Shell Diala G“, aus [Kem04]	*)	1,9	3,8
1,51 %		3,3	3,0	21,4
2,04 %		3,2	3,2	25,2
3,06 %		3,2	3,7	34,0
3,93 %		3,1	4,4	47,8
5,00 %		3,3	5,3	64,8

*) Die Raumtemperaturmessung bei 0,74 % Feuchtegehalt zeigt nicht vertrauenswürdige Kurvenverläufe und wird deshalb bei den Simulationen nicht verwendet

Anmerkung: Auch die für die Materialproben bei verschiedenen Temperaturen angegebenen Verlustfaktorwerte aus Tabelle 5.1-1 bestätigen die Erkenntnisse einer Messreihe aus [Reu12], wonach Alterungseffekte (bzw. hier Feuchtigkeit) durch die betriebsfrequente Verlustfaktormessung erst bei höheren Temperaturen gut zu erkennen sind, denn bei Raumtemperatur haben alle Prüflinge etwa denselben Verlustfaktor.

Für das Isolieröl wurde bei allen Simulationen ein Öl mit 2,3 ppm Feuchtegehalt und einer Leitfähigkeit von $5,8 \cdot 10^{-16}$ S/m verwendet. Für die Modellierung des Gehäuseisolators wurden Materialdaten von Porzellan herangezogen.

5.2 Analyse der dielektrischen Messungen durch Simulation

5.2.1 Analyse der Polarisationsströme

Bild 5.2-1 zeigt das Ergebnis der Simulation der Polarisationsströme mit unterschiedlichem Feuchtegehalt im Vergleich mit den gemessenen Verläufen der Prüflinge A, B, C und U. Simuliert und gemessen wurde bei Raumtemperatur und einer Diagnosespannung von 2 kV.

Anmerkung: Ein Vergleich der Polarisationsströme mit Simulationsergebnissen bei höheren Temperaturen sowie weiteren Feuchteparametern ist in C.6.2 zu finden.

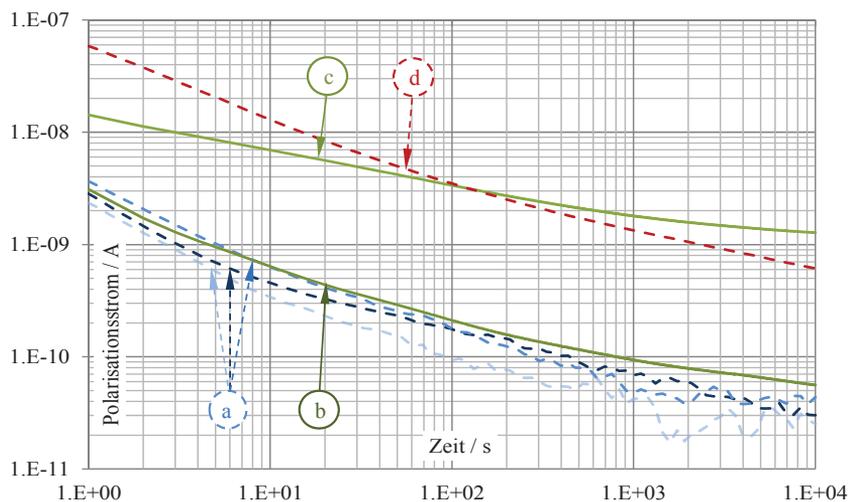


Bild 5.2-1: Gemessene und mit unterschiedlichem Feuchtegehalt simulierte Polarisationsströme der Prüflinge A, B, C und U bei RT und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Gemessene Polarisationsströme der drei Prüflinge A, B und C
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchtegehalt im Papier
- c) Simulation mit 3,9 % Feuchtegehalt im Papier
- d) Gemessener Polarisationsstrom an Prüfling U (von 1 kV auf 2 kV umgerechnet)

Die gemessenen Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C liegen insbesondere bei langen Messzeiten, für die das Messergebnis von der Eigenschaft des Papiers dominiert wird (s. Bild 2.1-10), unterhalb des Simulationsergebnisses für 0,5 % Feuchtegehalt. Demnach kann davon ausgegangen werden, dass diese Prüflinge eine mittlere Papierfeuchte von weniger als 0,5 % aufweisen. In 6.2.1 sind die Messwerte der Papierfeuchte von Prüfling C dargestellt. Der tatsächliche Feuchtegehalt im Wickel dieser Durchführung beträgt im Mittel 0,36 % und ist damit in sehr guter Übereinstimmung mit den Simulationsergebnissen.

Die gemessene Polarisationsstromkurve von Prüfling U, Kurve d) aus Bild 5.2-1, liegt im Vergleich mit den Kurven der Prüflinge A, B und C deutlich höher, was auf eine erhöhte Leitfähigkeit dieses Prüflings hindeutet und was bereits durch die Ermittlung des Isolationswiderstandes (s. Tabelle 4.2-1), sowie einem Vergleich der PDC-Messergebnisse aus Bild 4.2-2 belegt werden konnte. So wurde bereits durch die Analyse der PDC-Messkurven vermutet, dass die erhöhte Messkurve von Prüfling U nicht aus einem erhöhten Feuchtegehalt, sondern von Alterung herrührt. Durch die chemische Analyse des Papiers dieses Prüflings wurde der Feuchtegehalt zu 0,7 % bestimmt, was diese Vermutung stützt (s. Tabelle 3.2-2). Durch die Simulation des Polarisationsstroms einer 400 kV-Durchführung mit einer erhöhten Feuchtigkeit, Kurve c) aus Bild 5.2-1, und den Vergleich mit der an Prüfling U gemessenen Kurve d) kann dies bestätigt werden. Es ist zu erkennen, dass die für höhere Feuchtigkeitswerte simulierten Polarisationsstromkurven flacher verlaufen, als die für niedrigere Feuchtigkeitswerte (s. auch Bild C.6-4), was auch in Übereinstimmung mit den Überlegungen aus Bild 2.1-10 ist, wonach ein erhöhter Feuchtegehalt nur die Leitfähigkeit des Papiers und dadurch den Polarisationsstrom bei langen Messzeiten beeinflusst.

Den Mess- und Simulationskurven ist zu entnehmen, dass bereits nach etwa 1.000 s Polarisationszeit abzusehen ist, ob die gemessene Kurve mit einer simulierten Kurve übereinstimmt. Liegen also geeignete Vergleichskurven vor, können durchaus auch kurze Messzeiten schon belastbare Aussagen über den Zustand der Isolation liefern, sodass auch Messungen im nichtstationären Temperaturzustand möglich sind (s. 4.5).

5.2.2 Analyse des Verlustfaktors $\tan \delta(f)$

Für die Bestimmung des Verlustfaktors muss die Phasenverschiebung φ zwischen der angelegten Spannung U und dem durch das Dielektrikum fließenden Strom erfasst werden. Mit dem Simulationsmodell lässt sich so auch der Verlauf des Verlustfaktors über der Frequenz simulieren, wenn das Modell mit Spannungen unterschiedlicher Frequenz simuliert wird (AC-sweep). Da das Simulationsmodell Ersatzschaltbilder aus PDC-Messungen verwendet, werden nur Frequenzen <1 Hz richtig wiedergegeben. Der Simulation des Verlustfaktors wurden in Anlehnung an Bild 5.2-1 die Daten für OIP-Material mit 0,5 % bzw. 3,9 % Feuchtegehalt bei unterschiedlichen Temperaturen zugrunde gelegt. Bild 5.2-2 zeigt die Ergebnisse der Simulation im Vergleich mit der FDS- sowie der PDC-Messung.

Anmerkung: Ein Vergleich der FDS-Ergebnisse mit Simulationsergebnissen bei höheren Temperaturen sowie weiteren Feuchteparametern ist in C.6.1 zu finden.

Ein Vergleich der simulierten mit den gemessenen Kurven zeigt, dass die Simulation bei Raumtemperatur und 0,5 % Feuchtegehalt die gemessenen Kurven insbesondere für sehr

niedrige Frequenzen recht gut wiedergibt, sodass durch diese Simulation der Feuchtegehalt im Papier von Prüfling C zu 0,5 % abgeschätzt werden könnte. Die tatsächliche Papierfeuchte von Prüfling C wurde in 6.2.1 zu durchschnittlich 0,36 % bestimmt.

Auch bei diesem Vergleich zeigt sich, dass der Verlauf des Verlustfaktors von Prüfling U nicht mit dem für eine höhere Feuchtigkeit simulierten Verlauf übereinstimmt, was wiederum bestätigt, dass bei Prüfling U eine starke Alterung aber keine erhöhte Feuchtigkeit ursächlich für die auffälligen Kurven ist.

Um die gemessenen Kurven mit Simulationsergebnissen zu vergleichen, scheint der Frequenzbereich bis etwa 1 MHz respektive eine Messdauer von 1.000 s ausreichend, sodass in Analogie zur PDC-Messung auch bei der FDS-Diagnose verhältnismäßig kurze Messzeiten belastbare Ergebnisse liefern können.

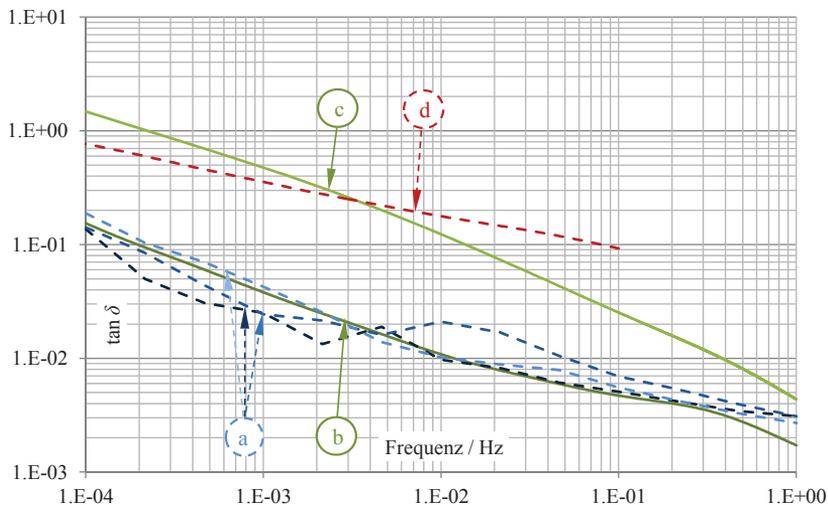


Bild 5.2-2: Gemessene und mit unterschiedlichem Feuchtegehalt simulierte Verläufe des Verlustfaktors der Prüflinge A, B, C und U bei Raumtemperatur:

- a) FDS-Messungen der Prüflinge A, B und C
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 3,9 % Feuchte im Papier
- d) $\tan \delta$ -Verlauf von Prüfling U, ermittelt aus PDC-Messung

5.2.3 Analyse des Isolationswiderstandes

Das Simulationsmodell lässt sich auch dazu verwenden, den Isolationswiderstand der simulierten Durchführung zu bestimmen. Dazu wird das Modell im sog. Arbeitspunkt simuliert.

Anmerkung: Die Arbeitspunktsimulation (Bias-Point) dient in der Schaltungsanalyse der Ermittlung der Arbeitspunkte von z.B. Transistorschaltungen. Sie wird hier verwendet, weil lediglich die vorhandenen Isolationswiderstände der simulierten Elemente in die Berechnung des reinen DC-Stromes eingehen. Alle Kapazitäten des simulierten Netzwerks werden für diese Simulation als offene Klemmen behandelt.

Das Ergebnis der Simulationen wird in Tabelle 5.2-1 mit den tatsächlich gemessenen Werten aus 4.2.2 verglichen. Die realen Messwerte müssen dazu allerdings mittels Gl. (1.2-3) auf die Temperaturen der Materialparameter, die der Simulation zugrunde liegen, umgerechnet werden.

Tabelle 5.2-1: Vergleich der Simulations- und Messwerte für den Isolationswiderstand der Durchführungen bei verschiedenen Temperaturen

Temperatur der Materialdatensätze	Messung an Prüfling C	Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
24 °C	$5 \cdot 10^{13} \Omega$ *)	$3,8 \cdot 10^{13} \Omega$
50 °C	$3,1 \cdot 10^{12} \Omega$	$2,1 \cdot 10^{12} \Omega$
90 °C	$1,05 \cdot 10^{11} \Omega$ *)	$0,8 \cdot 10^{11} \Omega$

*) berechnet aus den realen Messwerten mittels Arrhenius-Beziehung (s. Bild 4.2-7)

Die simulierten und gemessenen Werte stimmen recht genau überein. Somit kann das Simulationsmodell auch verwendet werden, um Vergleichswerte bei verschiedenen Temperaturen (auch Temperaturgradienten) und/oder Feuchtigkeitswerten für die durch PDC-Messung bestimmten Isolationswiderstände zu generieren.

5.3 Vereinfachtes Simulationsmodell

Das in Anhang B vorgestellte Simulationsmodell, das in 5.2 verwendet wurde, um die dielektrischen Messungen aus Kapitel 4 nachzubilden und zu analysieren, basiert auf einem komplexen, elektrischen Netzwerk aus etwa 4.300 Bauteilen. Es ist in der Lage, die gemessenen Kurven richtig wiederzugeben und gleichzeitig Temperatur- und/oder Feuchtigkeitsgradienten im Dielektrikum oder äußere Einflüsse zu berücksichtigen.

In Bild 5.3-1 sind die mit einer Diagnosespannung von 2 kV bei Raumtemperatur gemessenen Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C, Kurven a), zusammen mit dem Simulationsergebnis für 0,5 % Feuchtegehalt im Papier dargestellt, Kurve b). Bei Kurve c) wurde das gleiche Modell wie für Kurve b) verwendet, allerdings ohne den Gehäuseisolator (Porzellan) und die Nebenisolation (Öl). Es ist zu erkennen, dass die vereinfachte Kurve nur unwesentlich von der ursprünglichen Kurve abweicht.

Für eine detaillierte Simulation mit Temperatur- oder Feuchtegradienten ist die Verwendung des komplexen Modells unumgänglich. Es wäre aber hilfreich, wenn es für einen Vergleich von Messwerten mit simulierten Daten eine einfachere Lösung gibt. Die Erkenntnisse aus Bild 5.3-1 legen nahe, dass für Simulationen auch ein einfacher aufgebautes Modell angewendet werden kann. In diesem Abschnitt wird eine Möglichkeit aufgezeigt, wie aus Labormessungen von Öl-Papier-Proben mit Hilfe von Tabellenkalkulationsprogrammen schnell Vergleichskurven generiert werden können.

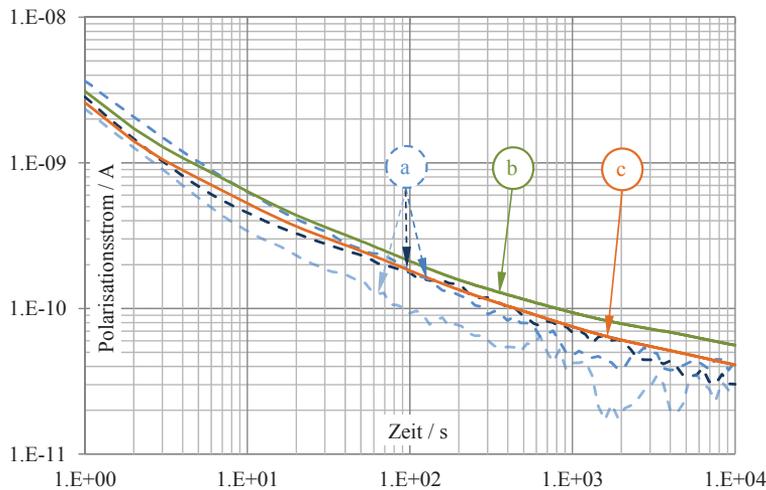


Bild 5.3-1: Gemessene und mit 0,5 % Feuchtegehalt simulierte Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C; 2 kV Diagnosespannung und RT:

- a) Gemessene Ströme Prüflinge A, B und C
- b) Herkömmliche Simulation
- c) Simulation wie b) allerdings ohne Porzellan und Öl

5.3.1 Berechnung der Ersatzschaltbilddaten

Die der dielektrischen Simulation zugrunde gelegten Materialdaten stammen aus Labormessungen, die an Materialproben unter definierten Randbedingungen (Temperatur, Feuchtegehalt, Feldstärke) in einer Messzelle mit Schutzringanordnung (s. Bild 2.1-3 rechts) vorgenommen wurden. Die Messergebnisse der Materialproben lassen sich durch ein Ersatzschaltbild nach Bild 2.1-8 beschreiben. Für die Simulation einer Durchführung müssen die einzelnen Elemente dieses Ersatzschaltbildes in die Geometrie der Durchführung umgerechnet werden, was im Folgenden vorgestellt werden soll.

Gl. (2.1-8) zeigt einen allgemeinen Zusammenhang der Größen Kapazität C , Isolationswiderstand R_∞ , Leitfähigkeit κ und Dielektrizitätszahl ε eines Dielektrikums. Die geometrischen Größen Elektrodenfläche A und Elektrodenabstand d sind darin nicht enthalten, weil

Isolationswiderstand und Kapazität genau entgegengesetzt von diesen Größen beeinflusst werden, wie die folgenden Gleichungen zeigen:

$$R = \frac{1}{\kappa} \cdot \frac{d}{A} \quad (5.3-1)$$

$$C = \varepsilon \cdot \frac{A}{d} \quad (5.3-2)$$

Dies führt zur Definition eines Geometriefaktors G , mit dessen Hilfe Ersatzschaltbilddaten in unterschiedliche Geometrien umgerechnet werden können (s. [Sey03]). Die Geometriefaktoren werden in Anlehnung an Gl. (2.1-8) durch folgende Überlegung bestimmt:

$$G = \frac{C}{\varepsilon} = \frac{1}{R \cdot \kappa} = \frac{A}{d} \quad (5.3-3)$$

Abstand und Fläche der Elektroden der Labormesszelle sind exakt bekannt, sodass sich der Geometriefaktor G_{PDC} der Messzelle berechnen lässt. Mit dem Geometriefaktor der Durchführung G_{Dfg} lassen sich die einzelnen Elemente des Ersatzschaltbildes der Materialprobe $R_{\text{i,PDC}}$ und $C_{\text{i,PDC}}$ (s. Bild 2.1-8) in die Ersatzschaltbildelemente $R_{\text{i,Dfg}}$ und $C_{\text{i,Dfg}}$ der Durchführung umrechnen:

$$R_{\text{i,Dfg}} = R_{\text{i,PDC}} \cdot \frac{G_{\text{PDC}}}{G_{\text{Dfg}}} \quad (5.3-4)$$

$$C_{\text{i,Dfg}} = C_{\text{i,PDC}} \cdot \frac{G_{\text{Dfg}}}{G_{\text{PDC}}} \quad (5.3-5)$$

Der Geometriefaktor der Durchführung kann allerdings nicht direkt (z.B. aus Geometriedaten der Durchführung) ermittelt werden, lässt sich aber durch den Zusammenhang aus Gl. (5.3-5) herleiten, wobei $C_{\text{Dfg},50}$ die 50 Hz-Kapazität Durchführung und $C_{\text{PDC},50}$ die 50 Hz-Kapazität der Materialprobe aus der PDC-Labor-Messung sind:

$$G_{\text{Dfg}} = G_{\text{PDC}} \cdot \frac{C_{\text{Dfg},50}}{C_{\text{PDC},50}} \quad (5.3-6)$$

Beispiel: Die Prüflinge A, B und C haben eine 50 Hz-Kapazität von etwa 370 pF. Die für die Simulation verwendeten OIP-Materialien haben in der Labor-Messzelle eine 50 Hz-Kapazität von etwa 208 pF. Die Messzelle für eine beispielhafte Materialprobe hat eine Elektrodenfläche von 7.838 mm² und einem Elektrodenabstand von 0,94 mm. Daraus ergibt sich der Geometriefaktor G_{PDC} zu 8.294 mm. Hieraus lässt sich der Geometriefaktor der Durchführung zu $G_{\text{Dfg}} = 14.750$ mm errechnen. Mit Hilfe dieser beiden Geometriefaktoren können nun die Elemente aus dem Ersatzschaltbild der Materialprobe auf die Geometrie der Durchführung umgerechnet werden.

