Kostensenkung bei der Werterhaltung von Transformatoren durch ausgereifte Diagnosetechniken in Kombination mit bedarfsspezifischen Instandhaltungsmaßnahmen

T. Leibfried

Transformatorenwerk Nürnberg
Siemens AG

S. Truant
artec Energie- und Umwelttechnik GmbH
Berlin

1. Einleitung

Die Kombination von geeigneten Diagnosetechniken und den daraus abgeleiteten Maßnahmen zur Werterhaltung schafft die Voraussetzung für die heute geforderte wirtschaftlich und technisch sinnvolle Instandhaltung von Betriebsmitteln der elektrischen Energietechnik. Am Beispiel der Analyse der Relaxationsströme (PDC-Analyse) als Methode zur Feuchtebestimmung im Isolationssystem und einer effizienten Trocknung des Aktivteils (durch die Ölumlaufvakuumtrocknung in Kombination mit Niederfrequuenzerwärmung, LFH) als Maßnahme zur Werterhaltung von Leistungstransformatoren wird gezeigt, daß es für ein Energieversorgungsunternehmen die kostengünstigste Lösung sein kann, die notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen dem Hersteller zu übertragen.

2. Alterung von Öl-Papier Isolationssystemen

Für die Alterung des Öl-Papier-Isolationssystems von Leistungstransformatoren sind eine ganze Reihe von Mechanismen verantwortlich. Grundsätzlich erfolgt die Alterung durch

- dielektrische
- thermische
- elektromagnetische und
- chemische

Beanspruchungen.

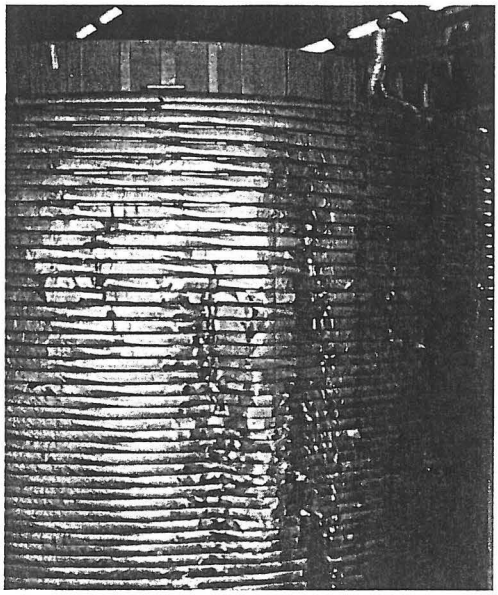
Aufgrund der **elektrischen Feldstärke** kann es lokal zu einer Überbeanspruchung des Isolationssystems kommen. Dies kann entweder durch eine ungenügende Auslegung oder aber durch die Alterung des Isolationssystems verursacht sein. Ein Beispiel für die Alterung des Isolationssystems ist ein verunreinigtes Öl mit einem hohen Anteil an Säurebestandteilen und einem hohen Wassergehalt. Die Folge ist eine stark erhöhte elektrische Leitfähigkeit und eine reduzierte Durchschlagspannung des Isoliermediums Öl. Aber auch die dielektrische Festigkeit der Feststoffisolation kann durch einen hohen Wassergehalt reduziert sein. Die lokale Überbeanspruchung hat Teilent-

ladungen zur Folge, die das Isolationssystem an der Fehlerstelle erodieren und damit weiter schwächen können. Es hängt dann von Ort und Art der Fehlerstelle ab, ob und in welchem Zeitraum sich die Teilentladung zu einem vollständigen elektrischen Durchschlag des Isolationssystems weiterentwickelt.

