

Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse

Herausgeber: Electrosuisse

Band: 95 (2004)

Heft: 15

Artikel: Asset-Management in PE/VPE-Mittelspannungskabelnetzen

Autor: Kranz, Hans-Gerd / Hoff, Gunnar / Schmidt, Guido

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-857963>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. [Mehr erfahren](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. [En savoir plus](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. [Find out more](#)

Download PDF: 22.02.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Asset-Management in PE/VPE-Mittelspannungskabelnetzen

Ein neues Konzept zur Durchführung eines erfolgreichen Asset-Managements

Die Versorgungsqualität der elektrischen Energieversorgung ist eng mit dem Zustand des Mittelspannungskabelnetzes verknüpft. Der Wettbewerb fordert eine Minimierung der Netzkosten bei einer hohen Versorgungssicherheit. Aufbauend auf dem Kabelzustand unter Berücksichtigung der komplexen Versagensmechanismen ist durch das Asset-Management eine kostenoptimierte Wartung und Instandhaltung zu realisieren. Im vorliegenden Bericht wird eine grundlegende zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie vorgestellt, welche die IRC-Analyse¹⁾ als global und die 0,1-Hz-VLF-Spannungsprüfung²⁾ als lokal bewertendes Diagnose-Verfahren zu einem Konzept vereint. Dessen Vor-Ort-Tauglichkeit und Kostensenkungspotenzial werden durch die Ergebnisse einer mehrjährigen Anwendung im polymerisierten Kabelnetz eines deutschen Energieversorgers bestätigt.

Der Energiemarkt fordert durch seine Wettbewerbssituation von einem Netzbetreiber die Lösung zweier gegensätzlicher Probleme. Er hat auf der einen Seite den Auftrag, die Sicherheit und Qualität der

bildet deshalb die messtechnische Ermittlung und Bewertung des Ist-Zustandes des betrachteten Betriebsmittels [2, 3].

Das Mittelspannungsnetz repräsentiert rund 80% des Wertes des gesamten elektrischen Versorgungsnetzes [4]. Durch den Austausch eines alten, aber noch betriebsfähigen Kabels können daher – insbesondere wegen der Tiefbaukosten – erhebliche Kapitalmittel gebunden werden, die anderswo effizienter eingesetzt werden könnten. Durch die Anwendung intelligenter Instandhaltungsmethoden

Hans-Gerd Kranz, Gunnar Hoff,
Guido Schmidt

Versorgung mit elektrischer Energie auf einem allseits akzeptierten Niveau zu halten, und muss andererseits gleichzeitig bestrebt sein, die dafür verwendeten Betriebsmittel möglichst effizient (d.h. hier bis an die Lebensdauergrenze) einzusetzen [1]. Die Lösung dieses Problems ist heute eine Aufgabe des Asset-Managements. Gegenstand einer zustandsorientierten Instandhaltung eines Energieversorgungsnetzes sind damit alle Wartungs-, Instandsetzungs- und Erneuerungsmassnahmen. Genau in diesem Feld liegt das Potenzial, durch die Entwicklung geeigneter Strategien die Betriebskosten zu minimieren, ohne den gegenwärtigen Standard der Versorgungsqualität zu verlassen. Eine wichtige Grundlage für das Asset-Management

können sowohl die Kosten gesenkt als auch die Verfügbarkeit gesteigert werden (Bild 1) [5].

Eine besondere Stellung nimmt daher die Zustandsdiagnose im polymerisierten Mittelspannungskabelnetz ein, da dessen Qualität in entscheidendem Masse die Verfügbarkeit von elektrischer Energie bestimmt [5]. In der Spannungsebene bis 20 kV dominieren Kunststoffkabel mit Polyethylen-Isolierungen³⁾. Um eine zielführende Instandhaltungsstrategie zu entwickeln, muss man sich zunächst einen Überblick über die komplexe Versagenscharakteristik PE/VPE-isolierter Mittelspannungskabel verschaffen.

Zustand des Kabels

Ein polymerisiertes Kabel verliert auf Grund der Betriebsbelastung während seiner Betriebsdauer an elektrischer Festigkeit. Die andauernde Belastung mit Feldstärke, Temperatur und Restfeuchtigkeit hat nach dem Stand des Wissens ein Ansteigen der Ausfallwahrscheinlichkeit zur Folge. Als die den «Zustand» beschreibende Grösse hat sich die so genannte elektrische Restfestigkeit $k \cdot U_0$ – ein Vielfaches der Leiter-Erde-Spannung – etabliert [3, 6]. Diese liefert eine Information über das reale Alter des Kabels, also den Lebensdauerverbrauch, der durch die tatsächliche Betriebsbelastung vor Ort begründet wird. In Bild 2 ist die gemessene Restfestigkeit betriebsgealterter 20kV-VPE-Kabel über der Betriebsdauer in Jahren aufgetragen. Herauszule-

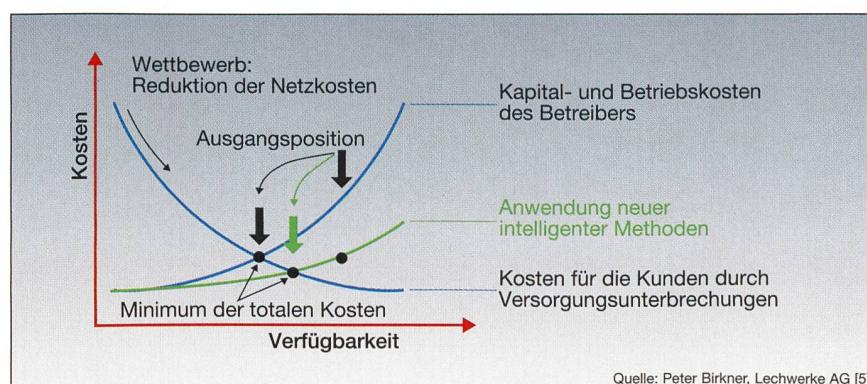


Bild 1 Kosten des Netzes basierend auf der Verfügbarkeit [5]

