

Verfahren der Zustandserkennung von polymerisierten Hochspannungskabeln

Ernst Gockenbach, Universität Hannover

1 Einleitung

In der elektrischen Energieversorgung nimmt der Anteil der Kabelstrecken kontinuierlich zu. Die Gründe für diese Zunahme reichen von der Verfügbarkeit von Hochspannungskabeln bis zu den höchsten Spannungsebenen über die erhöhten Anforderungen an die Umweltverträglichkeit im Hinblick auf elektrische Felder bis zu den Forderungen nach geringerem Umweltverbrauch gegenüber Hochspannungsfreileitungen. Bei den heute eingesetzten Hochspannungskabeln wird fast ausschließlich eine Polymerisolation eingesetzt, wobei überwiegend vernetztes Polyethylen (VPE) zum Einsatz kommt. Für Mittelspannungskabel bzw. für Kabel mit erhöhter Anforderung an die Elastizität wird auch Ethylen-Propylen-Rubber (EPR) als Isolierstoff eingesetzt [1]. Die dazugehörigen Komponenten wie Endverschlüsse und Muffen sind ebenfalls aus einem Isolierpolymer, wobei hier Silicon (SIR) und EPR eingesetzt werden.

Eine Statistik der Vereinigung deutsche Elektrizitätswerke (VDEW) zeigt, daß der Anteil der Kabel an der Gesamtheit der Stromkreislängen sehr stark von der jeweiligen Spannungsebene abhängt.

Spannungsebene	Länge * 1000 km	Anteil an Gesamtlänge %	Freileitung %	Kabel %
1 kV - 60 kV	480 765	80,5	37,1	62,9
110 kV	74 703	12,7	93,7	6,3
220 kV und 380 kV	40 694	6,8	99,8	0,2
1 kV - 380 kV	596 162	100	48,4	51,6

Tab. 1
Stromkreislängen in der
Bundesrepubl. Deutsch
land (1996) [2]

Im Bereich der Mittelspannung, d.h. in den Verteilnetzen, beträgt der Anteil der Kabel etwa 2/3 der Gesamtlänge. Im Bereich der Hochspannung, d.h. in den Übertragungsnetzen, liegt der Anteil in der Spannungsebene 110 kV nur bei etwa 6 % und in den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV bei 0,2 %. Die Gründe dafür sind die fast vollständige Verkabelung der Mittelspannungsebene in den städtischen Bereichen, wo Freileitungen nicht mehr akzeptiert werden, und die hohen Kosten der Kabel im Vergleich zur Freileitung in den hohen Spannungsebenen, bei denen nur unter bestimmten Randbedingungen Kabel eingesetzt werden [4]. Es wird hier bereits deutlich, daß die Spannungsebene 110 kV nicht mehr eindeutig den Übertragungsnetzen zugeordnet werden kann.

Die Entwicklung der Hochspannungskabel in den vergangenen Jahren ist in den folgenden Diagrammen dargestellt, wobei zu erwähnen ist, daß die Gesamtlänge der jeweiligen Spannungsebene sich in dem dargestellten Zeitraum nur geringfügig um einige Prozent erhöht hat, so daß der Übersichtlichkeit halber nur die Entwicklung des prozentualen Anteiles von Kabel und Freileitung an der Gesamtlänge für die Mittelspannungs- und die 110 kV Spannungsebene dargestellt sind.

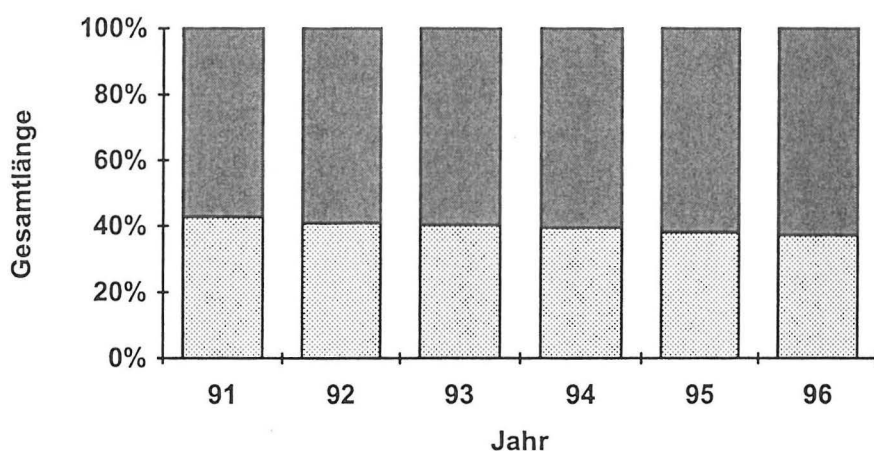


Fig. 1
Anteil Kabel/Freileitung
an der Gesamtlänge für
die Spannungsebenen
1 kV - 60 kV

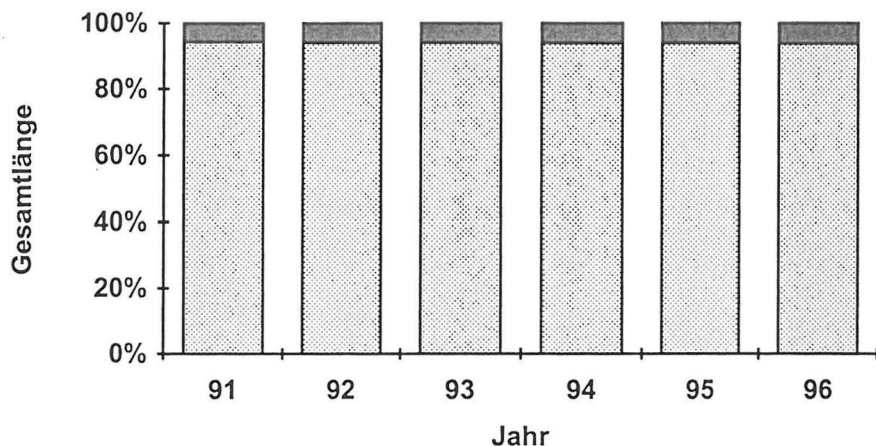


Fig. 2
Anteil Kabel/Freileitung
an der Gesamtlänge für
die Spannungsebene
110 kV

Da die Verfahren der Zustandsbewertung der Isolierung von Hochspannungskabeln sehr stark von der Art und dem Herstellungsverfahren der Isolierung abhängig sind, wird in den folgenden Abschnitten nur noch auf die Zustandsbewertung von VPE-isolierten Hochspannungskabeln eingegangen. Dazu ist in Figur 3 beispielhaft für den Mittelspannungsbereich der Anteil der verschiedenen gelieferten Kabeltypen in Deutschland im Jahre 1996 angegeben [5].

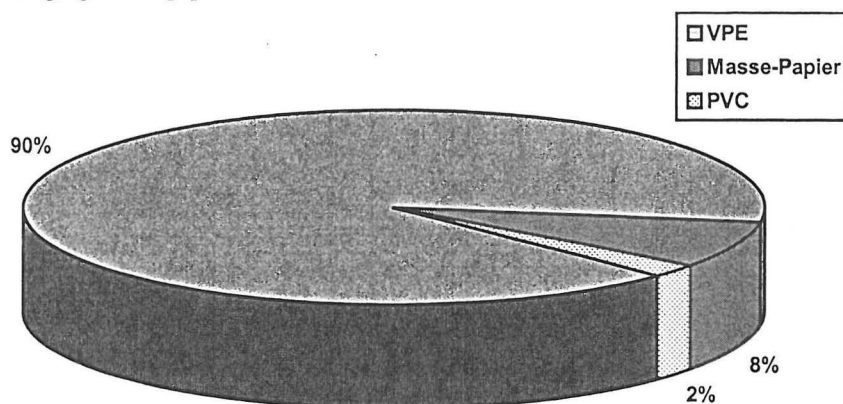


Fig. 3
Anteil der Kabeltypen
für die Mittelspannung
(Lieferjahr 1996)

Es ist deutlich zu erkennen, daß im Bereich der Mittelspannung die neu gelieferten Kabel fast ausschließlich VPE als Isolierstoff verwenden.

Bei der Herstellung von VPE-Hochspannungskabeln wird die sogenannte Dreifach-Extrusion angewendet, indem zunächst der metallische Leiter mit einer halbleitenden Schicht aus

Polyethylen überzogen wird, um eine möglichst glatte zylindrische Hochspannungselektrode zu erzielen. Unmittelbar danach wird im gleichen Spritzkopf die Isolierschicht aus Polyethylen und anschließend wiederum eine halbleitende Schicht aus Polyethylen als Erdelektrode aufgebracht, um eine möglichst gute koaxiale Anordnung mit geringen Oberflächenrauigkeiten der Elektroden zu erhalten. Diese Anordnung wird nun einem Vernetzungsprozeß unterworfen, der in der Regel unter Anwendung von Wärme ohne Einsatz von Wasserdampf als Wärmeübertrager erfolgt (Trockenvernetzung). Die Entwicklung dieser Kabeltechnik ist sehr gut in Fig. 4 an der stetigen Zunahme der Leiterfeldstärke und der mittleren Feldstärke im Isolierstoff mit zunehmender Nennspannung zu erkennen.

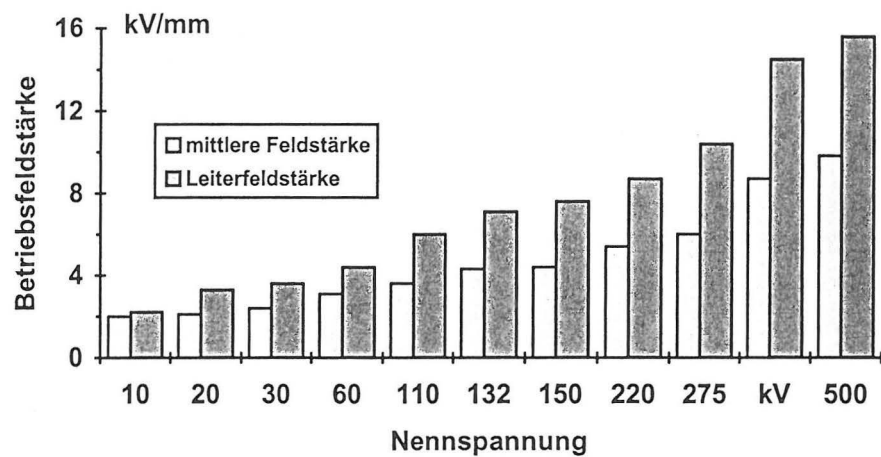


Fig. 4
Entwicklung der
Feldstärke bei VPE-
Kabeln

Für die Bewertung der Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieübertragungssysteme ist es erforderlich, den Zustand der Isolierung und die Veränderungen durch die Betriebsbedingungen zu kennen. Insbesondere die Beurteilung des Alterungsverhalten und die damit verknüpfte Abschätzung der Restlebensdauer sind für eine optimierte Betriebsführung von großer Bedeutung, so daß in zahlreichen Forschungsarbeiten Methoden und Verfahren entwickelt wurden, die eine möglichst gute Abschätzung des Zustandes der Isolierung und deren Restlebensdauer unter Berücksichtigung der jeweiligen Betriebsbedingungen ermöglichen sollen. Diese Methoden sind besonders wichtig für die Isolierung von Hochspannungskabeln, da infolge der großen Ausdehnung der Isolierstrecken eine Erneuerung des Isolierstoffes nicht möglich ist, im Gegensatz zum Transformator, bei dem eine Erneuerung des Isolieröles eine erhebliche Wertverbesserung der gesamten Isolierung bringen kann.

Aus dem geringen prozentualen Anteil der Kabel an der gesamten Stromkreislänge für die Spannungsebenen 110 kV und darüber darf nun nicht geschlossen werden, daß für diese Spannungsebenen infolge der geringen Gesamtlänge eine Zustandsbewertung nicht sinnvoll sei. Da sehr häufig Hochspannungskabel die einzige Alternative für die Energieübertragung darstellen, kommt somit diesem Teil des elektrischen Energieübertragungssystems eine besondere Bedeutung hinsichtlich der Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit zu. Ein weiterer Grund für die Notwendigkeit der Zustandsbewertung sind die hohen Investitionskosten der Hochspannungskabel, so daß Maßnahmen zur Bewertung des Zustandes der Polymerisolation wirtschaftlich sinnvoll sind. Abschließend ist zu erwähnen, daß bei einem möglichen Fehler eines Hochspannungskabels eine Reparatur sehr kosten- und zeitaufwendig ist [6].

2 Elektrische Beanspruchung und Zustandsbewertung der Polymerisolierung

Die elektrische Beanspruchung der Isolierung ergibt sich aus der momentanen Leiter-Erde-Spannung und der Geometrie der Elektrodenanordnung. Die makroskopische ideale Zylinderanordnung mit ihrer radialen Abhängigkeit der elektrischen Feldstärke wird aber im mikroskopischen Bereich durch lokale Feldverzerrungen stark beeinflusst, so daß dadurch die Durchschlagfestigkeit der polymeren Isolierung herabgesetzt werden kann. Für eine vollständige Beschreibung des Zustandes einer VPE-Isolierung von Hochspannungskabeln unter Wechselspannungsbeanspruchung sind im wesentlichen zwei Phänomene verantwortlich, die mikroskopischen Inhomogenitäten und die Ausbildung von Raumladungen. In Fig. 5 sind die typischen Störstellen einer Polymerisolierung qualitativ dargestellt.