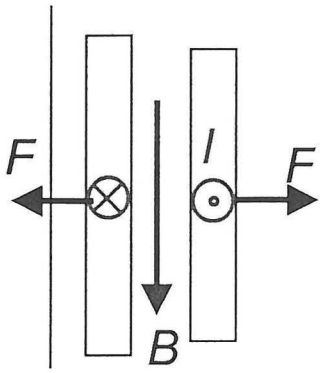
Die **Alterung der Feststoffisolation** wird im wesentlichen durch die beiden Parameter **Betriebstemperatur und Wassergehalt** charakterisiert [5]. Eine forcierte Alterung des Isolationssystems durch zu hohe Betriebstemperatur tritt üblicherweise nicht auf, da viele Transformatoren thermisch üppig ausgelegt sind und – zumindest bisher- auch nur selten bei maximaler Belastung betrieben werden. Außerdem wird mit der Erwärmungsprüfung im Rahmen der Typprüfung von Transformatoren gemäß IEC 60076-2 die Betriebsfähigkeit in thermischer Hinsicht überprüft und nachgewiesen. Dennoch kommt es infolge der **thermischen Beanspruchungen** während des jahrzehntelangen Betriebs zu einer Zersetzung des Öls sowie der Feststoffisolation, d. h. dem Transformerboard und der Papierisolation. Durch die thermische Ölalterung werden neben Gasen, die sich im Öl lösen, auch Säuren gebildet, die dann ihrerseits zur Alterung der Feststoffisolation beitragen. Ein weiterer Effekt ist **chemische Alterung** des Öls, oder genauer die Oxidation des Öls durch den Sauerstoff der Luft. Dieser gelangt durch die „Atmung" des Transformators bei schwankender Belastung in das Ausdehnungsgefäß. Die Feststoffisolation, also Papier und Transformerboard, besteht aus Zellulose. Hohe Temperaturen bewirken neben einer Zersetzung des Öls auch eine Aufspaltung der Zellulosemoleküle. Diese Zellulosemoleküle besteht aus Glukoseringen, die kettenförmig aneinandergereiht eine Zellulosefaser bilden. Bei neuwertiger Zellolose beträgt die Kettenlänge ca. 1000 – 1200 Moleküle. Dies wird als ***D**urchschnittlicher **P**olymerisationgrad (**DP**)* bezeichnet. Alterung der Feststoffisolation bedeutet die Aufspaltung der Molekülketten, d. h. die Verkürzung der Molekülkettenlänge. Bei diesem Prozess bilden sich Spaltprodukte, wie z. B. Gase (Wasserstoff, Kohlenwasserstoffe, CO und CO_2), die sich im Öl lösen. Es wird auch Wasser (H_2O) gebildet. Dem Wasser kommt eine besondere Bedeutung zu: Wasser wirkt als Katalysator für die Aufspaltung der Molekülketten der Zellulose, d. h. der sogenannten Depolimerisation. Die Feststoffisolation gilt als unbrauchbar, wenn die DP-Wert auf unter 150 abgesunken ist. Das Material ist dann so brüchig geworden, daß ein weiterer Betrieb des Transformators nicht mehr zu empfehlen ist. Zwischen DP = 150 und DP = 300 ist die Zellulose thermisch stark gealtert, die zu erwartende Restlebensdauer eines Transformators ist nur noch gering. Liegt der Bereich des DP-Wertes zwischen 300 und 700, so ist eine Alterung der Zellulose vorhanden, oberhalb eines DP-Wertes von 700 ist der Isolierstoff nahezu neuwertig.
Es ist schon seit langem bekannt, daß die Aufspaltung der Zellulosemoleküle, d. h. die **Depolimerisation**, durch das in der Feststoffisolation gespeicherte Wasser begünstigt wird. Seit den 60er Jahren wurden eine ganze Reihe von Untersuchungen zu diesem Thema in Forschungslabors [4, 8] und in Labors von Isolierstoffherstellern durchgeführt [5]. **Bild 3** zeigt das Ergebnis. Generell führt die Anwesenheit von Wasser zu einer Vervielfachung der Depolimerisationsgeschwindigkeit, Wasser wirkt also als Katalysator für den Abbau der Zellulose. Ein Anteil von > 99 % des gesamten Wassers in einem Transformator ist in der Feststoffisolation gespeichert, nur ein An-