Es ist also möglich, einzig anhand der Kapazität einer Durchführung aus vorhandenen Materialdaten ein für die Simulation geeignetes Ersatzschaltbild herzuleiten. Das bedeutet, dass Durchführungen gleicher Kapazität und gleichen Alterungszustandes auch gleiche PDC-Messkurven sowie gleiche $\tan \delta$ -Verläufe und vor allem gleiche Isolationswiderstände aufweisen sollten.

Anmerkung: Diese Zusammenhänge wurden auch bei der Analyse der PDC-Messungen aus Bild 4.2-3 sowie in Tabelle 4.2-3 genutzt, um die Messkurven bzw. -werte anhand der Kapazität der unterschiedlichen Prüflinge zu vergleichen.

5.3.2 Simulation des Ersatzschaltbildes in zeitdiskreten Schritten

Die Ersatzschaltbilder zur Beschreibung einer dielektrischen Messung weisen neben der Kapazität C_0 und dem Isolationswiderstand R_∞ meist nur etwa 5 ... 15 R - C -Glieder zur Beschreibung der dielektrischen Eigenschaften auf (s. Bild 2.1-8). Die Simulation eines solchen Ersatzschaltbildes lässt sich deshalb, wie im Folgenden beschrieben, z.B. auch mit einem Tabellenkalkulationsprogramm in zeitdiskreten Schritten vornehmen.

Anhand von Gl. (2.1-2) kann der Polarisationsstrom der Durchführung bei Anlegen eines Spannungssprungs U berechnet werden. Der Depolarisationsstrom lässt sich mit Hilfe von Gl. (2.1-4) unter Berücksichtigung von Gl. (2.1-3) nachbilden. Führt man beide Gleichungen zusammen, ergibt sich:

$$i_d(t) = - \sum_i \left(\frac{U \cdot (1 - e^{-\frac{t_p}{\tau_i}})}{R_i} e^{-\frac{t-t_p}{\tau_i}} \right) \quad (5.3-7)$$

Neben dem Polarisations- und Depolarisationsstrom kann auch der Verlauf des Verlustfaktors $\tan \delta$ über der Frequenz mit diesem vereinfachten Ersatzschaltbild berechnet werden. Dazu wird Gl. (2.1-9) verwendet und der Verlustfaktor in diskreten Frequenzschritten berechnet.

5.3.3 Ergebnisse der Simulation

Dieser Abschnitt zeigt einige Simulationsergebnisse des vereinfachten Modells. Während hier nur beispielhafte Simulationsergebnisse aufgeführt sind, werden in Anhang C.6 in einer Parameterstudie die Simulationen aller in Tabelle 5.1-1 genannten Materialdatensätze für die Geometrie der Prüflinge A, B, C und W (400 kV- bzw. 110 kV-Durchführungen) zusammengestellt und soweit als möglich mit den Messwerten der Prüflinge verglichen.

5.3.3.1 Isolationswiderstand

Der durch die Umrechnung der Geometrie der Materialprobe für die Geometrie der Durchführung ermittelte Isolationswiderstand R_{∞} lässt sich mit den tatsächlich gemessenen Werten (s. 4.2.1) vergleichen, Tabelle 5.3-1. Ein Vergleich mit den Ergebnissen des komplexen Modells zeigt, dass auch mit der vereinfachten Simulation der Isolationswiderstand der Durchführung sehr genau abgeschätzt werden kann.

Tabelle 5.3-1: Vergleich der Messwerte des Isolationswiderstands von Prüfling C mit der vereinfachten Simulation für 0,5 % Feuchtegehalt bei verschiedenen Temperaturen, Vergleich mit den Simulationsergebnissen des komplexen Modells (s. Tabelle 5.2-1)

Temperatur	Messung an Prüfling C	Simulation mit vereinfachtem Modell	Simulation mit komplexem Modell
24 °C	$5 \cdot 10^{13} \Omega$ *)	$6,9 \cdot 10^{13} \Omega$	$3,8 \cdot 10^{13} \Omega$
50 °C	$3,6 \cdot 10^{12} \Omega$	$2,7 \cdot 10^{12} \Omega$	$2,1 \cdot 10^{12} \Omega$
90 °C	$1,1 \cdot 10^{11} \Omega$ *)	$1,1 \cdot 10^{11} \Omega$	$0,8 \cdot 10^{11} \Omega$

*) berechnet aus den realen Messwerten mittels Arrhenius-Beziehung, siehe Bild 4.2-7

5.3.3.2 Polarisations- und Depolarisationsstrom

In Bild 5.3-2 ist ein Vergleich der an Prüfling C gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme mit den Simulationen aus dem komplexen Modell und dem vereinfachten Modell bei unterschiedlichen Temperaturen dargestellt. Auch hier ist zu erkennen, dass das vereinfachte Modell die gemessenen Kurven und die des komplexen Simulationsmodells sehr genau nachbilden kann. Zur besseren Übersicht wurden nur für Raumtemperatur auch die Depolarisationsströme dargestellt.

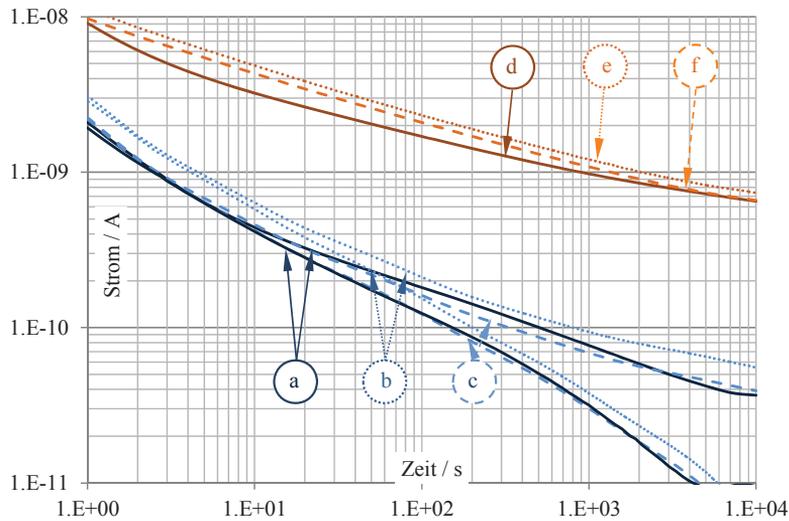


Bild 5.3-2: An Prüfling C gemessene und mit 0,5 % Feuchtegehalt simulierte Verläufe des Polarisations- und Depolarisationsstroms bei RT und 50 °C, Diagnosespannung 2 kV:

- a) Polarisations- und Depolarisationsstrommessung, RT
- b) Sim. Polarisations- und Depolarisationsstrom mit komplexem Modell, RT
- c) Sim. Polarisations- und Depolarisationsstrom mit vereinfachtem Modell, RT
- d) Polarisationsstrommessung, 50 °C
- e) Sim. Polarisationsstrom mit komplexem Modell, 50 °C
- f) Sim. Polarisationsstrom mit vereinfachtem Modell, 50 °C

5.3.3.3 Verlustfaktor $\tan \delta(f)$

Das vereinfachte Modell ermöglicht auch die Simulation des Verlustfaktors $\tan \delta$ über der Frequenz. Da die dem Modell zugrunde gelegten Daten der PDC-Messungen erst ab einer Zeit von 1 s aufgezeichnet sind, ist auch hier die Simulation nur für Frequenzen unterhalb 1 Hz möglich. Bild 5.3-3 zeigt die Ergebnisse der FDS-Messung an Prüfling C bei Raumtemperatur und 50 °C (s. 4.3.1) sowie die Simulationsergebnisse des komplexen und vereinfachten Modells. Auch hier ist eine sehr gute Übereinstimmung der Ergebnisse des vereinfachten Modells mit dem komplexen Modell gegeben.

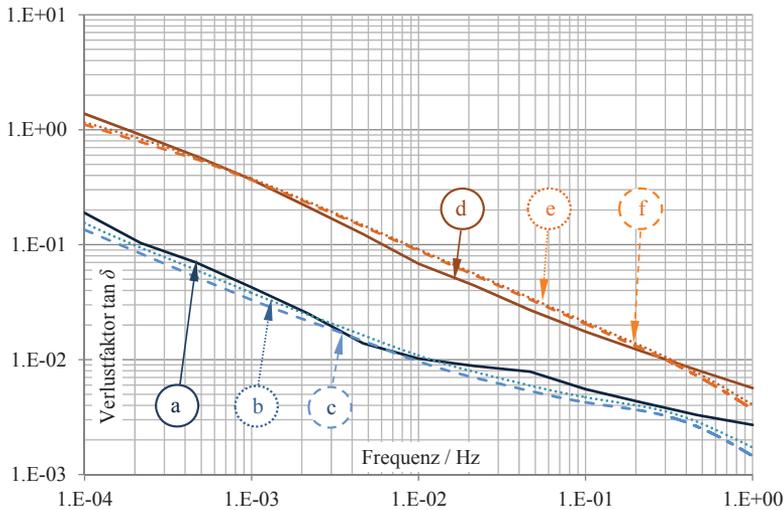


Bild 5.3-3: An Prüfling C gemessene und für einen Feuchtegehalt von 0,5 % simulierte Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz bei RT und 50 °C

- a) FDS-Messung, RT
- b) Simulation mit komplexem Modell, RT
- c) Simulation mit vereinfachtem Modell, RT
- d) FDS-Messung, 50 °C
- e) Simulation mit komplexem Modell, 50 °C
- f) Simulation mit vereinfachtem Modell, 50 °C

5.3.3.4 Anwendungsbeispiel

Die in 5.3.1 vorgestellte Methode ermöglicht es, das dielektrische Ersatzschaltbild einer Laborprobe auf die Geometrie einer Durchführung umzurechnen. Es liegen aber meist nur Laborprobenmessungen bei einigen wenigen, diskreten Temperaturen vor, sodass die Simulations- bzw. Messkurven zunächst noch temperaturkorrigiert werden müssen, bevor sie miteinander verglichen werden können. Für die Temperaturkorrektur einer Polarisationsstrommessung ist in 4.4.3 ein Verfahren vorgestellt, das hier zusammen mit dem vereinfachten Ersatzschaltbild verwendet werden soll, um die Polarisationsstrommessung an Prüfling C bei 75 °C mit dem Materialdatensatz der Laborprobe bei 0,5 % Feuchtegehalt und 50 °C Temperatur zu vergleichen.

Kurve a) aus Bild 5.3-4 zeigt das Ergebnis der Polarisationsstrommessung an Prüfling C bei einer Temperatur von 75 °C. Kurve b) stellt den Originalverlauf der Materialdaten bei einer Temperatur von 50 °C und 0,5 % Feuchtegehalt dar. Für einen Vergleich dieser beiden Kurven wird zunächst gemäß dem Vorgehen aus 5.3.1 die Geometrie der Materialprobe auf die Geometrie der Durchführung umgerechnet. Kurve c) zeigt das Ergebnis der Simulation des durch die Geometrienumrechnung erhaltenen vereinfachten Ersatzschaltbildes.

Anmerkung: Kurve c) gibt die tatsächliche Messung von Prüfling C bei einer Temperatur von 50 °C, Kurve d), die hier zum Vergleich mit dargestellt ist, ebenfalls recht genau wider und ermöglicht einen Vergleich.

Um diese Kurve nun mit der Messung bei 75 °C zu vergleichen, wird sie entsprechend dem Verfahren aus 4.4.3 in der Temperatur umgerechnet. Das Ergebnis, Kurve e), kann nun mit Kurve a) verglichen werden. Es ist zu erkennen, dass die Kurven a) und e) sehr gut übereinstimmen, sodass durch diesen Vergleich auf einen Feuchtegehalt des Prüflings C von 0,5 % geschlossen werden könnte. Der tatsächliche Feuchtegehalt im Papier von Prüfling C beträgt 0,36 % (s. 6.2.1).

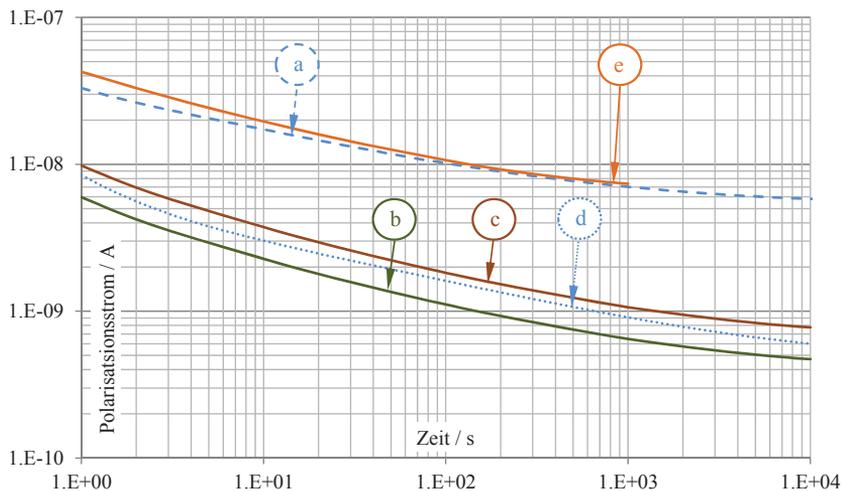


Bild 5.3-4: Gemessene und simulierte Polarisationsstromkurven von Prüfling C bei 2 kV Diagnosespannung:

- a) Polarisationsstrommessung, 75 °C
- b) Originalkurve der Laborprobenmessung bei 50 °C und 0,5 % Feuchte
- c) Auf die Geometrie von Prüfling C umgerechnete Kurve b)
- d) Polarisationsstrommessung, 50 °C zum Vergleich mit Kurve c)
- e) Auf 75 °C verschobene Kurve c) zum Vergleich mit Kurve a)

5.3.4 Grenzen des vereinfachten Modells

Auch das stark vereinfachte Modell ist in der Lage, sehr genau das dielektrische Verhalten einer Durchführung nachzubilden. Zusammen mit der Temperaturkompensation aus 4.4 ermöglicht die Verwendung des vereinfachten Simulationsmodells eine sehr schnelle Analyse des Zustandes eines Dielektrikums, wie am Beispiel aus 5.3.3.4 gezeigt.

Da das vereinfachte Modell nur ein einziges Ersatzschaltbild für ein räumlich ausgedehntes Objekt verwendet, ist es mit diesem Modell allerdings nicht möglich, Temperatur- oder Feuchtigkeitsgradienten zu simulieren. Sollen Messwerte von Durchführungen, die bei inhomogener Temperaturverteilung gewonnen wurden, mittels Simulation nachgebildet werden, ist entweder die Verwendung des komplexen Modells nötig oder die Temperatur der Durchführung muss gemittelt werden (s. 4.5.2). Auch lassen sich Störeinflüsse nur durch eine Erweiterung des Modells (s. 4.6.1) oder ebenfalls durch die Verwendung des komplexen Modells simulieren.

Anmerkung: Das vereinfachte Simulationsmodell kann aber in jedem Fall für eine erste Analyse der Messergebnisse verwendet werden. Sollte damit eine Messung nicht zufriedenstellend nachgebildet werden können und ist somit eine Analyse nicht möglich, kann durch die Verwendung des komplexen Modells, z.B. durch die Simulation einer inhomogenen Feuchteverteilung oder durch Simulation mit anderen Ölparametern oder auch durch Nachbildung einer Oberflächenverschmutzung, versucht werden, die Messung genauer nachzubilden.

6 Chemische Analysen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der chemischen Analysen an den Prüflingen A, B und C vorgestellt. Es handelt sich dabei um Analysen am Öl der Durchführungen (6.1), sowie am Papier von Prüfling C (6.2). Die Ergebnisse der chemischen Analysen zeigen den Ist-Zustand der Prüflinge. Dadurch kann der durch die dielektrischen Analysen und Simulationen gewonnene Eindruck vom Zustand der Prüflinge und somit die Eignung der eingesetzten Diagnose- und Simulationsverfahren für eine Zustandsbewertung an Durchführungen bestätigt werden.

6.1 Ölanalysen der Prüflinge A, B und C

Den Prüflingen A, B und C wurden zu Analyse Zwecken Ölproben entnommen, die dann gemäß den Ausführungen aus 2.2.1 auf den Feuchtegehalt und den Alterungszustand hin untersucht wurden. Bei Prüfling C wurden im Rahmen der Messungen auf höheren Temperaturen auch Ölproben bei höheren und teilweise nicht-stationären Temperaturen entnommen.

6.1.1 Analyse der Öl-Feuchtigkeit

Tabelle 6.1-1 zeigt die Messergebnisse der Ölfeuchte. Die Werte wurden mittels Karl-Fischer-Titration als Mittelwert von 3 ... 5 Einzelmessungen bestimmt. Die Werte bei Raumtemperatur stimmen mit den früheren Ergebnissen (s. Tabelle 3.2-4) überein. Für die Analyse der Messergebnisse werden diese in das Diagramm der Feuchte-Gleichgewichtskurven eines Öl-Papier-Isoliersystems (s. Bild 2.2-1) übertragen, Bild 6.1-1. Dadurch lässt sich bei Raumtemperatur sowie bei 36 °C eine Papierfeuchte von etwa 3 % und bei höheren Temperaturen von etwa 1,5 ... 1,8 % ablesen.

