Edition KWV

Die „Edition KWV“ beinhaltet hochwertige Werke aus dem Bereich der Wirtschaftswissenschaften. Alle Werke in der Reihe erschienen ursprünglich im Kölner Wissenschaftsverlag, dessen Programm Springer Gabler 2018 übernommen hat.

Weitere Bände in der Reihe <http://www.springer.com/series/16033>

Guido Schmidt

Differenzierte Schädigungs- und Alterungsdiagnose als Grundlage für ein zielgerich- tetes Asset-Management im polymerisierten Mittelspannungskabelnetz

Guido Schmidt
Wiesbaden, Deutschland

Bis 2018 erschien der Titel im Kölner Wissenschaftsverlag, Köln
Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2009

Edition KVV

ISBN 978-3-658-24683-9

ISBN 978-3-658-24684-6 (eBook)

<https://doi.org/10.1007/978-3-658-24684-6>

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

Springer Gabler

© Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, ein Teil von Springer Nature 2009, Nachdruck 2019

Ursprünglich erschienen bei Kölner Wissenschaftsverlag, Köln, 2009

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsgesetz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlags. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Die Wiedergabe von allgemein beschreibenden Bezeichnungen, Marken, Unternehmensnamen etc. in diesem Werk bedeutet nicht, dass diese frei durch jedermann benutzt werden dürfen. Die Berechtigung zur Benutzung unterliegt, auch ohne gesonderten Hinweis hierzu, den Regeln des Markenrechts. Die Rechte des jeweiligen Zeicheninhabers sind zu beachten.

Der Verlag, die Autoren und die Herausgeber gehen davon aus, dass die Angaben und Informationen in diesem Werk zum Zeitpunkt der Veröffentlichung vollständig und korrekt sind. Weder der Verlag, noch die Autoren oder die Herausgeber übernehmen, ausdrücklich oder implizit, Gewähr für den Inhalt des Werkes, etwaige Fehler oder Äußerungen. Der Verlag bleibt im Hinblick auf geografische Zuordnungen und Gebietsbezeichnungen in veröffentlichten Karten und Institutionsadressen neutral.

Springer Gabler ist ein Imprint der eingetragenen Gesellschaft Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH und ist ein Teil von Springer Nature

Die Anschrift der Gesellschaft ist: Abraham-Lincoln-Str. 46, 65189 Wiesbaden, Germany

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl und Laboratorium für Hochspannungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Mein ganz besonderer Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. H.-G. Kranz, dem ehemaligen Leiter des Lehrstuhls und Laboratoriums. Das gesamte Gelingen dieser Arbeit wurde maßgeblich durch seine fachliche Konsequenz, die engagierte und individuelle Förderung und seine fortwährend verantwortungsvolle persönliche und wissenschaftliche Betreuung ermöglicht.

Weiterhin danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. V. Hansen, dem Leiter des Lehrstuhls für theoretische Elektrotechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Mit seiner freundlichen Übernahme des Referates und der entgegengebrachten Geduld hat er mir den Weg zur Vollendung der Arbeit eröffnet.

Herrn Prof. Dr.-Ing. A. Glasmachers, dem Leiter des Lehrstuhls für Messtechnik der Bergischen Universität Wuppertal, danke ich für die freundliche und unkomplizierte Übernahme des Korreferates.

Meinen ehemaligen Kollegen am Lehrstuhl für Hochspannungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal danke ich für die fachlich konstruktive und persönlich sehr bereichernde Zusammenarbeit. Hier gilt vor allem Herrn Dr.-Ing. Dirk Aschenbrenner ein besonderer Dank für die aufmerksame Durchsicht meines Manuskriptes.

Weiterhin möchte ich allen Studenten des Lehrstuhls danken, welche durch ihre motivierte Tätigkeit einen wesentlichen Beitrag zum Gelingen dieser Arbeit geliefert haben.

Mein innigster Dank gilt meiner Familie und hier insbesondere meinen lieben Eltern Hilda Schmidt und Werner Schmidt sowie meiner Frau Silke Löhr, welche mich mit größter Fürsorge, unermüdlicher Motivation und verlässlichem emotionalen Rückhalt während der hürdenreichen Phase der Fertigstellung meiner Arbeit getragen haben. Ohne deren selbstlose und ausdauernde Unterstützung hätte ich diese Arbeit nicht vollenden können.