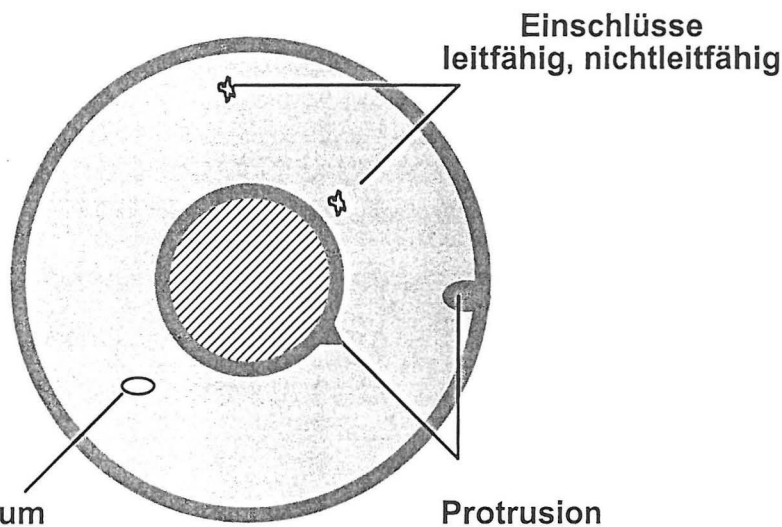


Fig. 5
Störstellen in der
Polymerisolierung

2.1 Inhomogenitäten

Die Änderungen der Konturen der inneren und äußeren Leitschichten werden als Protrusionen bezeichnet, d.h. leitfähige Störstellen. Die Wirkung dieser Protrusion auf die Feldverzerrung wird sehr stark von der Geometrie bestimmt. Bei den Einschlüssen wird unterschieden zwischen leitfähigen und nichtleitfähigen Störstellen.

Alle Störstellen beeinflussen die elektrische Festigkeit und das Langzeitverhalten der Isolierung. Am kritischsten für die elektrische Beanspruchung sind die leitfähigen Störstellen durch die starke Beeinflussung des lokalen elektrischen Feldes und des gegenüber der Polymerisolierung unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten, der bei Temperaturwechseln zur Bildung von Hohlräumen führen kann [7]. Nichtleitfähige Störstellen sind im allgemeinen weniger kritisch, da sie die elektrische Feldverteilung nur geringfügig beeinflussen. Allerdings können auch hier durch unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten Hohlräume erzeugt werden, so daß eine bestimmte Störstellengröße nicht überschritten werden soll.

Hohlräume sind typisch für Polymerisolierungen. Sie verändern die elektrische Feldverteilung nur sehr gering, aber in ihrem Inneren ist durch die unterschiedliche Dielektrizitätszahl eine Feldstärke vorhanden, die um den Faktor der relativen Dielektrizitätszahl des Polymerisoliertes höher ist als die umgebende Feldstärke, so daß dort die Gefahr einer Teilentladung (TE) infolge der geringeren elektrischen Festigkeit des sich im Hohlraum befindenden Gases vorhanden ist.

Die hier dargestellten Störstellen nehmen in ihrer Bedeutung mit kleiner werdenden Abmessungen ab, so daß unter Einhaltung bestimmter Grenzen die Auswirkungen abschätzbar und bewertbar sind. Die folgende Tabelle aus [1] gibt dafür einige Beispiele.

Art der Störstelle	Feldsteigerung	Gefahren	Vorgabe
leitfähiger Einschluß	beliebig	lokale elektrische Überbeanspruchung, Hohlraumbildung, Teilentladungen	max. Ausdehnung < 30...50 µm
nichtleitfähiger Einschluß	keine	Hohlraumbildung, Teilentladungen	max. Ausdehnung < 50...80 µm
Hohlraum	im Hohlraum	Teilentladungen	max. Ausdehnung unterhalb TE-Nachweisgrenze
Protrusion	beliebig	lokale elektrische Überbeanspruchung,	max. Ausdehnung < 40 µm, Höhe/Breite ≤ 1

Tab. 2
Störstellen und ihre Auswirkungen [1]

2.2 Raumladungen

Mit Raumladung wird eine Ansammlung von weitgehend unbeweglichen Ladungsträgern im Isolierstoff bezeichnet, die ein zusätzliches elektrisches Feld verursachen, das sich dem geometrisch vorgegebenen elektrischen Feld überlagert. Die damit verbundene Beanspruchungsänderung ist abhängig von der Polarität, der örtlichen Verteilung und der Konzentration der Raumladungen. In sehr schwach leitfähigen Isolierstoffen wie VPE wird in der Regel eine negative Raumladung durch Elektronen erzeugt, indem aus der jeweiligen Momentan-Kathode durch das elektrische Feld Elektronen in den polymeren Isolierstoff injiziert werden. Dieser Prozeß wird durch eine Temperaturerhöhung noch verstärkt. Mit zunehmender Beanspruchungszeit wandern die Elektronen in weiter von den Elektroden entfernten Gebiete. Der Endzustand ist dann erreicht, wenn an der Momentan-Kathode das Raumladungsfeld den Wert der geometrisch eingepprägten Feldstärke erreicht und die Überlagerung beider Felder gegen den Wert Null konvergiert und damit die Elektroneninjektion unterbrochen wird. Nach einem Polaritätswechsel addieren sich aber Raumladungsfeld und geometrisch eingepprägtes Feld, so daß vor der Momentan-Anode eine Feldstärke auftritt, die den doppelten Wert der geometrisch eingepprägten Feldstärke aufweist. Fig. 6 zeigt die Veränderungen der resultierenden elektrischen Feldstärke infolge von Raumladungen mit dem Innenleiter als Moment-Ananode.

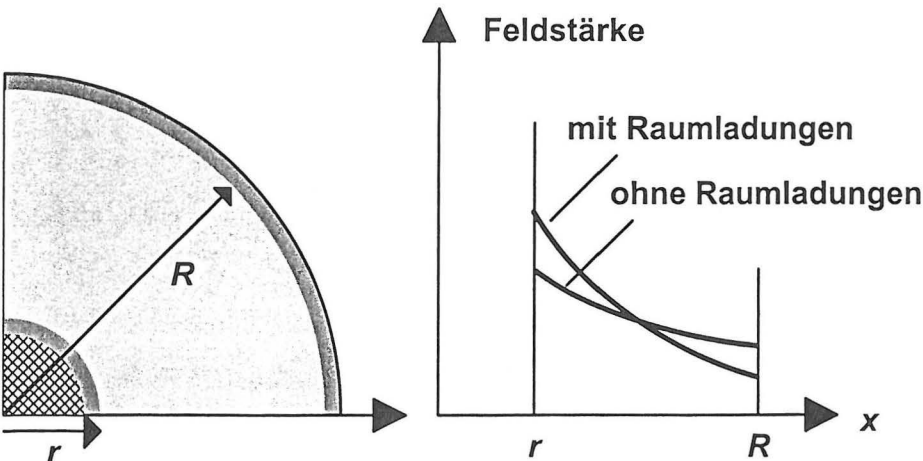


Fig. 6
Einfluß der Raumladungen auf die resultierende elektrische Feldstärke

Die dargestellte Erhöhung der elektrischen Feldstärke infolge der Raumladungen muß bei der Dimensionierung polymerisolierter Mittel- und Hochspannungskabel berücksichtigt werden.

2.3 Zustandsbewertungsgrößen

Die elektrische Festigkeit der Isolierung stellt die wichtigste Bewertungsgröße dar, deren Bestimmung unter Betriebsbedingungen aber sehr schwierig ist. Es ist daher erforderlich, andere Bewertungsgrößen zu erfassen und von deren Wert bzw. Veränderung auf den Zustand der Polymerisolierung im Hinblick auf die elektrische Festigkeit zu schließen. Es ist zusätzlich für eine Bewertung der Restlebensdauer erforderlich, daß die verschiedenen Beanspruchungen wie elektrische Feldstärke, Temperatur, mechanische Beanspruchungen und Umwelteinwirkungen und deren Auswirkungen auf die elektrische Festigkeit bekannt sind. Als Beispiel sollen hier das Feldstärke-Temperatur-Diagramm (Fig. 7) und die Lebensdauerkennlinie (Fig. 8) angeführt werden.

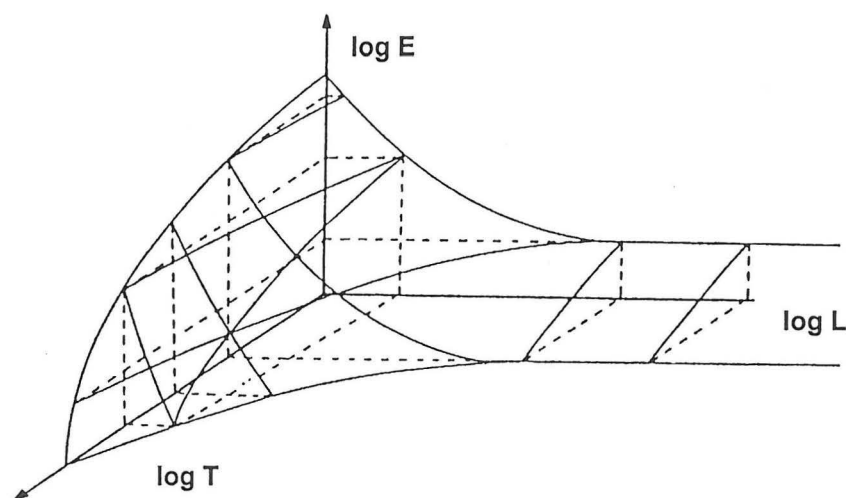


Fig. 7
Feldstärke-Temperatur
Diagram

In Fig. 7 ist in drei Achsen der Einfluß der elektrischen Feldstärke E und der Temperatur T auf die Restlebensdauer L dargestellt. Bei konstanter Temperatur nimmt die Restlebensdauer exponentiell mit abnehmender elektrischer Feldstärke zu, wobei es unterhalb einer Grenzfeldstärke zu keiner weiteren Lebensdauerverkürzung kommen soll. Der selbe Verlauf ist auch in Abhängigkeit der Temperatur zu erkennen. Durch die Achsen für elektrische Feldstärke, Temperatur und Restlebensdauer wird nun ein Volumen aufgespannt, das die Begrenzung der Lebensdauer repräsentiert, indem ein Erreichen der Volumenoberfläche das Ende der Lebensdauer des polymeren Isolierstoffes bedeutet [8]. Eine vereinfachte Darstellung ist die Lebensdauerkennlinie, die für verlustarme polymere Isolierstoffe sehr häufig angewendet wird, um die zulässige Betriebsfeldstärke abzuschätzen. In Fig. 8 ist die typische Kennlinie für den Isolierstoff vernetztes Polyethylen (VPE) dargestellt[1].

Die einfache mathematische Beschreibung dieser Kennline lautet

$$E^N t = \text{const} \quad (1)$$

bzw. umgeformt

$$\log(E) = c - (1/N) \log(t) \quad (2)$$

mit der elektrischen Feldstärke E , der Zeit t , dem Lebensdauerexponent N und einer Konstanten $c = \log(\text{const})$.

Die dargestellten Abhängigkeiten charakterisieren den Alterungsprozeß des polymeren Isolierstoffes und sind für eine Beurteilung der Restlebensdauer von großer Bedeutung.

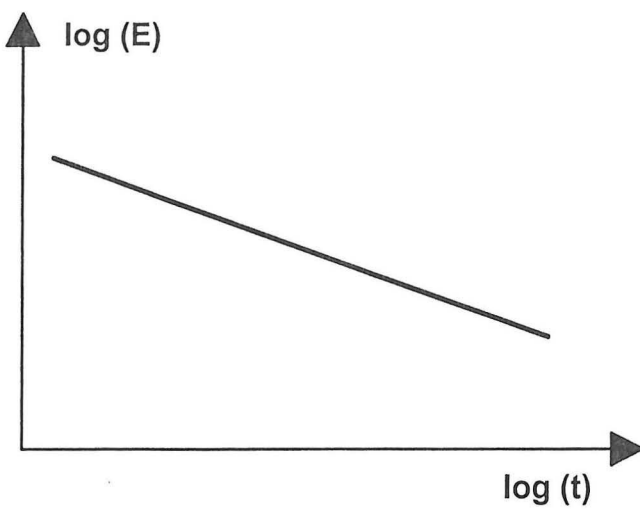


Fig. 8
Lebensdauerkennlinie
von VPE

Für die Zustandsbewertung realer Isolierstoffanordnungen kommen neben dem reinen Alterungsverhalten des polymeren Isolierstoff noch andere Bewertungsgrößen wie Teilentladungsverhalten infolge von Hohlräumen, Wasserbäumchenentwicklung (vented tree, bow tie tree) durch Fehlstellen an den Leitschichten oder im polymeren Isolierstoff, Leitschichtänderungen infolge spannungsinduzierter elektrochemischer Degradation [9] sowie das Eindringen von Wasser infolge von Mantelschäden in Betracht.

2.4 Randbedingungen der Zustandsbewertung

Eine Zustandsbewertung kann unter sehr verschiedenen Randbedingungen erfolgen. Eine einfache, aber nicht immer durchführbare Bewertung kann an Kabelproben erfolgt, die einer Betriebsanlage entnommen werden und an denen Untersuchungen durchgeführt werden. Hier lassen sich sehr unterschiedliche Methoden von der Ermittlung der Durchschlagspannung, der Bestimmung der Verteilung der Wasserbäumchen bis hin zu optischen und chemischen Untersuchungen mit aufwendigen Laboreinrichtungen anwenden. Voraussetzung dafür sind ausreichend zur Verfügung stehende Kabellängen und eine mögliche Unterbrechung des Betriebes.

Zahlreiche Methoden der Zustandserkennung können zwar unter Vor-Ort Bedingungen durchgeführt werden, indem die Untersuchungen direkt an der Isolierung des verlegten Kabels vorgenommen werden, aber bei der Durchführung muß das Kabel außer Betrieb genommen werden (offline). Eine möglicherweise beeinträchtigte Empfindlichkeit und die Verfälschung der Ergebnisse durch Störungen am Meßort sind dabei zu beachten.