Mittelspannungskabel

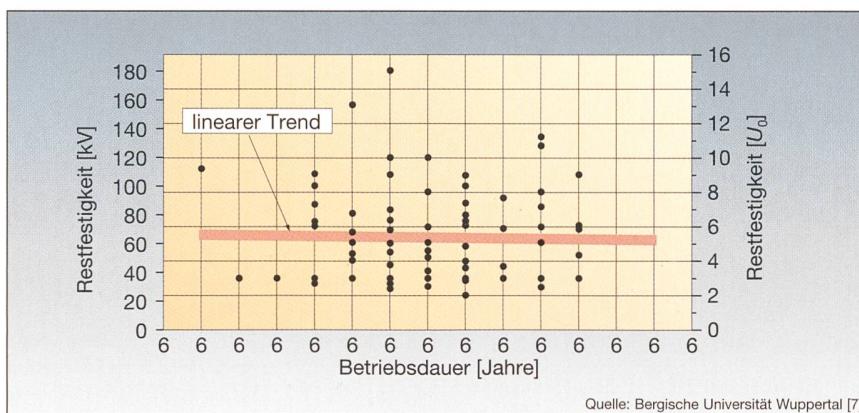


Bild 2 Restfestigkeit betriebsgealterter VPE-isolierter 20-kV-Kabel als Funktion der Betriebsdauer [7]

U_0 : Leiter-Erde-Spannung. Die Grafik zeigt, dass Kabel nach einer Betriebsdauer von beispielsweise 12 Jahren noch Spannungen von $2 \cdot U_0$ und $15 \cdot U_0$ aushalten.

sen ist die wichtige Tatsache, dass das reale Alter nicht mit dem nominellen Alter (tatsächliche Betriebsdauer) eines Kabels korreliert. Dabei beschreibt das nominelle Alter die verstrichene Zeit seit der Legung des Kabels. Für eine Betriebsdauer von beispielsweise 12 Jahren ergeben sich nach [7] Restfestigkeiten zwischen $2 \cdot U_0$ und $15 \cdot U_0$, die nur mit einer unterschiedlichen individuellen Alterungs- und Schädigungsgeschichte des jeweiligen Kabelsystems zu erklären sind.

Offenbar liefert das nominelle Alter einer Kabelstrecke also keine verwertbare Information über das Betriebsrisiko. Da aber die Kenntnis der Versagenswahrscheinlichkeit des betrachteten Systems die wichtigste Grundlage für das Asset-Management bildet, muss der Zustand eines Betriebsmittels durch Messungen bestimmt werden [1], die immer für jedes Kabel individuell durchgeführt werden müssen [6].

Alterung und Schädigung

Beschränken sich Diagnose und Risikoabschätzung lediglich auf die Bestimmung der Restfestigkeit, so bleibt die Frage offen, welche Einflüsse letztlich zum Absinken der elektrischen Festigkeit bis hin zum Durchschlag führen. Zur besseren Beurteilung müssen die hier wirkenden Ursachen in zwei grundsätzliche Versagensmechanismen differenziert werden [8].

Alterung

Mit dem Begriff Alterung werden alle negativen Veränderungen des Dielektrikums beschrieben, welche sich homogen verteilt im gesamten Isolationsvolumen vollziehen und zu einer globalen irreversiblen Abnahme der elektrischen Festig-

keit führen. Es handelt sich um über längere Zeiträume ablaufende elektrochemische und elektrophysikalische Prozesse, die zu einer Veränderung der molekularen Struktur eines teilkristallinen Polymers führen. Hierzu zählen im Wesentlichen die Auswirkungen durch Oxidation und freie energiereiche Ladungsträger (Bildung von Polymerradikalen und Entstehung von Carbonylgruppen) [9, 10, 11].

Schädigung oder Krankheit der Isolation

Ordnet man das Versagen dagegen einer Schädigung oder Krankheit der Isolation zu, so beschreibt man damit Erscheinungen, welche ein Dielektrikum nur lokal begrenzt – also punktuell – schwächen. In diese Kategorie einzuordnen sind alle Teilentladungsphänomene (TE-Phänomene, z.B. das Treeing⁴⁾) sowie mechanische Schäden durch Mon-

tage- oder Legefehler [12]. Das so genannte «Water Treeing» beschreibt in der Regel einen globalen Alterungsmechanismus [6]. Einzelne weit vor gewachsene «Vented Trees» erzeugen aber eine lokale Schädigung der Isolation. Dieses Verhalten zeigt, dass sich in einem realen betriebsgealterten Polymer lokale und globale Prozesse komplex überlagern.

Bild 3 unterstreicht, dass eine solche ursächliche Abgrenzung der physikalisch-chemischen Mechanismen einer Zustandsveränderung der Isolation die Entwicklung einer plausiblen zustandsorientierten Instandhaltungsstrategie ermöglicht [6].

Die elektrische Restfestigkeit eines Polymerkabels nimmt, wie oben beschrieben, prinzipiell mit zunehmender Betriebsdauer ab. Ohne Instandhaltung würde es zum kostenintensiven Ausfall des Kabels kommen. Dessen Ursache liegt entweder in einer lokalen Schädigung (zum Zeitpunkt $t_{A,S}$) oder in der globalen Alterung (zum Zeitpunkt $t_{A,A}$).

