

SIGNIFIKANTE KENNGRÖSSEN FÜR DIE ALTERUNG DES ISOLIERSYSTEMS IN LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

Maik Koch

Omicron electronics GmbH
maik.koch@omicron.at
Österreich

Stefan Tenbohlen

IEH, Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Dieser Beitrag beabsichtigt, einen Überblick als auch eine Bewertung für die wesentlichen Alterungsparameter des Öl-Papier-Isoliersystems von Transformatoren zu geben und betrachtet dabei besonders die praktische Anwendung in der Diagnostik.

Die Isolierflüssigkeit stellt eine wesentliche Informationsquelle für den Alterungszustand dar, weshalb die IEC EN 60422 eine Probenahme im Zyklus weniger Jahre empfiehlt. Unter den gemessenen Parametern nimmt die *Durchschlagspannung* einen hohen Stellenwert ein, da sie nicht nur den Alterungszustand widerspiegelt sondern auch mit der Isolierfähigkeit eine der wesentlichen Funktionen der Flüssigkeit beschreibt. Allerdings schränken drei Faktoren den standardisierten Test ein: (1) das homogene Feld der Kugelelektroden ist untypisch für die betriebsmäßige Beanspruchung, (2) die Durchschlagspannung steigt mit der Anzahl der Prüfungen und (3) die Entnahme-Temperatur der Ölprobe kann zu einer völligen Unterschätzung der Isolierfähigkeit führen. Als weiterer Alterungsparameter reagiert die *Ölleitfähigkeit* äußerst empfindlich auf polare Alterungsprodukte und Verunreinigungen, kann aber auch die Aussagefähigkeit elektrischer Messungen einschränken. Dem *Säuregehalt* im Öl haftet der Nachteil an, die schädlichen niedermolekularen Säuren nicht von den langkettigen, wenig wirksamen unterscheiden zu können. *Feuchtigkeit* im Isoliersystem verringert die Durchschlagspannung und beschleunigt die Hydrolyse. Zu ihrer genauen Bestimmung verspricht die Messung der Wassersättigung statt des Wassergehalts verschiedene Vorteile: Der Einfluss der Ölalterung wird ausgeschlossen, eine direkte Aussage über die Trocknungsfähigkeit wird möglich und auch die Papierfeuchte kann nun viel genauer aus der Ölfeuchte berechnet werden. Der *Viskosität* wurde bisher nur wenig Beachtung geschenkt, sie spielt bei Pflanzenölen aber eine entscheidende Rolle. Generell gilt für alle Öl-bezogenen Parameter, dass ihre Interpretation bei der Verwendung von Pflanzenöl angepasst werden muss.

Der Zustand der festen Isolierung kann – neben dem indirekten Weg über das Öl – durch elektrische Messungen bestimmt werden. Hier erweitert die Messung und Analyse der dielektrischen Eigenschaften über einen breiten Frequenzbereich (FDS, PDC) die historische Messung von Kapazität und Verlustfaktor. Derartige moderne Verfahren berechnen aus der dielektrischen Antwort sowohl Wassergehalt in der Zellulose als auch die Leitfähigkeit des Öls. Wichtigstes Verfahren für die Bestimmung der *elektrischen Alterung* ist die Teilentladungsmessung. Hier zeichnet sich ein Trend zu hohen Messfrequenzen hin als auch eine Kombination verschiedener Verfahren ab.

Am Ende einer Zustandsbestimmung steht die Verfahrens-übergreifende Diagnose, das Fleet Screening als auch die direkte Unterstützung von Strategien des Asset Management. Dabei ergänzen software-basierte Lösungen die bisherige Expertenanalyse.

1 EINLEITUNG

Die Diagnostik an gealterten Betriebsmitteln entwickelte sich zu *dem* Diskussionsthema bei Konferenzen der elektrischen Energietechnik, da wesentliche Teile des Energieübertragungsnetzes das Ende ihrer Design-Lebensdauer erreichten und der Kostendruck nach der Marktliberalisierung zu aufgeschobenen Instandhaltungsmaßnahmen bzw. Neuinvestitionen führte. Heute sind Energieversorger interessiert, das Optimum zwischen Aufwand und Nutzen bei Betrieb und Ausbau von Netz und Kraftwerken zu finden. Asset Management auf Basis zustands- und risikobasierter Instandhaltung verspricht, dieses Ziel zu erreichen, verlangt aber nach belastbaren Aussagen über den aktuellen Zustand der Betriebsmittel. Die Leistungstransformatoren stehen dabei wegen ihrem finanziellen und funktionalen Vorrang im Mittelpunkt des diagnostischen Interesses. Wie weit ist die Alterung vorangeschritten? Welche signifikanten Kenngrößen werden gemessen und wie kann ich sie interpretieren? Welche Schlussfolgerungen für den Weiterbetrieb muss ich ziehen? Diese Fragen versucht dieser Artikel zu beantworten.

Dabei wird der Begriff "Alterung" unterschiedlich verstanden. [1] definiert ihn als " irreversible Änderung in Teilen eines Betriebsmittels". Damit wäre zum Beispiel Feuchtigkeit kein Alterungsparameter, da diese entfernt werden kann und damit "reversibel" ist. [2] bietet eine anderslautende Definition: "Ageing is the accumulation of changes in an object over time." Diese Begriffserklärung ist sowohl umfassender als auch passender für die energietechnisch übliche Verwendung von "Alterung".

Thermische, elektrische, mechanische und chemische Beanspruchungen verursachen die Alterung des Isoliersystems von Leistungstransformatoren. Zu ihrer Detektion stehen die in Abbildung 1 dargestellten Verfahren zur Verfügung. Die eher traditionellen Verfahren werden in regelmäßigen Instandhaltungszyklen ausgeführt, z.B. empfiehlt die EN 60422 eine Ölprobenentnahme in einem Turnus von 1-3 Jahren für Betriebsmittel mit einer Nennspannung von > 170 kV.

Nach Indikation sollen fortgeschrittene Verfahren eine genauere Diagnose ermöglichen, z.B. würde nach einer als "feucht" klassifizierten Ölprobe eine Überprüfung durch eine Analyse der dielektrischen Antwort (PDC/FDS) stattfinden. On-line monitoring stellt Zustandsdaten mit einer bisher nicht erreichbaren Dichte zur Verfügung. Wendet es der Betreiber über die gesamte Lebensdauer an, so kann der Substanzverbrauch genau ermittelt werden. Am Ende der Lebensdauer des Betriebsmittels steht schließlich die Bestimmung des Polymerisationsgrads. Abhängig von den Asset Management Strategien der Betreiber wird sowohl die Klassifikation der Verfahren (traditionell / fortgeschritten) als auch der Zyklus anders ausfallen.