Tabelle 6.1-1: Ergebnisse der Öl-Feuchtemessung an den Prüflingen A, B und C; die Probenahme erfolgte bei den Prüflingen A, B und C jeweils bei Raumtemperatur, bei Prüfling C zudem bei 50 °C und 75 °C stationär, sowie bei 36 °C während des Abkühlvorgangs und 64 °C während des Aufheizvorgangs

Prüfling	Entnahmetemperatur	Mittelwert [ppm]
A	RT	4
B	RT	6,6
C	RT	4,4
	50 °C	8,5
	75 °C	18
	36 °C ↓	11,7
	64 °C ↑	15,2

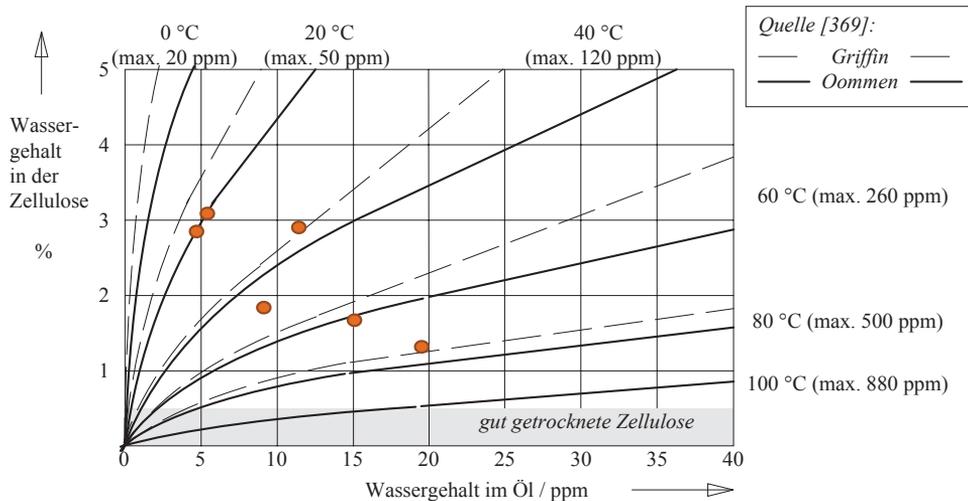


Bild 6.1-1: Gleichgewichtskurven des Wassergehalts im Öl bzw. Papier einer OIP-Isolierung in Abhängigkeit der Temperatur (aus [Küc09] nach [Du99]), mit den eingetragenen Messpunkten aus Tabelle 6.1-1

Da der Wickel einer OIP-Durchführung verhältnismäßig fest gewickelt ist, steht das Isolieröl aus der Nebenisolierung vor allem mit den äußersten Lagen des Papierwickels in Kontakt. Bei der Messung des Papierfeuchtegehalts von Prüfling C wurde eine Decklagenbefeuchtung des Wickels festgestellt (s. 6.2.1). Der mittlere Feuchtegehalt aus der 11. Papierlage (in einer Tiefe von ca. 1 mm) betrug 1,33 % (s. Tabelle 6.2-2). Die gemessenen Werte der Ölfeuchtigkeit stimmen für die Temperaturen 50 °C, 64 °C und 75 °C recht gut mit diesem Wert überein. Die Feuchtigkeitswerte des bei Raumtemperatur und 36 °C entnommenen Öls hingegen legen durch den Vergleich mit den Gleichgewichtskurven einen etwas höheren Feuchtegehalt im Papier nahe. Der im Inneren des Wickels durchschnittlich ermittelte Wert der Papierfeuchte liegt bei 0,36 % (s. 6.2.1). Während also durch die Messung des Ölfeuchtegehalts evtl. auf den Feuchtegehalt der äußersten Papierlagen geschlossen werden kann, ist ein Rückschluss auf die mittlere Feuchte im Innern des Wickels durch eine Analyse der Ölfeuchte nicht möglich.

Anmerkung: Dass sich aus dem bei 64 °C während des Aufheizens entnommenen Öl ein ähnlicher Feuchtwert abschätzen lässt, wie aus dem bei 50 °C und 75 °C im Gleichgewichtszustand entnommenen Öl, lässt darauf schließen, dass ein thermisches Ungleichgewicht beim Isoliersystem einer Durchführung die Ölfeuchte nicht so sehr beeinflusst, wie es z.B. beim Transformator der Fall sein kann.

Beim Isoliersystem eines Transformators kann eine Feuchteanalyse des Öls im Gegensatz zur Durchführung genauere Ergebnisse liefern, weil bei einem Transformator das Öl großflächig mit dem verbauten Isolierpapier in Kontakt steht und sich die Feuchtwerte gegenseitig besser ausgleichen können. Jedoch lässt sich

auch hier feststellen: „Die Bestimmung des Wassergehalts im Papier des Transformators durch die Messung des Wassers im Öl wurde hinlänglich beschrieben, jedoch sind die praktischen Ergebnisse oftmals nicht konform zu den theoretischen Voraussagen“, (DIN EN 60422:2007-02, S. 12). Die Technical Brochure No. 349 der CIGRÉ beschäftigt sich ausführlich mit der Feuchteanalyse am Isoliersystem eines Transformators (s. [Cig08]).

6.1.2 Gas-in-Öl-Analyse

Die gezogenen Ölproben aus den Prüflingen A, B und C wurden im Zentrallabor der EnBW auf ihre Alterung hin untersucht. Die Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse zeigt Tabelle 6.1-2. Die Ölproben waren alle frei von Feststoffen, hatten eine Farbzahl von 0,5 gemäß ASTM und eine Durchschlagsspannung von >70 kV. Die Neutralisationszahl betrug <0,03 mg KOH/g. Der ermittelte Feuchtegehalt wurde bereits in Tabelle 6.1-1 aufgeführt.

Tabelle 6.1-2: Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse an den Prüflingen A, B und C; die Probenahme erfolgte bei A, B und C jeweils bei Raumtemperatur, bei Prüfling C zudem bei 50 °C und 75 °C stationär, sowie bei 36 °C während des Abkühlvorgangs und 64 °C während des Aufheizvorgangs; alle Angaben in [ppm]

Element	Richtw. DIN EN 60599: 2008-02	A	B	C				
		RT	RT	RT	36 °C ↓	50 °C	64 °C ↑	75 °C
Wasserstoff H ₂	140	65	120	52	99	118	135	160
Methan CH ₄	40	15	38	11	26	45	43	52
Acetylen C ₂ H ₂	2	1	1	1	1	1	1	1
Ethylen C ₂ H ₄	30	1	1	1	1	1	1	1
Ethan C ₂ H ₆	70	5	12	4	9	17	21	19
Propylen C ₃ H ₆		1	1	1	1	1	1	1
Propan C ₃ H ₈		3	7	2	5	9	12	10
Kohlenstoffmonoxid CO	1.000	20	40	15	35	45	50	62
Kohlenstoffdioxid CO ₂	3.400	45	75	95	450	300	360	875
Sauerstoff O ₂		840	1.485	900	1.400	4.000	4.200	3.250
Stickstoff N ₂		9.650	12.200	9.600	11.500	18.850	19.500	19.250

Entsprechend der Richtwerte aus DIN EN 60599:2008-02 fällt auf, dass lediglich die Werte für Wasserstoff und Methan etwas erhöht sind. Beides sind Zerfallsprodukte des Öls und deuten auf eine leichte Ölalterung hin. Die Werte liegen allerdings nicht wesentlich oberhalb der Richtwerte. Dass aber weder der Kohlenstoffmonoxid- noch der Kohlen-

stoffdioxidgehalt erhöht sind, lässt auf einen guten Zustand des Papiers schließen, was auch durch die Ergebnisse der Furan-Analyse (s. 6.1.3) sowie der Papieranalysen (s. 6.2) bestätigt wird.

Es ist zu erkennen, dass die gemessenen Gasgehalte mit der Temperatur zu steigen scheinen. Die Werte liegen jedoch selbst bei einer Probennahmetemperatur von 75 °C noch niedriger, als die der Analyse aus dem Jahr 2010 (s. Tabelle 3.2-4), aufgrund derer die Durchführungen getauscht wurden.

6.1.3 Furan-Analyse

An den Ölproben aus Prüfling C, die bei 75 °C entnommen wurde, wurde auch eine Furan-Analyse durchgeführt. Der ermittelte Gesamt-Furangehalt liegt bei 0,043 mg/kg. Mit den Formeln aus 2.2.1.3 lassen sich aus diesem Furan-Gehalt DP-Werte von 773 ... 819 ableiten. Diese Abschätzung stimmt in etwa mit dem in 6.2.2 bestimmten DP-Wert von Prüfling C, der 856 beträgt, überein, der nach Tabelle 1.2-1 als „gut“ zu bewerten ist.

6.2 Papieranalysen an Prüfling C

Nachdem die in Kapitel 4 vorgestellten Messungen an den Prüflingen A, B und C beendet waren, wurde Prüfling C, der auch für die Messungen bei erhöhter Temperatur verwendet wurde, demontiert, um in drei unterschiedlichen Tiefen Papierproben aus dem Wickel zu entnehmen, Tabelle 6.2-1. Bild 6.2-1 zeigt einen maßstäblichen Querschnitt von Prüfling C, in den auch die vier Positionen der Papierprobenentnahme eingezeichnet sind. An allen Stellen wurden ca. 40 Papierstreifen von etwa 10 mm x 50 mm entnommen, Bild 6.2-2, und in Originalöl aus dieser Durchführung konserviert, Bild 6.2-3.

Tabelle 6.2-1: Positionen der Probenentnahme vom Wickel des Prüflings C

Position	Tiefe, gemessen als Abstand vom Innenleiter*)	Mittlere Entfernung vom unteren Ende des Wickels
1a	139 mm	4666 mm
1b	69,8 mm	
1c	3 mm	
2a	139 mm	3140 mm
2b	69,8 mm	
2c	3 mm	
3a	139 mm	1115 mm
3b	69,8 mm	
4c	3 mm	130 mm

*) Die radiale Dicke des Wickels beträgt ca. 140 mm

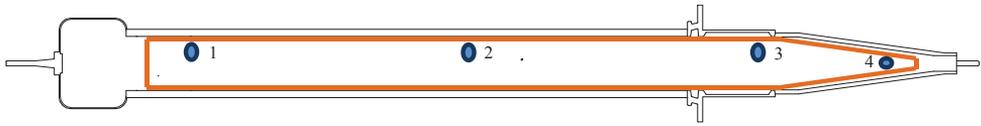


Bild 6.2-1: Maßstäblicher Querschnitt von Prüfling C mit angedeutetem Papierwickel und den Positionen der Papierprobenentnahme



Bild 6.2-2: Entnahme von Papierstreifen aus dem Wickel von Prüfling C



Bild 6.2-3: Konservierung der von Prüfling C entnommenen Papierstreifen in Originalöl

6.2.1 Analyse der Papierfeuchte

An den Papierproben wurde gemäß DIN EN 60814:1999-03 mittels Karl-Fischer-Titration im Verdampfungsverfahren bei 140 °C der Feuchtigkeitsgehalt bestimmt. Nach der Messung wurden die Proben mit Aceton gereinigt und im Wärmeschrank bei 110 °C für mehrere Stunden getrocknet. Anschließend konnte die Papiermasse bestimmt und der absolute Feuchtegehalt ermittelt werden, Tabelle 6.2-2.

Tabelle 6.2-2: Ergebnis der Feuchtebestimmung der Papierproben von Prüfling C

Probe	Masse [mg]	Feuchte
1a-7	30,1	1,11 %
1a-8	24,7	1,27 %
1a-9	28,1	1,05 %
1a-10	29,3	1,07 %
1a-11	30,5	1,01 %
Durchschnitt		1,10 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
2a-5	30,4	1,53 %
2a-6	35,2	1,47 %
2a-8	40,7	1,67 %
2a-9	32,7	1,47 %
2a-10	32,5	1,38 %
Durchschnitt		1,50 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
3a-5	31,2	1,41 %
3a-6	31,4	1,39 %
3a-7	29,2	1,44 %
3a-8	30,7	1,34 %
3a-9	30,5	1,34 %
Durchschnitt		1,38 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
1b-11	32,5	0,33 %
1b-12	33,5	0,33 %
1b-13	32,6	0,30 %
1b-14	34,3	0,30 %
1b-15	30,3	0,34 %
Durchschnitt		0,32 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
2b-5	42,2	0,31 %
2b-6	44,4	0,24 %
2b-7	43,1	0,27 %
2b-8	41,6	0,21 %
2b-9	45,6	0,19 %
Durchschnitt		0,24 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
3b-4	93,2	0,34 %
3b-5	135,7	0,29 %
3b-6	41,7	0,28 %
3b-7	42,0	0,21 %
3b-8	42,7	0,19 %
Durchschnitt		0,26 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
1c-7	28,5	0,68 %
1c-8	26,5	0,56 %
1c-9	23,9	0,50 %
1c-10	24,6	0,57 %
1c-11	24,3	0,57 %
Durchschnitt		0,58 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
2c-12	29,2	0,39 %
2c-13	28,5	0,39 %
2c-14	23,1	0,35 %
2c-15	24,1	0,41 %
2c-16	27,3	0,39 %
Durchschnitt		0,39 %

Probe	Masse [mg]	Feuchte
4c-1	28,1	0,51 %
4c-2	30,3	0,30 %
4c-3	28,0	0,32 %
4c-4	29,9	0,37 %
4c-5	26,9	0,25 %
Durchschnitt		0,35 %

Die Messstellen 1a, 2a und 3a zeigen gegenüber den anderen Probennahmeorten deutlich erhöhte Feuchtigkeitswerte von im Mittel 1,33 %. Da davon auszugehen ist, dass diese Decklagenbefeuchtung nicht sehr tief in den Wickel eindringt, werden für die Bestimmung des mittleren Feuchtegehalts nur die Werte aus den Positionen b und c herangezogen. Dadurch ergibt sich im Wickel ein durchschnittlicher Feuchtegehalt von 0,36 %. Dieser Wert stimmt sehr genau mit den durch die Analysen der dielektrischen Messungen und Simulationen erwarteten Wert von <0,5 % überein, wodurch die verwendeten Diagnose- und Simulationsverfahren in ihrer Eignung zur Zustandsbewertung bestätigt sind.

Anmerkung: Eine höhere Feuchtigkeit der äußeren Papierlagen (Decklagenbefeuchtung) des Wickels ist zu erklären, wenn über die Betriebsdauer etwas Wasser in das Volumen der Durchführung eindringt und sich in den äußeren Lagen des Wickels ansammelt. Außerdem kann der Papierwickel im Innern durch den während des Betriebs auftretenden Temperaturgradient von innen nach außen etwas nachtrocknen, sodass die Feuchtigkeit aus dem Innern verdrängt wird.

6.2.2 Analyse des Depolymerisationsgrades

Am Probennahmeort 2c wurde eine Papierprobe entnommen, die im Prüflabor PCL Ilgen GmbH auf den DP-Wert hin analysiert wurde (s. 2.2.2). Der gemessene DP-Wert der Probe betrug 856. Eine Abschätzung des DP-Wertes aus dem Furan-Gehalt der Ölproben ergab je nach zugrunde gelegter Formel einen Wert von 773 ... 819 (s. 6.1.3). Gemäß den Angaben in DIN EN 60450:2008-03 (s. Tabelle 1.2-1) ist dieser DP-Wert als „gut“ einzuordnen.

7 Bewertung, Vorschlag für routinemäßige Diagnosemessungen

Auf Grundlage der im Rahmen dieser Arbeit gewonnenen Erfahrungen kann eine Bewertung der eingesetzten Mess-, Analyse und Simulationsverfahren erfolgen. Dazu werden zu den jeweiligen Verfahren im Folgenden die Vor- und Nachteile im Hinblick auf die Zustandsbewertung von ölprägnierten Hochspannungsdurchführungen aufgeführt:

C-, tan δ-Messung bei Betriebsfrequenz	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Unempfindlich bezüglich Prüflingstemperatur • Einfacher Messaufbau • Hohe Reproduzierbarkeit • Analyse bei verschiedenen Spannungen möglich • Teildurchschläge sind anhand erhöhter Kapazitätswerte sehr gut nachweisbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Wenig Aufschluss über das Alterungsverhalten bei Raumtemperatur; erst bei höheren Temperaturen oder in sehr weit fortgeschrittenem Alterungsstadium zeigt sich bei 50 Hz eine Änderung im Verlustfaktor • Parasitäre Effekte durch Streukapazitäten bzw. Oberflächeneigenschaften können sich senkend auf den bei 50 Hz gemessenen Verlustfaktor auswirken, sodass etwaige Alterungseffekte, die verlustfaktorsteigernd wirken, kompensiert werden und dadurch unerkant bleiben
PDC-Messung	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Einfacher Messaufbau • Messung mit höheren Spannungen sind möglich und bringen eine bessere Signalqualität • Kompensation der Prüflingstemperatur ist möglich, wobei dadurch auch die 50 Hz-Kapazität abgeschätzt werden kann • Guter Aufschluss über den Alterungszustand möglich durch Vergleiche mit früheren Messungen oder Simulationen • Unterscheidung zwischen Feuchtigkeit oder Alterung ist am Kurvenverlauf möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Je nach Messumgebung und Temperatur sind teilweise lange Messzeiten nötig, falls der Isolationswiderstand bestimmt werden soll • Parasitäre Effekte können die Messergebnisse selbst bei langen Messzeiten noch beeinflussen • Teildurchschläge im Prüfling sind nur schwer erkennbar • Umrechnung in den Frequenzbereich nur für Frequenzen <1 Hz möglich

FDS-Messung	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Messung von Kapazität und Verlustfaktor in einem weiten Frequenzbereich möglich • Kapazität und Verlustfaktor bei Betriebsfrequenz werden auch erfasst • Guter Aufschluss über den Alterungszustand möglich durch Vergleiche mit früheren Messungen oder Simulationen • Unterscheidung zwischen Feuchtigkeit oder Alterung ist am Kurvenverlauf möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Aufgrund der Verwendung von Wechselspannung ist eine Messung bei höheren Frequenzen und höheren Spannungen nicht beliebig möglich, weil alle an der Durchführung angeschlossenen kapazitiven Elemente mitgespeist werden müssen und die Quellenleistung sehr gering ist • Bei höheren Frequenzen kann die Messumgebung einen Einfluss durch die Streukapazitäten haben

Simulationsmodell	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Simulation von Polarisations- und Depolarisationsströmen, Isolationswiderständen sowie Verläufe von $\tan \delta(f)$ für $f < 1$ Hz jeweils bei unterschiedlichen Materialparametern bzw. -kombinationen • Feine Diskretisierung des komplexen Modells erlaubt eine Simulation von Feuchte- und/oder Temperaturgradienten innerhalb der Durchführung • Das vereinfachte Simulationsmodell ermöglicht Simulationen mit Hilfe eines Tabellenkalkulationsprogrammes, wobei für die Ermittlung des Modells nur die Kapazität der Durchführung bekannt sein muss 	<ul style="list-style-type: none"> • Das komplexe Modell ist sehr umfangreich, sodass für die Simulationen ein Netzwerksimulationsprogramm benötigt wird und die Simulationen mehr Zeit in Anspruch nehmen • Für das komplexe Modell muss die Geometrie der Durchführung bekannt sein • Da die Materialdaten, die dem Modell zugrunde liegen, aus PDC-Messungen entstammen, sind Simulationen im Frequenzbereich nur für Frequenzen < 1 Hz möglich

Chemische Analysen	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Durch chemische Analysen lassen sich evtl. Unsicherheiten bzw. Auffälligkeiten anderer Diagnosemessungen verifizieren • Eine Ölprobennahme ist leicht möglich • Durch die DGA kann anhand des Verhältnisses von Schlüsseltgaskonzentrationen theoretisch auf die Art eines vorliegenden Fehlers geschlossen werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Der an einer Ölprobe gemessene Feuchtigkeitsgehalt lässt keinen Rückschluss auf den mittleren Feuchtigkeitsgehalt im Papier der Durchführung zu • Die Gas-in-Öl-Analyse zeigt eine Abhängigkeit von der Probenahmetemperatur des Öls • Nach einer Ölprobenentnahme ist zu prüfen, ob die entnommene Menge aus der Durchführung zu ersetzen ist

Die einzelnen Diagnoseverfahren verfügen also über individuelle Vorteile, die sie für die Zustandsbewertung von Durchführungen auszeichnen. Es gibt aber kein Diagnoseverfahren, das alleine geeignet ist, alle potentiell denkbaren Fehler an Durchführungen aufzudecken. Die folgende Tabelle gibt hierüber einen beispielhaften Überblick:

Diagnoseverfahren	Teildurchschlag	Feuchtigkeit im Papier	Alterung	Ölleckage, Öfüllstand	Schlechte Kontakte am Leiter	Fehlstellen od. Hohlräume	Außere Schäden am Gehäuseisolator	Teilentladungssaktivität
C-, tan δ -Messung	++	-	-	-	--	0	--	-
PDC-Messung	0	++	++	--	--	0	--	--
FDS-Messung	0	++	++	--	--	+	--	--
Gas-in-Öl-Analyse	0	-	+	-	+	-	--	+
Feuchtegehalt im Öl	--	--	-	--	--	--	--	--
Visuelle Inspektion	--	--	--	++	--	--	++	--
Thermografie	--	--	--	--	++	--	-	--
Online-Monitoring	++	-	0	--	--	+	--	--

„++“ sehr gut, „0“ neutral, „--“, „-“, nicht geeignet

Durch diese Übersicht wird deutlich, dass nur ein Zusammenwirken mehrerer ausgewählter Diagnoseverfahren ein gutes Bild vom Zustand einer Durchführung erlaubt. Dabei ist es selbstverständlich möglich und notwendig, eventuelle Unklarheiten einzelner Diagnoseergebnisse durch andere Analyseverfahren zu überprüfen.