Unterschreitet die Restfestigkeit einen definierten Wartungslevel (zu den Zeitpunkten t_{D1} und t_{D4}), so liefert die Kenntnis über die Ursache für dieses Absinken dem Netzbetreiber den Schlüssel zur Wahl einer notwendigen und kostenoptimierten Instandhaltungsmassnahme. Liegt als Ursache etwa eine lokale Schwachstelle (Ermittlung zum Zeitpunkt t_{D1}) vor, so ist die technisch und wirtschaftlich sinnvolle Massnahme die Reparatur des geschädigten (kurzen) Kabelstückes. Dadurch wäre die für den weiteren Betrieb ausreichende Festigkeit der noch intakten Isolierung wieder zu erreichen. Dagegen ist zum Zeitpunkt t_{D4} die Restfestigkeit durch globale Alterung soweit gleichmäßig im Isolationsvolumen abgesunken, dass das Kabel am Ende seiner Lebensdauer angelangt ist. Die Betriebsfähigkeit kann in diesem Fall nur durch den Austausch der gesamten Kabelstrecke wieder erlangt werden. Eine Abgrenzung von Alterung und Schädigung bildet somit die Grundlage zur Entscheidung über eine funktionserhaltende Massnahme wie Austausch oder Reparatur des Kabels und ermöglicht dem Netzbetreiber so die maximale Ausnutzung der Lebensdauer einer Kabelstrecke. Auf diesem Weg kann damit ein wesentliches Ziel des Asset-Managements erreicht werden [1, 2, 6].

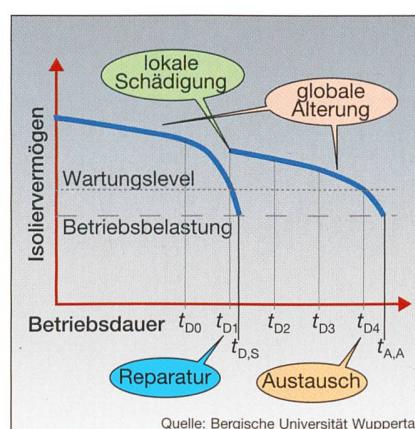


Bild 3 Schematische Abhängigkeit des Isoliervermögens von der Betriebsdauer

$t_{A,S}$: Zeitpunkt des Ausfalls durch Schädigung der Isolation; $t_{A,A}$: Zeitpunkt des Ausfalls durch Alterung der Isolation; t_{D0} bis t_{D4} : Zeitpunkte für die Durchführung der Wartung

Messung und Diagnose

Die aufgezeigte grundsätzlich unterschiedliche Natur von Alterungs- und Schädigungs-Phänomenen erfordert unterschiedliche Bewertungsmethoden.

Dielektrische Verfahren	IRC-Analyse
$\tan \delta^*$	
Messung im Frequenzbereich	Messung im Zeitbereich
$U_m(0,1 \text{ Hz}) \leq 2 \cdot U_0$	$U_F \leq 1 \text{ kV}_{DC}$
Dielektrische Verluste sind nicht separierbar	Zerstörungsfrei
Beeinflussung durch Wasser und Parallelimpedanzen	Keine Beeinflussung durch Wasser und Parallelimpedanzen
Empirische Bewertungsparameter, unbrauchbar für Copolymeren	Materialwissenschaftlich gesicherte Grundlagen

* $\tan \delta$: dielektrischer Verlustfaktor (Verhältnis von Wirk- zu Blindstrom)

Tabelle Gegenüberstellung der gebräuchlichen dielektrischen Verfahren [14]

U_m : Effektivwert der 0,1-Hz-Messspannung bei der Verlustfaktormessung; U_F : Betrag der Formierspannung (Gleichspannung) bei der IRC-Analyse

Ein einziges Mess- oder Diagnoseverfahren alleine ist nach dem Stand des Wissens nicht in der Lage, den Gesamtzustand einer Kabelisolation vollständig zu beschreiben [3, 13]. Will man ein Instandhaltungskonzept erarbeiten, welches auf dem Zustand der Kabelstrecke aufbaut, ist damit zwangsläufig der Einsatz von mindestens zwei zustandsbewertenden Diagnoseverfahren erforderlich – ein global und ein lokal bewertendes Verfahren.

Global bewertende Verfahren

Globale Aussagen über das Gesamtvolumen der Kabelisolation können heute nur dielektrische Verfahren liefern. In der Tabelle sind deren wichtigste Merkmale gegenübergestellt. Die Leistungsfähigkeit der heute angewendeten Verfahren ist umfassend in [6] und [14] diskutiert. Nach heutigem Wissenstand hat lediglich die IRC-Analyse als zerstörungsfreies Diagnoseverfahren das Potenzial zur zerstörungsfreien Bestimmung des globalen Alterungszustandes von betriebsgealterten kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln [5, 15].

Die IRC-Analyse

Die IRC-Analyse ist ein an der Bergischen Universität Wuppertal entwickeltes⁵, zerstörungsfreies dielektrisches Verfahren zur Vor-Ort-Bestimmung des globalen Alterungszustandes von betriebsgealterten Mittelspannungs-Kunststoffkabeln [6, 11].