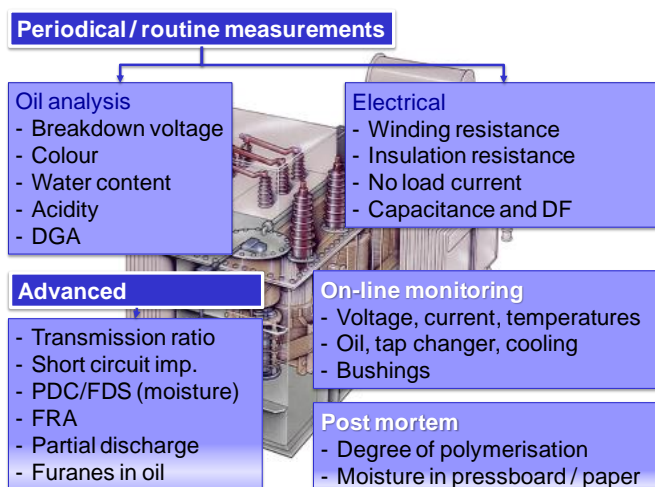


Abbildung 1: Verfahren für die Zustandsbestimmung von Leistungstransformatoren

2 ALTERUNGSPROZESSE IM ISOLIERSYSTEM

2.1 Alterung von Papier und Pressboard

Für Öl-Papier-Isolierungen werden zellulosebasierte Materialien wie Kraft Papier, Pressboard und Holzwerkstoffe verwendet. Ihre Alterung findet typischerweise als kombinierter thermisch-chemischer Abbau statt, wobei die thermische Energie beschleunigend wirkt. Eingehende Betrachtungen über die relative thermische Alterung der Isolation wurden von Arrhenius angestellt. Die physikalischen Grundlagen wurden von Montsinger für den Temperaturbereich von 80°C bis 140°C bestätigt und in eine vereinfachte Formel gebracht, dass sich der Substanzverbrauch eines Betriebsmittels bei einer Erhöhung der Temperatur um etwa 6 K verdoppelt. Die starke Temperaturabhängigkeit erklärt die lange Lebensdauer von Transformatoren im zentraleuropäischen Netz.

Reaktion	<i>Oxidation</i>	<i>Hydrolyse</i>	<i>Pyrolyse</i>
Voraussetzung	Sauerstoff	Wasser, niedermolekulare Säuren	Hohe Temperatur
Aktivierungsenergie		37-163 kJ/mol bei Wassergehalt 0,5-4 %	230 kJ/mol
Alterungsprodukte	Wasser	Furane	Wasser, Furane, Säuren, CO, CO ₂

Die obenstehende Tabelle benennt die typischen Alterungsreaktionen, ihre Voraussetzungen, die Aktivierungsenergie und die resultierenden Alterungsprodukte, [4]. Als dominierender Zersetzungsprozess wird die Hydrolyse betrachtet, deren Auswirkung Abbildung 2 darstellt. Alle Reaktionen resultieren in einer verringerten mechanischen Festigkeit (Polymerisationsgrad der Zellulosemoleküle), die schließlich so klein werden kann, dass die Isolierung der dynamischen Belastung durch Überströme nicht mehr standhält.

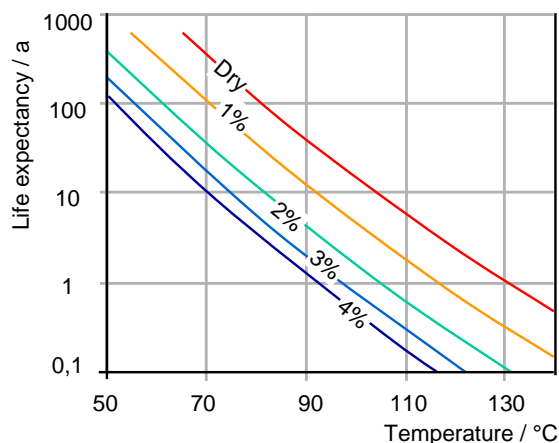


Abbildung 2: Lebenserwartung von Zellulosewerkstoffen bei Alterung durch Hydrolyse (Feuchtigkeit, niedermolekulare Säuren und Temperatur, [8])

Neben der thermisch-chemischen Alterung beschränkt auch die elektrische Alterung die Lebensdauer des Isoliersystems. Teilentladungen führen zu einer lokalen Schwächung mit ihren typischen Verbrennungsspuren und können schließlich einen Durchschlag bewirken.

2.2 Alterung der Isolierflüssigkeit

Mineralöl altert durch Oxidation, also unter Einwirkung von Sauerstoff, wobei ebenfalls die Zufuhr thermischer Energie eine wesentliche Rolle spielt. Metalle und metallorganische Verbindungen können als Katalysator bei der Oxidation wirken. Die Degradation resultiert in Farbänderungen, polaren Verbindungen (u.a. Säuren) und Schlamm. Vor allem die dielektrischen Eigenschaften können dadurch beeinträchtigt werden, die Durchschlagsspannung sinkt. Daneben sammeln sich im Öl

während des Betriebes andere Verunreinigungen, einschließlich Wasser, festen Partikeln und öllöslichen polaren Verbindungen an, welche ebenfalls die Eigenschaften beeinflussen.

Pflanzenöle (Ester) reagieren noch wesentlich stärker auf die Anwesenheit von Sauerstoff, was die Viskosität bis zu Gel-artigem Zustand erhöht, also mit dem Verlust der Kühleigenschaften einhergeht. Daneben sind sie auch empfindlich für Hydrolyse, zersetzen sich also unter dem Einfluss von Wasser.

3 DIE ISOLIERFLÜSSIGKEIT ALS INFORMATIONSQUELLE

Die Isolierflüssigkeit ist *der* Schlüssel zur Zustandsbestimmung von Öl-Papier-isolierten Betriebsmitteln und wird deshalb besonders häufig überprüft. Die EN 60422 empfiehlt eine Ölprobenentnahme in einem Turnus von 1-3 Jahren für Leistungstransformatoren mit einer Nennspannung von > 170 kV, 1-4 Jahre für $U_N = 72,5-170$ kV, 2-6 Jahre für Mittel- und Niederspannungstransformatoren als auch für Mess- und Schutzwandler.