Eine Zustandsbewertung unter Betriebsbedingungen stellt natürlich die beste Methode dar. Hier ist keine Betriebsunterbrechung erforderlich und die Messungen werden unter realen Bedingungen vorgenommen (online). Aber bei diesen Verfahren ist besonders auf die beeinträchtigte Empfindlichkeit und die Verfälschung der Ergebnisse durch Störungen am Meßort zu achten. In der Regel sind aufwendige Verfahren zur Störunterdrückung erforderlich, die je nach Verfahren den besonderen Bedingungen angepaßt werden müssen.

Bei den offline und online Verfahren ist noch zu unterscheiden, ob für die Bewertung ein eingebauter Sensor erforderlich ist, da dadurch die Anwendungsmöglichkeiten stark eingeschränkt sein können. Im Hinblick auf eine Eignung im betrieblichen Einsatz ist zu beachten, daß die Zuverlässigkeit der Sensoren nicht die Zuverlässigkeit des gesamten Systems beeinträchtigen darf. Die Zuverlässigkeit der Zustandsbewertung kann leider erst dann nachgewiesen werden, wenn eine Bewertung vorgenommen und die Aussagen mit dem Verhalten des Isolierstoffes übereinstimmen.

3 Verfahren der Zustandsbewertung

Zur Bestimmung des Zustandes der Polymerisolierung wurden in den letzten Jahren zahlreiche Verfahren entwickelt, die zum Teil auch die Erfassung von indirekten Bewertungsparametern erforderlich macht, so daß im folgenden auch Verfahren dargestellt werden, die nicht unmittelbar zur Zustandsbewertung herangezogen werden können.

3.1 Temperaturmessung

In Fig. 7 wurde bereits dargestellt, daß die Temperatur einen erheblichen Einfluß auf die Restlebensdauer einer Polymerisolierung hat. Eine Messung der Temperatur über die Länge eines Kabels und die Kenntnisse über Orte erhöhter Temperatur z. B. infolge einer Kreuzung eines Hochspannungskabels mit einer Wärmeleitung ermöglichen eine gezielte Beanspruchung der Kabelisolierung und damit eine Beeinflussung der Lebensdauer. Das Meßprinzip der intrinsischen Temperaturmessung mit Lichtwellenleitern ist in Fig. 9 gezeigt.

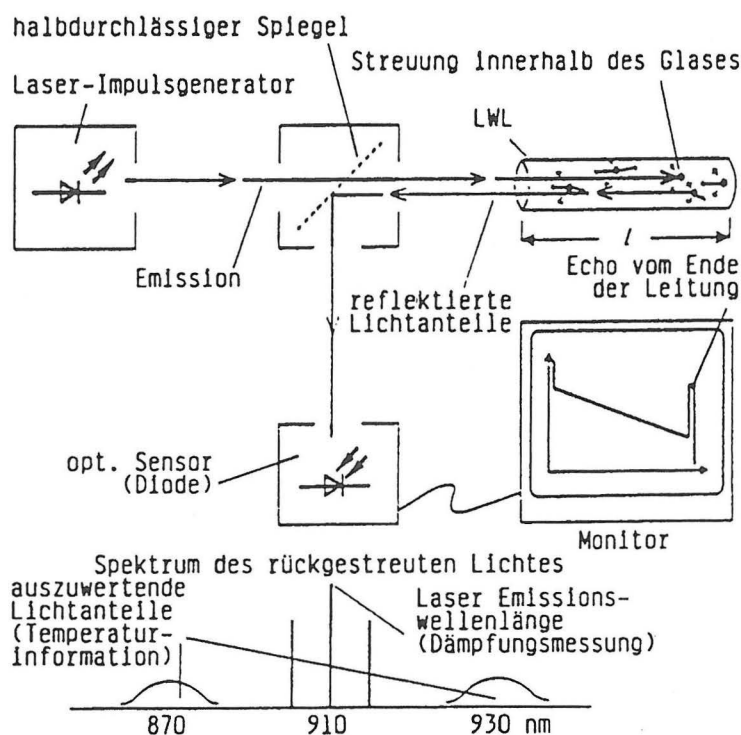


Fig. 9
Rückstreuung an
Lichtwellenleitern [10]

Für diese Art von Temperaturmessung ist es erforderlich, daß bereits bei der Herstellung des Kabels ein Lichtwellenleiter eingefügt wird, mit dessen Hilfe durch das Streuverhalten des eingespeisten Lichtes eine Temperaturmessung entlang eines Kabels erfolgen kann. Die Auswertung der Signale erfordert jedoch einen erheblichen Aufwand an Geräten und leistungsfähigen Programmen, um die Nutzsignale von den Störsignalen zu trennen [10].

In Fig. 10 ist ein Temperaturprofil eines 250 m langen Mittelspannungskabels dargestellt, bei dem zwei Lichtwellenleiter im Kabel vorhanden waren, so daß eine Schleife erzeugt werden konnte.

Da für die Messung eine Schleife mit den Lichtwellenleitern gebildet wurde, entsteht ein symmetrisches Bild des Temperaturverlaufes. Für die Kalibrierung dient eine interne Vorlaufänge, bei der die Temperatur bekannt ist. Die Meßunsicherheit beträgt etwa 2 °C.

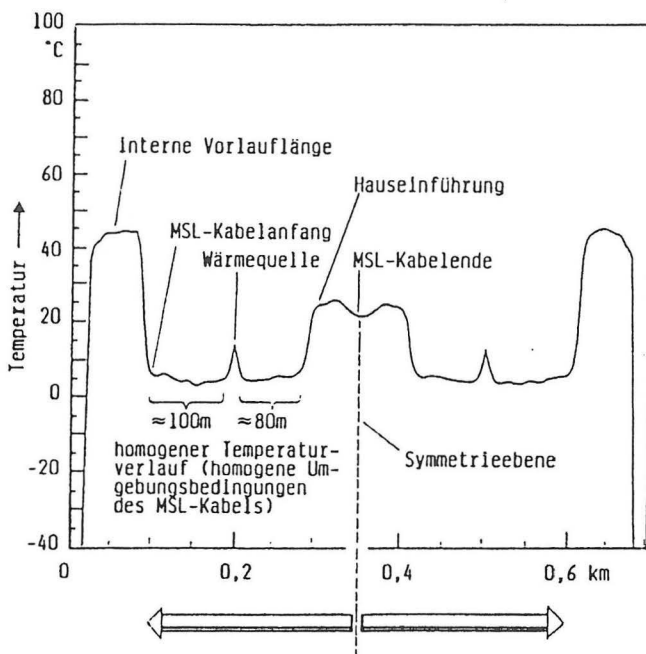


Fig. 10
Temperaturprofil eines
Mittelspannungskabels
nach [10]

Die Temperatur der Wärmequelle bei ca. 80 m vor der Hauseinführung kann nur dann hinreichend genau ermittelt werden, wenn die Ausdehnung des Bereiches erhöhter Temperatur eine gewisse Grenze nicht unterschreitet. Eine lokal eng begrenzte Temperaturerhöhung ist lediglich als Temperatursprung zu identifizieren. Bei mehrphasigen Systemen ist nur ein Lichtwellenleiter pro Phase erforderlich, da die geschlossene Schleife über zwei Phasen erreicht werden kann. In Fig. 11 ist das Temperaturprofil eines 2,5 km langen Mittelspannungskabels dargestellt.

Die beiden Messungen zeigen den Temperaturverlauf unmittelbar nach dem Einschalten (September 1990) und nach einer längeren Betriebszeit (Oktober 1990). Es ist deutlich zu erkennen, daß durch die hohe Wärmekapazität des umgebenden Erdreiches zunächst eine niedrigere Temperatur beim Einschalten des Kabels gemessen wird.

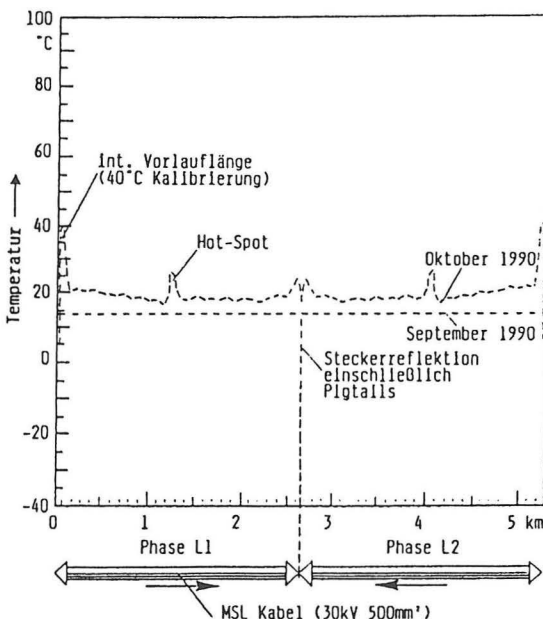


Fig. 11
Temperaturprofil eines
Mittelspannungskabels
in zwei Phasen [10]

3.2 Wassersensor

Es ist seit vielen Jahren bekannt, daß Feuchtigkeit in Polymerisolistoffen zur Bildung von Wasserbäumchen beiträgt. Diese Wasserbäumchen beginnen ihre Entwicklung in Bereichen erhöhter elektrischer Feldstärke, z. B. an Protrusion oder Einschlüssen, und können über die gesamte Isolierstrecke vorwachsen, wobei ein Temperaturgradient das Wachstum fördert [11]. Zur Vermeidung dieser Wasserbäumchen ist es notwendig, das Eindringen von Wasser in den polymeren Isolierstoff zu verhindern. Der dafür entwickelte Wassersensor dient somit nicht unmittelbar der Zustandsbewertung des Isolierstoffes, er kann aber als ergänzende Zustandsbewertungsgröße verwendet werden [12]. In Fig. 12 ist der Aufbau eines Hochspannungskabels mit integriertem Wassersensor dargestellt.

Der Sensor besteht aus einem Widerstandsdraht, der gegenüber den restlichen Schirmdrähten mit einem wasserdurchlässigen Gewebe isoliert ist, und der anstelle eines Schirmdrahtes in das Kabel integriert ist. Beim Eindringen von Wasser entsteht am Fehlerort eine niederohmige Verbindung zwischen Schirmdraht und Sensordraht, die am Kabelanfang detektiert und zu einer Fehlermeldung führen kann. Zusätzlich kann mit Hilfe einer sehr einfachen Gleichung der Fehlerort ermittelt werden, wenn Messungen von zwei Seiten erfolgen oder im dreiphasigen System die benachbarte Phase mitverwendet wird.

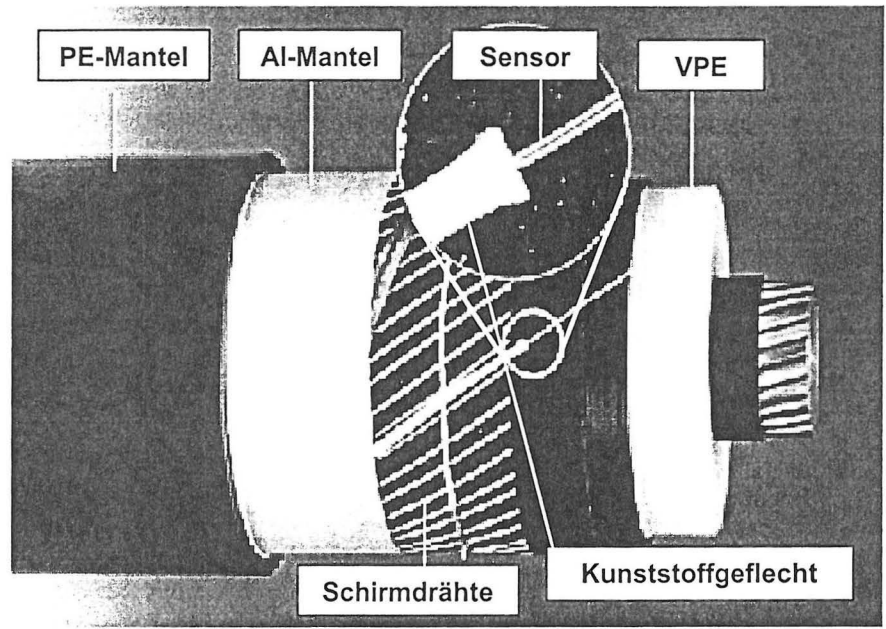


Fig.12
Aufbau eines Kabels mit
Wassersensor

Die vereinfachte Bestimmungsgleichung lautet:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{R_2}{R_1} \approx \frac{L_1}{L_2} = \frac{L_g}{L_1} - 1 \tag{3}$$

mit den Strömen I_1 und I_2 , den Widerständen der Sensorenlängen R_1 und R_2 sowie den Sensorenlängen L_1 und L_2 für die jeweiligen Messungen. L_g beschreibt die Gesamtlänge des Sensors [13].

3.3 Ermittlung der Restlebensdauer

Bei der Beurteilung der Restfestigkeit von polymerisolierten Hochspannungskabeln kann im allgemeinen davon ausgegangen werden, daß eine chemische Alterung für die erwartete Lebensdauer ein untergeordnete Rolle spielt. Eine Alterung durch Teilentladungen kann durch eine Kontrolle der Material- und Fertigungsqualität des Hochspannungskabel im Werk und durch empfindliche Vor-Ort Messung in den Kabelgarnituren wie Endverschluß und Muffe rechtzeitig erkannt werden. Sehr viel aufwendiger ist die Bewertung der Alterung durch Wasserbäumchen, die in Form von sogenannten „vented trees“ von den Leitschichten und als „bow tie trees“ von eingeschlossenen Fehlstellen vorwachsen. Diese Wasserbäumchen gehen dann im letzten Entwicklungsstadium in sogenannte „electrical trees“ über und stellen dann eine leitfähige Verbindung zwischen Leiter und Erdpotential dar, die zum Kurzschluß und zum Ausfall des Kabels führen.