Es basiert auf der Messung des so genannten Relaxationsstromes⁶) bei konstanter Temperatur nach einer 30-minütigen Phase der Formierung des Isolationsvolumens, also einer Anregung des Dielektrikums mit einer hochkonstanten Gleichspannung von 1 kV. Diese sehr

niedrige Formierspannung schliesst eine Vorschädigung des Kabels durch das Diagnoseverfahren sicher aus [11]. Der im Kurzschluss gemessene Stromverlauf $i(t)$ wird in der IRC-Analyse mathematisch bearbeitet und durch die Summe aus exponentiell abklingenden Teilströmen beschrieben. Deren jeweilige Zeitkonstanten τ_n und Amplituden a_n hängen von den energetischen Niveaus und der räumlichen Verteilung der Haftstellen⁷ im Kabelisolationsvolumen ab. Auf diese Weise ist ein ursächlicher Rückschluss vom Verlauf des Relaxationsstromes auf die wirksam gewordenen Alterungsmechanismen möglich; damit besteht eine materialwissenschaftliche Basis für die Alterungsdiagnose (Bild 4) [16].

Ein speziell angelerntes neuronales Netz verarbeitet diese Relaxationsstromverläufe und ordnet den Zustand des Isolationsvolumens einer der vier IRC-Alterungsklassen «neuwertig», «gealtert», «alt» oder «kritisch» zu. Dieser Ablauf ist in Bild 4 schematisiert gezeigt. Für die Diagnose von PE/VPE-Isolierungen ist keine Referenzmessung des untersuchten Kabels und keine Kenntnis über dessen Ausgangszustand notwendig [11]. Das neuronale Netz wurde von Experten mit dem Wissen über den kabelspezifischen Alterungszustand angelernt; dieses Wissen steckt damit in den Gewichten des neuronalen Netzes.

Der zweite Schritt einer Kabeldiagnose, das Prognostizieren der Restfestigkeit, ist in Bild 5 dargestellt. Diese Prognose basiert auf der Auswertung der vor Beginn einer Messung vom Anwender einzugebenden Informationen zur Kabelkonstruktion und der Anzahl der verwendeten Muffen. Der automatisierte Vergleich mit IRC-Messungen aus internen

Referenzdatenbanken mit empirisch ermittelten realen Restfestigkeiten liefert nach Anwendung eines Fuzzy-Algoritmus einen Prognosewert der Form $U_{PRO} = m \cdot U_0$.

U_{PRO} korreliert bei guten Referenzdaten mit der nur zerstörend zu bestimmenden Restfestigkeit aus dem FGH-Stufentest⁸⁾ [17] und liefert dem erfahrenen Anwender ein sehr zuverlässiges Kriterium zur umfassenden Beurteilung des Alterungszustandes (hier: $k \cdot U_0$) einer Kabelstrecke [3]. Die Restfestigkeitsprognose in der IRC-Analyse ist damit grundsätzlich von der Qualität der verfügbaren Referenzdaten abhängig. Für die westeuropäischen Standardkonstruktionen mit graphitierter äusserer Leitschicht (verwendet bis etwa 1984) und die aktuellen dreifach-extrudierten VPE-Kabel existieren heute leistungsfähige Referenzdatenbanken. Diese Datenbanken können aber nicht ohne Verlust an Diagnosezuverlässigkeit für spezielle PE/VPE-Kabelkonstruktionen (z.B. 2+1-Extrusion, äussere Leitschicht als «strippable» ausgeführt, usw.) verwendet werden [18].

Lokal bewertende Verfahren

Als lokal bewertende Verfahren, die Isolationsschäden oder -defekte bewer-

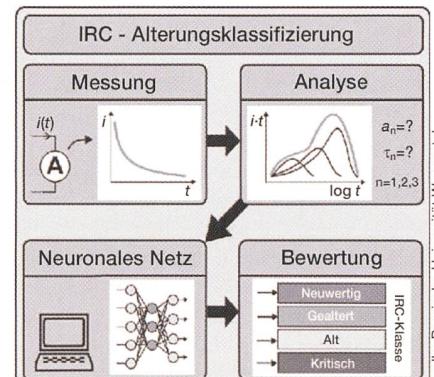


Bild 4 Methodik zur Bewertung des Alterungszustandes in der IRC-Analyse

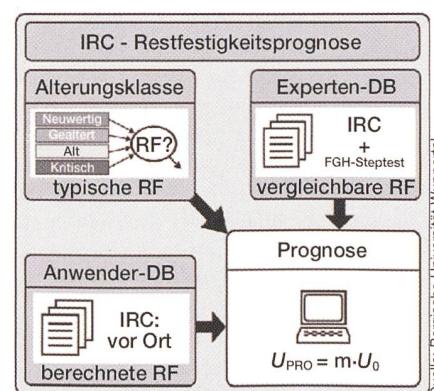


Bild 5 Methodik zur Berechnung der Restfestigkeitsprognose in der IRC-Analyse
RF: Restfestigkeit; DB: Datenbank

Mittelspannungskabel

ten, werden die 0,1-Hz-VLF-Spannungsprüfung und die Teilentladungsmessung (TE-Messung) verwendet. Der Nutzen von TE-Messungen an polymerisierten Mittelspannungskabeln reduziert sich jedoch auf eine periodische Überwachung der Kabelgarnituren zum frühzeitigen Erkennen und Bewerten potenzieller Fehler [19]. Im Gegensatz dazu gilt im Mittelspannungsbereich die stetige Überwachung des Isolationsvolumens als zu aufwändig und wenig sinnvoll [2], denn der Isolierstoff Polyethylen reagiert auf Teilentladungen so empfindlich, dass ein Versagen innerhalb kürzester Zeit nach dem Auftreten messbarer Teilentladungen eintritt [1]. Lebensdauerrelevante Teilentladungsfehler würden daher ein kontinuierliches Monitoring erfordern, welches aber an 20-kV-VPE-Kabeln aus Kostengründen als nicht vertretbar gilt. Auch während einer periodischen Überwachung würden viele kritische Teilentladungsfehler nur bei einer die Betriebsspannung übersteigenden Off-line-Prüfung detektiert [19]. Dann aber hätte die TE-Messung eher den Charakter einer extrem aufwändigen Spannungsprüfung. Ein vergleichbares Ergebnis erhält man nach Auffassung der Autoren auch bei der weit aufwandsärmeren 0,1-Hz-VLF-Spannungsprüfung. Bei dieser Prüfung soll der lokale Defekt – soweit er durchschlagsrelevant ist – zu einem Versagen und damit zu einer Reparatur führen.