3.1 Farbe und Aussehen

Farbe und Aussehen werden trotz ihrer simplen Natur als wesentliche Kenngrößen betrachtet. Sie geben Informationen über den Alterungszustand für gebrauchte Öle als auch den Raffinationsprozess für Neuöle. Allerdings weist eine Färbung von Neuölen nicht zwingend auf mangelnde Qualität hin, z.B. können Pflanzenöle von Natur aus kräftig goldgelb sein und ihre Farbe im Verlauf der Alterung nur unwesentlich ändern (Abbildung 3). Treten Schwebstoffe auf, so stammen diese meist von der Zellulose und weisen auf einen starken Verlust der mechanischen Festigkeit hin.

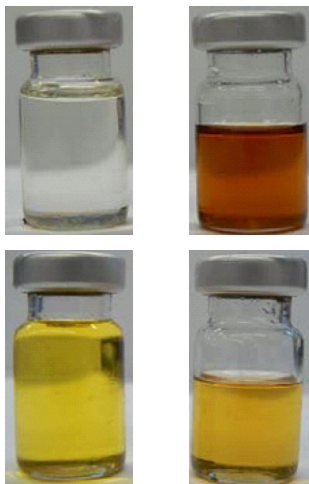


Abbildung 3:
Oben: Neues Mineralöl (Nynas Nytro 3000X, Farbzahl 0,5) und nach 1440 h Alterung bei 120°C mit einer Farbzahl von 4,5
Unten: Neues Pflanzenöl (High Oleic Sun Flower, Farbzahl 1,5) und nach gleicher Alterung mit einer Farbzahl von 2,5
Die EN60422 empfiehlt eine Farbzahl von $< 2,0$.

3.2 Durchschlagspannung

Da die Durchschlagspannung eine der Hauptfunktionen des Öls charakterisiert, nämlich dessen Isolierfähigkeit, ist ihre Bewertung von besonderer Wichtigkeit. So schreibt die EN 60422 mindestens 60 kV für Neuöle und 50 kV für betriebsgealterte Öle bei einer Nennspannung von $> 72,5$ kV vor. Allerdings wird die Aussagefähigkeit des üblichen Durchschlagtests (DIN VDE 0370, Kugelkalotten mit 2,5 mm Abstand) durch drei Einflüsse eingeschränkt:

- Elektrodenform
Die Beanspruchung durch das homogene Feld von Kugelkalotten kommt nicht den tatsächlichen Verhältnissen im Transformator gleich. Die Auswirkung auf die Streamergeschwindigkeit spielt besonders bei Pflanzenölen eine Rolle [5].
- Dynamische und stochastische Effekte bei der Prüfung
Die Durchschlagspannung wird aus dem Mittelwert von 6 Durchschlägen gebildet. Allerdings

finden gerade die ersten Durchschläge bei einer deutlich geringeren Spannung statt, als sie im Endzustand erreicht wird (z.B. Ablagerung von Partikeln), [6]

- Entnahme-Temperatur und Wassersättigung
Zwischen Temperatur, Wassersättigung und Durchschlagspannung besteht ein unmittelbarer Zusammenhang. Wird ein geschlossenes Gefäß erhitzt, so *verringert* sich die Wassersättigung und die Durchschlagspannung *steigt*. Bei der Probenentnahme aus einem Transformator läuft das Phänomen in umgekehrter Richtung ab: Die Entnahmetemperatur ist hoch, z.B. 80°C, die Wassersättigung z.B. 20 %. Wird diese Probe nun im Labor bei 20°C gemessen, so stieg die Wassersättigung während der Abkühlung auf 90 %. Die Durchschlagspannung beträgt für ein derartig feuchtegesättigtes Öl nur noch ~ 20 kV und würde damit den Forderungen nach EN 60422 nicht genügen. Tatsächlich führt jedoch die Vernachlässigung von Entnahmetemperatur und Wassersättigung zu dieser Fehldiagnose. Die Berechnung kann an Abbildung 4 nachvollzogen werden, [7]. Für eine belastbare Aussage muss also die Messtemperatur der Betriebstemperatur gleichen.

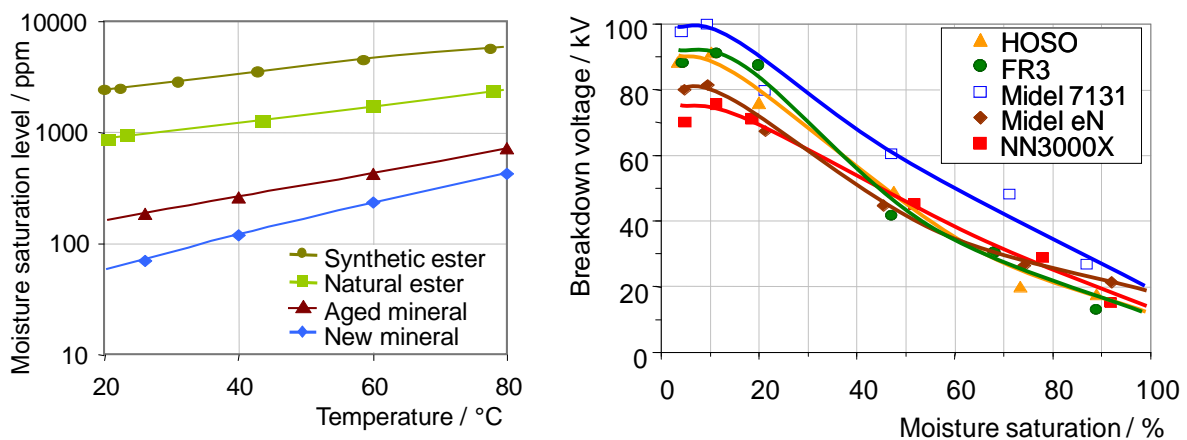


Abbildung 4: Wassersättigung (links) und Durchschlagspannung nach VDE 0370 für verschiedene Isolierflüssigkeiten (neues und gealtertes Mineralöl, verschiedene Pflanzenöle bzw. Ester)

3.3 Säurezahl

Säuren entstehen bei der Alterung von Öl und Papier und erscheinen damit als guter Indikator für den Fortgang des Zerfalls. Die EN 60422 empfiehlt eine Säurezahl von $< 0,15$ ($U_n > 170$ kV) bzw. $< 0,2$ ($U_n = 72,5-170$ kV).

Allerdings muss auch hier eingeschränkt werden. Die Säurezahl heißt im englischen *Total Acid Number*, was den Charakter des Messwerts angibt: alle Säuren unabhängig von Herkunft und Schädlichkeit werden erfasst. Beispielsweise ist bekannt, dass die niedermolekularen, kurzkettigen Säuren für die Papieralterung verantwortlich sind, während die langkettigen keinen Einfluss haben, [8]. Weiter haben z.B. naturbelassene Pflanzenöle (Ester) einen so hohen Säurewert, der sie von vornherein für die Verwendung in HS-Betriebsmitteln disqualifizierte. Gleichzeitig aber verhalten sich diese säurehaltigen Ester ausgesprochen papierfreundlich, Abbildung 5, [9].