Aus den Erfahrungen und Ergebnissen dieser Arbeit heraus soll daher ein Vorschlag für routinemäßige Diagnosemessungen und Inspektionen an Durchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum angeführt werden (vgl. auch Bild 1.3-2), wobei folgende Randbedingungen beachtet werden müssen:

- Wünschenswert wären kurze Abstände der Diagnosemessungen, was allerdings zu einer erheblichen Steigerung des Equipment- und Personalbedarfs und zu einer Reduzierung der Verfügbarkeit der Komponenten führt. Bei der Wahl der vorgeschlagenen Diagnosezyklen ist also ein Kompromiss zwischen einer möglichst sicheren Fehlererkennung und einem wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen notwendig.
- Die vorzusehenden Messperioden müssen sich auch nach den zu erwartenden Fehlerentwicklungszeiten richten, wie das folgende Beispiel zeigt:

Beispiel: Eine defekte Dichtung führt z.B. zu einer (geringfügigen) Ölleckage, die durch regelmäßige Kontrollen des Ölfüllstandes etwa alle 4 ... 8 Wochen erkannt werden kann. Kommt es an den elektrischen Anschlüssen einer Durchführung zur Alterung (z.B. Oxidation des Kontaktes), ist ebenfalls von einer langsamen Entwicklung des Fehlers auszugehen, sodass z.B. eine jährliche Thermografie ausreichend ist, den Fehler zu erkennen. Alterungseffekte, wie sie durch eine betriebliche Beanspruchung auftreten, bewirken langsame Veränderungen der dielektrischen Eigenschaften, was einen Messzyklus von etwa 3 ... 5 Jahren als ausreichend erscheinen lässt. Zur Ergänzung der visuellen und dielektrischen Prüfungen sollten in größeren zeitlichen Abständen auch Ölanalysen an den Durchführungen vorgenommen werden, da z.B. Teilentladungen, wie sie durch die hohen Betriebsspannungen bei einer beschädigten Isolierung auftreten können, nicht unbedingt durch die dielektrischen Diagnoseverfahren bei niedrigeren Spannungen, jedoch z.B. durch eine Gas-in-Öl-Analyse aufgedeckt werden können.

Der Vorschlag für das routinemäßige Diagnoseprogramm lautet daher:

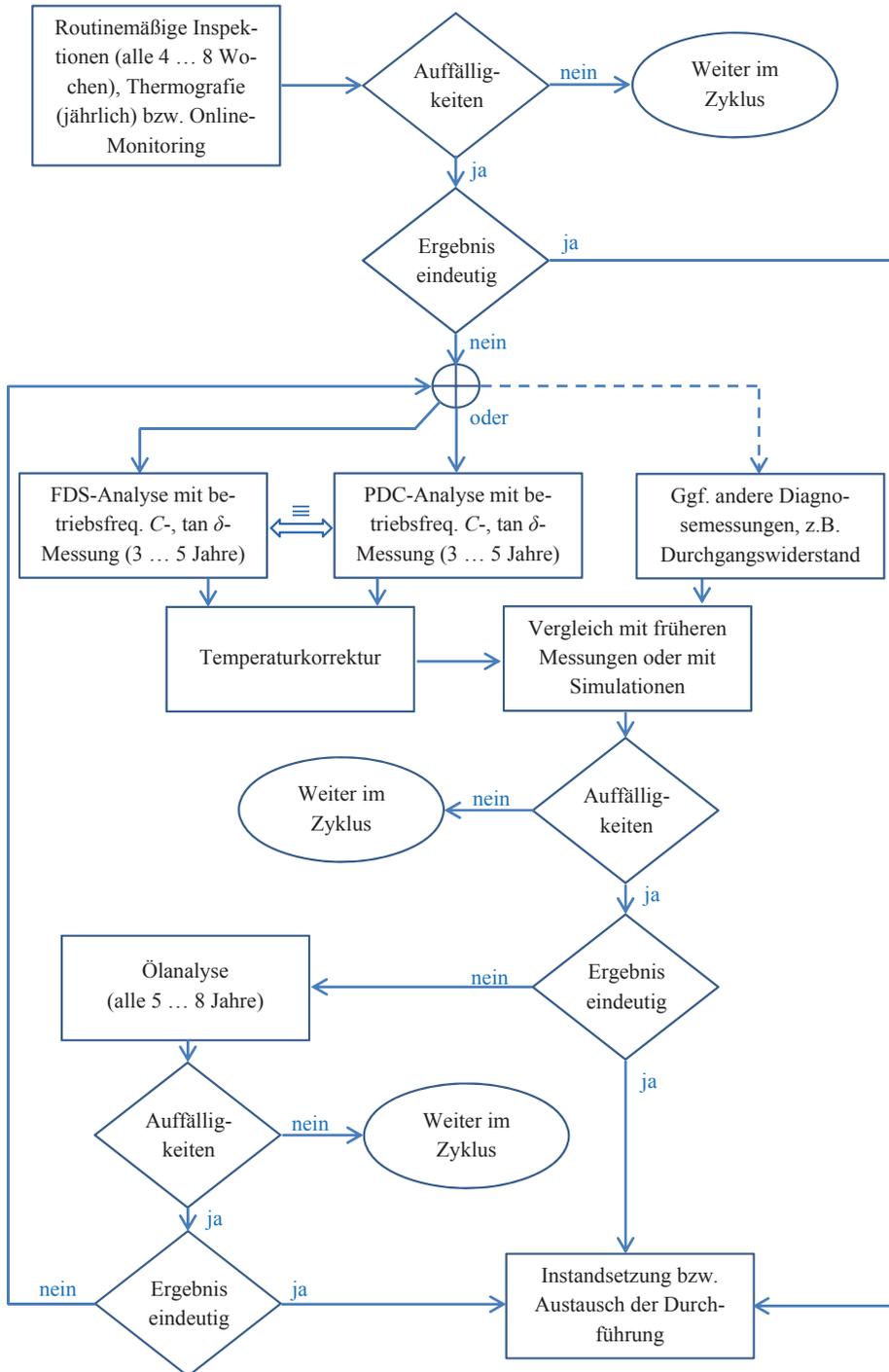
Zyklus	Diagnoseverfahren
4 ... 8 Wochen	Routinemäßige Inspektionen <ul style="list-style-type: none"> • Ölfüllstand bzw. Öldruck • Visuelle Inspektion auf Schäden oder Verschmutzung des Gehäuseisolators, Leckagen o.ä.
Jährlich	Thermografie der Durchführung und der angeschlossenen Leiterseile
3 ... 5 Jahre	Dielektrische Messungen Entweder FDS-Messung oder PDC-Messung, jeweils zusammen mit einer betriebsfrequenten C -, $\tan \delta$ -Messung
5 ... 8 Jahre	Ölanalysen, insbesondere DGA, um sich schleichend entwickelnde Fehler oder Alterung zu erkennen

Die regelmäßigen Analysen und Routineinspektionen lassen sich auch durch ein Online-Monitoring ergänzen, bei dem während des Betriebs der Durchführung kontinuierlich die betriebsfrequente Kapazität und ggf. der Verlustfaktor überwacht werden. Sollte das Online-Monitoring eine Fehlermeldung absetzen, kann der Befund durch die anderen Messverfahren genauer untersucht werden. Ein Online-Monitoring alleine ist jedoch nicht ausreichend, um eine Alterung des Dielektrikums aufzudecken, da es im Prinzip nur die betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -Messung ersetzt und im Wesentlichen die gleichen Vor- und Nachteile wie diese aufweist.

Anmerkung: Beim Einsatz eines Online-Monitoringsystems könnten die Intervalle der dielektrischen Prüfungen vergrößert werden, da durch das Online-Monitoring Teildurchschläge oder extreme Alterungserscheinungen, die sich zu einem Totalausfall (Wäremedurchschlag) entwickeln würden, erkannt werden können. Die betroffene Durchführung kann dann außer Betrieb genommen werden, bevor es zu einem Ausfall und ggf. zu einem Schaden am Transformator kommt. Im Sinne der in 1.3

genannten Instandhaltungsmethoden handelt es sich dann ausschließlich um eine ereignisorientierte Instandhaltung. In [Bru04] wird über eine Fallstudie berichtet, mit der unter Zuhilfenahme eines Online-Monitoringsystems eine auffällige Durchführung weiterbetrieben wurde.

Die nachfolgende Grafik soll das vorgeschlagene Routine-Inspektionsprogramm veranschaulichen und gibt Hinweise darauf, wie zu verfahren ist, falls Auffälligkeiten erkannt werden. Bei der Entscheidung, welches Diagnoseverfahren zur Überprüfung eines unklaren Befundes verwendet werden soll, ist ggf. ein Fachmann zu Rate zu ziehen.



8 Fazit

In 3.1 wurden die Fragestellungen dieser Arbeit formuliert, die hier noch einmal aufgegriffen werden sollen, um die wesentlichen Erkenntnisse zusammenzufassen. So lauteten die beiden grundlegenden Fragen:

Mit welchem Diagnoseverfahren lässt sich der (Alterungs-)Zustand einer Hochspannungsdurchführung mit Öl-Papier-Dielektrikum bewerten?

Welche dielektrischen Diagnoseverfahren sind für die Zustandsbewertung von Hochspannungsdurchführungen geeignet und wie lassen sich die Ergebnisse analysieren?

Um diese Fragen zu beantworten, wurden an den zur Verfügung gestellten Prüflingen betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -, PDC- und FDS-Messungen vorgenommen und die Ergebnisse analysiert. Eine erste qualitative Bewertung konnte durch den Vergleich der Messergebnisse mit anderen Prüflingen erzielt werden. Dabei wurde auch der Einfluss der Geometrie untersucht. Während der Verlustfaktor $\tan \delta$ des Dielektrikums nicht geometrieabhängig ist und einen direkten Vergleich verschiedener Prüflinge erlaubt, hat die Geometrie einen Einfluss auf die Ergebnisse der PDC-Messung im Zeitbereich. Anhand der Eigenzeitkonstante des Dielektrikums als Produkt des aus der PDC-Messung ermittelten Isolationswiderstandes und der Kapazität der Durchführung können die Isolationswiderstände verschiedener Geometrien verglichen werden. Anhand der Kapazität der Durchführungen ist es möglich, die PDC-Kurven verschiedener Durchführungen miteinander zu vergleichen. Bei der Analyse der dielektrischen Messergebnisse wurde gezeigt, wie bei auffälligen Kurven zwischen einem Einfluss von Feuchte und einer Alterung unterschieden werden kann.

Für eine quantitative Bewertung der Messergebnisse der untersuchten Objekte fehlten Vergleichskurven bzw. -werte aus früheren Zeiten. Es wurde deshalb ein vorhandenes Simulationsmodell umfangreich überarbeitet und aufgezeigt, wie sich Simulationen dazu verwenden lassen, die dielektrischen Messergebnisse zu analysieren. Aufgrund der Überarbeitung und Erweiterung des Modells sind nun auch detaillierte Simulationen mit Temperatur- und/oder Feuchtegradienten möglich. Durch die Bearbeitung und Anwendung des komplexen Simulationsmodells konnte auch die nächste Fragestellung untersucht werden:

Kann das vorhandene, komplexe Simulationsmodell vereinfacht werden, sodass Vergleichskurven zur Analyse dielektrischer Messungen auf einfacherem Wege generiert werden können?

Es konnte gezeigt werden, wie aus den Materialdatensätzen aus Laborproben auf sehr einfachem Wege das Ersatzschaltbild (als vereinfachtes Simulationsmodell) einer Durchfüh-

rung hergeleitet werden kann. Während für die Erstellung des komplexen Modells die Geometrie der Durchführung bekannt sein muss, ist für die Herleitung des vereinfachten Modells lediglich das Verhältnis der Kapazität der Durchführung zur Kapazität der Materialprobe, die der Simulation zugrunde gelegt werden soll, heranzuziehen. Die so erzeugten vereinfachten Simulationsmodelle geben das dielektrische Verhalten der Durchführung genauso gut wieder wie das komplexe Simulationsmodell. Aufgrund der einfachen Struktur dieses Modells ist es möglich, zur Simulation z.B. ein Tabellenkalkulationsprogramm zu verwenden. Allerdings kann beim vereinfachten Modell kein Temperatur- oder Feuchtgradient simuliert werden.

Die Temperatur wirkt sich stark auf das Ergebnis dielektrischer Diagnosemessungen aus, da sie die Leitfähigkeit des Dielektrikums und das Polarisationsverhalten beeinflusst. Um zu unterscheiden, ob erhöhte Messwerte bzw. -kurven von Feuchtigkeit, Alterung oder einer erhöhten Temperatur herrühren, ist es notwendig, den Einfluss der Temperatur zu verstehen und durch Umrechnungen kompensieren zu können. Durch Messungen an einem der Prüflinge bei unterschiedlichen Temperaturen wurde deshalb die nächste Fragestellung untersucht:

Wie wirkt sich die Temperatur auf die Ergebnisse dielektrischer Messungen aus und wie lässt sich die Temperatur bei der Analyse berücksichtigen?

Anhand der bekannten Vorgehensweise der Temperaturumrechnung im Frequenzbereich wurde durch die physikalische Deutung des Umrechnungsverfahrens eine neuartige Möglichkeit aufgezeigt, wie auch die gemessenen PDC-Kurven aus dem Zeitbereich in der Temperatur umgerechnet werden können. Dabei ergeben sich völlig neue Ansätze für die Interpretation der Messergebnisse aus dem Zeitbereich. Es lässt sich z.B. durch eine Umrechnung hin zu höheren Temperaturen die gemessene Kurve zu kürzeren Zeiten (höheren Frequenzen) verschieben, sodass aus den Messungen, die erst bei 1 s beginnen, u.U. sogar der Verlustfaktor bei 50 Hz auf höherer Temperatur abgeschätzt werden kann. Werden die Kurven zu niedrigeren Temperaturen hin umgerechnet, werden sie zu längeren Zeiten verschoben. Dadurch lassen sich die dielektrischen Eigenschaften der Materialien bei sehr langen zeitlichen Beanspruchungen vorhersagen.

Der Schwerpunkt dieser Arbeit lag auf der Untersuchung der dielektrischen Diagnoseverfahren für die Zustandsbewertung von OIP-Durchführungen. Für die Verifizierung der angewendeten Diagnose-, Analyse- und Simulationsverfahren wurden an den Prüflingen Öl- und auch Papieranalysen vorgenommen. Dadurch konnte die Eignung der eingesetzten Verfahren bestätigt werden, da der tatsächliche Zustand der Prüflinge durch die dielektrischen Diagnosemessungen sehr genau bestimmt werden konnte. Die eingesetzten Diagnoseverfahren haben bislang ihr Hauptanwendungsgebiet bei der Transformatordiagnose.

Hier werden häufig auch chemische Analysen des Öls für die Zustandsbestimmung angewendet. Deshalb wurde in dieser Arbeit auch die folgende Fragestellung untersucht:

Kann der Alterungszustand des Öl-Papier-Isoliersystems einer Durchführung auch durch chemische Analysen des Öls bewertet werden?

Der Fokus bei der Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel mit Öl-Papier-Dielektrikum liegt auf der Ermittlung des Feuchtegehalts des Papiers. Durch die Messung des Feuchtegehalts des Papiers eines der Prüflinge wurde gezeigt, dass der tatsächliche Feuchtegehalt im Papier durch eine Messung der Ölfeuchte unter Zuhilfenahme der Gleichgewichtskurven aus der Literatur nicht korrekt ermittelt werden konnte. Die dielektrischen Diagnoseverfahren waren zusammen mit entsprechenden Simulationsmodellen hingegen sehr gut geeignet, den tatsächlichen (mittleren) Feuchtegehalt im Papier zu bestimmen.

Durch die im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen dielektrischen Messungen konnten auch bislang unbekannte Einflüsse von Streukapazitäten auf die Messergebnisse aufgedeckt und theoretisch erklärt werden. Von besonderer Bedeutung ist hierbei die Erkenntnis, dass Streukapazitäten auch bei sehr langen zeitlichen Beanspruchungen bzw. sehr niedrigen Frequenzen noch Einfluss auf die Messergebnisse haben können, was sich z.B. in einer Umkehr des Depolarisationsstroms bemerkbar macht. Es wurde gezeigt, wie sich diese Einflüsse anhand von Ersatzschaltbildern deuten lassen und dass durch ein Verständnis der beobachteten Effekte ggf. auch eine Beseitigung der Einflüsse möglich ist.

Die umfangreichen Untersuchungen haben gezeigt, dass die Prüflinge A, B und C trotz ihrer Betriebsdauer von 28 Jahren noch in einem sehr guten Zustand sind. Die an diesen Prüflingen vorgenommenen Diagnosemessungen können deshalb auch als Referenz für die Zustandsbewertung von noch in Betrieb befindlichen OIP-Durchführungen verwendet werden, zumal durch die chemischen Analysen an den untersuchten Durchführungen deren tatsächlicher Zustand nun recht genau bekannt ist.

Durch diese Arbeit konnte zur Vergrößerung des aktuellen Wissensstandes beigetragen werden, wobei sich vor allem folgende Punkte hervorheben lassen:

- Es war bislang nicht bekannt, wie dielektrische Messergebnisse im Zeitbereich bezüglich der Temperatur umgerechnet werden können.
- Ein neues Verfahren zur direkten Umrechnung von Materialdaten aus Labormessungen auf die Geometrie einer Durchführung anhand der Kapazitätswerte ermöglicht die Herleitung sehr einfacher Ersatzschaltbilder zur Simulation von Durchführungen.

- Es wurden bislang unbekannte Einflüsse der Streukapazität auf dielektrische Messungen aufgedeckt und theoretisch erläutert, sodass bei auffälligen Messungen die möglichen Ursachen ausfindig gemacht und ggf. behoben werden können.