Zusammenfassung

Die Kosten der Versorgung mit elektrischer Energie werden wesentlich durch die Qualität der Verfügbarkeit des Energieübertragungssystems geprägt. Das Asset-Management sieht sich vor der Aufgabe, den veränderten Wettbewerbsbedingungen des liberalisierten Energiemarktes, der Anreizregulierung und gesetzgeberischer Sanktionierung gerecht zu werden. Dabei wird ein Optimum aus Qualität der Versorgung und Kosten abgestrebt. Dazu ist es notwendig, die Lebensdauer bestehender energietechnischer Betriebsmittel maximal zu nutzen, ohne das Betriebsrisiko durch einen unvorhergesehenen Ausfall zu erhöhen. Diese Herausforderung kann heute durch Verbesserung vorhandener und/oder Anwendung neuer Instandhaltungskonzepte erreicht werden.

Im Verteilungsnetz sind polymerisierte Mittelspannungskabel wesentlich am Ausfallgeschehen beteiligt. Es wurde in dieser Arbeit gezeigt, dass eine zustandsorientierte Instandhaltung insbesondere dann zielführend ist, wenn der Zustand des Isolationssystems hinsichtlich der tatsächlichen Versagensmechanismen erfasst wird. Es wurden *globale Alterung* und *lokale Schädigung* als zentrale ursachenorientierte Begriffe zur Analyse des Versagensverhaltens von energietechnischen Betriebsmitteln und hier insbesondere von polymerisierten Mittelspannungskabelsystemen umfassend diskutiert. Damit können Instandhaltungsmaßnahmen wie kostenintensiver *Austausch* oder eine vergleichsweise günstige *Reparatur* plausibel begründet werden.

Es wurden die wichtigsten eingeführten Mess- und Prüfverfahren untersucht und hinsichtlich ihrer Aussagekraft zur Alterungs- und Schädigungsdiagnose analysiert. Da Alterungs- und Schädigungsmechanismen im selben Isoliervolumen auftreten, muss eine umfassende Zustandsdiagnose in der Lage sein, die Mechanismen sicher zu selektieren, die zu einer Erhöhung des aktuellen Versagensrisikos führen. Dazu wurden unter Laborbedingungen VPE-Kabelprüflinge definierten Alterungszustandes und Schädigungsgrades mit der IRC-Analyse, TE-Diagnose, VLF-Prüfung und dem FGH-Stufentest untersucht.

Die Signifikanz der einzelnen Verfahren hängt davon ab, ob und welche Alterungs- und Schädigungsmechanismen Wechselwirkungen ausbilden, die zu einer Beeinflussung oder sogar Verfälschung des Diagnoseergebnisses führen. Die Ergebnisse wurden dahingehend ausgewertet und die Konsequenzen für die Vor-Ort-Diagnose diskutiert.

Zusammenfassend kommt diese Arbeit zu dem Ergebnis, dass die IRC-Analyse unabhängig vom Schädigungszustand des VPE-Kabelsystems eine zuverlässige Bestimmung des globalen Alterungszustandes bereitstellt. Eine nachgeschaltete VLF-Prüfung, die das IRC-Ergebnis berücksichtigt, ermöglicht in Abhängigkeit von Prüfpegel, Prüfzeit und Prüfintervall den Ausschluss von Durchschlägen als Folge lokaler Schädigung für eine empirisch nachweisbare Betriebszeit. Eine TE-Diagnose kann keine Restlebensdauer für ein VPE-Kabelsystem prognostizieren und TE-freie Schwachstellen bleiben unentdeckt.

Abstract

Differentiated Degradation and Ageing Diagnosis as Basis for goal-oriented Asset Management in the Polymer insulated Medium Voltage Cable Network

The costs of electrical energy supply are materially affected by quality of the energy transmission system's availability. Here the asset management is assigned to fulfil diverse requisitions in the liberalised energy market. One target is to accomplish the optimum of supply quality and costs. Therefore it is essential to maximise the service lifetime of present electrical equipment without increasing the service risk due to unexpected failure. This challenge nowadays is achievable by improvement of existing and/or application of novel maintenance concepts.

In the distribution network it is the polyethylene insulated medium voltage cable which dominates the failure incidence. In this paper it was shown that condition based maintenance is effective if the condition of the insulation system is measured concerning the factual failure mechanisms. The *global ageing* and the *local degradation* were discussed intensively as the central nomenclature which affords the analysis of the breakdown behaviour of electrical equipment especially the polymeric medium voltage cable system. With this it is possible to substantiate maintenance activity like cost-intensive *replacement* or relatively low-cost *repair*.