Die Säurezahl lässt also keine direkte Schlussfolgerung auf die Schädlichkeit der Säuren zu. Daher empfehlen die Autoren dieses Beitrags Forschungen, um die bisherige nicht differenzierende Säurezahl durch einen Indikator für die schädlichen, kurzkettigen Säuren zu ersetzen.

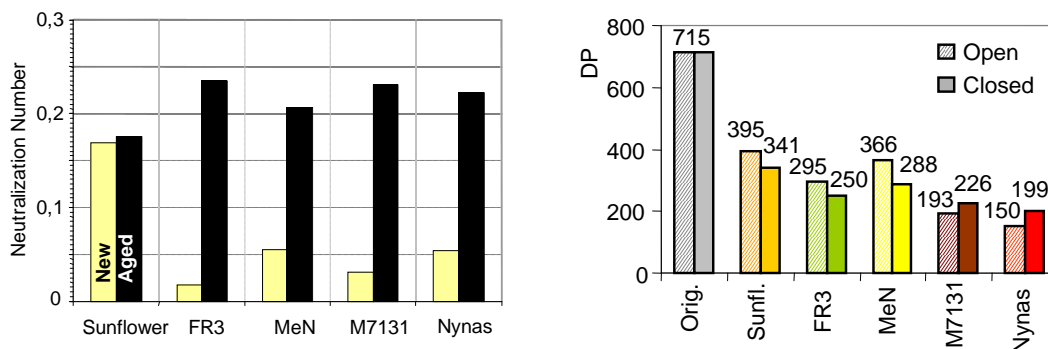


Abbildung 5: Säurezahl (links) und Polymerisationsgrad des in der Flüssigkeit gealterten Papiers (rechts) für verschiedene Isolierflüssigkeiten (neues und gealtertes Mineralöl, verschiedene Pflanzenöle / Ester). Die Alterung wurde sowohl unter Lufteinfluss als auch unter – abschluss durchgeführt (open/closed).

3.4 Leitfähigkeit, spezifischer Widerstand und Verlustfaktor

Leitfähigkeit, spezifischer Widerstand und Verlustfaktor sind direkt ineinander umrechenbar, (1).

$$\sigma(\omega) = \frac{1}{\rho} = 2,2\varepsilon_0\omega \tan \delta(\omega) \quad (1)$$

Die Leitfähigkeit reagiert sehr empfindlich auf polare Verunreinigungen, Alterungsprodukte und Kolloide im Öl. Das soll an den folgenden Messwerten erläutert werden. Für neue, hochwertige Isolieröle kann eine Leitfähigkeit von 0,02 pS/m erreicht werden (bei 20°C). Neuöle von mäßiger Qualität haben 0,5-1,2 pS/m. Stark gealterte Öle können bis zu 2000 pS/m erreichen. Damit erstreckt sich der mögliche Wertebereich über volle 5 Dekaden.

Ölleitfähigkeit in pS/m, 20°C	< 3	3-29	29-57	> 57
Kategorie	Sehr gut	Gut	Befriedigend	Unbefriedigend

Die Ölleitfähigkeit ist nicht nur ein wesentlicher Alterungsindikator, sondern vermag auch elektrische Prüfungen am Transformator zu beeinträchtigen. Sehr bekannt ist der Einfluss der Ölleitfähigkeit auf das Verfahren Recovery Voltage Method, RVM, dass von der Cigré TF D1.01.09 das Zeugnis erhielt, bei hoher Ölleitfähigkeit einen fälschlich hohen Wassergehalt zu diagnostizieren [11].

Zu einer ähnlichen Fehlindikation können elektrische Prüfverfahren führen, die die Alterung von Isolierstoffen aus einer Messung des Verlustfaktors bei *einer einzelnen* Testfrequenz ableiten, z.B. 50 Hz oder 0,1 Hz. Abhängig vom Alterungszustand könnte diese Messung entweder die Feststoffisolierung betreffen (so für Neutransformatoren) oder eben das Öl prüfen (gealterte Isoliersysteme). Abbildung 6 zeigt sowohl die Eigenschaften der Hauptisolierung von Transformatoren als auch typische Verlustfaktorkurven für neue und gealterte Transformatoren.

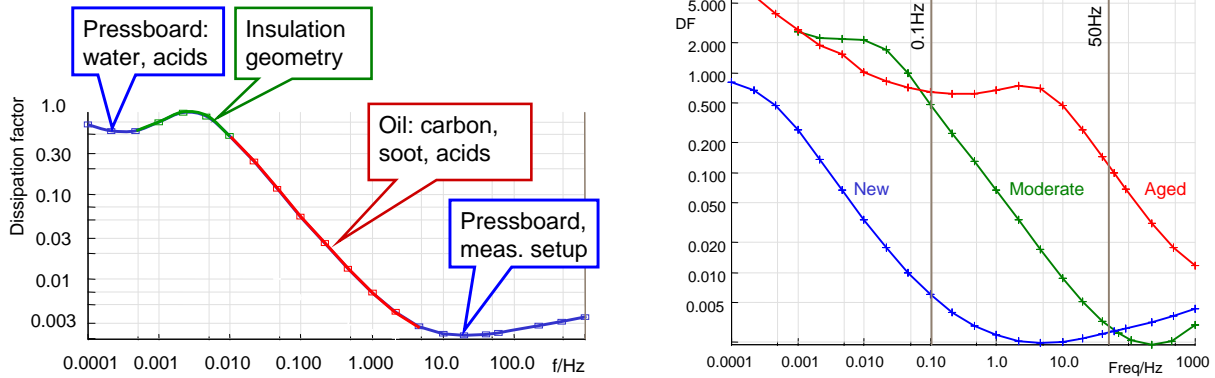


Abbildung 6: Links: Interpretation des Verlustfaktors der Hauptisolierung von Transformatoren in Abhängigkeit von der Frequenz
Rechts: Verlustfaktor von drei Leistungstransformatoren unterschiedlichen Alterungszustands

Auch moderne Verfahren, welche die dielektrische Antwort analysieren (PDC, FDS, DFR), können den Zustand der Feststoffisolierung falsch bewerten, wenn das Öl in einem schlechten Zustand ist. Da das gealterte, hoch leitfähige Öl das Papier/Pressboard durchtränkt, erhöhen sich auch dessen Verluste und täuschen einen gealterten Zustand vor, Abbildung 10.

3.5 Feuchtigkeit

Feuchtigkeit im Isoliersystem verringert die dielektrische Festigkeit, beschleunigt die Alterung und kann zur Bildung von Gasblasen führen.