Diese neuen Erkenntnisse sind aber nicht auf die Anwendung bei Hochspannungsdurchführungen beschränkt, sondern können genauso bei anderen Betriebsmitteln und auch anderen Isoliersystemen eingesetzt werden und eröffnen neue Möglichkeiten hinsichtlich Auslegung und Bewertung von Isoliersystemen. Beispielsweise werden bei HGÜ-Anwendungen die Isoliersysteme mit sehr langen zeitlichen Beanspruchungen beaufschlagt, die durch die herkömmliche PDC-Messung nicht messtechnisch erfasst werden (können). Hier könnte die vorgestellte Umrechnung der Temperatur im Zeitbereich neue Möglichkeiten für die Ermittlung der dielektrischen Eigenschaften bei sehr langen zeitlichen Beanspruchungen liefern.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit mussten aber auch Fragestellungen offen bleiben. Es haben sich außerdem auch neue Fragestellungen ergeben, die zum tieferen Verständnis des dielektrischen Verhaltens des Öl-Papier-Isoliersystems einer Durchführung beitragen würden. Es werden daher folgende weiterführende Untersuchungen vorgeschlagen:

- Messungen im Labor können sich von Messungen im Feld erheblich unterscheiden. Hinsichtlich der Praxiserfahrungen im Umgang mit den dielektrischen Messverfahren für die Diagnose von Durchführungen besteht derzeit noch ein Defizit. Es wird daher vorgeschlagen, die Praxistauglichkeit der in dieser Arbeit vorgestellten Diagnose-, Analyse und Simulationsverfahren zu überprüfen und dabei auch Erfahrungen hinsichtlich des zu verwendenden Messequipments, des Messaufbaus oder etwaiger Störeinflüsse der Umgebung zu sammeln. Dabei können die in dieser Arbeit gegebenen Hinweise auf potentielle Störeinflüsse und deren Behebung hilfreich sein.
- Simulationen sind ein wichtiges Hilfsmittel zur Analyse dielektrischer Messergebnisse. Für die Simulationen dieser Arbeit wurden Materialdatensätze verwendet, die im Hochspannungslabor der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Würzburg-Schweinfurt im Rahmen früherer Diplom- oder Projektarbeiten generiert wurden. Allerdings sind bislang nur wenige Materialproben bei unterschiedlichem Feuchtegehalt und unterschiedlichen Temperaturen gemessen worden. Die Untersuchungen dieser Arbeit haben gezeigt, dass auch bei Durchführungen, die über lange Zeit betrieblich beansprucht wurden, die Papierfeuchte noch $<0,5\%$ sein kann. Es wird daher die Durchführung einer Messreihe mit dielektrischen Messungen an ölprägniertem Papier mit feiner abgestuften Feuchtwerten zwischen $0,1 \dots 1,5\%$ vorgeschlagen. Durch die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellte

Möglichkeit der Temperaturumrechnung im Zeitbereich erscheinen Messungen bei z.B. 20 °C, 50 °C und 90 °C als ausreichend.

- Es hat sich gezeigt, dass für die Analyse der dielektrischen Messergebnisse des Öl-Papier-Isoliersystems einer Durchführung ein grundlegendes Verständnis des physikalischen Aufbaus (mikroskopisches bzw. phänomenologisches Modell) hilfreich wäre. Makroskopisch handelt es sich zwar um ein homogenes Dielektrikum, durch den geschichteten Aufbau des Öl-Papier-Dielektrikums einer Durchführung ergeben sich aber einerseits Bereiche, in denen sich einzelne Papierlagen berühren und gemäß dem X-Y-Modell wie „Spacer“ wirken. Andererseits bilden sich durch die Spalte zwischen den einzelnen Papierlagen auch Ölkanäle, die evtl. wie separat zu betrachtende Öl-Volumina wirken. Das zur Beschreibung eines derartigen Aufbaus für Transformatorisolierungen häufig angewendete X-Y-Modell erscheint für Durchführungen allerdings nur bedingt geeignet, bzw. fehlt ein begründeter Ansatz für dessen korrekte Anwendung. Es ist auch eine Abhängigkeit des dielektrischen Verhaltens von der Kraft, mit der die Papierlagen gepresst werden, vorstellbar. Untersuchungen an Öl-Papier-Schichtungen im Labor und z.B. Vergleiche mit Pressspan könnten daher wertvolle Hinweise zum mikroskopischen Verständnis vom OIP-Isoliersystem einer Durchführung und für eine Modellbildung liefern.
- Bei der Auswertung der Messungen an den Prüflingen A, B und C wurde festgestellt, dass Prüfling C eine Abhängigkeit der dielektrischen Messergebnisse von der Diagnosespannung aufweist. Da die sonstigen Analyseergebnisse an diesem Prüfling einen sehr guten Zustand offenbarten, kann diese Spannungsabhängigkeit zum momentanen Zeitpunkt nicht interpretiert werden. Als an Prüfling C die Papierproben für die chemischen Analysen entnommen wurden, wurden auch an drei Stellen größere Probestücke aus dem Papier geschnitten und in originalem Öl konserviert. Es wird daher vorgeschlagen, an diesen Papierproben aus Prüfling C weitere Analysen vorzunehmen, um die Ursache der beobachteten Spannungsabhängigkeit näher zu untersuchen. Diese Analysen korrelieren mit den im vorhergehenden Punkt genannten Untersuchungen, die zum tieferen Verständnis des Öl-Papier-Systems einer Durchführung vorgeschlagen wurden.

Quellenverzeichnis

- [ABB09] L. Jonsson, R. Johansson
Hochspannungsdurchführungen – 100 Jahre technischer Fortschritt
In: ABB-Technik 3 / 2009, Techn. Zeitschrift d. ABB-Konzerns, 2009
- [Bou09] A. Bouaicha, I. Fonfana, M. Ferzaneh, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach, A. Beroual, N. Aka
Dielectric spectroscopy techniques as quality control tool: A feasibility study
IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 25, Heft 1, Januar/Februar 2009
- [Bra03] J. Braungardt
Transiente Übergangsvorgänge in Isolationssystemen für Durchführungen und Transformatoren
Diplomarbeit FHWS, Schweinfurt, 2003
- [Bru04] R. Brusetti
Experience with on-line Diagnostics for Bushings and Current Transformers
In: Electric Energy T&D Magazine, January-February 2004
- [Cig08] CIGRÉ Technical Brochure No. 349
Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems
Working group A2.30, 2008
- [Cig10] CIGRÉ Technical Brochure No. 414
Dielectric response diagnoses for transformer windings
Working group D1.01 (TF 14), 2010
- [Du99] Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre, A.V. Mamishev, S.R. Lindgren
Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems
IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation, 1999
- [Gis06] D. Giselbrecht, T. Leibfried, G. Adamietz
Messungen und Modellierung von Öl-Papier-Isolationssystemen im Frequenz- und Zeitbereich
ETG Fachtagung Diagnostik elektr. Betriebsmittel, Kassel, 2006
- [Gup09] B.K. Gupta, J. Densley, A. Narang
Condition Assessment of Oil-Paper Insulated Bushings
IEEE Electrical Insulation Conference, Montreal, 2009

- [Hay03] T. Hayder, Z. Radakovic, L. Schiel, K. Feser
Einfluss der Kurzschlussdauer auf die Alterung eines Transformators
In: Elektrie, Jhg. 57, 01-04, Berlin 2003
- [Hei11] P. Heizing, R. Caspani, B. Schlittler, T. Wohlwend
Designing hightech cellulose-based insulation components for modern power transformers
Highvolt Kolloquium 2011, Dresden, 2011
- [Hou98] V. Der Houhanessian
Measurement and analysis of dielectric response in oil-paper insulation systems
Dissertation No. 12832, ETH Zürich, 1998
- [Jon83] A. K. Jonscher
Dielectric relaxation in solids
Chelsea Dielectrics Press Ltd., London, 1983
- [Kem04] F. Kempl
Einfluss von Materialparametern auf dielektrische Diagnosemessungen
Diplomarbeit FHWS, Schweinfurt, 2004
- [Koc08] M. Koch
Reliable moisture determination in power transformers
Dissertation Universität Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Band 1, 2008
- [Koc09] M. Koch, M. Krüger
The negative dissipation factor and the interpretation of the dielectric response of power transformers
International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Kapstadt, 2009
- [Koc10] M. Koch, S. Tenbohlen
Signifikante Kenngrößen für die Alterung des Isoliersystems in Leistungstransformatoren
Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2010
- [Kör04] B. Körbler
Zustandsbewertung von Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung
Dissertation TU Graz, 2004
- [Krü09] M. Krüger, A. Kraetge, M. Koch, K. Rethmeier, M. Pütter, L. Hulka, M. Muhr, C. Summereder
Neue Diagnoseverfahren für Hochspannungsdurchführungen
ETG-Kongress FT 3+4, Düsseldorf, 2009

- [Krü12] U. Krüsi, A. Dais, D. Egger
Neue papierfreie Isolationstechnologie für feingesteuerte, trockene Hochspannungsdurchführungen EasyDry
Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2012
- [Küc05a] A. Küchler, F. Hüllmandel, K. Böhm, M. Appold, M. Liebschner, N. Koch
Einfluss äußerer Grenzflächen auf die dielektrische Diagnose betriebsgealterter Hochspannungsdurchführungen
ETG Fachtagung Grenzflächen in elektrischen Isolierstoffen, Hanau, 2005
- [Küc05b] A. Küchler, F. Hüllmandel, K. Böhm, N. Koch, P. Brupbacher, C. Krause
Das dielektrische Verhalten von Öl-Papier-Isolationen unter der Wirkung von Grenzflächen-, Material- und Prüfparametern
ETG Fachtagung Grenzflächen in elektrischen Isolierstoffen, Hanau, 2005
- [Küc06] A. Küchler, F. Hüllmandel, M. Appold, M. Liebschner, R. Krump, J. Titze
Diagnose von Hochspannungsdurchführungen durch PDC-Analyse
ETG Fachtagung Diagnostik elektr. Betriebsmittel, Kassel, 2006
- [Küc09] A. Küchler
Hochspannungstechnik
Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer Verlag, 3. Auflage 2009
- [Lei02] T. Leibfried, A. J. Kachler, W. S. Zaengl, V. Der Houhanessian, A. Küchler, B. Breitenbauch
Ageing and moisture analysis of power transformer insulation systems
Cigré Session, Paris, 2002
- [Lia12] R. Liao, J. Hao, G. Chen, L. Yang
Quantitative analysis of ageing condition of oil-paper-insulation by frequency domain spectroscopy
IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation, Vol. 19, No. 3, 2012
- [Lie09] M. Liebschner
Interaktion von Ölspalten und fester Isolation in HVDC-Barrierensystemen
Dissertation, Technische Universität Ilmenau, 2009
- [Lüt02] H. Lütke, I. Höhle, A. J. Kachler
Transformer ageing research on furanic compounds dissolved in insulating oil
Cigré Session, Paris, 2002

- [Mik03] A. Mikulecky
Dijagnostika Kondenzatorskih Provodnika Transformatora
„Diagnostik an kondensatorgesteuerten Transformatordurchführungen“
Masterarbeit, Universität Zagreb, 2003 (in kroatischer Sprache)
- [Mik12] A. Mikulecky
Transformer bushings – failure case studies
International colloquium transformer research and asset management, Dubrovnik, 2012
- [Mos79] H. P. Moser
Transformerboard
Sonderdruck der Zeitschrift Scientia Electrica. Birkhäuser AG: Basel, 1979
- [Mos87] H. P. Moser, v. Dahinden
Transformerboard II
Weidmann AG: Zürich, 1987
- [Nag06] R. Nagel
Über eine Neuerung an Hochspannungstransformatoren der Siemens-Schuckertwerke GmbH
Elektrische Bahnen und Betriebe – Zeitschrift für Verkehrs- und Transportwesen, Jahrgang IV, Heft 15, 1906
- [Pon02] L. Pong
Review negative power factor test results and case study analysis
International Conference of Doble Clients, Boston, 2002
- [Prz10] P. Przybyłek, Z. Nadolny, H. Moscicka-Grzesiak
Bubble effect as a consequence of dielectric losses in cellulose insulation
IEEE Transaction on Dielectric and Electrical Insulation, Vol. 17, No. 3, 2010
- [Rei11] S. Reinhard
Simulation des thermisch-elektrischen Verhaltens von Hochspannungsdurchführungen
Diplomarbeit FHWS Schweinfurt, 2011
- [Reu12] A. Reumann, M. H. Zink, S. Voll, A. Küchler, F. Berger, A. Langens, J. Titze
Der Einfluss von Temperatur, Feldstärke und Atmosphäre auf die Alterung von OIP Hochspannungstransformatordurchführungen
ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012

- [Sey03] A. Seybold
Simulation von Übergangsvorgängen an Durchführungsisolationssystemen
Diplomarbeit FHWS Schweinfurt, 2003
- [Sti06] T. Stirl, R. Skrzypek, S. Tenbohlen, R. Vilaithong
On-line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers, their Bushings, Tap Changer and Insulation System
Conference on Measurement and Diagnosis (CMD), Changwong, 2006
- [Sum10] C. Sumereder
Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik
OVE-Schriftenreihe für Habilitationen und Dissertationen, Band 3, 2010
- [Sup08] G. Supramaniam, Z. Hussien, M. Aizam
Application of frequency domain spectroscopy (FDS) in assessing dryness and ageing state of transformer insulation systems
IEEE International Conference on Power and Energy, Johor Baharu, 2008
- [Vol12] S. Voll
Das thermisch-elektrische Verhalten von Hochspannungstransformator-durchführungen mit Öl-Papier-Dielektrikum
Masterarbeit FHWS Schweinfurt, 2012
- [Wan10a] J. Wankowicz, M. Szrot, J. Subocz, R. Malewski
HV bushing failure in service, diagnostics and modeling of oil-type bushings
Cigré Session, Paris, 2010
- [Wan10b] S.-Q. Wang, G.-J. Zhang, J.-L. Wei, S.-S. Yang, M. Dong
Investigation on dielectric response characteristics of thermally aged insulation pressboard in vacuum and oil-impregnated ambient
IEEE Transaction on Dielectric and Electrical Insulation, Vol. 17, No. 6. 2010
- [Yos12] Masanobu Yoshida, Katsumi Uchida, Masamichi Kato, Yoshinori Konishi
New diagnosis method of aging degradation for insulating paper in power transformers by measuring the refractive index of cellulose fibers
IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Bali, 2012
- [Zin11] M. H. Zink, F. Berger, V. Klipfel, A. KÜchler
Ageing-condition assessment of 400 kV OIP generator transformer bushings
International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Hannover, 2011

- [Zin12a] M. H. Zink, F. Berger, V. Klipfel, A. Küchler
Ageing-condition assessment of generator transformer bushings by means of dielectric simulation models
IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Bali, 2012
- [Zin12b] M. H. Zink, S. Voll, F. Berger, V. Klipfel, A. Küchler:
Der Einfluss von Temperatur und Streukapazität auf diagnostische Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen von 400 kV-Hochspannungstransformatordurchführungen.
ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012

Anhang A: Versuchsaufbau für Messungen bei erhöhter Temperatur

Das Ergebnis dielektrischer Messungen ist sehr stark von der Temperatur abhängig, bei der die Messung stattfindet. Während im Labor die Messtemperatur sehr definiert und konstant gehalten werden kann, sind in der Praxis oft nur Diagnosemessungen bei höheren Temperaturen, meist in Verbindung mit einem Temperaturgradienten innerhalb des Prüflings durchführbar. Um den Einfluss der Temperatur auf die dielektrischen Diagnosemessungen an betriebsgealterten Durchführungen zu untersuchen, wurde ein Versuchsstand aufgebaut, mit dem Prüfling C aufgeheizt werden konnte (s. [Zin12b] sowie [Vol12]).

Die thermische Isolierung der Durchführung bestand aus einer Holzkonstruktion, die mit Steinwolle isoliert wurde, Bild A-1. Die Dicke der Isolation betrug 180 mm. Als Heizquellen wurden konventionelle Heizkörper verwendet, die durch ein mobiles elektrisches Heizaggregat mit einer Leistung von 13 kW bei einer Vorlauftemperatur von bis zu 90 °C betrieben wurden. Um für die Heizkörper Platz zu schaffen, wurden am Gestell der Durchführung die Querstreben entfernt. Die durch den Versuchsaufbau maximal erreichbare Temperatur im Innern betrug 75 °C. Die Temperatur wurde am Flansch auf einer Höhe von etwa 2,5 m und am Kopf der Durchführung auf einer Höhe von etwa 7 m gemessen. Die Temperaturdifferenz der beiden Messstellen betrug ca. 0,5 °C, sodass von einer homogenen Temperaturverteilung für die Messungen ausgegangen werden konnte.

Zunächst wurde ein Einfluss der thermischen Isolierung auf die diagnostischen Messungen festgestellt. Dieser konnte jedoch durch Einbringung eines geerdeten Schirmes aus Aluminiumfolie beseitigt werden (s. 4.6.2 und Bild 4.6-4).



Bild A-1: Thermische Isolierung einer 400 kV-OIP-Durchführung während des Aufbaus

Anhang B: Modell zur Simulation dielektrischer Messungen an Durchführungen

Um für die Analyse der dielektrischen Messungen Simulationsergebnisse zu verwenden, wurde das von Seybold [Sey03] vorgestellte Simulationsmodell auf die Geometrie der Prüflinge A, B und C (400 kV-OIP-Durchführungen, s. 3.2) angepasst. Zudem wurden in Zusammenarbeit mit anderen Projektgruppen aufbauend auf das vorhandene Modell einige Änderungen vorgenommen (s. [Rei11]), die vielseitige Simulationen von OIP- sowie RIP-Durchführungen unter verschiedenen Temperatur- und/oder Feuchtigkeitsbedingungen ermöglichen.

Der Aufbau des Simulationsmodells umfasst im Wesentlichen drei Teile, die im Folgenden erläutert werden sollen:

- Räumliche Diskretisierung der Durchführung anhand einer maßstäblichen Zeichnung (B.1),
- Übertragung der Geometrie in ein Tabellenkalkulationsblatt für die Ermittlung der Ersatzschaltbilddaten unter Berücksichtigung verschiedener Materialparameter, die aus Laborproben gewonnen werden (B.2),
- Übernahme der Ersatzschaltbilddaten in das Simulationsmodell (B.3).

B.1 Diskretisierung der Geometrie

Zunächst muss eine maßstäbliche Zeichnung der zu simulierenden Durchführung vorliegen, aus der die Koordinaten der räumlichen Diskretisierung des Modells abgelesen werden können. Es werden zur Vereinfachung nur sechs Steuerbeläge in die Simulation einbezogen. Der äußerste Steuerbelag ist der Erdbelag, der sowohl in der Messung als auch in der Simulation für die Erfassung des Stromes, der durch das Dielektrikum fließt, verwendet wird und über einen Messwiderstand auf Erdpotential liegt. Die anderen fünf Steuerbeläge der Simulation unterteilen das Dielektrikum in folgende Potentialstufen: 10 %, 20 %, 40 %, 60 % und 80 %. In Bild B.1-1 ist ein maßstäblicher Schnitt durch das Innenteil (Trafoseite) der Prüflinge A, B und C gezeigt, wobei in der unteren Hälfte der Zeichnung die Knotenpunkte der räumlichen Diskretisierung dargestellt sind.

Die Einteilung der Knotenpunkte richtet sich in erster Linie nach den durch die Geometrie vorgegebenen Kanten – z.B. die Enden der simulierten Steuerbeläge. Es wird die Durchführung in ihrer Gesamtheit nachgebildet, d.h. es werden der Wickel aus OIP mit sechs Steuerbelägen, der Ölspalt zwischen Wickel und Gehäuseisolator (Nebenisolation) sowie der Gehäuseisolator aus Porzellan modelliert. Der Flansch und die an ihm anliegenden

Knotenpunkte befinden sich bei der Simulation auf Erdpotential, der Innenleiter auf Diagnosespannungspotential.