Wasserbäumchen sind in der Regel für die Betriebsfehler und Ausfälle von Hochspannungskabeln verantwortlich, wobei die vented tress die überwiegende Fehlerquelle darstellen [14]. In Fig. 13 ist daher das Wachstum der vented trees in Abhängigkeit der Alterungszeit dargestellt. Da viele Parameter wie Temperatur, Feldstärke, Feuchtigkeitsmenge eine Rolle spielen, ist in Fig. 13 nur ein Bereich (grau unterlegt) dargestellt [15].

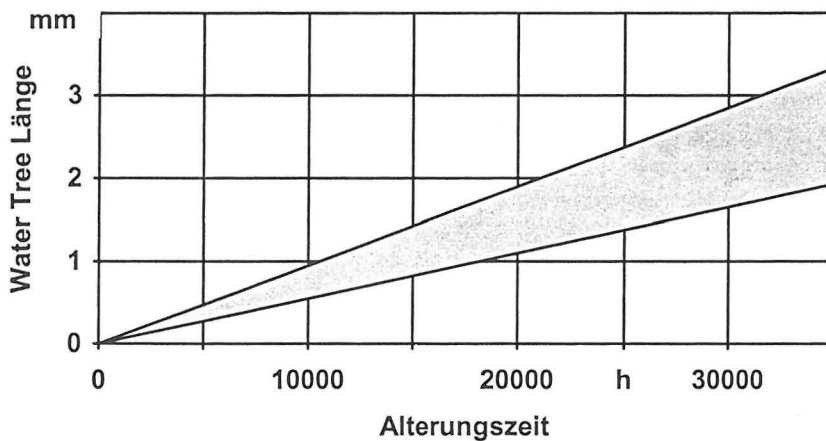


Fig. 13
Wachstum der
Wasserbäumchen in
Abhängigkeit der
Alterungszeit

Die notwendige Verknüpfung zwischen der elektrischen Festigkeit und der Alterungszeit bei „idealen“ Bedingungen für das Entstehen von water trees zeigt Fig. 14 für eine Alterung in Wasser bei einer Spannung von $3 U_0$ [16].

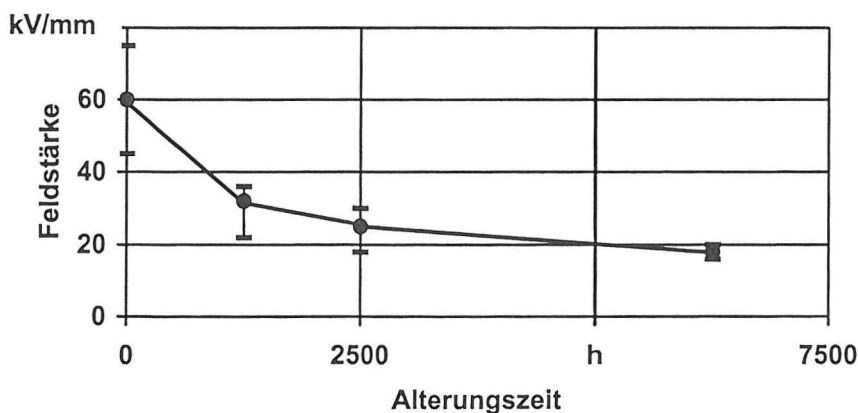


Fig. 14
Feldstärke in Abhängig
keit der Alterungszeit
bei $3 U_0$

Da die water tree Länge mit der Alterungszeit ansteigt und gleichzeitig die elektrische Festigkeit mit der Alterung unter „idealen“ Bedingungen für das tree Wachstum abnimmt, kann die Zustandsbewertung des polymeren Isolierstoffes entweder über die Länge der trees oder über die Ermittlung der Restfestigkeit erfolgen.

Die Restfestigkeit kann nach einem Verfahren der Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik (FGH) ermittelt werden, dessen Ergebnisse unmittelbar in die Normung der fertigungsbegleitenden Prüfungen nach DIN VDE 0276-620 [17, 18] eingeflossen sind. In Fig. 15 ist der Prüfablauf des Stufentestes nach [17] einschließlich der Teilentladungsmessung (TE-Messung) dargestellt.

Aus den Ergebnissen läßt sich eine für Mittelspannungskabel gültige Abschätzung der Restlebensdauer ableiten. Bei einer Restfestigkeit von $\leq 3 U_0$ sind die water trees mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit länger als 5 mm, so daß ein sicherer Betrieb nicht mehr gewährleistet werden kann, da nur eine ungenaue Aussage über das Umschlagen eines water tree in einen electrical tree möglich ist. Bei Erreichen von $4 U_0$ sind die water tree ca. 4 mm lang, so daß noch eine bedingte Betriebssicherheit gewährleistet ist. Ab einer gehaltenen Prüfspannung $> 4U_0$ ist ein weiterer Betrieb möglich [17].

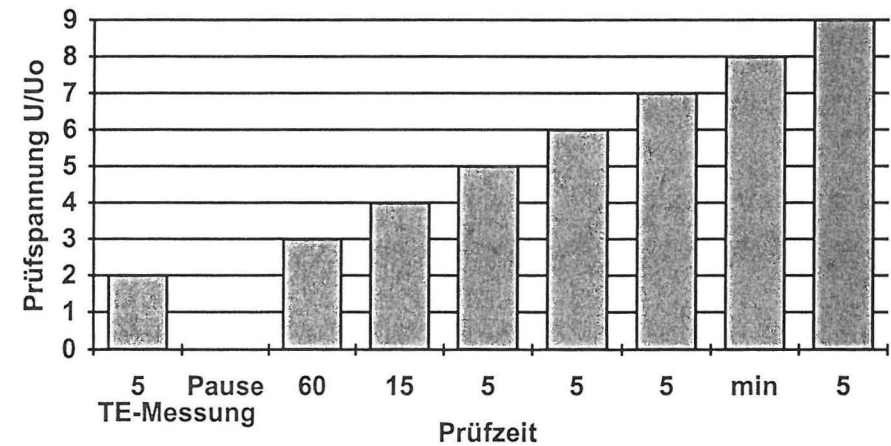


Fig. 15
FGH-Stufentest

Für Vor-Ort Prüfungen kann eine ähnliche Aussage aus der folgenden Tabelle 3 abgeleitet werden, wobei die Prüfzeit 30 min betragen soll.

Prüfspannung	Betriebstüchtigkeit	
	10 kV Kabel	20 kV Kabel
2 U ₀	-	einige Monate
2,5 U ₀	-	ca. 1 Jahr
3 U ₀	einige Monate	ca. 2 Jahre
3,5 U ₀	ca. 1 Jahr	> 2 Jahre
4 U ₀	ca. 2 Jahre	> 2 Jahre

Tab. 3
Betriebstüchtigkeit in
Abhängigkeit der Prüf-
spannung

Eine bestandene Prüfung von $4 U_0$ läßt eine weitere Betriebszeit von mehr als 2 Jahren für ein 20 kV Kabel erwarten. Da eine Ermittlung der Restfestigkeit mit hohen Prüfspannungen eine mögliche Vorschädigung der polymeren Isolierung durch Teilentladungen ohne unmittelbaren Durchschlag verursachen kann, wurde nach anderen Methoden der Zustandsbewertung durch Ermittlung der water tree Länge gesucht. In Fig. 16 ist vereinfacht der Lebensdauerverbrauch infolge einer Prüfungsbeanspruchung dargestellt. Die zunächst lineare Abnahme der Durchschlagfestigkeit mit der Zeit wird durch eine Prüfungsbeanspruchung verändert, indem eine unmittelbare Reduktion der Durchschlagfestigkeit eintritt und der weitere Verlauf durch eine parallel verschobene Gerade dargestellt werden kann. Dadurch wird der Grenzwert früher erreicht und ein Lebensdauerverlust verursacht.

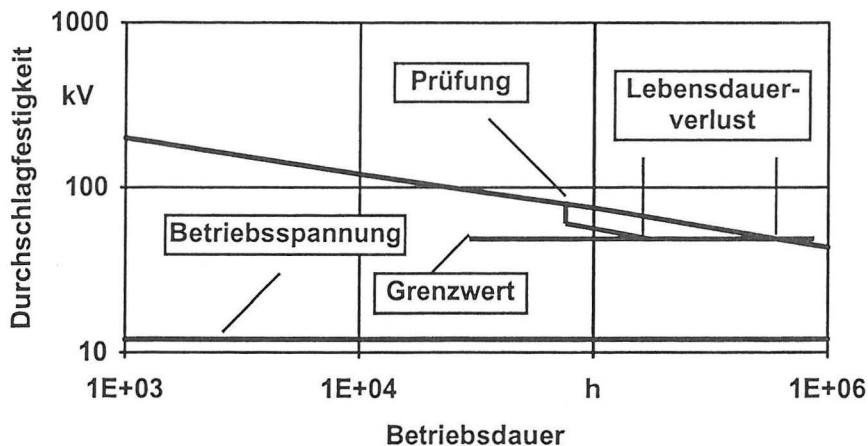


Fig. 16
Durchschlagfestig-
keit in Abhängig-
keit der Betriebs-
dauer

Eine Möglichkeit ohne hohe Prüfspannung ist die Messung der Gleichstromkomponente des kapazitiven Ladestromes. In Fig. 17 ist der Gleichstromanteil in Abhängigkeit der water tree Länge für Mittelspannungskabel dargestellt [12]. Es ist deutlich zu erkennen, daß keine unmittelbare Korrelation zwischen der Gleichstromkomponente und der water tree Länge besteht, da die Gleichstromkomponente eine integrale Messung der Gleichrichterwirkung aller Grenzflächen Leitschicht-Isolierung darstellt.

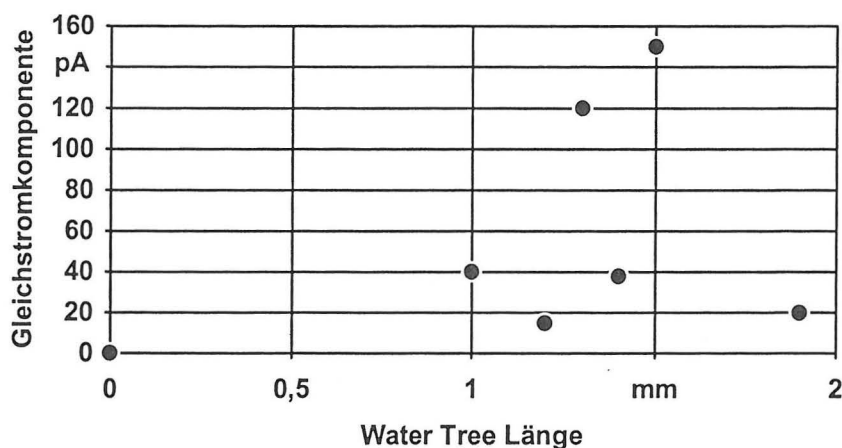


Fig. 17
Gleichstromkomponente
in Abhängigkeit der water
tree Länge

Eine andere Methode ist die Ermittlung der Raumladungsdichte in Abhängigkeit der water tree Länge. An Modellproben konnten hinreichend gute Ergebnisse erzielt werden, wie in Fig. 18 zu sehen ist. Die Probleme bei dieser Methode sind jedoch die Messung der Raumladungen im Isolierstoff eines verlegten Kabels und die Erzeugung der Raumladung mit Gleichspannung [18], die gegenüber der Betriebsbeanspruchung mit Wechselspannung eine erhöhte lokale Beanspruchung des Isolierstoffes verursachen kann.

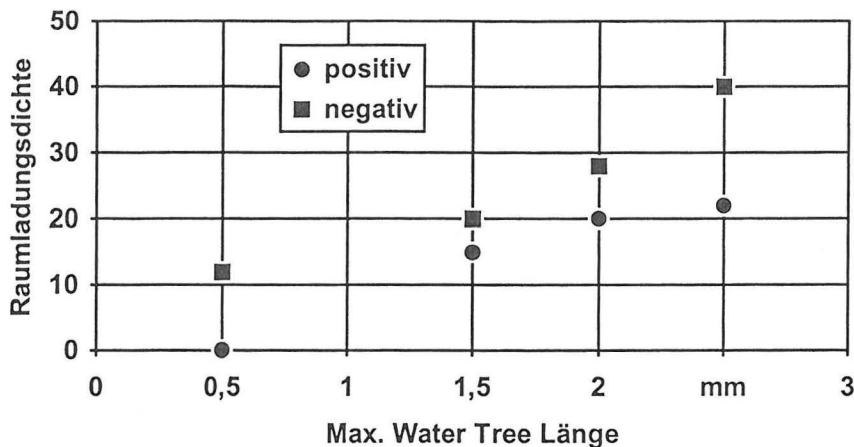


Fig. 18
Raumladungsdichte in
Abhängigkeit der max.
water tree Länge

3.4 Ermittlung des dielektrischen Verhaltens

Das dielektrische Verhalten von polymeren Isolierstoffen wird im wesentlichen dadurch bestimmt, daß der Isolierstoff ein verlustbehaftetes Dielektrikum darstellt, dessen Ladungsträgerverschiebung und Ausrichtung von Dipolen Polarisations- bzw. Depolarisationserscheinungen mit unterschiedlichen Zeitkonstanten im Isolierstoff hervorrufen. Mit Hilfe einer Formierspannung (Gleichspannung) werden die Ladungsträgerverschiebung und die verschiedenen Polarisationsmechanismen, Orientierungs- oder Grenzflächenpolarisation, angeregt und anschließend unter definierten Bedingungen die Auswirkungen der Polarisation bzw. Depolarisation in Form des Nachentladestromes, der Wiederkehrspannung oder des Relaxationstromes ermittelt. Die Veränderung des polymeren Isolierstoffes infolge von water trees bzw. Alterungserscheinungen verursacht eine Änderung des dielektrischen Verhaltens, so daß aus den gemessenen Größen auf die Änderung des Isolierstoffes geschlossen werden kann. Eine Interpretation der Ergebnisse im Hinblick auf eine Zustandsbewertung des polymeren Isolierstoffes ist jedoch in vielen Fällen nicht ohne Einschränkungen möglich.