teil von < 1 % ist im Öl gelöst, abgesehen von freiem Wasser, das hier jedoch nicht betrachtet werden soll. Dieser Aspekt der Alterung von Isolationssystemen findet heute zunehmend mehr Beachtung, sicher auch aufgrund der gegebenen Altersstruktur des Transformatorbestandes. Ein großer Bestand der heute betriebenen Transformatoren, etwa 30 %, sicher je nach Betreiber etwas unterschiedlich, ist älter als 30 Jahre, wie verschiedene Untersuchungen von Seiten der Energieversorgungsunternehmen und unabhängigen Forschungs- und Prüfinstitutionen entnommen werden kann (**Bild 2**) [10, 11]. Ziel einer modernen Instandhaltungsstrategie von Transformatoren muß es deshalb sein, den Wassergehalt in der Feststoffisolation von Transformatoren zu bestimmen und – wenn ein bestimmtes Maß überschritten ist – zu reduzieren. In den folgenden Kapiteln werden sowohl Methoden zur Bestimmung des Wassergehaltes in der Feststoffisolation als auch zur Trocknung des Aktivteils vorgestellt.

Durch hohe Ströme, wie sie z. B. bei transformatornahen Netzkurzschlüssen fließen, werden **hohe Kräfte auf die Wicklungen und die Wicklungsisolation** aufgebracht. Diese Kräfte können selbst bei einem fabrikneuen Transformator zu einer Deformation von Wicklungen und damit letztlich zur Zerstörung des Transformators führen. **Bild 1a** zeigt eine solche mechanische Deformation, wie sie bei der Verschrottung eines 200 MVA Transformators gefunden wurde. Durch das magnetische Streufeld im Bereich der Wicklungen kommt es zu einer Kraftwirkung auf die Wicklungen. Bei der inneren Wicklung greifen die Kräfte radial an und versuchen die Wicklung nach innen gegen den Kern zu drücken (**Bild 1b**). Sind die Kräfte hoch genug, so kommt es in den Zwischenbereichen der Leisten zu Einbeulungen der Wicklung. Die äußere Wicklung wird nach außen gezogen. Hier werden die Leiter auf Zug beansprucht. Durch die Depolimerisation, also der Verkürzung der Molekülkettenlänge der Zellulose durch die oben beschriebenen Alterungsvorgänge, verliert die Zellulose ihre mechanische Festigkeit. Der Transformator wird damit anfälliger gegen mechanische Beanspruchungen. Als Folge einer Wicklungsdeformation kann es zum Aufreißen der Papierisolation kommen. Dadurch wird das Isolationssystem geschwächt und die dielektrische Beanspruchung des elektrischen Feldes führt zu Teilentladungen, die dann auch wieder in einen vollständigen elektrischen Durchschlag münden können.



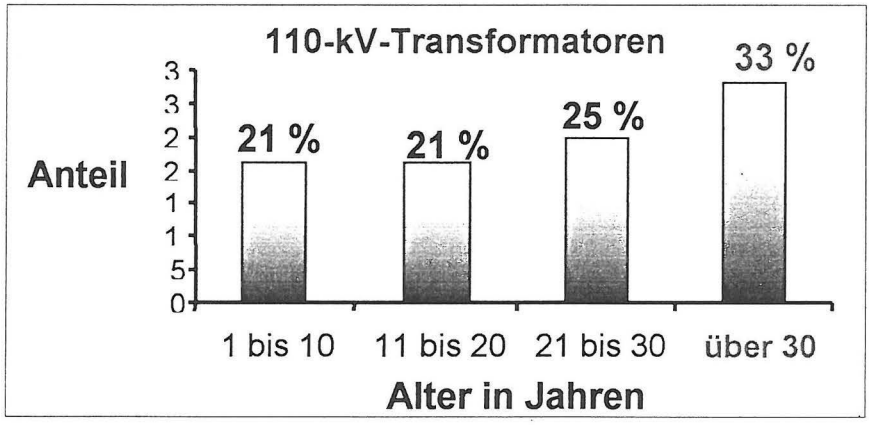
a.