Die VLF-Prüfung

Die VLF-Prüfung ist eine eingeführte Vor-Ort-Spannungsprüfung zum Nachweis lokaler Schwachstellen nach einer Kabellegung oder einer -reparatur. Sie wird in der Regel mit einer Prüfspannung von $3 \cdot U_0$ durchgeführt und ist im Falle des «Nicht-Bestehens» ein zerstörendes Verfahren. Untersuchungen der TU Hannover an künstlich geschädigten VPE-Kabel-Prüflingen bescheinigen der 0,1-Hz-VLF-Prüfung im Vergleich zu allen höherfrequenten Prüfspannungen die grösste Selektivität bei der Erkennung lokaler Schwachstellen [20]. Die Ergebnisse besagen, dass eine relativ hohe, über die Betriebsspannung hinaus gehende VLF-Prüfspannung für neuwertige Kabel kaum eine Gefahr darstellt, da die Qualitätskontrolle des Herstellers heute ein fehlerfreies Dielektrikum gewährleistet. Für global gealterte Kabel muss eine solche Spannungsprüfung aber als potenziell Lebensdauer-begrenzend betrachtet werden. Von den Autoren wird in diesem Fall die Reduktion der VLF-Prüfspannungshöhe auf $1,7 \cdot U_0$ empfohlen, um einerseits das geprüfte Kabel nicht vorzuschrägeln und andererseits eine ausrei-

chende Signifikanz bei der Detektierung lokaler Fehler (z.B. nach einer Reparatur) sicherzustellen [6].

Instandhaltungsstrategie

Die vorangegangenen Überlegungen haben gezeigt, dass eine erfolgreiche Kabeldiagnose zunächst die separate Analyse der Mechanismen Alterung und Schädigung erfordert und die messtechnische Erfassung des Ist-Zustandes des Kabels durch mindestens zwei darauf abgestimmte Messverfahren erfolgen muss. Die IRC-Analyse ist hierbei das geeignete global diagnostizierende Verfahren, die Eignung der 0,1-Hz-VLF-Spannungsprüfung als lokal bewertende Prüfung wurde in den vorangegangenen Erläuterungen dargelegt. Im vorgeschlagenen Konzept einer zustandsorientierten Instandhaltung werden beide Verfahren unter strategischen Gesichtspunkten zusammengeführt. Eine solche Strategie muss den Bedingungen Rechnung tragen, die vor Ort herrschen [1]. Dort sind Anzahl und Grösse der auf das Kabelsystem wirkenden Belastungsparameter unbekannt, welche entweder eine Alterung oder eine Schädigung der Isolation begünstigen. Wie weiter oben bereits aufgezeigt wurde, können sich grundsätzlich aber unter Betriebsbedingungen beide Mechanismen – globale Alterung und lokale Schädigung – unabhängig voneinander überlagern. Um eine Vorschädigung der Isolation durch eine Spannungsprüfung bei unbekanntem Alterungszustand und Schädigungsgrad auszuschliessen, ist der erste Schritt immer die Bestimmung des globalen Alterungszustandes mittels der IRC-Analyse, da die niedrige Formierspannung von nur 1 kV_{DC} während der üblicherweise 30-minütigen Ladephase eine Gefährdung sicher ausschliesst [11].

Das weitere Vorgehen baut auf dem so diagnostizierten Alterungszustand der Isolation auf und ist in Bild 6 schematisch dargestellt.

Wird der Alterungszustand des Isolationsvolumens mit der IRC-Analyse als «kritisch» bewertet, so ist die Ausfallwahrscheinlichkeit der Kabelstrecke hoch. In diesem Fall muss der Netzbetreiber kurzfristig Massnahmen ergreifen: die Kabelstrecke muss ausgetauscht oder entlastet werden. In Bild 3 tritt dieses Szenario zum Zeitpunkt $t_{\text{D}4}$ ein. Eine sich daran anschliessende VLF-Prüfung kann für diesen Fall nach Ansicht der Autoren keine Aussage liefern, die die Risikoabschätzung relativieren könnte. Zudem wäre der weitere Betrieb eines derart kritisch gealterten Kabels durch die VLF-

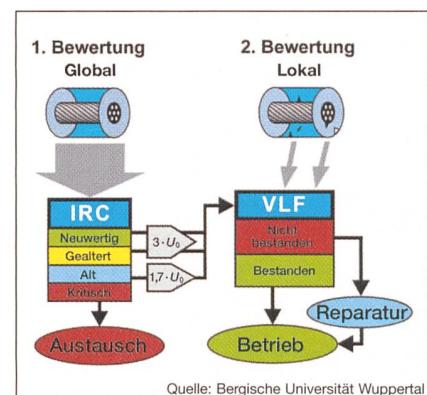


Bild 6 Konzept zur zustandsorientierten Instandhaltung an kunststoffisierten Mittelspannungskabeln [8]

Prüfspannung extrem gefährdet. Eine VLF-Prüfung sollte an einem «kritisch» gealterten Kabel deshalb nicht durchgeführt werden. Extrem alte Kabel gelten auch bei vielen Kabelnetzbetreibern als nicht mehr tauglich für eine Spannungsprüfung [15].