The most important established measurement and test procedures were investigated and analysed regarding their validity in terms of ageing diagnosis and degradation diagnosis. Ageing and degradation mechanisms occur in the identical insulation material volume. Hence an overall condition diagnosis must have the ability to separate the mechanisms which cause the increasing of the actual failure risk. Under laboratory conditions polymeric cable samples with defined and well known ageing and degradation conditions were investigated with the IRC-Analysis, PD diagnosis, VLF test and the FGH steptest. The significance of each procedure depends on the possibility of interactions between ageing and degradation mechanisms which could lead to a falsification of the diagnosis result. The performance was evaluated and the consequences for an on-site diagnosis were discussed.

This paper comes to the conclusion that the IRC-Analysis delivers reliable information about the global ageing condition of the polymeric cable system without being affected by local degradation. A following VLF test which considers the IRC-Analysis result enables an exclusion of breakdown due to local degradation for an empirically determinable service time depending on the test voltage level, test time and test interval. A residual lifetime prognosis for a polymeric cable system basing on a PD diagnosis is not possible and PD free weak spots remain undetected.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis.....	XIII
Liste verwendeter Abkürzungen.....	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Zustandsdiagnose im Asset-Management	4
1.2 Situation der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland.....	9
1.3 Zustandsdiagnose im Mittelspannungskabelnetz.....	11
1.4 Motivation und Ziel der Arbeit.....	12
2 Lebensdauer elektrischer Isolationssysteme	14
2.1 Lebensdauer und Zustandsdiagnose	14
2.2 Idealierte Beschreibung des Lebensdauerverhaltens.....	18
3 Globale Alterung und Lokale Schädigung in der Zustandsdiagnose.....	25
3.1 Versagen von energietechnischen Isolationssystemen.....	26
3.2 Globale Alterung und Lokale Schädigung	34
4 Alterungs- und Schädigungsdiagnose an MS-Polymerkabeln.....	45
4.1 Konstruktion polymerisolierter Mittelspannungskabel	46
4.2 Garnituren	47
4.3 Globale Alterung im polymerisierten MS-Kabelsystem.....	51
4.4 Lokale Schädigung im polymerisierten MS-Kabelsystem.....	56
4.5 Konzept einer Zustandsdiagnose.....	60
4.6 Elektrische Verfahren zur Erfassung des Isolationszustandes.....	61
4.6.1 Restfestigkeitsbestimmung mit dem FGH-Stufentest	61
4.6.2 IRC-Analyse.....	63
4.6.3 Teilentladungsmessung und –diagnose	70
4.6.4 VLF-Prüfung.....	76
4.7 Wechselwirkungen der Versagensmechanismen unter Betriebsbedingungen	80

5 Aussagekraft relevanter Diagnose- und Messverfahren.....	85
5.1 Adaption der Vor-Ort-Fragestellungen auf Bedingungen im Prüflabor	85
5.1.1 Versuchstechnische Randbedingungen und künstliche lokale Schwachstellen	86
5.1.1.1 Defekt G: Absetzkante	87
5.1.1.2 Defekt K: Kegelbohrung	88
5.1.1.3 Defekt B: Senkloch	88
5.1.1.4 Defekt E: Einkerbung	89
5.1.1.5 Defekt N: Nadeln im Dielektrikum	89
5.1.1.6 Defekt Q: Quetschung.....	90
5.1.2 Präparierung der Absetzkanten	91
5.2 Diagnose des globalen Alterungszustandes unter dem Einfluss künstlicher lokaler Schädigung.....	93
5.2.1 Versuchsaufbau und -ablauf.....	93
5.2.2 Ergebnisse und Auswertung	96
5.3 Restfestigkeitsbestimmung im FGH-Stufentest.....	105
5.3.1 Versuchsablauf	105
5.3.2 Ergebnisse der FGH-Stufentests	105
5.4 Untersuchung lokal bewertender Verfahren an künstlich geschädigten Kabelprüflingen	107
5.4.1 TE-Messung und –Diagnose	107
5.4.1.1 Versuchsablauf	107
5.4.1.2 TE-Aktivität in Abhängigkeit der Art der Schwachstelle	108
5.4.1.3 TE-Aktivität in Abhängigkeit der Zeit	111
5.4.2 VLF-Prüfung.....	114
5.4.2.1 Versuchsaufbau	114
5.4.2.2 Ergebnisse der VLF-Prüfungen.....	116
5.5 Diskussion der Labor-Messergebnisse hinsichtlich der Vor-Ort-Zustandsdiagnose	120
5.5.1 IRC-Analyse.....	120
5.5.2 TE-Diagnose	122
5.5.3 VLF-Prüfung.....	125
6 Zusammenfassung und Ausblick	128
Literaturverzeichnis	134