Dabei spiegelt die Feuchtigkeit im Öl selbst nur den Zustand des zellulosebasierten Feststoffs (Papier, Pressboard, Holz) wieder. Aktuelle Normen geben meist Grenzwerte auf Basis des Wassergehalts (oder absolute Feuchte) in ppm an. Allerdings hat diese Angabe eine Reihe von Nachteilen; u.a. da sich die Wasserlöslichkeit im Öl stark mit der Alterung erhöht (Abbildung 4). So bedeutet eine Feuchtigkeit von 25 ppm für ein Neuöl eine Verringerung der Durchschlagspannung auf 45 kV, während dieselbe Feuchte bei einem gealterten Öl eine Durchschlagspannung von 68 kV bewirkt.

Neuere Normen setzen deshalb Grenzwerte auf Basis der Wassersättigung (relative Feuchtigkeit, [3]). Die Vorteile sind

- Unabhängigkeit vom Alterungszustand des Öls
- Gültigkeit für alternative Isolierflüssigkeiten wie Pflanzenöle
- Aussage über die Trocknungsfähigkeit des Isoliersystems ("Verfügbarkeit" des Wassers)
- Einfachere Umrechnung in Feuchtigkeit im Feststoff.

Beim Umrechnen der Ölfeuchte auf die Papierfeuchte zeichnet sich eine weitere Trendwende ab, die auf der Verwendung der Wassersättigung beruht. Die traditionell verwendeten Gleichgewichtsdiagramme setzten den Wassergehalt im Öl ein, was zu einer wesentlichen Überschätzung für gealterte Öl-Papier-Isolierungen führt. Neuere Verfahren auf Basis der Wassersättigung werden unabhängig von diesem Fehler und bei Verwendung von kapazitiven Sensoren auch online einsetzbar [7].

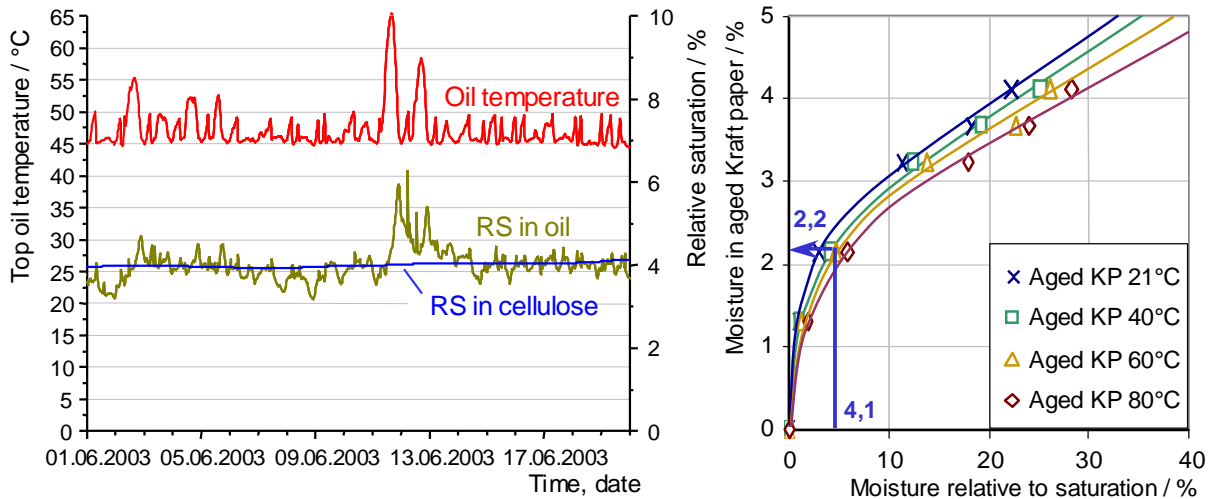


Abbildung 7: Links: Öltemperatur, Wassersättigung im Öl und im Papier
Rechts: Berechnung des Wassergehalts im Papier aus der Wassersättigung

3.6 Viskosität

Die Viskosität als "Zähigkeit" spielt eine entscheidende Rolle für die zweite Hauptfunktion des flüssigen Isolierstoffs; der Kühlung. Sie ändert sich für mineralische Öle zwar nur unwesentlich, ist aber ein wichtiges Kriterium für die Einsetzbarkeit von Pflanzenölen. Abbildung 8 vergleicht die kinematische Viskosität von Mineralöl mit der von verschiedenen Pflanzenölen nach thermischer Alterung (1440 h bei 120°C) im offenen und geschlossenen System. Für Transformatoren mit Pflanzenölfüllung scheint eine periodische Kontrolle der Viskosität angebracht.

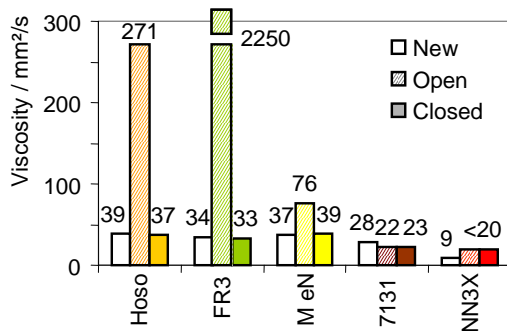


Abbildung 8: Kinematische Viskosität von Mineralöl (NN3X) im Vergleich zu verschiedenen Pflanzenölen, im Neuzustand und nach Alterung im offenen und geschlossenen System

3.7 Weitere Kenngrößen

In diesem Abschnitt sollen weitere Kenngrößen genannt werden, die für die Alterungsdiagnostik von Wichtigkeit sind. Auf eine ausführliche Beschreibung wird u.a. wegen des zur Verfügung stehenden Rahmens verzichtet.

- Analyse der gelösten Gase, DGA
Für dieses Schlüsselverfahren zur Diagnose von elektrischen und thermischen Fehlern in ölgefüllten HS-Betriebsmitteln steht Literatur im großen Umfang zur Verfügung. Der Anwender kann von der im Internet verfügbaren automatischen Auswertung von Daten auf diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de profitieren.
- Grenzflächenspannung
Mit steigendem Anteil an polaren Alterungsprodukten verringert sich die Grenzflächenspannung, die EN 60422 schreibt > 35 mN/m vor.

- Korrosiver Schwefel
Die Korrosivität mineralischer Isolieröle führt in Ländern mit hohen Außen- und Betriebsmitteltemperaturen zu Ausfällen von Transformatoren, scheint aber aufgrund gemäßigter Einsatzbedingungen im zentraleuropäischen Netz von geringerer Gefahr zu sein. Tests zu dessen experimenteller Bestimmung wurden u.a. von der Cigré entwickelt; [10].
- PCB-Gehalt
Ein Test auf die umweltschädlichen polychlorierten Biphenyle wird empfohlen, wenn die Möglichkeit der Verunreinigung besteht (Ölaufbereitung, Transformatorenreparatur usw.)