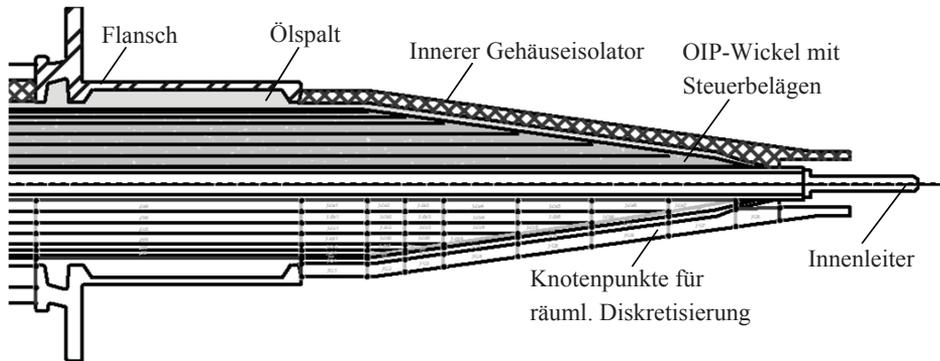


Bild B.1-1: Maßstäbliche Zeichnung einer OIP-Durchführung (Trafoseite) mit räumlicher Diskretisierung für die Simulation (unten), nach [Zin12a, Figure 5]

B.2 Ermittlung der Ersatzschaltbilddaten

Die Materialdaten, die der Simulation zugrunde gelegt werden, entstammen PDC-Messungen an Materialproben im Labor, die bei unterschiedlicher Temperatur, Feldstärke und Feuchtegehalt durchgeführt wurden. Die Labor-Messzelle besteht aus zwei konzentrischen Elektroden, in deren Zwischenraum die Probe (z.B. ölgetränktes Papier oder Öl) gegeben wird. Eine Schutzringanordnung verhindert eine Verfälschung der Messung durch Oberflächenströme (s. Bild 2.1-3). Aus den gewonnenen PDC-Kurven lässt sich für die Probe ein Ersatzschaltbild generieren, das das dielektrische Verhalten dieser planaren Probengeometrie beschreibt. Da die Aufzeichnung der Daten erst ab 1 s Messdauer beginnt, lässt sich mit diesem Modell der Frequenzbereich nur für Frequenzen <1 Hz richtig abbilden. Den Aufbau der dielektrischen Ersatzschaltbilder zeigt Bild 2.1-8. Für die Simulation werden neben der Kapazität C_0 und dem DC-Widerstand R_∞ pauschal zehn R - C -Glieder (zehn Zeikonstanten) für die Beschreibung des Polarisationsverhaltens verwendet. Der Kapazität C_0 wird noch ein Widerstand in Reihe geschaltet, um die höherfrequenten Anteile der Polarisation darzustellen. Der Wert dieses Widerstandes wird aus dem 50 Hz-Verlustfaktor der Probe bestimmt.

Die Daten dieser Ersatzschaltbilder der Laborproben werden mit Hilfe eines Tabellenkalkulationsprogramms anhand von Geometriefaktoren auf die Geometrie der diskretisierten Felder der Durchführung umgerechnet. Die Details der Umrechnungsschritte sind in [Sey03, Abschnitt 7.4] sowie [Rei11, Abschnitt 4.1.3] aufgeführt. Im Wesentlichen wird dazu ausgenutzt, dass sich z.B. die Kapazität einer Anordnung halbiert und der Widerstand sich verdoppelt, wenn sich der Abstand der Elektroden verdoppelt. Im Falle der Zy-

lindergeometrie einer Durchführung wird zur Simulation zwischen der axialen und radialen Richtung unterschieden, sodass die durch vier Knotenpunkte definierten Felder der diskretisierten Geometrie durch zwei Ersatzschaltbilder verknüpft werden. Bild B.2-1 zeigt eine Übersicht über die einzelnen Felder der räumlichen Diskretisierung, wie sie für die Simulation definiert wurden und der Tabellenkalkulation hinterlegt sind.



Bild B.2-1: Schematische Darstellung des Simulationsmodells

B.3 Simulationsmodell

Bild B.3-1 zeigt das Ersatzschaltbild eines Feldes aus dem Wickel der Durchführung, das sich in ein Modell für die radiale und axiale Richtung unterteilt. Da im Modell zwei Knotenpunkte in jeweils zwei Feldern vorhanden sind, werden die Ersatzschaltbilder, die zwei Knotenpunkte verknüpfen, halbiert und in jedem der beiden angrenzenden Felder dargestellt. Da die Felder zwischen zwei Steuerbelägen keine axiale Komponente haben (diese ist durch die Steuerbeläge kurzgeschlossen), verfügen sie nur über ein radiales Ersatzschaltbild. Das gesamte Modell besteht aus rund 4.300 Bauteilen.

Da in Isolieröl bei der „Polarisation“ keine Ladung gespeichert wird, besteht das entsprechende Ersatzschaltbild nur aus der verlustbehafteten Kapazität C_0 und einem parallelen, zeitlich veränderlichen Widerstand, der die zeitliche Änderung des „Polarisations“-Stromes wiedergibt, Bild B.3-2a. Weitere Informationen zum „Polarisations“-Verhalten von Isolierölen sowie der Modellbildung sind in [Lie09, Abschnitt 4.2.3] zu finden.

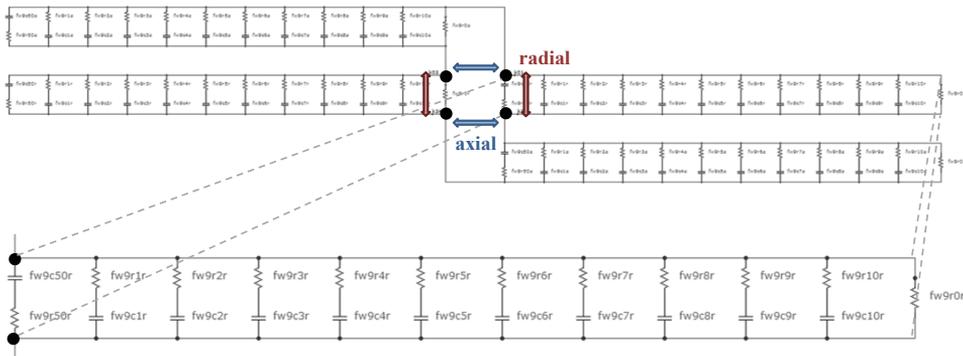


Bild B.3-1: Ausschnitt aus dem Simulationsmodell (Feld FW9 aus bild B.2-1) für die Simulation eines Feldes mit Öl-Papier-Dielektrikum sowie Detailausschnitt des rechten Astes

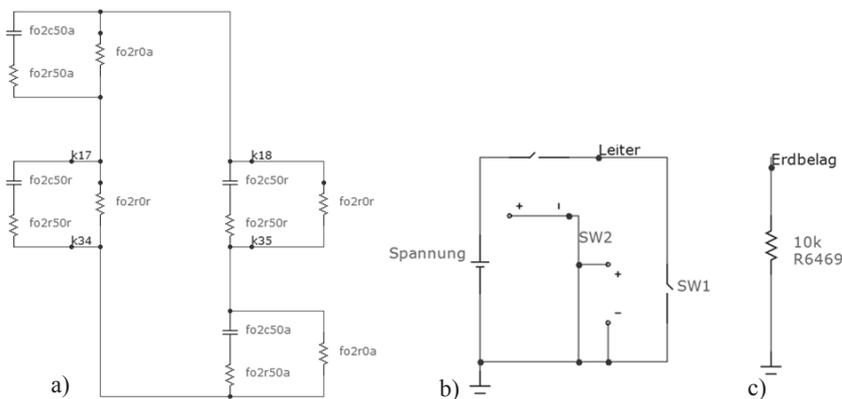


Bild B.3-2: Darstellung eines Feldes des Simulationsmodells aus der Nebenisolation für Isolieröl (a), Spannungsquelle (b) und Shuntwiderstand (c) des Simulationsmodells

Anmerkung: In [Sey03, Abschnitt 9.2 ... 9.4] ist gezeigt, dass das in [Bra03, Abschnitt 6.3] vorgestellte physikalische Ölmodell zur Simulation transients Vorgänge für den Einsatz bei der Simulation von Durchführungen ungeeignet ist, weil eine Hintereinanderschaltung der einzelnen Modelle zu einer Verfälschung des simulierten Verhaltens führt.

Soll z.B. der Polarisationsstrom einer PDC-Messung durch das Simulationsmodell nachgebildet werden, wird, äquivalent zur realen Messung, auf dem Netzknoten, der das Hochspannungspotential repräsentiert („Leiter“ in Bild B.3-2b), ein Spannungssprung simuliert und der Strom, der vom Erdbelag über einen Shuntwiderstand (R6469 in Bild B.3-2c zum Erdpotential fließt, erfasst. Soll auch die Depolarisationsphase einer PDC-Messung simuliert werden, lassen sich die beiden in Bild B.3-2b dargestellten Schalter

verwenden. Schalter SW1 schließt nach der Polarisationszeit t_p den Prüfling kurz (zwischen „Leiter“ und Erdpotential), Schalter SW2 trennt gleichzeitig die Spannungsquelle vom Prüfling. Letzteres ist notwendig, da das Simulationsmodell mit idealen Bauteilen aufgebaut ist und die eingesetzte Quelle beliebig viel Leistung liefert, sodass auch bei Kurzschluss des Prüflings die Spannung am Prüfling aufrechterhalten bleibe.

Für die Simulation des Verlustfaktors über der Frequenz wird als Spannungsquelle eine AC-Quelle mit variabler Frequenz (AC-sweep) verwendet und der durch den Shuntwiderstand fließende Strom hinsichtlich seiner Phasenlage zur Spannungsquelle bewertet.

Die Simulation des Isolationswiderstandes des Dielektrikums erfolgt über eine Arbeitspunktsimulation (Bias-point) des Modells, bei der alle Kapazitäten im Modell als nicht vorhanden betrachtet werden und eine reine DC-Simulation durchgeführt wird.

Anhang C: Weiterführende Simulationen, Parameterstudie

Das Simulationsmodell aus Anhang B wurde verwendet, um die dielektrischen Messungen an den Prüflingen zu analysieren und quantitativ zu bewerten. Dazu sind in 5.2 die Simulationsergebnisse für den Polarisationsstrom, den Verlauf des Verlustfaktors über der Frequenz und den Isolationswiderstand dargestellt. Hier sollen nun am Beispiel der Polarisationsstrommessungen (also im Zeitbereich) weiterführende Simulationsergebnisse gezeigt werden, wodurch sich die Möglichkeiten des Modells veranschaulichen lassen.

Das Simulationsmodell erlaubt es aufgrund der feinen Diskretisierung der Geometrie innerhalb der Durchführung, den einzelnen Feldern (s. Bild B.2-1) unterschiedliche Materialparameter zu hinterlegen. So lassen sich z.B. Bereiche mit unterschiedlichem Feuchtegehalt und/oder unterschiedlicher Temperatur bzw. inhomogene Feuchte- oder Temperaturverteilungen simulieren, wie sie auch in der Praxis vorkommen können (C.1 und C.2). Auch kann durch die Simulation das Depolarisationsverhalten nachgebildet werden (C.3). Das Simulationsmodell wurde ferner dazu verwendet, die Auswirkung von Kurzschlüssen eines Teils der Steuerstrecke (Teildurchschläge, C.4) sowie einer erhöhten Ölleitfähigkeit (C.5) auf das Simulationsergebnis zu untersuchen.

Das vereinfachte Simulationsmodell aus 5.3 wurde dazu verwendet, mit allen verfügbaren Materialdatensätzen aus Tabelle 5.1-1 eine Parameterstudie für zwei unterschiedliche Durchführungsgeometrien zu simulieren (C.6), deren Ergebnisse sich für Vergleichszwecke von Messkurven heranziehen lassen.

C.1 Simulation bei unterschiedlichen Feuchtigkeitswerten

Die in Tabelle 5.1-1 aufgeführten Materialdaten lassen sich im Simulationsmodell verwenden, um zu untersuchen, wie sich die Feuchtigkeit auf das Messergebnis, insbesondere auf den Polarisationsstrom, auswirkt. Bei den Simulationen in Bild C.1-1 wurden dem Modell Feuchtigkeitswerte von 0,5 % und 3,9 % jeweils bei Raumtemperatur hinterlegt, Kurven b) und c). Mit diesem Modell kann auch ein Feuchtegradient simuliert werden, mit dem vielleicht eine reale Messung besser nachgebildet werden, als durch eine homogen angenommene Befeuchtung. In Bild C.1-1 wurde zum Vergleich ein Feuchtegradient simuliert, bei dem die äußeren Schichten (bis etwa zur Hälfte des Wickels) mit 3,9 % und die inneren Schichten mit 0,5 % Feuchtigkeit parametrisiert wurden, Kurve d).

Anmerkung: Die Analyse der Papierfeuchte von Prüfling C offenbarte solch einen Feuchtegradient, auch wenn dieser nicht so stark ausgeprägt war (s. 6.2.1). Die an diesem Prüfling sowie an den Prüflingen A und B gemessenen Polarisationsstromkurven lassen sich durch eine homogene Feuchteverteilung sehr gut nachbilden, Kurve b) aus Bild C.1-1.

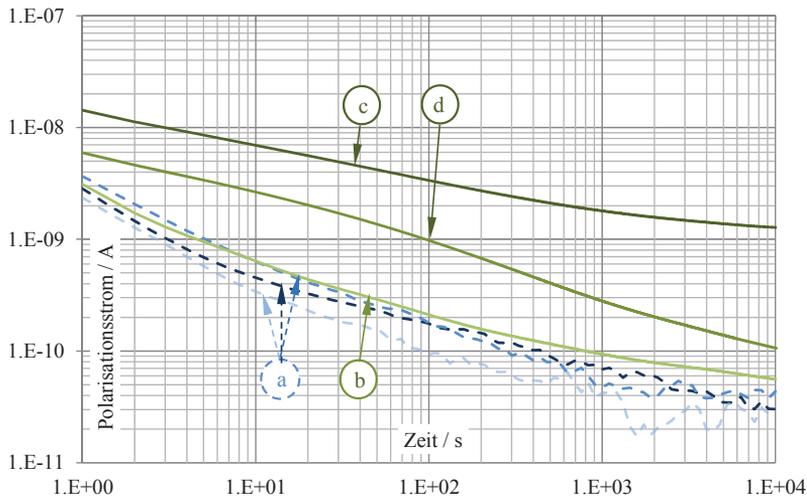


Bild C.1-1: Gemessene und für verschiedene Feuchtegehalte simulierte Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C bei Raumtemperatur und 2 kV Diagnosespannung, nach [Zin12a, Figure 10]:

- a) Gemessene Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 3,9 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit Feuchtegradient

C.2 Simulation bei unterschiedlichen Temperaturen

Bild C.2-1 zeigt den Vergleich der Messungen an den Prüflingen A, B und C mit der Simulation bei unterschiedlichen Temperaturen, wobei der Simulation eine Papierfeuchte von 0,5 % zugrunde gelegt wurde. In der Praxis wird es jedoch häufig vorkommen, dass nicht von einer gleichmäßigen Temperatur ausgegangen werden darf (s. 4.5). Vielmehr befindet sich der Innenteil der Durchführung in Kontakt mit dem heißen Transformatoröl und einer Temperatur von bis zu 90 °C. Der Außenteil steht hingegen in Kontakt mit der Luft und kann nach Abschaltung des Transformators und Wegfall des Wärmeeintrags durch die im Betrieb auftretenden Verluste relativ schnell abkühlen, wobei sich ein Temperaturgradient in radialer und axialer Richtung einstellt. Das Simulationsmodell erlaubt aufgrund seiner Diskretisierung die Modellierung einer Temperaturverteilung im Dielektrikum. Kurve g) aus Bild C.2-1 zeigt das Simulationsergebnis, wenn der Innenteil der Durchführung (sowohl Papier als auch Öl und Porzellan) auf einer Temperatur von 90 °C liegen, während sich der freiluftseitige Teil der Durchführung außen (Porzellan und Öl sowie die äußere Hälfte des Wickels) auf RT und die innere Hälfte des Wickels auf der Freiluftseite auf 50 °C befinden.

Anmerkung: Die an Prüfling C bei 75 °C gemessene Polarisationsstromkurve c) stimmt recht genau mit der simulierten Kurve des Temperaturgradienten g) überein. Um dies zu erklären, wurde der Isolationswiderstand der Simulation ermittelt. Er beträgt $3,3 \cdot 10^{11} \Omega$. Der bei 75 °C tatsächlich gemessene Isolationswiderstand betrug $3,5 \cdot 10^{11} \Omega$, was die Übereinstimmung der beiden Kurven bestätigt. Der mittlere Isolationswiderstand der Simulation mit Temperaturgradient wird offenbar vom höher leitfähigen Innenteil der Durchführung dominiert, denn der ermittelte Wert liegt nur wenig über dem bei 90 °C zu erwartenden Wert von $1 \cdot 10^{11} \Omega$ (s. Bild 4.2-7). Dies ist dadurch zu begründen, dass die Leitfähigkeit des OIP-Materials bei einer Temperatur von 90 °C etwa um den Faktor 25 höher ist, als bei 50 °C bzw. um den Faktor 240 höher ist als bei Raumtemperatur. In Wirklichkeit wird sich allerdings ein so stark ausgeprägter Temperaturgradient nicht einstellen. Für die Ermittlung der mittleren Temperatur einer realen Messung kann die Herangehensweise gemäß 4.5.2 angewendet werden.

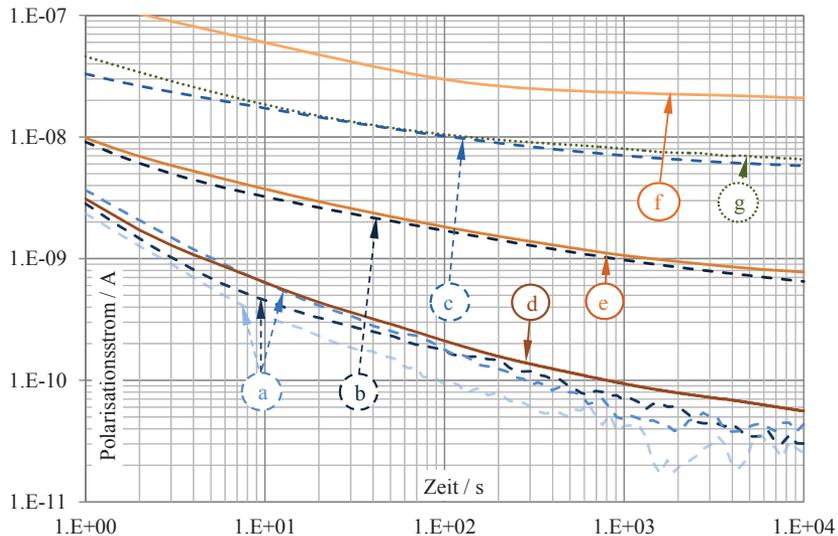


Bild C.2-1: Messung und Simulation mit 0,5 % Feuchtegehalt von Polarisationsströmen der Prüflinge A, B und C bei unterschiedlichen Temperaturen, nach [Zin12a, Fig. 9]:

- a) Gemessene Polarisationsströme der drei Prüflinge A, B und C, RT
- b) Gemessener Polarisationsstrom des Prüflings C, 50 °C
- c) Gemessener Polarisationsstrom des Prüflings C, 75 °C
- d) Simulation bei RT
- e) Simulation bei 50 °C
- f) Simulation bei 90 °C
- g) Simulation mit Temperaturgradient

C.3 Simulation des Depolarisationsstroms

Mit dem Simulationsmodell lässt sich auch der Depolarisationsstrom einer PDC-Messung berechnen. Bild C.3-1 zeigt sowohl die simulierten als auch die gemessenen Kurven von Prüfling C bei Raumtemperatur.