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung	1.1:	Asset-Management im Spannungsfeld gegenläufiger Ansprüche	3
Abbildung	1.2:	Prinzip der Reduktion von Betriebsmitteleigenschaften auf die Größe „Zustand“ durch eine selektive Erfassung und Bewertung.....	5
Abbildung	1.3:	Lokale Schädigung und globale Alterung während der Betriebsdauer eines energietechnischen Betriebsmittels [Schmi06]	7
Abbildung	1.4:	Anteile der Spannungsbereiche an der Nichtverfügbarkeit in Deutschland in den Jahren 2005 und 2006 [VDN07a]	9
Abbildung	2.1:	Abnahme der Isolationsfähigkeit mit der Zeit aufgrund von Alterungsbeanspruchung (lineare Achsenteilung)	17
Abbildung	2.2:	Lebensdauergerade nach der Transformation der Achsen in eine logarithmische Teilung.....	19
Abbildung	2.3:	Konstantspannungsversuche und ihre statistische Beschreibung	20
Abbildung	2.4:	Lebensdauer kennlinie als Ergebnis der statistischen Auswertung von empirischen Konstantspannungsversuchen [Küchl04]	21
Abbildung	2.5:	Lebensdauer verhalten bei Betriebsspannung: Extrapolation empirischer Ergebnisse aus Durchschlagversuchen.....	22
Abbildung	2.6:	Theoretisches Prinzip einer Prognose der Lebensdauer auf Basis einer Bestimmung der Restfestigkeit [Schmi06]	23
Abbildung	2.7:	Statistische Unsicherheit der Lebensdauerprognose auf Basis der Restfestigkeitsbestimmung [Schmi06].....	24
Abbildung	3.1:	Vergleich zwischen idealer Lebensdauergeraden und unter Betriebsbedingungen zu erwartendem realen Verlauf der Lebensdauerkurve	25
Abbildung	3.2:	Messtechnische Zustandserfassung zum Zeitpunkt t_M liefert Information über die aktuelle Isolationsfähigkeit bzw. Restfestigkeit U_M	27
Abbildung	3.3:	Informationsumfang über den Zustand zum Erfassungs-Zeitpunkt t_M	28
Abbildung	3.4:	Ableitung eines Prognosefensters aus der Bestimmung der momentanen Isolationsfähigkeit	28
Abbildung	3.5:	Kenntnis und Bewertbarkeit des Verschlechterungsmechanismus ermöglichen die Eingrenzung des Prognosefensters.....	31
Abbildung	3.6:	Gemessene Isolationsreserven betriebsgealterter Mittelspannungskabel in Abhängigkeit ihrer individuellen Betriebsdauer [Meure95, Hoff02a]	32
Abbildung	3.7:	Zusammenhang zwischen Isolationsfähigkeit, Verschlechterungsmechanismen und betriebliches Risiko	33