In Fig. 19 ist das vereinfachte Ersatzschaltbild des polymeren Isolierstoffes dargestellt.

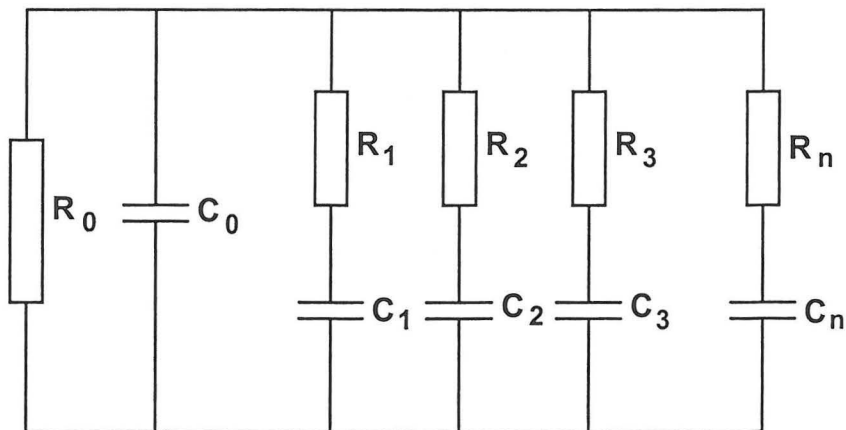


Fig. 19
Ersatzschaltbild des
polymeren Isolierstoffes

Der eigentliche Isolierstoff wird durch den verlustlosen Kondensator C_0 und den Ohm'schen Widerstand R_0 repräsentiert. Die RC-Elemente R_1 bzw. C_1 bis R_n bzw. C_n stellen die Auswirkungen der verschiedenen Polarisationsmechanismen - Elektronenpolarisation, Ionenpolarisation, Orientierungspolarisation und Grenzflächenpolarisation - mit ihren unterschiedlichen Zeitkonstanten dar. Nach einer Formierung mit Gleichspannung sind alle

Kondensatoren geladen. Durch das anschließende Kurzschließen des Prüflings wird der verlustlose Kondensator in sehr kurzer Zeit entladen. Je nach Meßverfahren erfolgt dann die Messung des Nachentladestromes bzw. des Relaxationstromes und der Wiederkehrspannung, deren Amplitude und Zeitverhalten nur durch die verschiedenen RC-Elemente bestimmt werden. Die Alterung des Isolierstoffes bewirkt eine Veränderung in den Polarisationsmechanismen, so daß anhand der verschiedenen Verläufe des gemessenen Kurven auf den Zustand der Isolierung geschlossen werden soll.

3.4.1 Ermittlung des Nachentladestromes

Bei der Ermittlung des Nachentladestromes wird nach dem Kurzschließen des Kabels der sich einstellende Nachentladestrom gemessen, der durch die Entladungen der Kondensatoren C_1 bis C_n verursacht wird. Der allgemeine Stromverlauf kann mit der folgenden Gleichung beschrieben werden

$$i(t) = K \cdot t^{-n} \quad (4)$$

mit der Materialkonstante K , die abhängig von der Temperatur und der elektrischen Feldstärke ist, der Zeit t und dem Steigungsmaß n des Nachentladestromes [20].

In Fig. 20 sind in Abhängigkeit der Ladespannung beispielhaft Ladeströme für ein Kabel mit hoher Dichte an bow-tie-trees dargestellt [20].

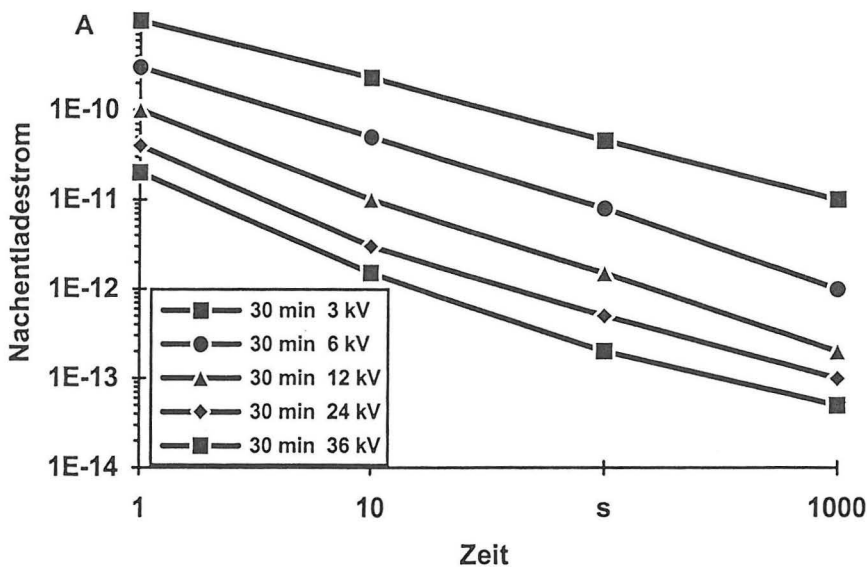


Fig. 20
Nachentladestrom in
Abhängigkeit der Lade-
Spannung

Es ist deutlich zu erkennen, daß die Höhe des Nachentladestromes und das Steigungsmaß n keine eindeutige Diagnose zulassen, da sie sich nicht linear mit der Ladespannung ändern. Es hat sich aber in den Untersuchungen gezeigt, daß ein hoher Gehalt an water trees eine starke Nichtlinearität zwischen Nachentladestrom und Ladespannung verursacht, so daß eine eingeschränkte qualitative Zustandsbewertung möglich scheint. Zur Verdeutlichung sind in Fig. 21 der gemessene und der unter der Annahme der Linearität berechnete Nachentladestrom in Abhängigkeit der Ladespannung dargestellt.

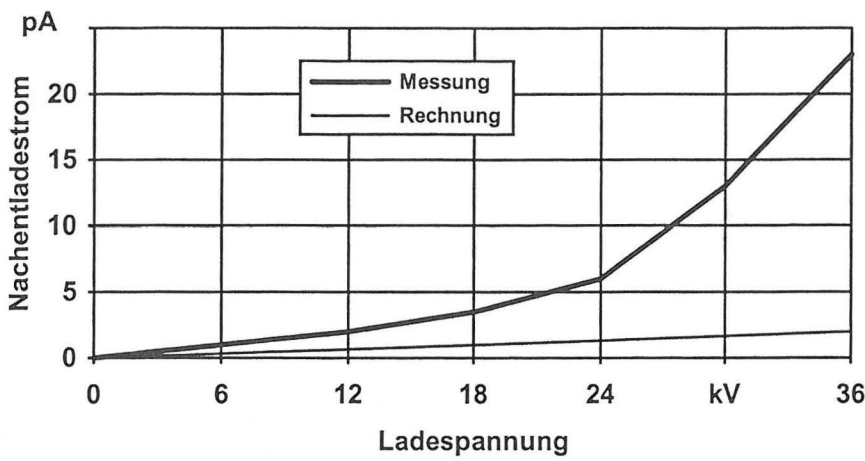


Fig. 21
Nachentladestrom in
Abhängigkeit der Lade-
Spannung

3.4.2 Ermittlung des Relaxationsstromes

Dieses Verfahren ist dem Nachentladestromverfahren sehr ähnlich, so daß hier nur auf die Unterschiede eingegangen werden soll. Die zeitabhängigen Ausgleichsvorgänge in einem Isolierstoff, die im allgemeinen auch Relaxation genannt werden, sind vom Alterungszustand und vom Alterungsmechanismus abhängig, so daß anhand des zeitlichen Verlaufes des isothermen Relaxationsstromes (IRC) und der darin enthaltenen Zeitkonstanten eine Aussage über den Alterungszustand gemacht werden kann. Fig. 22 zeigt zunächst den allgemeinen zeitlichen Verlauf des isothermen Relaxationsstromes [21].

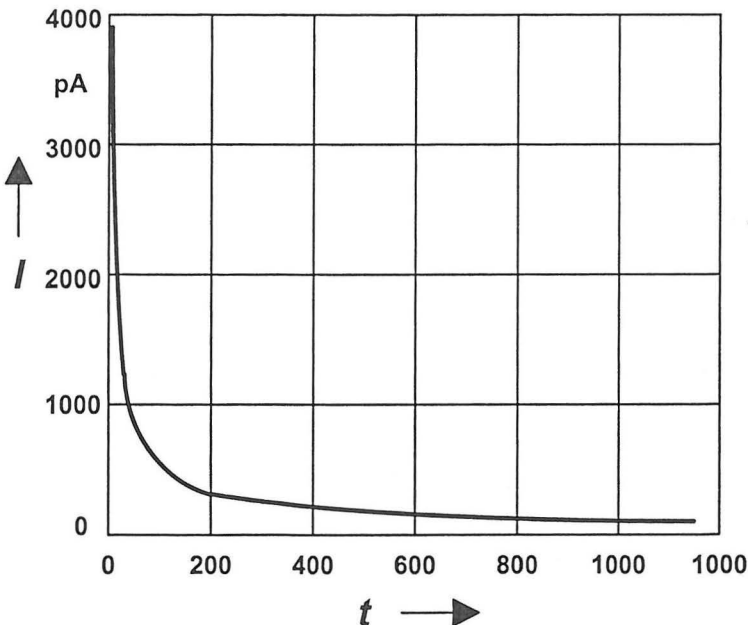


Fig. 22
Relaxationstrom

Eine computergestützte Auswertung der verschiedenen Zeitkonstanten des Stromverlaufes und eine Zuordnung der Relaxationszeiten zu den energetischen Haftstellenniveaus und der Temperatur bei der Messung thermisch simulierter Ströme lassen eine Auswertung hinsichtlich der Alterung oder Schädigung zu. In Fig. 23 sind daher der gemessene Strom (1) und die berechneten Komponenten des Relaxationsstromes (2 - 4) dargestellt.

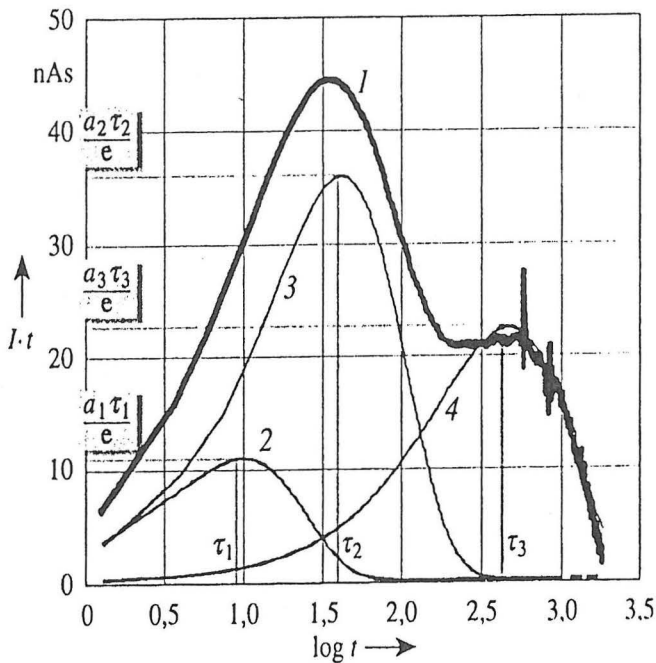


Fig. 23
Messung (1) und
Berechnung (2 - 4) des
isothermen Relaxations-
stromes [22]

Ein Vergleich mit der bekannten Ermittlung der Restfestigkeit mit Wechselspannung [18] zeigt eine gute Übereinstimmung der Ergebnisse bezüglich der Alterungsbewertung.