4 ELEKTRISCHE MESSUNGEN AM ISOLIERSYSTEM

4.1 Kapazität und Verlustfaktor

Kapazität und Verlustfaktor von Hauptisolierung und Durchführungen werden von vielen Betreibern als Routinemessung durchgeführt. Typisch setzt man hier eine Spannung von bis zu 12 kV bei Netzfrequenz oder einem erweiterten Frequenzbereich ein, z.B. 15-400 Hz, was die Diagnosemöglichkeiten erweitert.

Der Vergleich der Kapazität mit historischen Referenzwerten ermöglicht die Diagnose von:

- Teildurchschlägen zwischen Steuerbelägen von Durchführungen
- Öleinschlüssen in Gießharz-Durchführungen
- Änderungen der Geometrie der Hauptisolierung (Aufweitung durch Kurzschluss-Kräfte, allerdings ist hier die Frequency Response Analysis FRA weitaus geeigneter)

Der Verlustfaktor (Tangens Delta) reagiert hingegen empfindlich auf Alterungsprodukte:

- Wasserkonzentration und Alterung
- Korrodierte Messanschlüsse von Durchführungen
- Einschlüsse oder Risse in RIP-Durchführungen
- Leitfähige Partikel im Öl

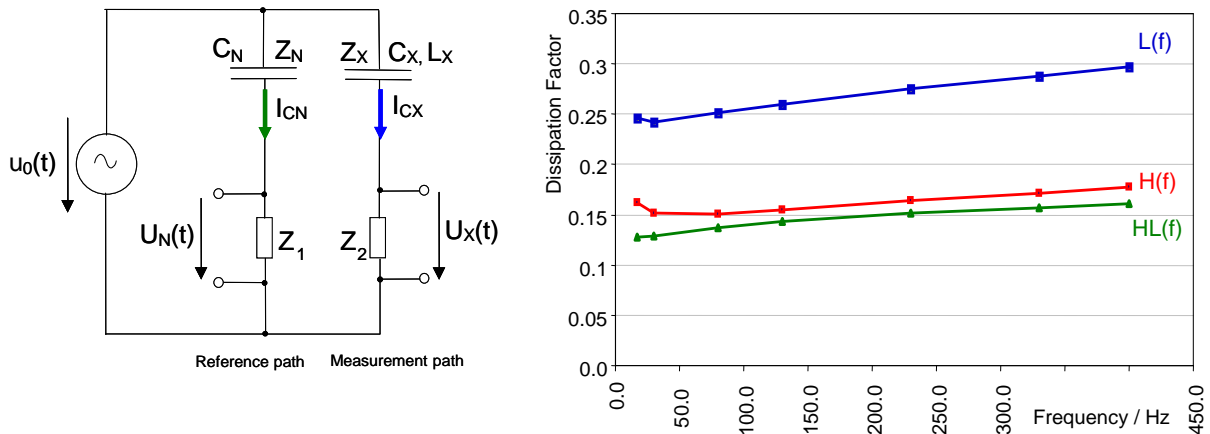


Abbildung 9: Prinzipschaltbild einer Frequenz-unabhängigen Messbrücke für Kapazität und Verlustfaktor (links) und Verlustfaktor C_{HL} , C_H und C_L eines neuen Transformators (rechts)

4.2 Messung und Analyse der dielektrischen Antwort

Die historischen Unsicherheiten der Bestimmung des Alterungszustands der Hauptisolierung, insbesondere des Wassergehalts, motivierten zur Entwicklung von Verfahren zur Messung und Analyse der dielektrischen Antwort. Das heute am meisten verbreitete Verfahren ist prinzipiell eine Erweiterung der Kapazitäts- und Verlustfaktormessung besonders in Richtung niedriger Frequenzen

und wird als Frequency Domain Spectroscopy FDS bezeichnet. Eine Kombination mit der Messung im Zeitbereich (Polarisation and Depolarisation Currents PDC) verspricht vor allem eine wesentlich verkürzte Messzeit bei niedrigen Frequenzen, [12].

Die breitspektrale Untersuchung (typisch 1 kHz-0,1 mHz) ermöglicht es, den Zustand des Öls von dem des Feststoffs zu unterscheiden als auch den Einfluss des Isolationsaufbaus (Geometrie) zu kompensieren. Abbildung 6 zeigt die wissenschaftlich gesicherte Interpretation des Verlustfaktors als Funktion der Frequenz.

Hauptziel der Analyse ist die Berechnung der Feuchtigkeit in der Feststoffisolierung, wofür sich die dielektrische Antwortmessung als Referenz zu entwickeln scheint. Das Beispiel in Abbildung 10 vergleicht verschiedene Verfahren zur Bestimmung des Wassergehalts an einem gealterten Transformator. Die Karl Fischer Titration an Papierproben führte zu 2,6 % (KFT) und dient hier als Referenz. Die Analyseergebnisse dielektrischer Diagnosemethoden unterscheiden sich: Zwei Algorithmen besitzen keine Kompensation für Alterungsprodukte (PDC, FDS) und ermitteln 3,8 bzw. 4 %. Der innerhalb [7] entwickelte Algorithmus kompensiert leitfähige Alterungsprodukte und ermittelt 2,9 %, was als gute Übereinstimmung mit den Papierproben bezeichnet werden kann. Bei den Gleichgewichtsverfahren wurde die *Wassersättigung* direkt in einer Ölprobe ermittelt und führt mittels eines neuartigen Gleichgewichtsdiagramms [7] zu 2,5 % Wassergehalt in der Zellulose (RS). Wird jedoch der *Wassergehalt* im Öl (PPM) auf ein konventionelles Gleichgewichtsdiagramm angewendet, so wird die Zellulosefeuchte mit 6 % drastisch überschätzt. Die Alterung des Isolationssystems macht die Anwendung von Gleichgewichtsdiagrammen, welche für den Neuzustand entwickelt wurden, unmöglich.