Abbildung	3.8:	Zustandsdiagnose am Betriebsmittel stützt die technische und wirtschaftliche Entscheidung zwischen Austausch, Reparatur oder Betrieb ohne Maßnahme	36
Abbildung	3.9:	Ausprägungen von „Reversibilität“ einer Verschlechterung des Isolationssystems.....	37
Abbildung	3.10:	Zusammenhang zwischen global und lokal wirkenden Versagensmechanismen und Austausch und Reparatur	39
Abbildung	3.11:	Differenzierung zwischen Alterung und Schädigung	40
Abbildung	3.12:	Alterung und Schädigung im idealen und realen Verlauf der Lebensdauerkurve als Erweiterung der Abbildung 3.1	42
Abbildung	3.13:	Konzept zur zielgerichteten Instandhaltung auf der Grundlage der Differenzierung der Versagensmechanismen	43
Abbildung	4.1:	Schichtenmodell eines Mittelspannungskabels [Quelle: Siemens].....	46
Abbildung	4.2:	Segmentschnitt eines Silikon-Aufschiebe-Endverschlusses mit eingearbeitetem leitfähigen Feldsteuertrichter	48
Abbildung	4.3:	Fehleranteile in Mittelspannungskabelanlagen [Weck06a]	50
Abbildung	4.4:	Isolationssystem „Mittelspannungskabel“ und seine Komponenten ..	51
Abbildung	4.5:	Zuordnung von globaler Alterung im Mittelspannungskabel	52
Abbildung	4.6:	Energiebändermodell für teilkristallines Polyethylen technischer Reinheit [Német03].....	54
Abbildung	4.7:	Zuordnung von lokaler Schädigung im Mittelspannungskabel	56
Abbildung	4.8:	Differenzierung von Versagensmechanismen zur zielgerichteten Instandhaltung von polymerisierten Mittelspannungskabeln	60
Abbildung	4.9:	Zeitverlauf der Prüfspannung im FGH-Stufentest [Weck89, Schmi06].....	61
Abbildung	4.10:	Prinzipieller Ablauf einer IRC-Messung [Hoff02a]	64
Abbildung	4.11:	Gemessener Relaxationsstrom in unterschiedlichen Darstellungen ...	65
Abbildung	4.12:	Bestimmung des globalen Alterungszustandes in der IRC-Analyse [Schmi06]	66
Abbildung	4.13:	Ersatzschaltbild eines polymeren Dielektrikums [Gocke04a]	67
Abbildung	4.14:	Resultierendes Ersatzschaltbild eines polyethylenisolierten Kabels in der Messphase der IRC-Analyse.....	68
Abbildung	4.15:	Approximation im IRC-Plot [Schmi05].....	68
Abbildung	4.16:	Prognose der elektrischen Restfestigkeit mit der IRC-Analyse [Schmi06]	69

Abbildung	4.17:	Ersatzschaltbilder einer TE-behafteten lokalen Schädigung im Feststoffisoliervolumen [König93]	71
Abbildung	4.18:	Klemmenspannung U und ϕ_{qn} -Entladungsmuster	73
Abbildung	4.19:	Zulässige Zeitverläufe der Spannung bei der 3U ₀ -0,1Hz-VLF-Prüfung mit identischen Effektivwerten für 12/20kV-Mittelspannungskabel	76
Abbildung	4.20:	Relative Durchschlagspannungen von Modellkabeln in Abhängigkeit des lokalen Schädigungsbildes und der Frequenz [Schil96]	78
Abbildung	4.21:	Zuordnung der Verfahren zur Erfassung des Isolationszustandes	80
Abbildung	4.22:	Potenzielle Beeinflussung der Alterungs- und Schädigungsdiagnose	82
Abbildung	4.23:	Schematische mögliche Rückwirkung lokaler Schädigung auf die Erfassung des globalen Alterungszustandes [Schmi05]	83
Abbildung	5.1:	Defekt „G“: abgesetztes Leitschichtende	87
Abbildung	5.2:	Defekt „K“: Detailansicht und Querschnitt der Kegelbohrung	88
Abbildung	5.3:	Defekt „B“: Bohrung als Senkloch mit 5mm Durchmesser	88
Abbildung	5.4:	Defekt „E“: gesägte Kerbe in der Isolierung	89
Abbildung	5.5:	Defekt „N“: freigelegte äußere Leitschicht mit geerdeter Nadel fixiert in der Isolierung	89
Abbildung	5.6:	Defekt „N“: montierte optimierte Vorrichtung zur Fixierung von Nadeln in der Isolierung und Detailansicht	90
Abbildung	5.7:	Defekt „Q“: montierte Quetschvorrichtung und Detailansicht	91
Abbildung	5.8:	Silikonendverschluss, TE-frei bis 18kV	92
Abbildung	5.9:	Ölisolierter Endverschluss	92
Abbildung	5.10:	Wasser-Endverschlüsse mit eingebautem Kabelprüfling	93
Abbildung	5.11:	Schematische Belastungs-, Mess- und Kurzschlussbeschaltung für einen mit Schädigungen präparierten Prüfling	94
Abbildung	5.12:	Mess-, Belastungs- und Kurzschlusssequenz pro Prüfling [Schmi05]	95
Abbildung	5.13:	Defekt G: relative Ladungsanteile [Schmi05]	98
Abbildung	5.14:	Relative Ladungsanteile für vier Defekttypen [Schmi05]	99
Abbildung	5.15:	Relative Ladungsanteile für Referenzprüflinge ohne Defekte [Schmi05]	101
Abbildung	5.16:	Zerlegung des IRC-Plots in Teilstromkomponenten [Schmi05]	102
Abbildung	5.17:	IRC-Messungen an 15m-Prüfling mit Defekt B	103