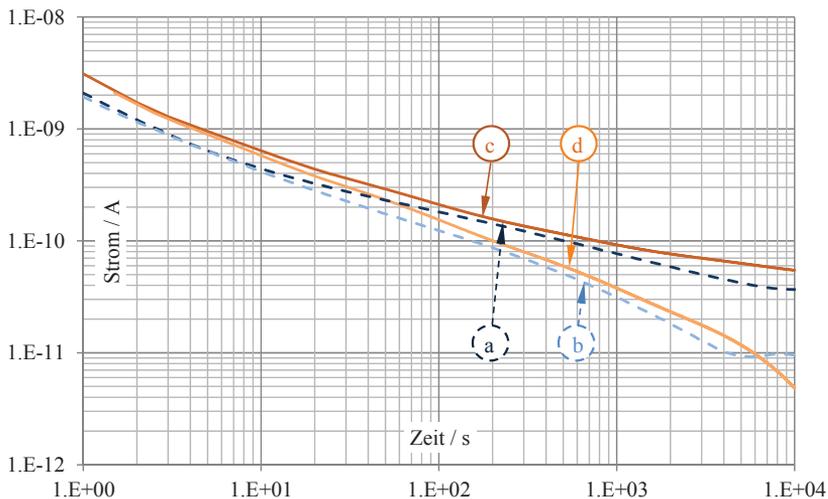


Bild C.3-1: Messung und Simulation mit 0,5 % Feuchtegehalt von Polarisations- und Depolarisationsstrom bei Prüfling C, gemessen bei 2 kV Polarisierungsspannung und RT:

- a) Gemessener Polarisationsstrom
- b) Gemessener Depolarisationsstrom
- c) Simulierter Polarisationsstrom
- d) Simulierter Depolarisationsstrom

C.4 Simulation von Kurzschlüssen zwischen den Steuerbelägen

Die FDS-Messung ist durch die Erfassung der 50 Hz-Kapazität in der Lage, Kurzschlüsse zwischen Steuerbelägen recht gut zu erkennen. Hier soll durch Simulationen untersucht werden, ob auch durch die PDC-Messung Kurzschlüsse aufgedeckt werden können.

Das Simulationsmodell ist so aufgebaut, dass die Steuerstrecke zwischen Hochspannungs- und Erdbelag radial durch fünf Steuerbeläge unterteilt ist (10 %, 20 %, 40 %, 60 % und 80 % Potential, s. Anhang B.1). In Bild C.4-1 sind die mit einem Kurzschluss über 10 % und 20 % der Steuerstrecke simulierten Kurven im Vergleich mit der Simulation ohne Kurzschluss sowie der Messung an Prüfling C dargestellt.

Verschiebt man die Simulationskurve ohne Kurzschlüsse, Kurve b), um 10 % bzw. 20 % linear nach oben, so kommt sie mit den Simulationskurven mit Kurzschluss recht genau

zur Deckung. Das bedeutet, ein Kurzschluss zwischen n der insgesamt N Steuerbeläge verursacht eine Verschiebung des Stromes um das n/N -fache, hier also um 10 % bzw. 20 %.

Auch in dem durch die Simulation ermittelten Isolationswiderstand (s. 5.2.3) spiegelt sich der Kurzschluss wider. Es lässt sich ein linearer Zusammenhang zwischen dem Wert ohne Kurzschluss und den Werten mit Kurzschluss feststellen. Zum Vergleich mit den simulierten Werten wurde der Wert des ohne Kurzschluss simulierten Isolationswiderstandes um 10 % bzw. 20 % reduziert. Dies lässt sich dadurch begründen, dass die kurzgeschlossenen Bereiche der Simulation nicht zum Gesamtwiderstand beitragen und sich dieser entsprechend reduziert, Tabelle C.4-1.

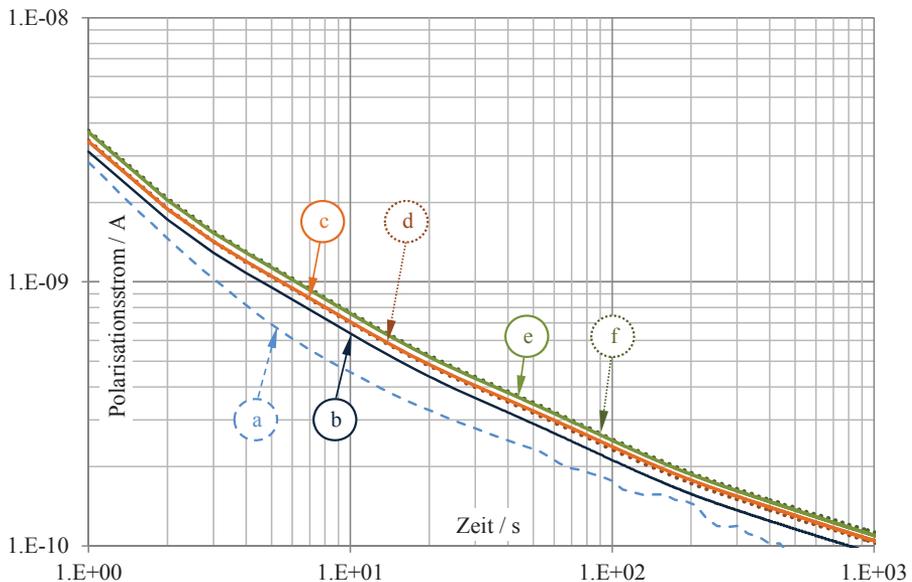


Bild C.4-1: An Prüfling C gemessene und mit 0,5 % Feuchtegehalt simulierte Polarisationsströme bei RT und 2 kV Diagnosespannung; Darstellung zur besseren Übersicht nur bis 1.000 s

- a) Polarisationsstrommessung
- b) Simulation ohne Kurzschluss
- c) Simulation mit Kurzschluss von 10 % der Steuerstrecke
- d) Verschiebung der Kurve a) um 10 % nach oben
- e) Simulation mit Kurzschluss von 20 % der Steuerstrecke
- f) Verschiebung der Kurve a) um 20 % nach oben

Tabelle C.4-1: Einfluss eines Kurzschlusses von Steuerbelägen auf den Isolationswiderstand einer Durchführung

Simulation ohne Kurzschluss	Simulation mit Kurzschluss von 10 % der Steuerstrecke	Simulation mit Kurzschluss von 20 % der Steuerstrecke
$3,8 \cdot 10^{13} \Omega$	$3,40 \cdot 10^{13} \Omega$	$3,27 \cdot 10^{13} \Omega$
	$3,42 \cdot 10^{13} \Omega$ *)	$3,13 \cdot 10^{13} \Omega$ *)

*) berechnet aus dem Wert ohne Kurzschluss durch Abzug von 10 % bzw. 20 %

Es ist also prinzipiell möglich, durch die PDC-Messung Kurzschlüsse zwischen Steuerbelägen zu erkennen. Allerdings haben z.B. die Prüflinge A, B und C etwa 90 Steuerbeläge, sodass ein Kurzschluss zwischen zwei der Beläge nur zu einer Erhöhung des Polarisationsstromes um weniger als 2 % führt. Die Ermittlung des Isolationswiderstandes aus den PDC-Messergebnissen kann aber dem Einfluss parasitärer Effekte unterworfen sein (s. 4.6.1), sodass eine Erfassung dieser geringfügigen Änderung schwierig ist. Besser lassen sich Kurzschlüsse zwischen Steuerbelägen durch die betriebsfrequente C -, $\tan \delta$ -Messung erkennen, weil sich der Kurzschluss in der gemessenen Kapazität widerspiegelt und die Reproduzierbarkeit dieser Messungen größer ist.

Anmerkung: In [Bou09] wird der Einfluss von Kurzschlüssen zwischen einzelnen Steuerbelägen an Laborprüflingen untersucht, um die dielektrischen Messverfahren PDC- und FDS-Messung für die Qualitätssicherung bei der Herstellung von OIP-Durchführungen zu qualifizieren. Allerdings ist auch hier der Einfluss auf die PDC-Messung bei den verwendeten Prüflingen trotz einer verhältnismäßig großen Zahl von kurzgeschlossenen Steuerbelägen gering.

C.5 Einfluss der Ölleitfähigkeit auf das Simulationsergebnis

Im verwendeten Simulationsmodell lassen sich unterschiedliche Materialparameter einstellen. In den vergangenen Abschnitten wurden ausschließlich die der Simulation zugrunde gelegten Papierparameter mit unterschiedlichem Feuchtegehalt und unterschiedlicher Temperatur betrachtet. Nun soll der Einfluss der Leitfähigkeit des in der Simulation verwendeten Isolieröls geprüft werden. Bild C.5-1 zeigt in Kurve a) die an Prüfling C gemessene Polarisationsstromkurve sowie in Kurve b) die Simulation für eine Papierfeuchte von 0,5 % und einer Ölleitfähigkeit von $5,8 \cdot 10^{-16} \text{ S/m}$. Zum Vergleich wurde die Leitfähigkeit des Isolieröls in der Simulation um das 20- bzw. 100-fache erhöht, Kurven c) und d).

Es muss allerdings beachtet werden, dass das Öl im Simulationsmodell nur in der Nebenisolation, also zwischen dem Wickel und dem Gehäuseisolator vorliegt (s. Bild 1.1-2).

Die eingestellten Ölparameter haben also keinen Einfluss auf die Eigenschaften des im Wickel simulierten OIP-Materials. Bei einer realen Durchführung steht das Isolieröl aber mit dem Papier in Kontakt und eine Verschlechterung der Ölqualität wirkt sich auch auf die Eigenschaften des Papiers aus, wie es bei der Auswertung der PDC-Messkurven aus Bild 4.2-3 diskutiert wurde.

Anmerkung: Der Einfluss der Ölleitfähigkeit auf die dielektrischen Messungen eines Öl-Papier-Isoliersystems wurde auch von Koch [Koc08, Abschnitt 4.5.3] untersucht. Dort sind die Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz für Öl-Papier-Proben dargestellt, wobei für die Imprägnierung des neuen Pressspans Öl mit unterschiedlicher Leitfähigkeit verwendet wurde.

Eine erhöhte Ölleitfähigkeit bewirkt in diesem Modell also, dass die simulierten Kurven des Polarisationsstromes nach oben verschoben werden. Dies ist dadurch zu erklären, dass sich das Öl zwischen dem hochspannungsführenden Teil der Durchführung und dem Wickel befindet und bei einer höheren Leitfähigkeit des Ölspaltes das Diagnosespannungspotential zum Wickel hin verschoben wird, sodass der Messstrom erhöht wird. Dies wirkt in etwa auf die gleiche Weise wie die in [Küc05a] dargestellten parasitären Pfade aus dem Dielektrikum zum Diagnosespannungspotential.

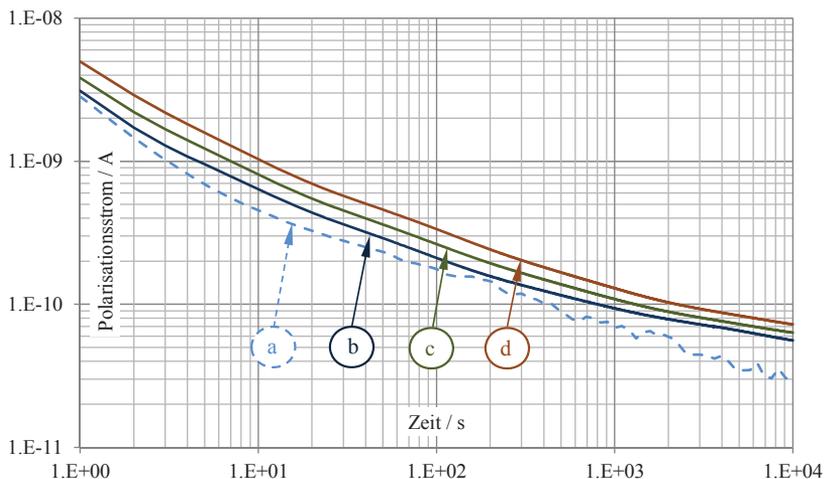


Bild C.5-1: Gemessene und mit 0,5 % Papierfeuchte simulierte Kurven für verschiedene Ölleitfähigkeiten bei Raumtemperatur und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Polarisationsstrommessung Prüfling C
- b) Simulation mit Ölleitfähigkeit von $5,8 \cdot 10^{-16}$ S/m
- c) Simulation mit Ölleitfähigkeit von $1,1 \cdot 10^{-14}$ S/m (20-fach erhöht)
- d) Simulation mit Ölleitfähigkeit von $5,8 \cdot 10^{-14}$ S/m (100-fach erhöht)

C.6 Parameterstudie

Das in 5.3 vorgestellte, vereinfachte Simulationsmodell wurde dazu verwendet, mit den Materialdatensätzen aus Tabelle 5.1-1 Simulationen vorzunehmen und mit dieser Parameterstudie den Einfluss von Temperatur und Feuchtigkeit auf die zu erwartenden Messergebnisse zu zeigen. Bei der Simulation des Verlustfaktors $\tan \delta$ muss nicht zwischen unterschiedlichen Geometrien differenziert werden (C.6.1). Für die Simulation der Polarisationsströme werden die Geometrien der Prüflinge A, B und C (400 kV-Durchführungen mit einer Kapazität von etwa 370 pF, C.6.2) und von Prüfling W (110 kV-Durchführung mit 227 pF Kapazität, C.6.3) verwendet.

Anmerkung: Da die Umrechnung der Materialdatensätze in die Geometrie der Prüflinge allein durch die Kapazität der Prüflinge geschieht, s. Gl. (5.3-6), kann jede OIP-Durchführung mit einer Kapazität von etwa 370 pF bzw. 227 pF mit diesen Kurven verglichen werden. Wie in 4.2 bei der Analyse der PDC-Messungen bereits angewandt, lassen sich die Kurven auch linear mit der Kapazität verschieben, sodass sich anhand der angegebenen Kurven der Polarisationsstrom für jede Durchführung mit bekannter Kapazität abschätzen und mit den Kurven für unterschiedliche Feuchtwerte vergleichen lässt.

C.6.1 Simulation des Verlustfaktors $\tan \delta(f)$

C.6-1 zeigt die simulierten Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz bei Raumtemperatur und vergleicht die Ergebnisse mit den Messungen an den Prüflingen A, B, C und U. In Bild C.6-2 und Bild C.6-3 sind die Verläufe für 50 °C und 90 °C zusammen mit den Messkurven der Prüflinge A, B und C dargestellt. Eine Analyse Messkurven wurde anhand ausgewählter Simulationskurven bereits in 5.2.2 vorgenommen.

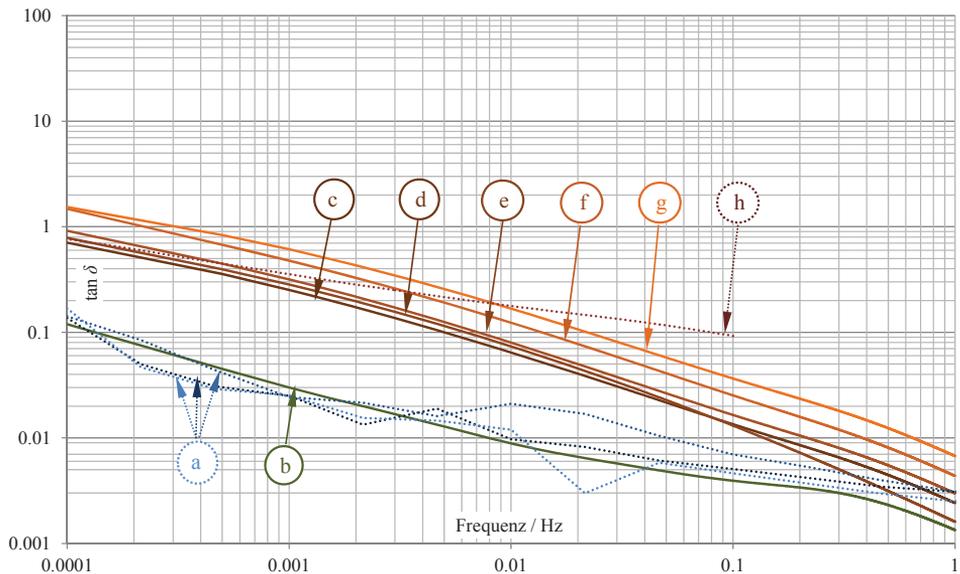


Bild C.6-1: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz für die Prüflinge A, B und C bei RT:

- a) FDS-Messung Prüflinge A, B und C
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier
- h) Verlauf des Verlustfaktors von Prüfling U, ermittelt aus einer PDC-Messung

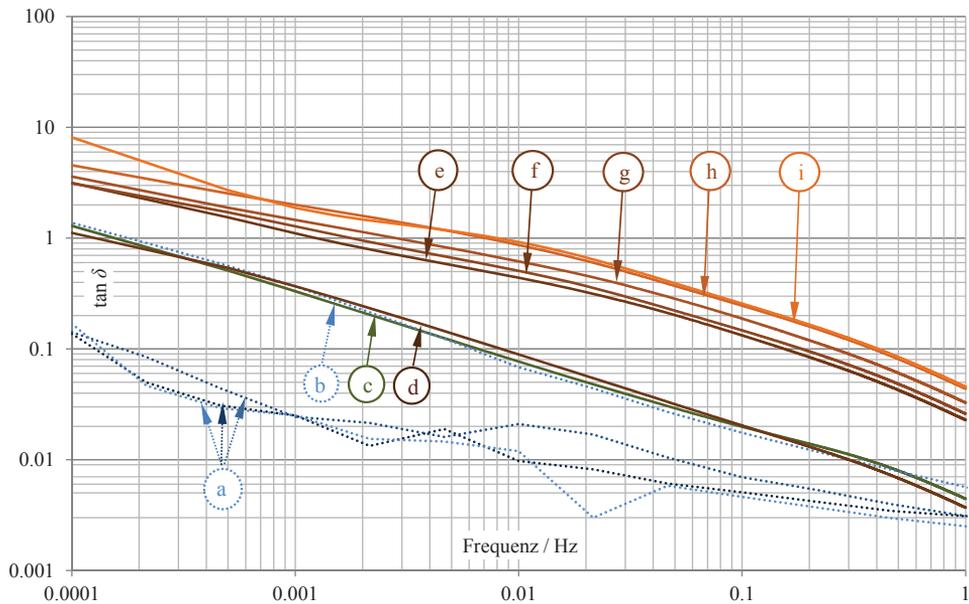


Bild C.6-2: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz für die Prüflinge A, B und C bei 50 °C

- a) FDS-Messung Prüflinge A, B und C, RT
- b) FDS-Messung Prüfling C, 50 °C
- c) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- i) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

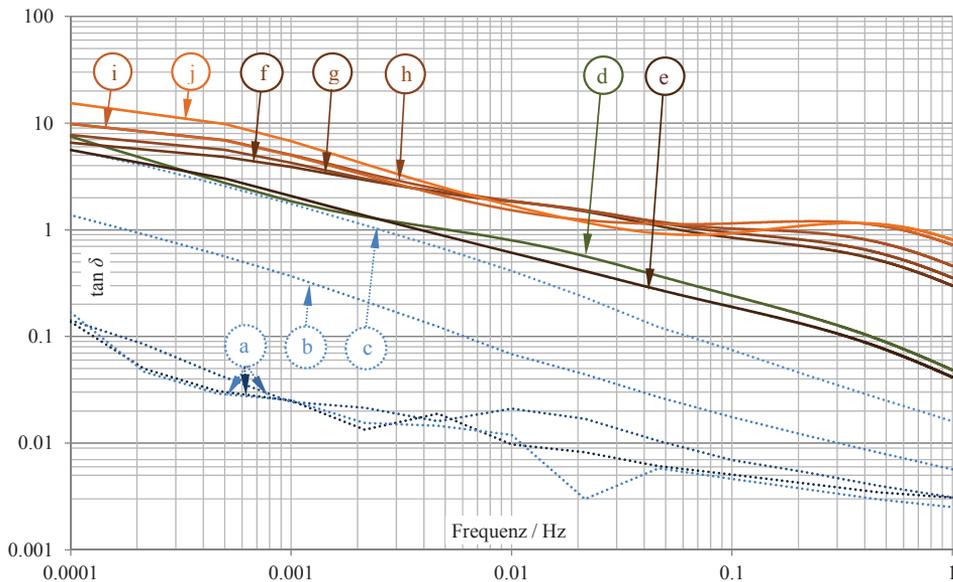


Bild C.6-3: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Verläufe des Verlustfaktors über der Frequenz für die Prüflinge A, B und C bei 90 °C

- a) FDS-Messung Prüflinge A, B und C, RT
- b) FDS-Messung Prüfling C, 50 °C
- c) FDS-Messung Prüfling C, 75 °C
- d) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- i) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- j) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

C.6.2 Simulation einer Durchführung mit einer Kapazität von 370 pF

Die Simulationen dieses Abschnitts basieren auf der Geometrie der Prüflinge A, B und C (400 kV-OIP-Durchführungen mit einer Kapazität von 370 pF), sodass die Simulationsergebnisse zusammen mit den tatsächlichen Messwerten dieser Prüflinge dargestellt werden können. Den Simulationen sind verschiedene Temperaturen und eine Diagnosespannung von 2 kV zugrunde gelegt (s. Bild C.6-4, Bild C.6-5 und Bild C.6-6 für Raumtemperatur, 50 °C und 90 °C). Eine Analyse der Messkurven wurde durch ausgewählte Simulationen bereits in 5.2.1 vorgenommen.