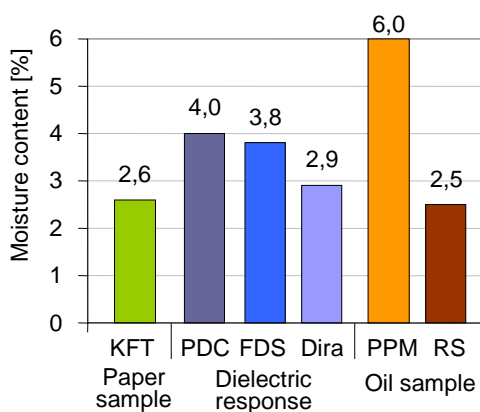


Abbildung 10: Wassergehalt in der Feststoffisolierung, ermittelt an Papierproben (KFT), durch dielektrische Verfahren (PDC, FDS, Dirana) und mittels Gleichgewichtsdiagrammen basierend auf dem Wassergehalt im Öl (PPM) und der Wassersättigung (RS)

4.3 Teilentladungsmessung

Teilentladungen indizieren einen teilweisen Verlust der Isolierfähigkeit und sind somit ein Maß für die *elektrische* Alterung des Isoliersystems. Der typische Messkreis nach IEC 60270 benötigt einen Koppelkondensator zum Anschluss des Teilentladungsmessgeräts und arbeitet bei einer Messfrequenz von einigen hundert kHz bis zu einem MHz, [13]. Er detektiert also die *leitungsgebundene* Impulsausbreitung. Messungen im höheren Frequenzbereich hingegen (z.B. UHF) stellen die *feldgebundene* Wellenausbreitung mittels Antennen fest. Daneben wird auch die akustische TE-Messung eingesetzt, vor allem zur Ortung von Teilentladungen. Jedes dieser Verfahren hat spezifische Vor- und Nachteile, wobei die elektrische TE-Messung bei weitem am häufigsten eingesetzt wird und auch genormt ist.

Grundsätzlich ermöglicht erst die Unterscheidung der internen Teilentladungen von äußeren Störern eine erfolgreiche Diagnose, besonders bei der Anwendung im Feld. Deshalb entwickelte man auch für die konventionelle elektrische Messung hervorragende Mess- und Entstöralgorithmien, [14].

- Störsicherer Messaufbau
Durch die galvanische Trennung zwischen Messsystem und Anzeige- und Bediengerät wird die Einkopplung externer Störungen in den Messkreis minimiert.
- Frequenzselektive, schmal- und breitbandige Messung
Heute verwendete Messsysteme erweitern den historisch auf ~ 1 MHz beschränkten Messbereich auf bis zu 20 MHz. Innerhalb dieses breiten Frequenzbereichs kann der Nutzer ein Band wählen, dass nicht oder nur geringfügig von Störern überlagert wird.
- Synchrone Mehrstellen-TE-Messung und 3PARD-Auswerteverfahren
Digitale TE-Messsysteme mit schnellem Bus ermöglichen die gleichzeitige Messung einzelner Teilentladungsimpulse an verschiedenen Orten. Durch geeignete Überlagerung der Amplituden kann das traditionelle phasenaufgelöste TE-Muster (PRPD) in seine einzelnen Bestandteile zerlegt und somit die einzelnen Quellen unterschieden werden.
- Analyse der Frequenzspektren 3CFRD
Bei diesem Verfahren werden nicht die an unterschiedlichen Orten gemessenen Amplituden, sondern die an einem Ort selektiv und dennoch synchron gemessenen spektralen Bestandteile eines Impulses überlagert. Auch damit können die oft verrauschten TE-Muster in die einzelnen Quellen zerlegt werden.

Gleichzeitig kann ein zunehmender Trend zur Kombination der verschiedenen Verfahren verwendet werden. Beispielsweise ergibt die Kombination der konventionellen elektrischen Messung mit der UHF-Messung einen hervorragenden Filter um externe von internen Teilentladungen zu unterscheiden, *Abbildung 11*. Durch eine UND-Verknüpfung zwischen elektrischen und UHF-Impulsen können die breitbandigen internen Teilentladungen von externen Störern unterschieden werden, da diese Signale den durch den Kessel nahezu perfekt geschirmten UHF-Sensor im Trafo-Inneren nicht erreichen können.

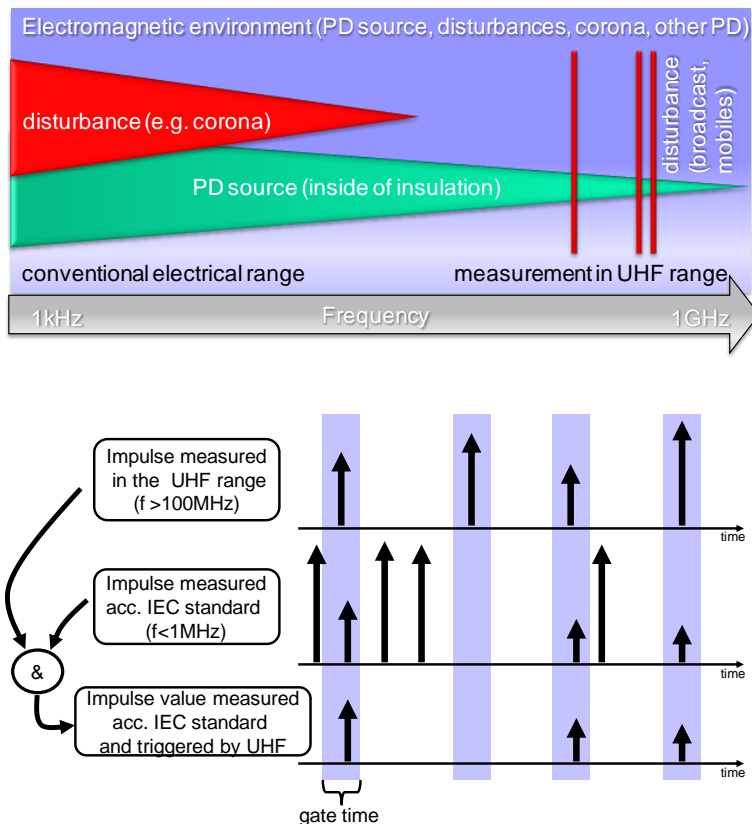


Abbildung 11: TE-Signal und Störer im Frequenzbereich 1 kHz-1 GHz (oben) und Kombination von elektrischer und UHF-TE-Messung mittels Gating (unten)

5 INTELLIGENTE AUSWERTESYSTEME UND ASSET MANAGEMENT

Nach der Bestimmung einzelner Alterungsparameter durch entsprechende Messverfahren ist sowohl eine Bewertung des Messwerts als auch eine übergreifende Bewertung des Betriebsmittels nötig. Abbildung 12 zeigt, wie diagnostische Methoden und Online Monitoring mit einem intelligenten System zur Diagnose und Unterstützung des Asset Management verknüpft werden. Verschiedene Eingangsvariable werden sowohl diskontinuierlich Vorort als auch kontinuierlich im Betrieb gemessen. Die genügende Abdeckung der signifikanten Parameter ermöglicht es, die thermische, elektrische, mechanische und chemische Alterung zu beobachten und realistisch zu quantifizieren.