Abbildung	5.18:	Teilentladungsaktivität am Anfang und am Ende der Wechselspannungsbelastung bei $1,25U_0=15\text{kV}$	104
Abbildung	5.19:	Restfestigkeiten im FGH-Stufentest für ausgewählte Defekte: Weibull-Nennwerte mit 90%-Vertrauensbereichen: B: Senkloch, K: Kegelbohrung, N: Nadeln, Q: Quetschung	106
Abbildung	5.20:	Mess- und Belastungszyklus zur Detektion des TE-Verhaltens	108
Abbildung	5.21:	Scheinbare Ladungen aller präparierten Prüflinge: 1. Minute bei Belastung mit Wechselspannung	108
Abbildung	5.22:	Teilentladungsaktivität als ϕ_{qn} -Pattern jeweils während der 1. Minute	110
Abbildung	5.23:	Teilergebnis im FGH-Stufentest für Defekt B und Defekt K (Weibull-Nennwerte mit 90%-Vertrauensbereichen)	110
Abbildung	5.24:	Stündlich gemessene scheinbare Ladungen aller Prüflinge bei $1,7U_0$	111
Abbildung	5.25:	Trends der relativen scheinbaren Ladung bezogen auf den Anfangszustand bei $t=0\text{h}$	112
Abbildung	5.26:	Zeitabhängigkeit der Teilentladungsaktivität [Schmi07].....	113
Abbildung	5.27:	Ölisolierter Umschalter im Detail und im Prüfaufbau	115
Abbildung	5.28:	Spannungstest am Umschalter unter Luft	115
Abbildung	5.29:	Gemessene Verläufe der 0,1Hz-VLF-Prüfspannungen.....	116
Abbildung	5.30:	Beziehung zwischen 0,1Hz-VLF-Prüfspannung und Ergebnissen aus dem FGH-Stufentest.....	118
Abbildung	5.31:	Signifikanz von TE-Messungen schematisiert in Abhängigkeit der Spannungsbelastung	123
Abbildung	5.32:	Signifikanz und Schädigungspotenzial bei Variation der VLF-Prüfparameter	126
Tabelle	1.1:	Zusammenhang von stochastischen Störungsanlässen und Fehlerorten im Mittelspannungsnetz im Jahr 2006: prozentuale Anteile an der Nichtverfügbarkeit [VDN07a].....	10
Tabelle	5.1:	Zusammensetzung der Prüflingskollektive kurzer Prüflinge.....	94
Tabelle	5.2:	Erläuterung der Symbole aus Abbildung 5.11 und Abbildung 5.12...	95
Tabelle	5.3:	Beobachtete Maximalwerte der scheinbaren Ladung während der Wechselspannungsbelastung mit 12kV	100
Tabelle	5.4:	Zusammensetzung der Prüflingskollektive für den FGH-Stufentest.....	105
Tabelle	5.5:	Zusammensetzung der Prüflingskollektive für TE-Messungen.....	107
Tabelle	5.6:	Aufteilung und Anzahl der VLF-Prüfungen mit Gesamtergebnis	117

Liste verwendeter Abkürzungen

CBM	condition based maintenance, zustandsorientierte Instandhaltung
CM	corrective maintenance, ereignisorientierte Instandhaltung
DB	Datenbank
DISQUAL	Expertengruppe der UNIPED
ESB	Ersatzschaltbild
EIS	elektrisches Isoliersystem
ET	electrical tree, electrical treeing, elektrisches Bäumchen
FGH	Forschungsgemeinschaft für Hochstrom- und Hochspannungstechnik
GIS	gas insulated switchgear, gasisolierte Schaltanlage
HDPE	high density polyethylene, Polyethylen hoher Dichte
IRC	isothermal relaxation current, isothermer Relaxationsstrom
LCC	life cycle costs, Lebenszykluskosten
LDPE	low density polyethylene, Polyethylen niedriger Dichte
LSA	Leitschicht außen
LSI	Leitschicht innen
MS	Mittelspannung
PD	partial discharge
PE	Polyethylen
PR	phase resolved, phasenaufgelöst
RCM	reliability centered maintenance, zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltung
TBM	time based maintenance, zeitlich-periodische Instandhaltung
TE	Teilentladung
TR	time resolved, zeitaufgelöst
UNIPED	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Énergie Electrique (Internationaler Fachverband für Stromerzeuger und -verteiler)
VDN	Verband der Netzbetreiber
VLF	very low frequency, Niedrigfrequenz-Spannungsprüfung
VPE	vernetztes Polyethylen
WT	water tree, water treeing, Wasserbäumchen