Liefert die IRC-Analyse als Diagnoseergebnis «neuwertig», «gealtert» oder «alt», so gilt das Kabel als grundsätzlich betriebsfähig. In diesem Fall kann sich eine 0,1-Hz-VLF-Prüfung zur Bestimmung des lokalen Schädigungsgrades anschliessen. Für eine als «alt» diagnostizierte Isolation wird dabei von den Autoren die Reduktion des Prüfpegels auf $1,7 \cdot U_0$ empfohlen, um die Gefahr eines «Kaputtprüfens» des gealterten, aber noch betriebsfähigen Kabels zu minimieren [15].

Besteht das Kabel aber eine nachgelagerte VLF-Prüfung nicht – findet also ein Durchschlag der Isolation während der Spannungsprüfung statt – so wurde nach der Logik dieses Instandhaltungskonzeptes eine lokale Schwachstelle (z.B. ein einzelner Vented Tree) detektiert. Aus den Überlegungen zu Bild 3 entspricht dies dem Zeitpunkt $t_{\text{D}1}$. In diesem Fall ist eine Reparatur des Kabelsystems gerechtfertigt; die Nutzungsdauer des Kabels kann maximiert werden.

Ergebnisse der Vor-Ort-Anwendung

Die nachfolgend diskutierten Vor-Ort-Erfahrungen im Netz eines deutschen Energieversorgers belegen, dass die Bestimmung des Alterungszustandes durch Anwendung der IRC-Analyse die Grundlage für ein erfolgreiches Asset-Management bilden kann [5, 6, 15]. Die bis 1996 angewendete ereignisorientierte Instandhaltung zeigte hier keinen Erfolg, vielmehr stieg die Anzahl der Kabelstörungen bis zum Jahr 1998 stetig an (Bild 7).

Für die zustandsorientierte Instandhaltung hatte der Betreiber aus dem Gesamtnetz zunächst diejenigen PE/VPE-Kabelsysteme ausgewählt, welche als potenziell gefährdet galten. Diese Auswahl beruhte auf Analysen früherer Schadensereignisse, in welchen sich auffällige Produktionsjahre, Kabelkonstruktionen und Hersteller herauskristallisierten. Aus dieser Menge wurden zusätzlich nur die Strecken in die Untersuchung einbezogen, welche als betrieblich wichtig eingestuft wurden [15].

Das signifikante Ergebnis der zustandsorientierten Instandhaltung mit der IRC-Analyse ist die Reduzierung der Anzahl von aufgetretenen Kabelfehlern im PE/VPE-Kabelnetz [15, 21]. Hierbei beruht diese Reduktion auf der alleinigen Auswertung des globalen Alterungszustandes mit der IRC-Analyse, wobei diese Abnahme mit der ansteigenden Zahl der im Netz durchgeföhrten IRC-Analysen zunächst korreliert. Dieser Zusammenhang wird in Bild 8 dargestellt. Der abnehmende Trend der Kabelstörungen pro Jahr bestätigte sich mit den statistischen Ergebnissen bis in das Jahr 2002. In diesem Jahr hatte der Energieversorger sein ursprüngliches Ziel von 0,01 Störungen pro km und Jahr bei einer Gesamtstreckenlänge des Kabelnetzes von 3156 km nahezu erreicht [15]. Der leichte Anstieg der Kabelstörungen im Jahr 2003 bei gleichzeitig sinkender Zahl der IRC-Analysen ist möglicherweise ein Hinweis auf die Notwendigkeit, in einem dynamisch alternden Kabelnetz eine routinemäßige Alterungsdiagnose durch den Kabelmessdienst durchführen zu lassen. Nach Auffassung der Autoren kann so die Störungsrate auf einem akzeptablen niedrigen Niveau gehalten werden. Aber auch mit dem Anstieg im Jahr 2003 ist die Zahl der Störungen nur noch halb so hoch wie bei der Ausgangssituation im Jahr 1990 (Bild 7), der Erfolg dieses Instandhaltungskonzeptes ist somit langfristig beweisbar.

Für «kritisch» diagnostizierte Kabel kann auf Basis dieser Vor-Ort-Erfahrungen die Prognose aufgestellt werden, welche ein Versagen dieser Kabelstrecke innerhalb von weiteren 2 Betriebsjahren mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhersagt, wenn keine Massnahmen ergriffen wurden [6, 15].

Die Erfahrung mit der anschliessenden VLF-Spannungsprüfung zur Aufdeckung lokaler Schwachstellen erweitert die vorher genannten Ergebnisse dahingehend, dass «neuwertige» oder «gealterte» Kabel, welche die VLF-Prüfung bestanden hatten, ausnahmslos für mindestens 3 Jahre fehlerfrei in Betrieb waren [6].

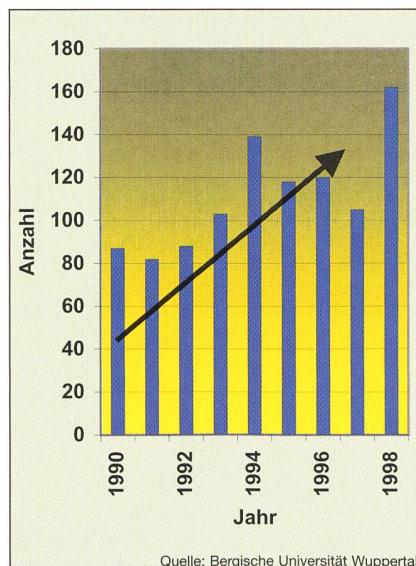


Bild 7 Entwicklung der Kabelstörungen

Dargestellt ist die Entwicklung der Störungen im Netz der Lech-Elektrizitätswerke AG, Augsburg. Die Pfeile geben den Trend der Anzahl der Analysen und der Störungen an.