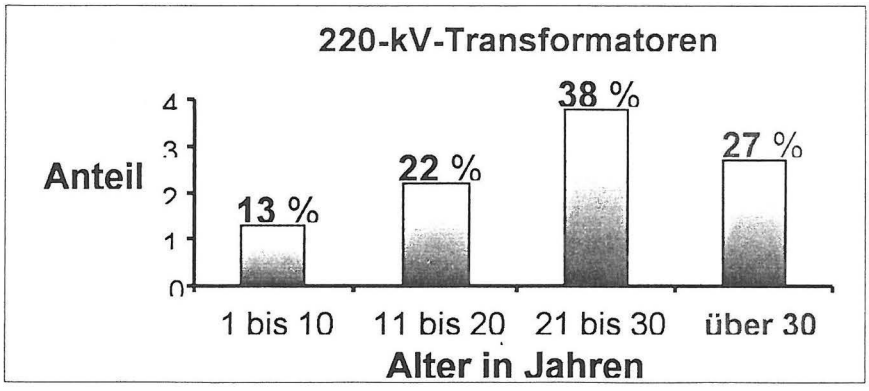
b.

Bild 1. *a. Deformation einer Wicklung eines 200-MVA-Transformators, wie sie bei der Verschrottung des Transformators entdeckt wurde*

b. Kräfte in radialer Richtung auf Unter- und Oberspannungwicklung von Transformatoren



a.



b.

Bild 2. *Altersstruktur von*

a. 110-kV-Transformatoren [11]

b. 220-kV-Transformatoren [10]

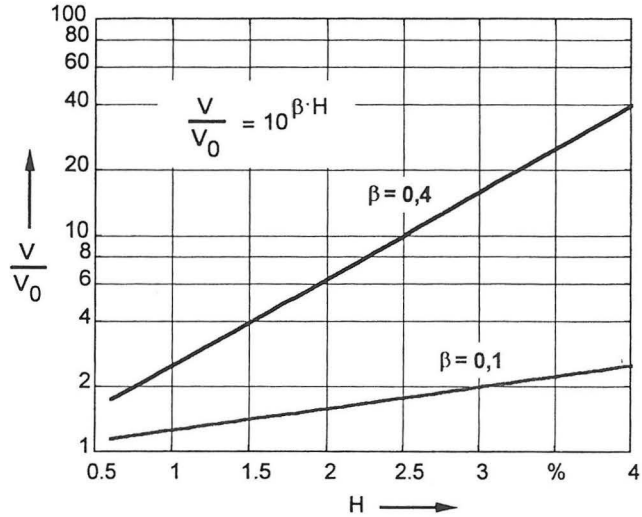


Bild 3. *Relative Depolimerisationsgeschwindigkeit V/V_0 von Zellulose (Preßspan) in Abhängigkeit des Wassergehaltes H in der Zellulose nach Bouvier [4] für verschiedene Materialparameter $0,1 < \beta < 0,4$*

3. Service-Konzept zur Werterhaltung von Transformatoren

Das Service-Konzept zur Werterhaltung von Transformatoren der Siemens AG ist ein mehrstufiges System von aufeinander abgestimmten Diagnosetechniken und werterhaltenden Maßnahmen (**Bild 4**).