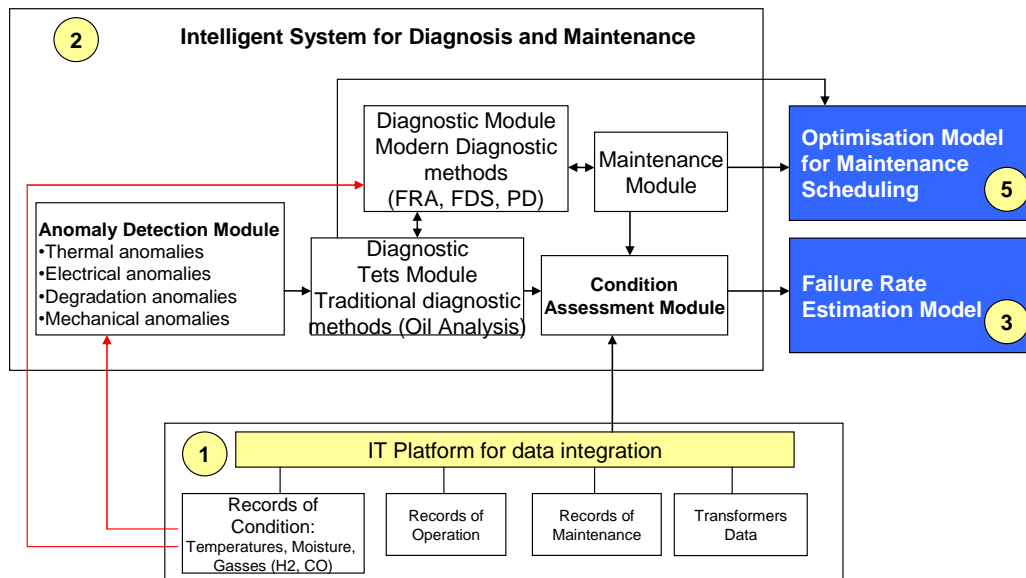


Abbildung 12: Intelligentes System zur Diagnose und Unterstützung des Asset Management

Während die messtechnische Erfassung von Größen mit den heutigen Mitteln noch relativ einfach ausgeführt werden kann, besteht die besondere Schwierigkeit in der Brücke zu Instandhaltungsstrategien und Entscheidungen des Asset Managements. Prinzipiell kann für den nachhaltigen Betrieb von Transformatorenparcs in den folgenden Schritten vorgegangen werden:

1. Bestandsaufnahme
Erfassung von Zahl und strategischer Wichtigkeit der vorhandenen Transformatoren, zuordnen der bereits durchgeführten Messungen
2. Fleet screening
Bestimmung der signifikanten Kenngrößen für die Alterung jedes Transformators mit den wichtigsten chemischen und elektrischen Schlüssel-Verfahren
3. Detaillierte Untersuchung auffälliger Einheiten
Einsatz fortgeschrittener Analyseverfahren und im Fehlerfall auch finanzielle Abschätzung der Reparaturmaßnahme
4. Ranking und Instandhaltungsentscheidung
Bewertung der gesamten Flotte mit gewichteten Kenngrößen, Entscheidung für Weiterbetrieb, Reparatur oder Neubeschaffung einzelner Einheiten

LITERATUR

- [1] R. Patsch et. al: "Alterung von Betriebsmitteln - ein Überblick", Online verfügbar am 02. Februar 2010 unter www.vde.com/
- [2] Wikipedia-Artikel "Ageing", online verfügbar am 18. Januar 2010 unter en.wikipedia.org/wiki/Ageing
- [3] IEC EN 60422 "Richtlinien zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln", Ausgabe: 2007-04-01
- [4] "Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers", Cigré TF D1.01.10, Brochure 323, Online verfügbar, www.e-cigre.org
- [5] D. Vukovic et. al: "Dielectric Performance and Dissolved Gas Analysis of Natural Esters for Application in Power Transformers" CIGRE SC D1 – Colloquium in Budapest 2009
- [6] M. Koch, S. Tenbohlen: "The Breakdown Voltage of Insulation Oil under the Influence of Humidity, Acidity, Particles and Pressure", International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials APTADM, 26.-28.09.2007, Wroclaw
- [7] M. Koch: "Reliable Moisture Determination in Power Transformers", Dissertation, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008
- [8] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, T. J. Painter: "Aging of oil-impregnated paper in power transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, Jan. 2004 Volume: 19, Issue 1, p. 230- 239
- [9] S. Tenbohlen, M. Koch: "Aging Performance and Moisture Solubility of Vegetable Oils for Power Transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, TPWRD.2009.2034747, 2010
- [10] "Copper Sulphide in Transformer Insulation", Cigré WG A2.32, brochure on-line available at www.e-cigre.org
- [11] S. M. Gubanski et. al: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers" CIGRÉ Task Force 15.01.09, Technical Brochure 254, Paris, 2004
- [12] M. Koch, M. Krüger: "A Fast and Reliable Dielectric Diagnostic Method to Determine Moisture in Power Transformers", CMD 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008
- [13] IEC 60270 "High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements", Ausgabe 2000-12-01
- [14] K. Rethmeier, et. al: "Unterdrückung von Frequenz- und Pulsstörungen bei Teilentladungsmessungen in gestörter Messumgebung" ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Düsseldorf 2009

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 140 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Niederlassungen in Europa, Nordamerika, Südostasien, Australien und im Nahen Osten, ein weltumspannendes Netz von Vertriebspartnern sowie etablierte Plattformen für den internationalen Erfahrungsaustausch stellen sicher, dass das breite und tiefe Anwendungswissen und der erstklassige Kundenservice allen Anwendern zur Verfügung steht.

Europa, Naher Osten, Afrika
OMICRON electronics GmbH
Oberes Ried 1
6833 Klaus, Austria
Tel.: +43 5523 507-0
Fax: +43 5523 507-999
info@omicron.at

Nord- und Lateinamerika
OMICRON electronics Corp. USA
12 Greenway Plaza, Suite 1510
Houston, TX 77046, USA
Tel.: +1 713 830-4660
+1 800-OMICRON
Fax: +1 713 830-4661
info@omicronusa.com

Asien, Pazifischer Raum
OMICRON electronics Asia Limited
Suite 2006, 20/F, Tower 2
The Gateway, Harbour City
Kowloon, Hong Kong S.A.R.
Tel.: +852 3767 5500
Fax: +852 3767 5400
info@asia.omicron.at