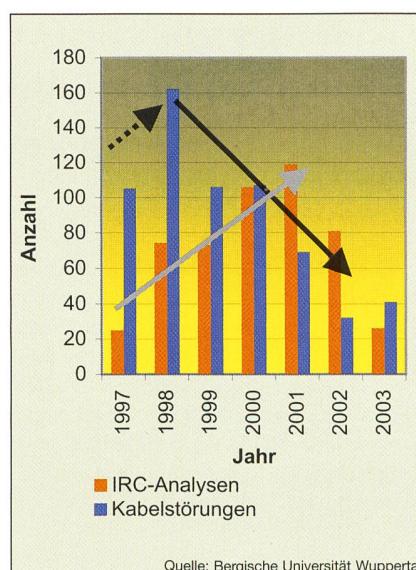


Bild 8 Gegenüberstellung der IRC-Analysen und der Kabelstörungen

Auf der Grundlage einer Instandhaltungsstrategie, welche die zerstörungsfreie Bewertung des globalen Alterungszustandes mittels der IRC-Analyse mit der Bestimmung des lokalen Schädigungsgrades mittels der VLF-Spannungsprüfung kombiniert, kann somit eine empirisch gesicherte Abschätzung des Betriebsrisikos einer Kabelstrecke für die nächsten Betriebsjahre formuliert werden. Mit dieser Strategie kann man über die Auswertung neuer intelligenter Methoden dem Ziel eines erfolgreichen Asset-Managements ein Stück näher kommen.

Referenzen

- [1] E. Gockenbach: Grundlagen für die Diagnostik. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Köln, 2004.
- [2] R. Plath: Anforderungen an Messtechnik und Informationsverarbeitung für die Online-Diagnostik. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Köln, 2004.
- [3] D. Meurer, M. Stürmer: Kabelsysteme für Mittel- und Hochspannung – Alterungsdiagnose: notwendig und hilfreich? ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Berlin, 2002.
- [4] FGH: Zustandsorientierte Instandhaltung von Mittelspannungsnetzen. Forschungsbericht zum AlF-Forschungsvorhaben 12099N, Mannheim, 2002.
- [5] P. Birkner: Field Experience with a Condition Based Maintenance Program of 20kV XLPE Distribution System using the IRC-Analysis. IEEE T&D / ICC Subcommittee A, Atlanta, 2001.
- [6] G. Hoff: Optimierung und Grenzen der technischen Diagnostik am Beispiel der Alterungsbestimmung polymerisolierter Mittelspannungskabel. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2002.
- [7] D. Meurer, W.-D. Schuppe, M. Beigert, H.-G. Kranz: Alterung VPE-isolierter Mittelspannungskabelsysteme. Elektrotechnische Zeitschrift etz, Heft 20, Seiten 34-41, VDE-Verlag Berlin, 1995.
- [8] G. Schmidt, H.-G. Kranz: Grundsätzliche Abgrenzungen und Wechselwirkungen zwischen Alterungs- und Schädigungsdiagnose polymerisolierter Kabel. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Köln, 2004.
- [9] R.-D. Pietsch: Untersuchungen zur Bedeutung der Elektrolumineszenz für die dielektrische Alterung von Polyethylen. Dissertation, RWTH Aachen, 1992.
- [10] U. R. Rengel: Messung des Raumladungsverhalten in Polyethylen beim Einsatz als Isolierstoff in Hochspannungskabeln. Dissertation, ETH Zürich, 1996.
- [11] D. Steinbrink: Zerstörungsfreie IRC-Analyse: Lebensdauermonitoring an Energiekabeln und anderen Polymeren. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 1998.
- [12] G. Schmidt, G. Hoff, H.-G. Kranz: Ageing and Degradation Diagnosis of Polymer Cables: major Differences and Interactions. 13th International Symposium of High Voltage Engineering ISH, Delft, Niederlande, 2003.
- [13] E. Gockenbach: Möglichkeiten und Grenzen der Diagnostik von Isolierstoffen in elektrischen Betriebsmitteln. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Berlin, 2002.
- [14] H.-G. Kranz, G. Hoff: Möglichkeiten und Grenzen der Verfahren zur zerstörungsfreien dielektrischen Diagnostik. HighVolt-Colloquium, Dresden, 2003.
- [15] G. Hoff, H.-G. Kranz, M. Beigert, F. Petzold, C. Kneissl: Erfahrungsbericht zur zustandsorientierten Instandhaltung eines polymerisierten 20kV-Kabelnetzes mit der IRC-Analyse. Elektrizitätswirtschaft, Heft 22, Seite 62, VWEW-Verlag Frankfurt, 2001.
- [16] M. Beigert: Mikrodielektrometrische zerstörungsfreie Alterungsdiagnose von PE- und VPE-isolierten Mittelspannungskabeln. Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 1995.
- [17] K.-H. Weck: Stufentest zur Ermittlung des Isolationszustandes betrieblich vorbeanspruchter PE- und VPE-Mittelspannungskabel. Elektrizitätswirtschaft, Heft 8, Seiten 470-473, VWEW-Verlag, Frankfurt, 1989.
- [18] G. Hoff, H.-G. Kranz: Interpretation of Dielectric Response Measurement Data from Service Aged XLPE-Cables. 7th International Conference on

Mittelspannungskabel

- Solid Dielectrics ICSD IEEE, Eindhoven, Niederlande, 2001.
- [19] E. F. Steenis, N. van Schaik, B. J. Kaptein: Cable diagnostics with partial discharges: why (not)? Comparison and future needs. ETG-Fachtagung *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, Berlin, 2002.
- [20] G. Schiller: Das Durchschlagverhalten von vernetztem Polyethylen (VPE) bei unterschiedlichen Spannungsformen und Vorbeanspruchungen. Dissertation, Hannover, 1996.
- [21] P. Birkner: Erfahrungsbericht zur Kabeldiagnose mit IRC-Messung. VDN-Workshop *Zustandsorientierte Instandhaltung an Mittelspannungskabelanlagen*, Darmstadt, 2002.