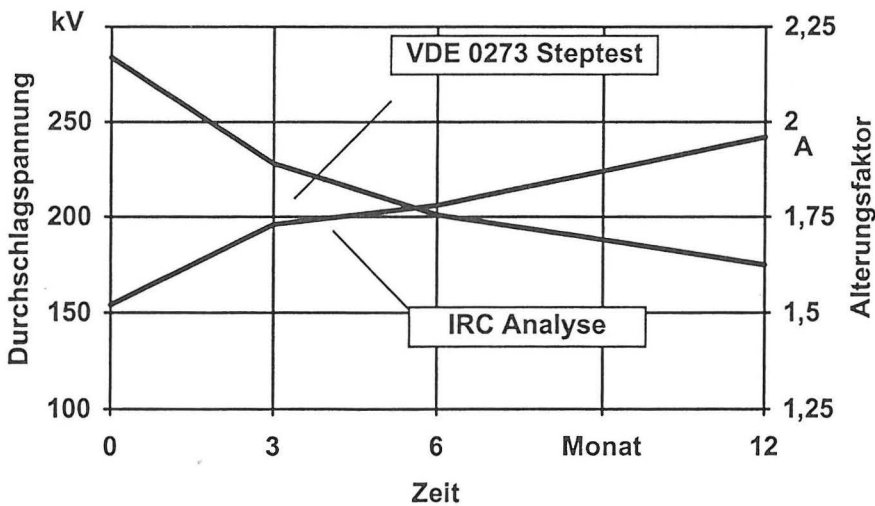
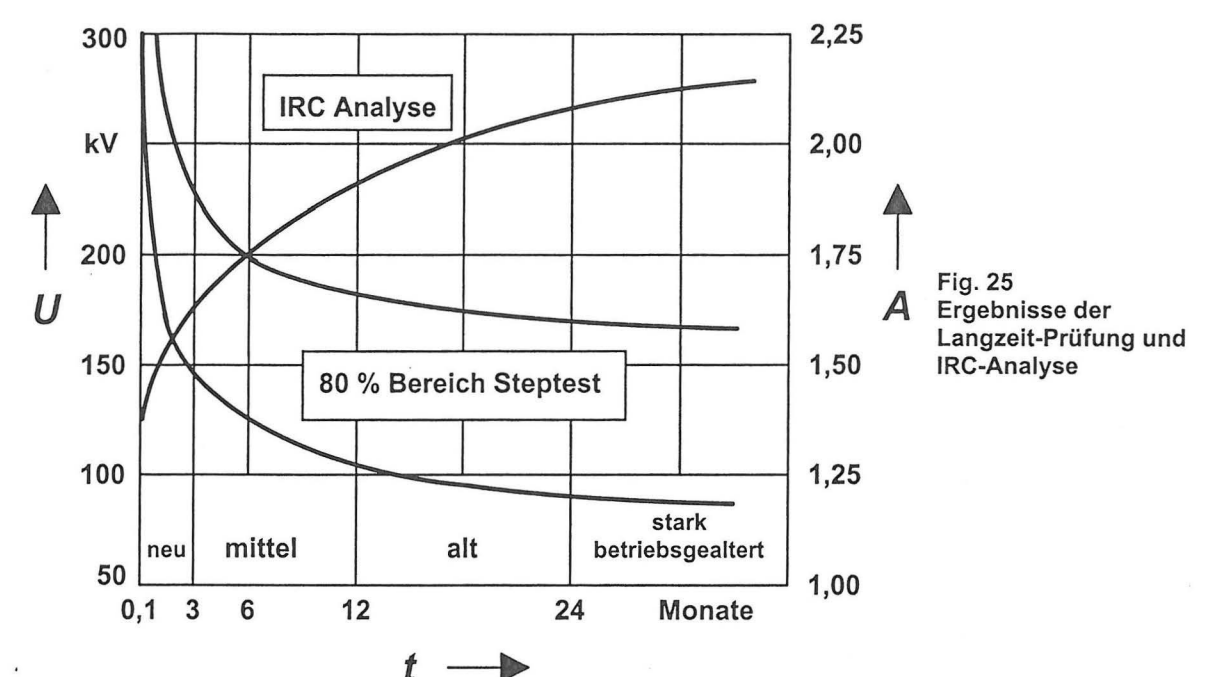


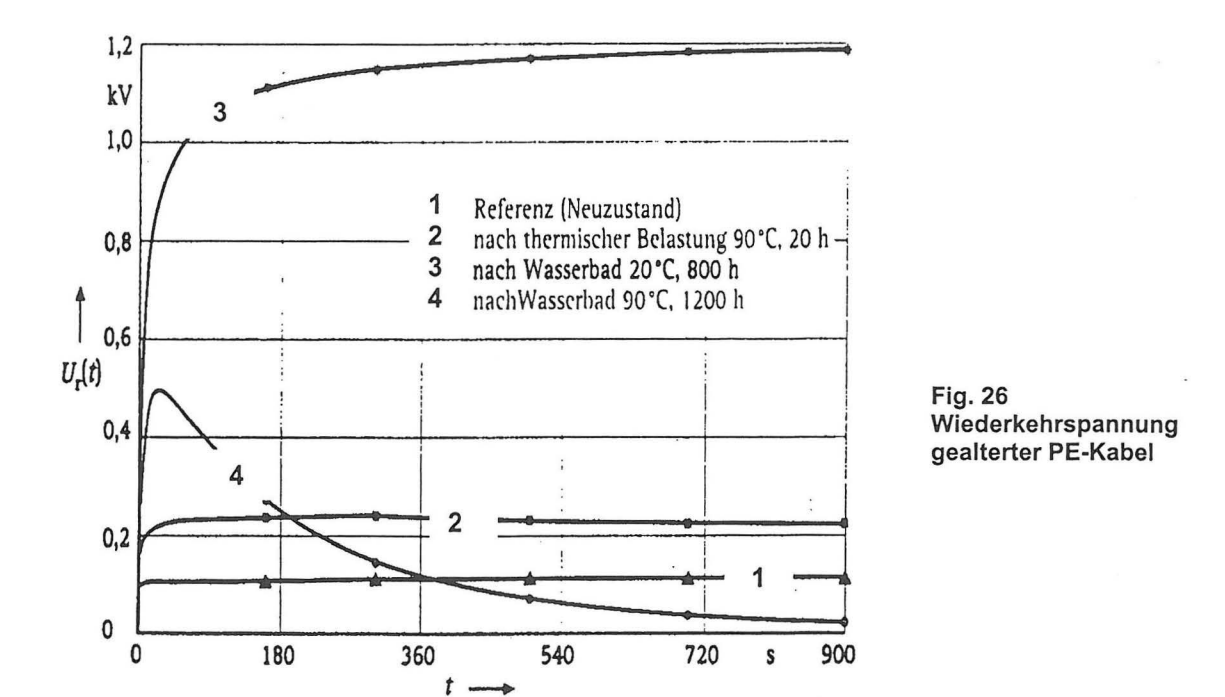
Fig. 24
Vergleich Langzeit-
prüfung und IRC-Ana-
lyse

Die dargestellten Untersuchungen sind an 5 verschiedenen Kabeltypen erfolgt. Eine Übertragbarkeit und allgemeine Anwendung muß jedoch noch nachgewiesen werden, da unterschiedliche Leitschicht-Isoliersysteme sich unterschiedlich verhalten [21] und außerdem die Kabellänge einen Einfluß auf das Meßergebnis hat [23]. Eine erhebliche Einschränkung dieses Verfahrens liegt zudem in der Temperaturabhängigkeit des Stromverlaufes, weshalb dieses Verfahren auch isotherme Relaxationsstrom-Analyse genannt wird. Ein mit einer Zustandsbewertung versehener Vergleich zwischen den Methoden Restfestigkeitsbestimmung und IRC-Alterungsanalyse ist in Fig. 25 dargestellt. In dieser Darstellung ist eine Korrelation zwischen dem 90% Wert der Restfestigkeitsbestimmung und dem Alterungswert A nach der IRC Methode erkennbar. Zur Verdeutlichung ist auch der 80% - Bereich aller Untersuchungen gemäß DIN VDE 0276-620 [18] eingetragen. Da die nach diesem Test 24

Monate gealterten Kabel noch betriebstüchtig sind, ist für die IRC Analyse ein Alterungswert $< 2,2$ zu fordern.



Bei dieser Methode wird der Prüfling nach der Formatierung mit Gleichspannung ebenfalls für eine kurze Zeit entladen, aber dann wird der Kurzschluß entfernt und die sich dann aufbauende sogenannte Wiederkehrspannung gemessen, wobei sowohl der zeitliche Verlauf als auch die Höhe des Scheitelwertes zur Beurteilung des Alterungszustandes der Isolierung herangezogen werden. Fig. 26 zeigt für thermisch- und Feuchte-beanspruchte PE-Kabel den Verlauf der Wiederkehrspannung [24], der für VPE Kabel ähnlich ist.



Die Kurve für das Referenzkabel zeigt eine niedrige Wiederkehrspannung und eine sehr lange Auflade- und Entladezeit. Der Scheitelwert liegt bei etwa 750 s, die Entladezeit ist aus Gründen des Zeitmaßstabes für Kabel mit hoher Feuchtigkeitsbeanspruchung nicht mehr dargestellt. Eine thermische Beanspruchung führt zu einer höheren Wiederkehrspannung mit einer geringeren Aufladezeit (Scheitelwert bei ca. 300s). Eine Feuchte-Beanspruchung bei Raumtemperatur führt zu einer sehr hohen Wiederkehrspannung und einer langen Aufladezeit (Scheitelwert bei ca. 750 s), vergleichbar mit der Aufladezeit des Referenzkabels. Eine kombinierte thermische und Feuchte-Beanspruchung führt zu einer Erhöhung der Wiederkehrspannung im Vergleich zum Referenzkabel und zu einer sehr kurzen Auflade- und Entladezeit (Scheitelwert bei ca. 30 s). Weitere Untersuchungen haben gezeigt, daß der Scheitelwert der Wiederkehrspannung linear von der angelegten Formatierungsspannung für neue Kabel ist, während bei gealterten Kabeln die Wiederkehrspannung überproportional zur Formatierungsspannungsänderung ansteigt. Eine Verlängerung der Formatierungszeit ermöglicht eine differenzierte Bewertung des Zustandes [25].

Nachteilig bei diesem Verfahren ist die hohe Formatierungsspannung bis zu $2 U_0$, bei der unter Umständen unerwünschte Raumladungen aufgebaut werden können, die dann bei einer nachfolgenden Wechsellspannungsbeanspruchung zu lokaler Feldstärkeerhöhung führen. Außerdem sind Aussagen nur im Vergleich mit einer Referenzkurve für ein neues Kabel gleicher Bauart und mit gleichem Isolierstoff möglich, so daß die Zustandsbewertung nur für Isolierungen möglich ist, für die bereits von Beginn an Meßkurven mit dieser Methode ermittelt wurden. Eine relative Aussage über die Veränderungen des Isolierstoffes ist jedoch für alle Kabel nach der Erstellung einer „Referenzkurve“ zu Beginn des Beurteilungszeitraumes möglich.

3.5 Verlustfaktor $\tan \delta$

Im allgemeinen stellt der Verlustfaktor $\tan \delta$ eine integrale Größe dar, die das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindstrom bzw. Wirk- und Blindleistung angibt und häufig auch durch den entsprechenden Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung angegeben wird. Für eine offline Zustandsbewertung wird die Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz eingesetzt. Dieses Verfahren basiert auf zwei Überlegungen. Bei polymerisolierten Kabeln ist eine Beanspruchung mit Gleichspannung als Prüfspannung nicht erwünscht, da sich durch die Gleichspannungsbeanspruchung Ladungsträger im Isolierstoff anlagern können, die bei der dann folgenden Beanspruchung mit betriebsfrequenter Wechsellspannung zu lokalen Feldstärkeerhöhungen im Bereich der Elektroden und damit zu einer Überbeanspruchung des Isoliermaterials führen können. Eine Beanspruchung mit einer Wechsellspannung, auch mit niedriger Frequenz, kann dieses Verhalten verhindern. Der Verlustfaktor ist bei einem Isolierstoff umgekehrt proportional zur Frequenz, dem Widerstand und der Kapazität, wenn das Parallel-Ersatzschaltbild einer verlustbehafteten Kapazität verwendet wird. Bei gleicher Größe des Widerstandes und der Kapazität ergibt sich somit bei geringer Frequenz ein höherer Verlustfaktor, der sich leichter und genauer messen läßt. Untersuchungen an gealterten Kabeln haben gezeigt, daß Kabel mit einem hohen Anteil an water trees auch einen erhöhten Verlustfaktor $\tan \delta$ aufweisen [26]. Als zusätzliches Kriterium kann die Abhängigkeit des Verlustfaktors von der Prüfspannung mitverwendet. Leider ist der Verlustfaktor $\tan \delta$ stark vom polymeren Isoliermaterial abhängig, so daß als Bewertungsindikator nur die relative Änderung im Vergleich zu einem neuen Kabel oder zu einer Referenzmessung verwendet werden kann [27]. Eine mögliche grobe Einteilung der gemessenen Kabel mit Hilfe des Verlustfaktors ist in Fig. 27 dargestellt [26].

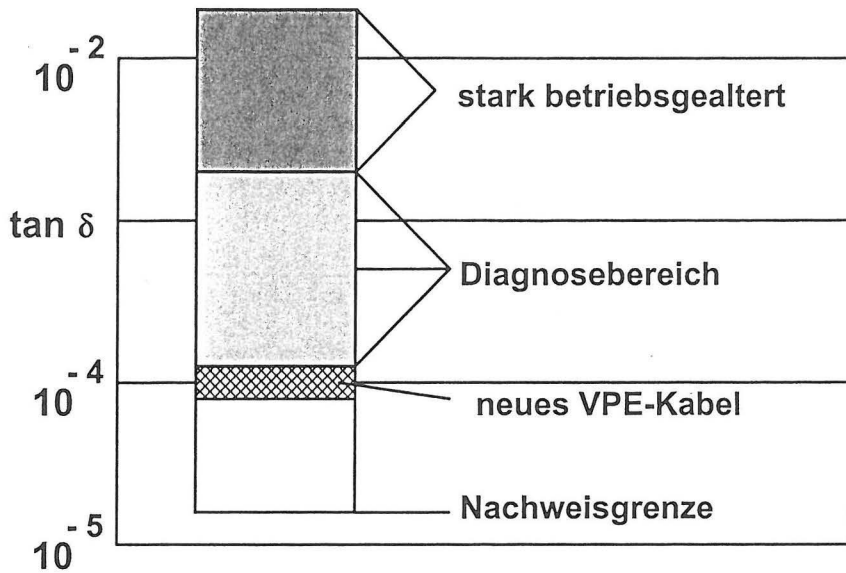


Fig. 27
0,1-Hz Verlustfaktor-
messung

Für eine Eignung zur Zustandsbewertung muß jedoch noch ermittelt werden, ob der Verlustfaktor als integrale Größe empfindlich genug auf lokale Veränderungen des polymeren Isolierstoffes reagiert und ob auch die Größe und Anzahl der „water-tree“-Strukturen neben der mittleren Feuchte erfaßt werden. Eine mögliche Verbesserung der Methode ist die zusätzliche Bewertung des Verlustfaktormaximums in Abhängigkeit der angelegten Frequenz [28].