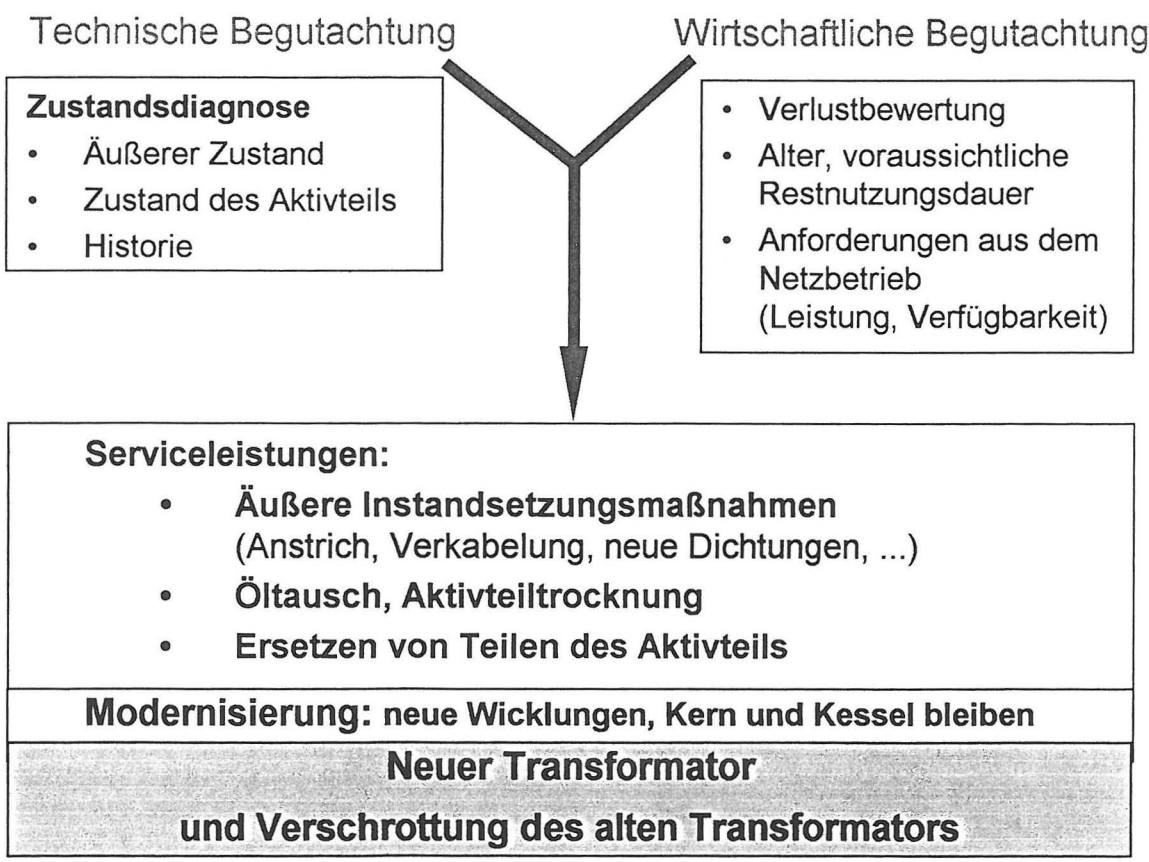


Bild 4. *Service-Konzept der Siemens AG zur Werterhaltung von Transformatoren*

Für die Werterhaltung eines Transformators ist zunächst eine **technische und wirtschaftliche Begutachtung** notwendig. Aus den Ergebnissen dieser Begutachtung lassen sich dann gezielt Service-Maßnahmen ableiten. Dies kann von einer einfachen äußeren Instandsetzung über Maßnahmen wie Öltausch und Aktivteiltrocknung oder einer Modernisierung bis hin zur Beschaffung eines neuen Transformators reichen.

Bei der **technischen Begutachtung** handelt es sich um eine Zustandsanalyse. Diese basiert auf dem äußeren Zustand des Transformators, dem Zustand des Aktivteils und der Betriebshistorie. Bei der **Beurteilung des äußeren Zustandes** wird der Kessel auf Undichtigkeiten, ausgetretenes Öl sowie Anzeichen von Rost abgesucht. Neben Funktionsprüfungen von Komponenten wie Kühlanlage, Stufenschalter und Durchführungen gehören auch eine Zustandsbeurteilung der Verkabelung zu Überwachungsgeräten sowie der Schaltschränke zur Bewertung des äußeren Zustands eines Transformators. Die **Zustandsanalyse des Aktivteils** beinhaltet vor allem die Bewertung der Alterung des Isolationssystems. Die Änderungen der Eigenschaften des Isolationssystems müssen erfaßt werden. Ebenso müssen Informationen über eventuelle Vorschädigungen der Wicklungen, z. B. Wicklungsdeformationen, durch außergewöhnliche Beanspruchungen zusammengetragen werden. Als dritter wichtiger Punkt muß die **Betriebshistorie** untersucht werden. Aufschlußreich sind insbesondere Daten früherer Diagnosemessungen, z. B. Ergebnisse der Ölanalyse, sowie die Kenntnis der Belastung des Transformators und besonderer Beanspruchungen, z. B. durch einen nahen Netzkurzschluß. Außerdem müssen vorhandene Unterlagen auf Information über frühere Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen oder andere Umbauten am Transformator durchsucht werden. Leider liegen solche Daten oft nur bruchstückhaft vor.