¹ IRC-Analyse: Isothermal Relaxation Current Analysis

² VLF: Very Low Frequency

³ PE/VPE-Isolierungen

⁴ Treeing: Das Treeing beschreibt lokale strukturelle Veränderungen des polymeren Kunststoffes, die in Richtung des elektrischen Feldes wachsen. Zu unterscheiden ist zwischen Electrical Trees, die durch lokal überhöhte Feldstärke initiiert werden und deren mitunter schnelles Wachstum von messbaren Teilentladungen begleitet wird, und Water Trees, welche unter der gleichzeitigen Einwirkung von Feldstärke, Temperatur und Wasser langsam vorwachsen. Hierzu zählen die so genannten Bow-Tie-Trees, welche innerhalb des Isolationsvolumens entspringen, und die so genannten Vented Trees, welche von den Leitschichten entspringen. Das Water-Tree-Wachstum ist nicht durch messbare Teilentladungen detektierbar.

⁵ Diese Arbeit wurde mit Unterstützung der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG), der Lech-Elektrizitäts-

werke AG, Augsburg, und der Seba KMT, Baunach, durchgeführt.

⁶ Relaxationsstrom: im Kurzschluss zwischen Leiter und Schirm messbarer Entladestrom, welcher durch zeitabhängig relaxierende Ladungen bedingt wird.

⁷ Haftstellen: Im Energiebändermodell sind dies diskrete energetische Niveaus in der verbotenen Zone eines Festkörpers. Diese Haftstellen entstehen durch Strukturunregelmäßigkeiten und alterungsbedingte Veränderungen des teilkristallinen PE/VPE. In ihnen können Ladungsträger gespeichert werden. Die Befreiung aus diesen Haftstellen erfolgt nach einer statistischen Verweilzeit, welche mit zunehmender Tiefe der Haftstelle ansteigt. Alle befreiten Ladungsträger tragen zum Relaxationsstrom bei.

⁸ FGH: Akkreditiertes Prüflaboratorium, Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V., Mannheim.

Angaben zu den Autoren

Prof. Dr.-Ing. **Hans-Gerd Kranz** studierte an der RWTH Aachen Elektrotechnik mit dem Schwerpunkt Energietechnik bis zu seinem Diplom im Jahr 1970 und promovierte dort im Jahr 1975. Er war am Rogowski-Institut für Hochspannungstechnik in Aachen als Wissenschaftlicher Mitarbeiter tätig, später als leitender Oberingenieur. Seit dem Jahr 1981 ist er Professor an der Bergischen Universität Wuppertal und Inhaber des Lehrstuhls für Hochspannungstechnik. Die Lehr- und Forschungsschwerpunkte sind die Alterungs- und Schädigungsdiagnose an hochspannungs-technischen Betriebsmitteln.

Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Hochspannungstechnik, Gaußstr. 20, D-42097 Wuppertal, kranz@uni-wuppertal.de

Dr.-Ing. **Gunnar Hoff** studierte bis zum Jahr 1997 Elektrotechnik an der Bergischen Universität Wuppertal. Er promovierte im Jahr 2002 und war bis 2003 als Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Laboratoriums für Hochspannungstechnik an dem vorliegenden Forschungsprojekt beteiligt. Seit 2003 ist er als Entwicklungsingenieur bei der DOM-Sicherheitstechnik GmbH & Co KG in Brühl beschäftigt.
DOM Sicherheitstechnik GmbH & Co KG,
D-50321 Brühl,
gunnar-hoff@dom-sicherheitstechnik.de

Dipl.-Ing. **Guido Schmidt** studierte bis zum Jahr 2001 Elektrotechnik an der Bergischen Universität Wuppertal und ist seitdem als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Hochspannungstechnik angestellt. Der Schwerpunkt seiner Tätigkeit ist die Alterungs- und Schädigungsdiagnose von Kunststoffkabeln.

Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Hochspannungstechnik, Gaußstr. 20, D-42097 Wuppertal, gschmidt@uni-wuppertal.de

L'Asset Management dans les réseaux de câbles moyenne tension à isolement PE/VPE

Nouveau concept de réalisation d'un Asset Management réussi

La qualité de la fourniture d'énergie électrique est étroitement liée à l'état du réseau de câbles moyenne tension. La concurrence exige de minimiser les coûts du réseau tout en garantissant une haute sécurité d'approvisionnement. Partant de l'état des câbles et compte tenu des mécanismes complexes de défaillance, l'Asset Management permet de réaliser une maintenance économique. L'article présente une stratégie fondamentale de maintenance orientée sur l'état des câbles réunissant en un concept unique l'analyse IRC et l'essai de tension VLF à 0,1 Hz comme procédés de diagnostic global et local respectivement. L'aptitude à l'utilisation sur place et le potentiel de réduction des coûts sont confirmés par les résultats d'une application de plusieurs années sur le réseau à isolement polymère d'un fournisseur d'énergie allemand.