4 Teilentladungsmessung

Unter Teilentladungen (TE) werden Entladungen in kleinsten Hohlräumen des polymeren Isolierstoffes verstanden. Die Teilentladungen stellen ein Maß für die Verteilung und die Größe der Hohlräume bzw. Fehlstellen im Isolierstoff dar. Bei einer Überbeanspruchung der Hohlräume infolge eines elektrischen Feldes kommt es zu einer Entladung, die an den Klemmen des Prüflings als sogenannte scheinbare Ladung gemessen werden kann. Da diese Methode sehr empfindlich ist, hat sie sich seit vielen Jahren bei der Qualitätskontrolle bewährt. Infolge der Entwicklung der meßtechnischen Möglichkeiten wurden daher Untersuchungen angestellt, ob diese empfindliche Meßmethode auch für eine Zustandsbewertung zur Ermittlung der Alterung bzw. Restlebensdauer eingesetzt werden kann. Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist allerdings, daß die Messungen auch online unter Betriebsbedingungen stattfinden können. Die bisherigen hervorragenden Erfahrungen wurden alle in geschirmten Prüflabors bei der Qualitätskontrolle von polymerisolierten Kabeln erzielt.

Eine Detektion von water trees ist mit der Teilentladungsmessung nicht möglich. Lediglich das Umschlagen von einem water tree in einen electrical tree kann durch die TE Messung erkannt werden, wobei dieser Effekt aber häufig unmittelbar vor dem Durchschlag der Isolierung erfolgt [29]. Die TE Messung kann aber bei allen anderen Verfahren, bei denen Wechselspannung mit hinreichender elektrischer Beanspruchung des polymeren Isolierstoffes eingesetzt wird, als begleitende Maßnahme sehr hilfreich sein, da sie sehr empfindlich auf kleinste Entladungsvorgänge in Fehlstellen reagiert und damit mögliche Vorschädigungen durch die elektrische Beanspruchung detektiert. Zusätzlich ist die TE Messung geeignet, auch den Ort der TE zu bestimmen.

Für die Messung der scheinbaren Ladung haben sich zwei Methoden bewährt, die Erfassung der Teilentladungssignale durch einen Koppelkondensator oder durch eine sogenannte Rogowskispule. In Fig. 28 ist der Versuchsaufbau mit den beiden Meßmöglichkeiten dargestellt.

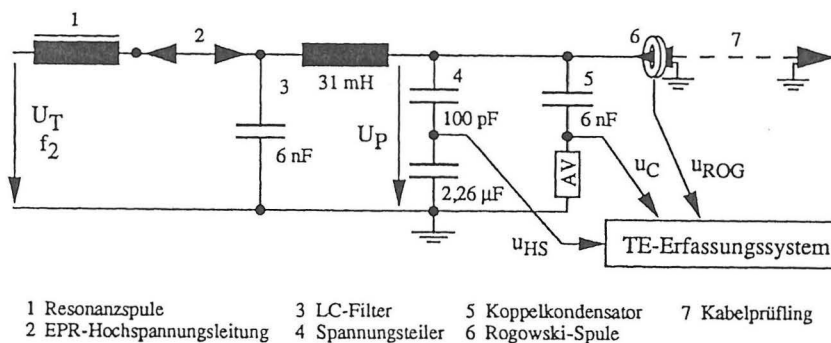


Fig. 28
Versuchsaufbau für
die TE-Messung

Die Meßsensoren können auch in die Kabelmuffe bzw. in den Kabelendverschluß integriert werden. Für die in Fig. 29 dargestellten Komponenten ist eine Integration bereits bei der Herstellung bzw. Montage erforderlich. Grundsätzlich kann aber eine Erfassung der TE-Signale mit Hilfe einer nachträglich eingebauten Rogowski-Spule erfolgen. Dadurch ist es möglich, an bereits verlegten Kabeln zum einen sehr empfindlich an den schwächsten Stellen, der Muffe und dem Endverschluß, zu messen und zum anderen auch die dazwischen liegenden Kabelstücke zu überwachen.

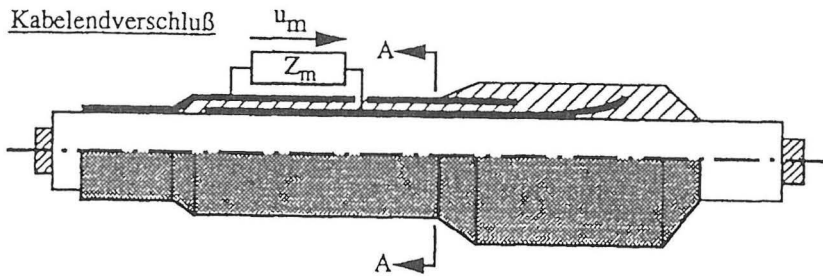
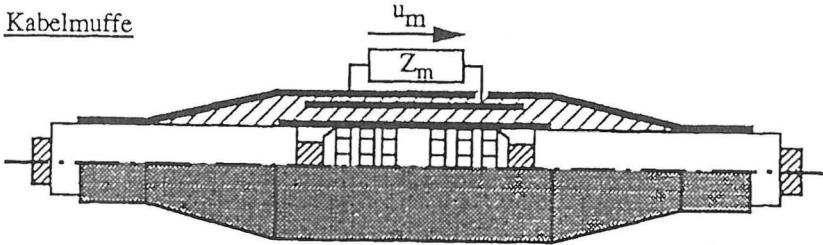
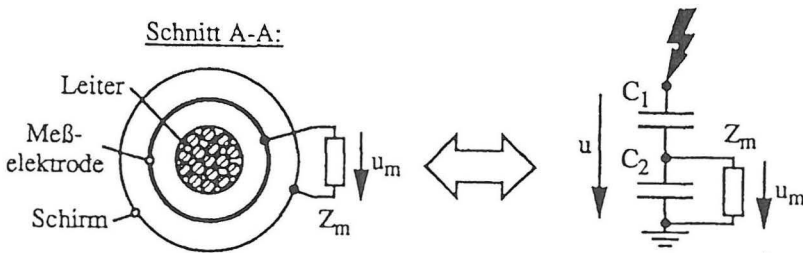
KabelendverschlußKabelmuffe

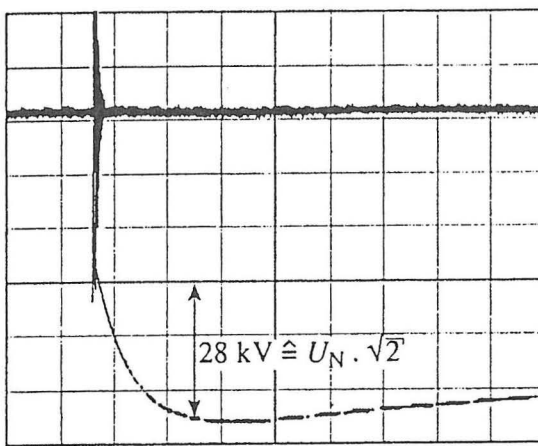
Fig. 29
Schematische Darstellung einer kapazitiven Ankopplung in einer Muffe oder einem Endverschluß

Schnitt A-A:

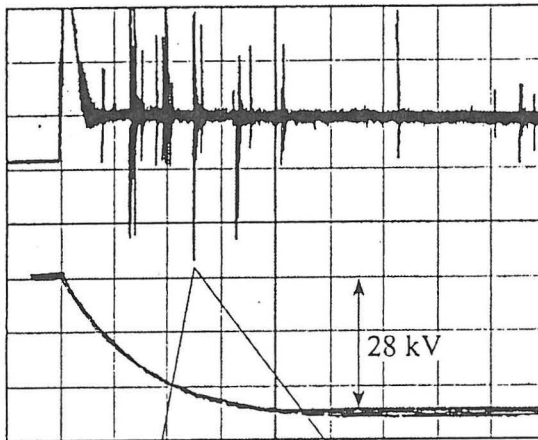
Bei der Messung der Teilentladungen vor Ort ist es erforderlich, neben einer guten Meßanordnung auch eine hinreichende Unterdrückung von Störsignalen zu erreichen, da ansonsten eine aussagekräftige Messung nicht möglich ist. Als Störer treten schmalbandige Signale mit sinusförmigem Verlauf auf, die sich im wesentlichen durch Rundfunk und Fernsehsender und Funksignale ergeben. Breitbandige Störer, die netzsynchron oder stochastisch auftreten, werden durch Thyristoren (Phasenanschnitt) und Leuchtstoffröhren sowie durch Schalthandlungen und atmosphärische Entladungen erzeugt. Diese Störer sind sehr schwer von den eigentlichen zu messenden Teilentladungssignalen zu trennen, so daß hier ein erheblicher Aufwand in Meßeinrichtungen und Filtereinrichtungen getrieben werden muß. Die heute eingesetzten Störunterdrückungsverfahren sind jedoch sehr wirksam, so daß sogar bei Schaltstoßspannungen Teilentladungen gemessen werden können. Fig. 30 zeigt eine TE-Messung bei Schaltstoßspannung.

Einen vergleichbarer Spannungsverlauf ist auch bei den zur Zeit für Vor-Ort-Spannungsprüfungen und Diagnose mit Hilfe der TE-Messung eingesetzten schwingenden Entladungen anzutreffen [30, 31].

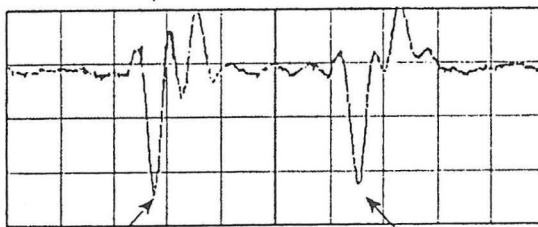
Für Messungen während des Betriebs oder mit betriebsfrequenter Wechselspannung ist natürlich auch von Bedeutung, wo die Teilentladungen auftreten. Eine Ortung der TE-Stelle kann mit Hilfe des Laufzeitverhaltens leicht durchgeführt werden. Fig. 31 zeigt eine TE-Messung an einem Kabel, bei der aus der Laufzeit der Signale (Originalsignal und am Kabelende reflektiertes Signal) der Fehlerort sehr einfach bestimmt werden kann.



Prüfung mit negativer
Schaltspannung
Teilentladungen sind
nicht erkennbar



Teilentladungen sind
deutlich sichtbar



Fehlerstelle $7,52 \mu\text{s} \cong 624 \text{ m}$ Kabelende

ein Signal aus Bild b
wurde 100fach
gedehnt

Fig. 30
TE-Messung bei Schalt-
stoßspannung [29]

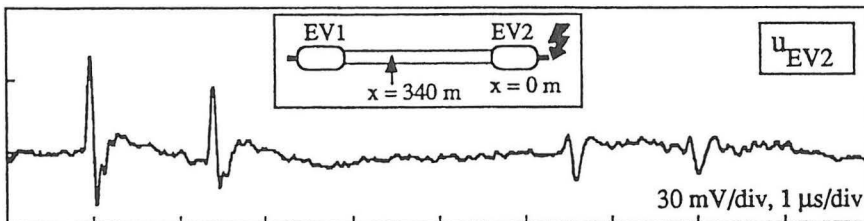


Fig. 31
TE-Ortung mit Hilfe
der Signallaufzeit

Die einzige Voraussetzung für die genaue Bestimmung des TE-Ortes ist die genaue Kenntnis der gesamten Kabellänge.

Der Einsatz von Rogowskispulen an beliebigen Stellen des Kabels ermöglicht eine weitere Eingrenzung, indem durch die Richtungsabhängigkeit der Meßwerte eine einfache Verstärkung oder Auslöschung des Signals erfolgen kann. Fig 32 zeigt das Meßprinzip beim Einsatz von zwei Rogowskispulen am Anfang und Ende einer Muffe.

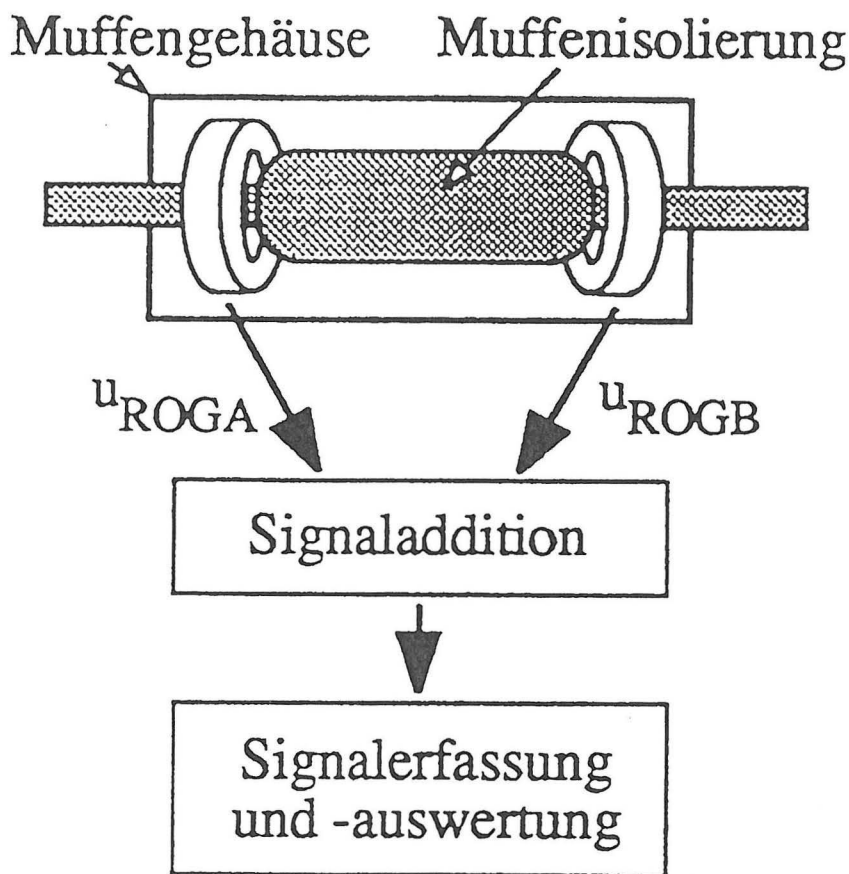


Fig. 32
TE-Messung mit zwei
Rogowskispulen

Mit Hilfe dieser Eigenschaft ist zum Beispiel die Überwachung und Diagnose einer Muffe sehr einfach möglich, da alle Signale, die von außen kommen, durch die Beschaltung der Spulen gegenseitig kompensiert werden, da sie entgegengesetztes Vorzeichen aufweisen, und alle Signale, die aus der Muffe kommen, verstärkt werden, da sie gleiches Vorzeichen aufweisen. Fig. 33 zeigt eine TE-Messung an einer mit zwei Rogowskispulen ausgerüsteten Kabelmuffe.