Durch das vereinfachte Simulationsmodell lassen sich auch die Isolationswiderstände der Durchführung abschätzen. Der Isolationswiderstand des vereinfachten Modells entspricht dem Widerstand R_{∞} des Ersatzschaltbildes nach Bild 2.1-8, der durch Umrechnung mittels

der Geometriefaktoren aus dem Isolationswiderstand der Materialprobe ermittelt wurde. Tabelle C.6-1 zeigt die durch das vereinfachte Modell ermittelten Werte im Vergleich mit den tatsächlichen Messwerten von Prüfling C.

Tabelle C.6-1: Mit dem vereinfachten Simulationsmodell ermittelte Isolationswiderstände für die Geometrie der Prüflinge A, B und C, im Vergleich mit den tatsächlichen Messwerten von Prüfling C (Wert für 90 °C mit Arrhenius-Beziehung berechnet)

Feuchte [%]	Isolationswiderstand [Ω]							Messwert C
	0,5	0,74	1,51	2,04	3,06	3,92	5,0	
RT	$6,9 \cdot 10^{13}$	--	$7,4 \cdot 10^{12}$	$5,8 \cdot 10^{12}$	$4,7 \cdot 10^{12}$	$1,9 \cdot 10^{12}$	$1,5 \cdot 10^{12}$	$7,3 \cdot 10^{13}$
50 °C	$2,7 \cdot 10^{12}$	$3,8 \cdot 10^{12}$	$3,5 \cdot 10^{11}$	$3,0 \cdot 10^{11}$	$1,9 \cdot 10^{11}$	$1,0 \cdot 10^{11}$	$9,5 \cdot 10^{10}$	$3,1 \cdot 10^{12}$
90 °C	$1,1 \cdot 10^{11}$	$1,4 \cdot 10^{11}$	$1,4 \cdot 10^{10}$	$1,3 \cdot 10^{10}$	$9,2 \cdot 10^9$	$5,5 \cdot 10^9$	$4,1 \cdot 10^9$	$1,1 \cdot 10^{11}$

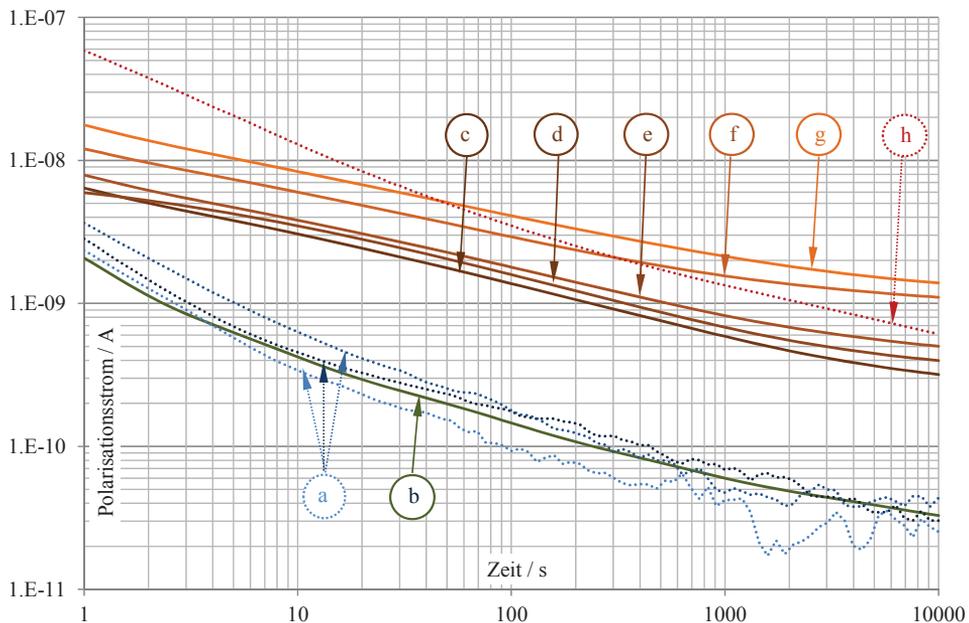


Bild C.6-4: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme von Durchführungen mit 370 pF Kapazität (Prüflinge A, B und C) bei RT und 2 kV Diagnosespannung:

- Polarisationsstrommessung Prüflinge A, B und C
- Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier
- Polarisationsstrommessung Prüfling U

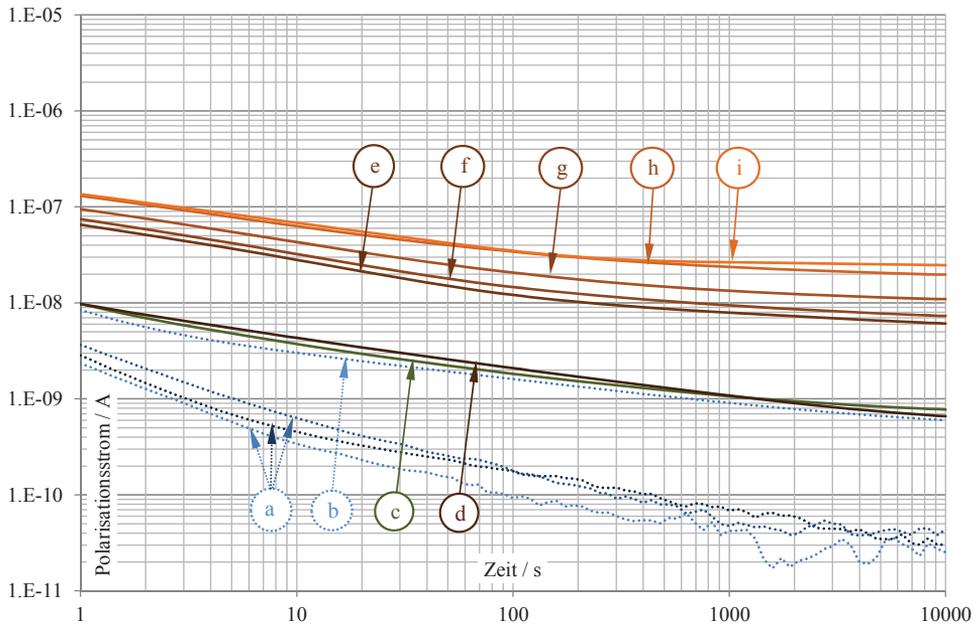


Bild C.6-5: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C bei 50 °C und 2 kV Diagnosespannung

- a) Polarisationsstrommessung Prüflinge A, B und C, Raumtemperatur
- b) Polarisationsstrommessung Prüfling C, 50 °C
- c) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- i) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

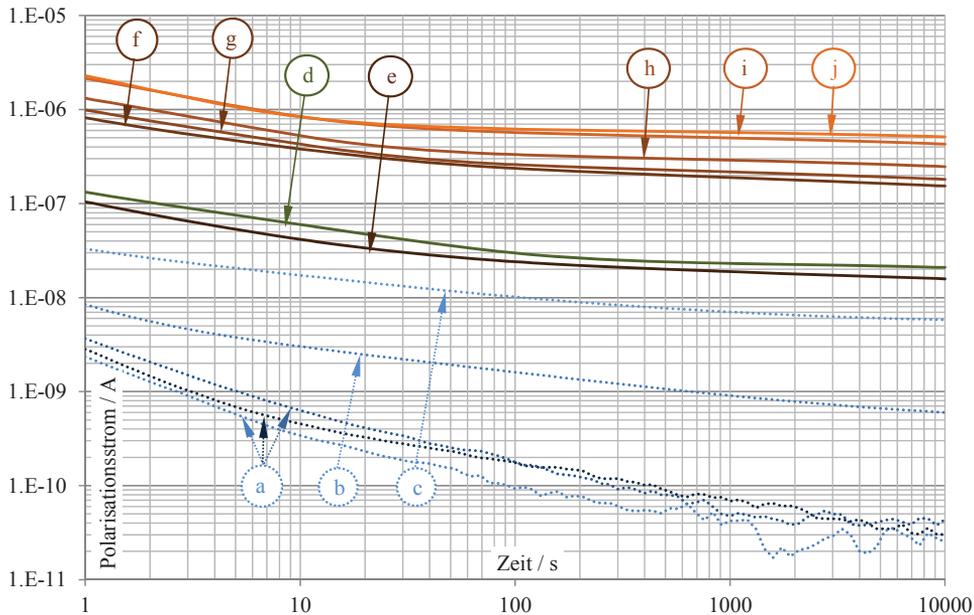


Bild C.6-6: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme der Prüflinge A, B und C bei 90 °C und 2 kV Diagnosespannung

- a) Polarisationsstrommessung Prüflinge A, B und C, RT
- b) Polarisationsstrommessung Prüfling C, 50 °C
- c) Polarisationsstrommessung Prüfling C, 75 °C
- d) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- i) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- j) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

Anmerkung: Dass in Bild C.6-6 die Kurve bei einem Feuchtegehalt von 0,74 % etwas unterhalb der Kurve für einen Feuchtegehalt von 0,5 % liegt, ist vermutlich auf Messungenauigkeiten zurückzuführen. Die Materialdaten entstammen unterschiedlichen Messreihen.

C.6.3 Simulation einer Durchführung mit einer Kapazität von 227 pF

Dieser Abschnitt zeigt Simulationsergebnisse für Polarisationsströme einer Durchführung mit einer Kapazität von 227 pF bei einer Diagnosespannung von 2 kV und unterschiedlichen Temperaturen. Die Simulationen bei Raumtemperatur aus Bild C.6-7 lassen sich mit den Messungen an Prüfling W (110 kV-Durchführung) vergleichen. Eine Analyse der an Prüfling W gemessenen Polarisationsstromkurve wurde in Bild 4.2-2 durch einen Ver-

gleich mit Prüfling C vorgenommen. Bild C.6-8 und Bild C.6-9 zeigen die simulierten Verläufe bei 50 °C und 90 °C. Den aus diesen Simulationen ermittelte Isolationswiderstand zeigt Tabelle C.6-2.

Tabelle C.6-2: Mit dem vereinfachten Simulationsmodell ermittelte Isolationswiderstände für die Geometrie von Prüfling W (110 kV-Durchführung), im Vergleich mit dem tatsächlichen Messwert von Prüfling W bei RT

Feuchte [%]	Isolationswiderstand [Ω]							Messwert W
	0,5	0,74	1,51	2,04	3,06	3,92	5,0	
RT	$1,1 \cdot 10^{14}$	--	$1,2 \cdot 10^{13}$	$9,6 \cdot 10^{12}$	$7,7 \cdot 10^{12}$	$3,1 \cdot 10^{12}$	$2,5 \cdot 10^{12}$	$8,7 \cdot 10^{13}$
50 °C	$4,4 \cdot 10^{12}$	$6,2 \cdot 10^{12}$	$5,7 \cdot 10^{11}$	$4,8 \cdot 10^{11}$	$3,1 \cdot 10^{11}$	$1,7 \cdot 10^{11}$	$1,6 \cdot 10^{11}$	--
90 °C	$1,8 \cdot 10^{11}$	$2,2 \cdot 10^{11}$	$2,3 \cdot 10^{10}$	$2,2 \cdot 10^{10}$	$1,5 \cdot 10^{10}$	$9,0 \cdot 10^9$	$6,8 \cdot 10^9$	--

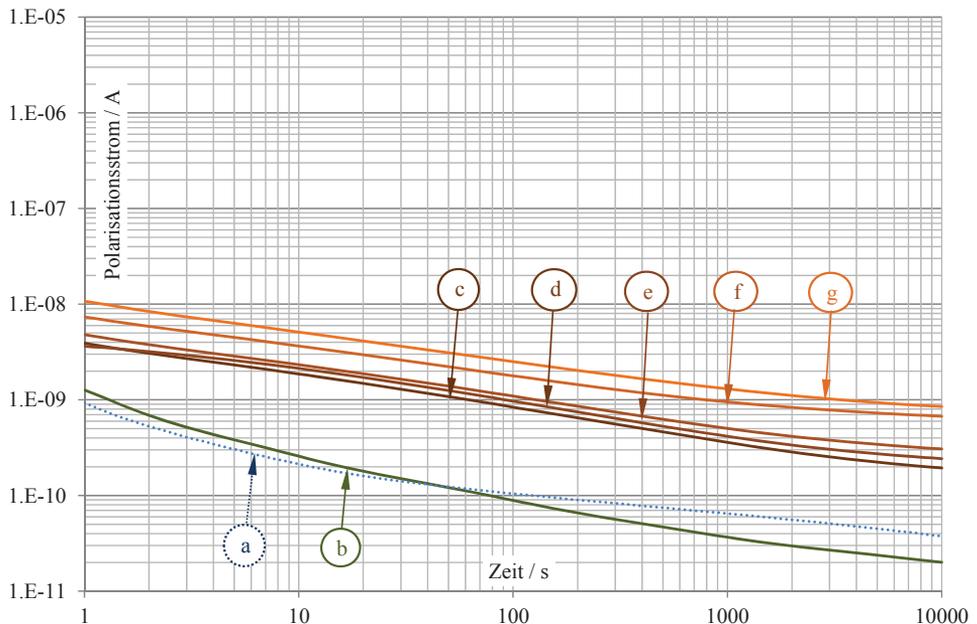


Bild C.6-7: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme von Durchführungen mit 227 pF Kapazität (Prüfling W) bei RT und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Polarisationsstrommessung Prüfling W
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

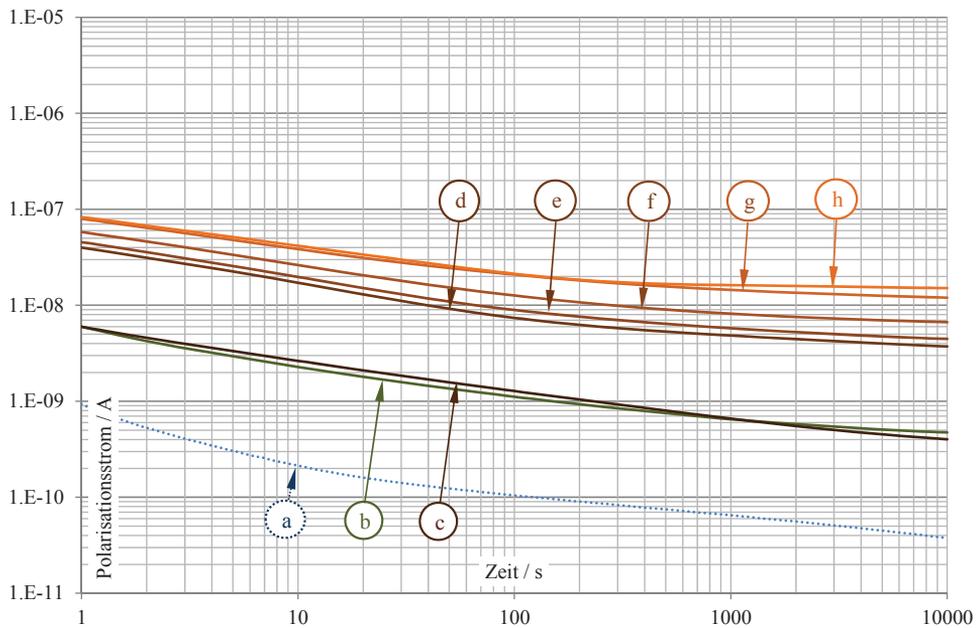


Bild C.6-8: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme von Durchführungen mit 227 pF Kapazität (Prüfling W) bei 50 °C und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Polarisationsstrommessung Prüfling W, RT
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

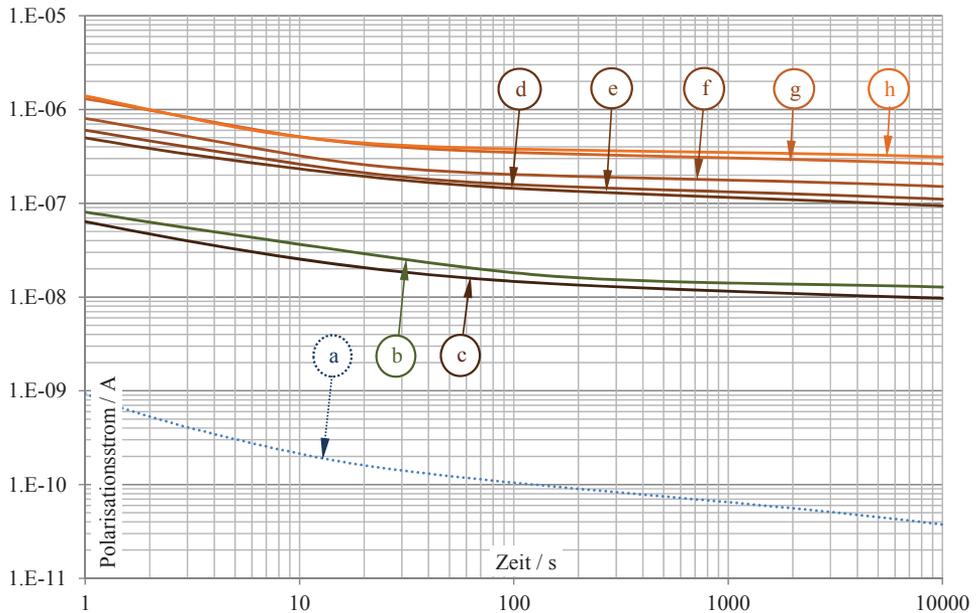


Bild C.6-9: Gemessene und mit verschiedenen Feuchtigkeitswerten simulierte Polarisationsströme von Durchführungen mit 227 pF Kapazität (Prüfling W) bei 90 °C und 2 kV Diagnosespannung:

- a) Polarisationsstrom-Messung Prüfling W, RT
- b) Simulation mit 0,5 % Feuchte im Papier
- c) Simulation mit 0,74 % Feuchte im Papier
- d) Simulation mit 1,51 % Feuchte im Papier
- e) Simulation mit 2,04 % Feuchte im Papier
- f) Simulation mit 3,06 % Feuchte im Papier
- g) Simulation mit 3,93 % Feuchte im Papier
- h) Simulation mit 5,0 % Feuchte im Papier

Anmerkung: Dass in Bild C.6-9 die Kurve bei einem Feuchtegehalt von 0,74 % unterhalb der Kurve für einen Feuchtegehalt von 0,5 % liegt, ist vermutlich auf Messungenauigkeiten zurückzuführen, da die Materialdaten unterschiedlichen Messreihen entstammen.