Die Auswertung und Filterung der gemessenen Signale durch digitale Filter und besonders leistungsstarke Algorithmen erlauben empfindliche Messungen der Teilentladungen auch vor Ort. Diese Verfahren werden zur Zeit noch weiter entwickelt und für ihren jeweiligen Einsatz optimiert. Fig. 34 und Fig. 35 zeigen TE-Signale vor und nach der Filterung. Der Einsatz der Teilentladungsmessung unter Betriebsbedingungen ist im Rahmen einer Zustandsbewertung möglich, eine Korrelation zwischen Teilentladungshöhe und -aktivität und Alterungszustand bzw. Lebensdauer kann möglicherweise in Zukunft durch zahlreiche Messungen im Labor und vor Ort gewonnen werden.

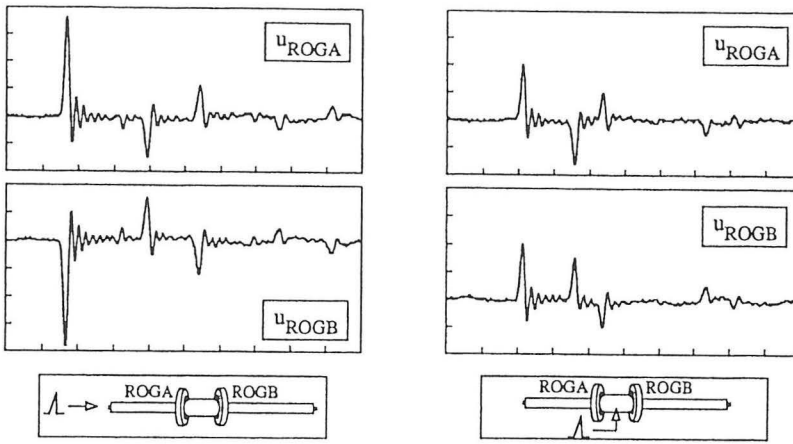


Fig. 33
TE-Messung an einer
Kabelmuffe mit zwei
Rogowskispulen

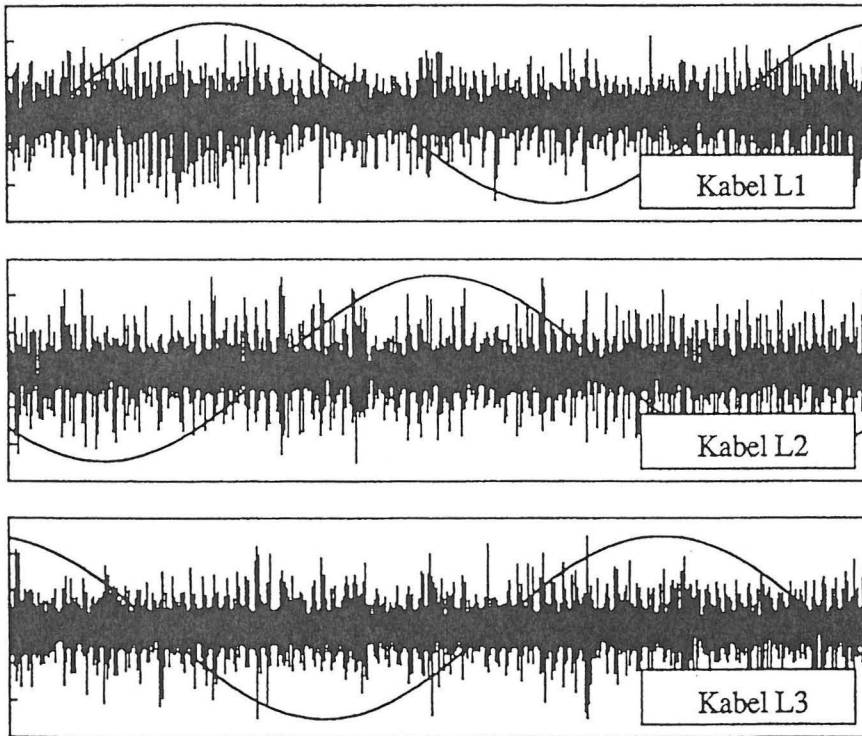


Fig. 34
Original TE-Signal

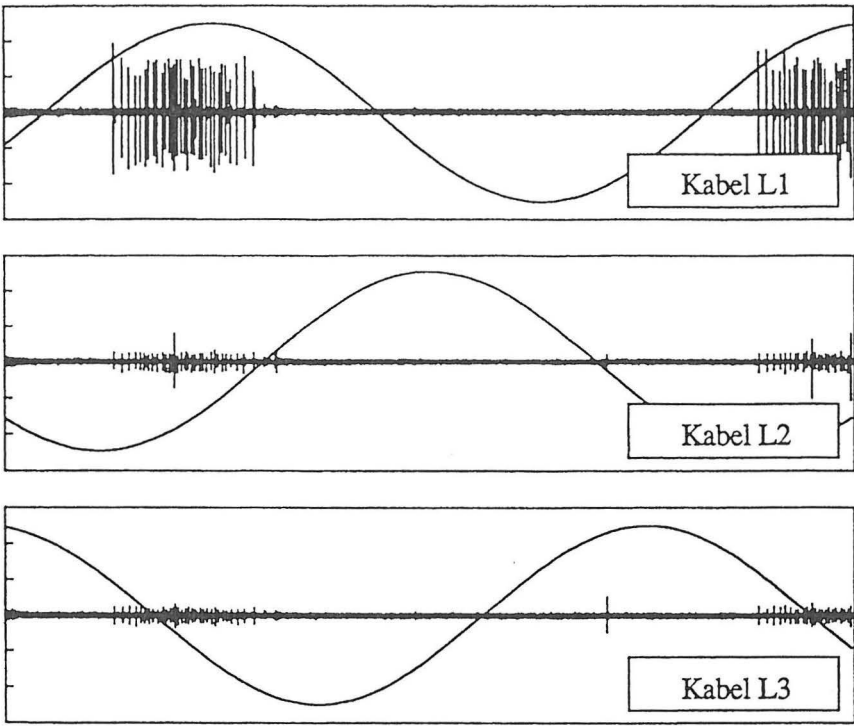


Fig. 35
Gefiltertes TE-Signal

6 **Schrifttum**

- [1] E. Peschke, R. v. Olshausen: „Kabelanlagen für Hoch- und Höchstspannung“
Publicis MCD Verlag, Erlangen, 1998
- [2] VDEW (Hrsg.): „Statistik für das Jahr 1996“, Frankfurt 1998
- [3] E. Gockenbach, D. Kunze: „Makroskopische, innere Grenzflächen in Hochspannungskabelgarnituren“,
ETG Fachtagung „Einfluß von Grenzflächen auf die Lebensdauer elektrischer Isolierungen“, Bad Nauheim, 1999
- [4] R. Hardtke, C. Henningsen, K. Polster: „360 kV diagonal connection through the load centres in Berlin“,
Fachreport Bewag Berlin, 1997
- [5] R. Bach: „Betrachtungen zur Optimierung von Mittelspannungskabelanlagen“,
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96, 1997, Heft 20, S. 1114 - 1121
- [6] VDEW (Hrsg.): „Störungs- und Schadensstatistik“, Heidelberg 1986
- [7] K. Kaminaga et al: „Development of 500 kV XLPE Cables and Accessoires for Long-Distance Underground Transmission Lines - Part V: Long-Term Performance for 500 kV XLPE Cables and Joints“,
IEEE Winter Meeting, Baltimore MD, 1996
- [8] G. C. Montanari, L. Simoni: „Aging Phenomenology and Modeling“,
IEEE Trans. on Electrical Insulation, 1993, Vol. 28, No. 5, S. 755 - 776
- [9] K. Steinfeld, W. Kalkner: „Alterung der inneren Leitschicht polymerer Isoliersysteme“,
Kunststoffe Jg. 87, 1997, Heft 12, S. 1818 - 1824
- [10] B. Harjes: „Lichtwellenleiter zur Überwachung von Energiekabeln“,
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 90, 1991, Heft 8, S. 418 - 424
- [11] R. G. Schroth, W.- Kalkner, D. Fredrich: „Test methods for evaluating the water tree ageing behaviour of extruded cable insulations“,
CIGRE Paris 1990, Beitrag 15/21-09
- [12] U. Glaese: „Entwicklung eines automatisierten Monitoring-Systems für Hochspannungskabel“
Dissertation Universität Hannover, 1996
- [13] W. Rungseevijitprapa, E. Gockenbach, L. Goehlich, H. Vemmer: „Principle and Practical Experiences with a Three-phase Water Monitoring System for XLPE High-voltage Cables“
11th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, London, 1999, Session S23
- [14] FGH Technischer Bericht „PE/VPE Kabeltechnik in Mittelspannungsnetzen“,
Bericht 1-270, 1990
- [15] E. F. Steenis e.a: „Accelerated aging to predict water tree behavior in extruded cables“,
Jicable 1987, S. 161 - 166

- [16] E. A. Henkel e. a: "Electrochemical Treeing-Strukturen in Modellkabelisierungen aus thermoplastischen oder vernetztem Polyethylen",
Siemens Forsch. & Entw. Ber. Bd. 4, 1981, S. 205 - 214
- [17] K.-H. Weck: „Stufentest zur Ermittlung des Isolationszustandes betrieblich vorbeanspruchter PE- und VPE-Mittelspannungskabel“
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 88, 1989, Heft 8, S. 470 - 473
- [18] DIN VDE 0276-620 „Starkstromkabel - Teil 620: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen U_0/U 3,6/6 kV bis 20,8/36 kV“
Dezember 1996
- [19] T. Takada, T. Mizutani, T. Tanaka, N. Hozumi: „New Direct Observation Technique for Electric Charge Behaviour in Insulating Materials and its Application to Power Cables“
CIGRE Paris 1998, Beitrag 15-303
- [20] T. Heitmann, W. Zaengl: „Vor-Ort-Diagnose von polymerisierten Mittelspannungskabeln“
Bulletin SEV/VSE, 1994, Heft 23, S. 27 - 37
- [21] M. Beigert, H.-G. Kranz, D. Kaubisch, D. Meurer: „Computergestützte zerstörungsfreie Alterungsdiagnose für VPE-isolierte Mittelspannungskabel“
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 93, 1994, Heft 11, S. 615 - 618
- [22] J.G. Simmons, M.C. Tam: „Theory of isothermal currents and the direct determination of the trap parameters in semiconductors and insulators“,
Phys. Review B, Vol. 7, No. 8, 1973, S. 3706 - 3713
- [23] D. Meurer, W.-D. Schuppe, M. Beigert, H.-G. Kranz: „Alterung VPE-isolierter Mittelspannungskabelsysteme“
etz, 1995, Heft 20, S. 34 - 41
- [24] R. Porzel, M. Sturm: „Dielektrische Diagnostik von Hochspannungs-Isolierungen“
etz, 1995, Heft 10, S. 18 - 29
- [25] O. Goll: „Diskussionsbeitrag zu den Fachvorträgen“
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 97, 1998, Heft 3, S. 34 - 35
- [26] R. Bach, W. Kalkner, H. Oldehoff: „Verlustfaktormessung bei 0,1 Hz an betriebsgealterten PE/VPE-Kabelanlagen,
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92, 1993, Heft 17/18, S. 1076 - 1080
- [27] R. Plath, W. Kalkner, I. Krage: „Vergleich von Diagnosesystemen zur Beurteilung des Alterungszustandes PE/VPE-isolierter Mittelspannungskabel
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96, 1997, Heft 20, S. 1130 - 1140
- [28] P. Romero, R. Patsch: „The Influence of Water Trees on the Frequency Dependence of the Loss Factor and the Capacitance of XLPE Cables“
9th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, Graz, 1995, Beitrag 5036
- [29] U. Schichler: „Erfassung von Teilentladungen in polymerisierten Kabeln bei der Vor-Ort-Prüfung und im Netzbetrieb“
Dissertation Universität Hannover 1996

- [30] R. Siebert: „Diskussionsbeiträge von der VDEW-Kabeltagung '93“
Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92, 1993, Heft 26, S. 1689 - 1690
- [31] E. Lemke, P. Schmiegel: „Complex Discharge Analysis (CDA) - an alternative
procedure for diagnosis tests on HV apparatus of extremely high capacity“
9th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, Graz, 1995, Beitrag 5617
- [32] E. Gulski, J.J. Smit, P.N. Seitz, J.C. Smit, M. Turner: „On-site PD diagnostics of power
cables using oscillating wave test system“
11th Intern. Symposium on High Voltage Engineering, London, 1999