Zur wirtschaftlichen Beurteilung gehören die **Bewertung der Verlustleistung**, der voraussichtlich zu erwartenden Restnutzungsdauer sowie der Anforderungen aus dem Netzbetrieb hinsichtlich Verfügbarkeit, Qualität und geforderter Leistung. Die Eisenkerne moderner Transformatoren haben eine wesentlich geringere Leerlaufverlustleistung. Man würde heute bei einem neuen Transformator auch ein völlig anderes Design der Wicklungen einsetzen. Damit wäre auch die Kurzschlußverlustleistung des Transformators geringer. Auf der Grundlage der vom Netzbetrieb geforderten Leistung müssen deshalb die Verluste bewertet werden. In diese Betrachtung auch müssen auch möglicherweise geänderte Anforderungen von Seiten des Netzbetriebs wie z. B. erhöhter Nennleistungsbedarf, höhere Anforderungen an die Geräuschentwicklung sowie andere Kurzschlußimpedanz einfließen.

Auch die **Restnutzungsdauer** kann eine Rolle spielen. So soll in Deutschland nach und nach das 220-kV-Netz durch das 400-kV-Netz ersetzt werden. Die 220-kV-Transformatoren sollen also ohnehin nur noch eine begrenzte Zeit weiter betrieben werden. Hier kann eine werterhaltende Maßnahme im Vergleich zu einer Neuanschaffung sinnvoll und kostengünstig sein. Ferner sind auch zukünftige Anforderungen zu bewerten. Sollen die vorhandenen Transformatoren höher ausgelastet werden, so kann eine Trocknung des Aktivteils als vorbeugende Maßnahme zur Lebensdauerverlängerung eine sinnvolle Maßnahme darstellen, um so die Energieversorgung ohne

Investitionen in neue Betriebsmittel sicherstellen zu können. Ebenso ist mittelfristig die Auflassung von Atomkraftwerken geplant. Auch hier möchte man Investitionen in neue Betriebsmittel vermeiden. Deshalb machen auch hier vorbeugende Instandhaltungs- und Wartungsmaßnahmen Sinn.

Für viele Verbraucher ist die **Verfügbarkeit der Energieversorgung** von entscheidender Bedeutung. Viele Industriezweige wie z. B. die Automobilindustrie, die chemische Industrie und auch Stahlwerke sind auf die hohe Verfügbarkeit der elektrischen Energieversorgung angewiesen. Ausfälle hätten schnell Verluste in Millionenhöhe zur Folge. Im Grunde lohnt es sich deshalb bei den oft hoch ausgelasteten Industrietransformatoren immer, rechtzeitig werterhaltende Maßnahmen durchzuführen.

3.1 Zustandsdiagnose des Aktivteils

Aus der Sicht eines Herstellers von Transformatoren ist es zu empfehlen bei einem zu diagnostizierenden Transformator zunächst einmal eine Basisdiagnose vorzunehmen. Diese beinhaltet eine Ölanalyse mit den Parametern Durchschlagspannung, Wassergehalt, Neutralisationszahl, Farbzahl, tan δ und die Gas-in-Öl Analyse (**Bild 5**). Alle diese Parameter liefern wichtige Informationen; ihre Interpretation ist seit langem bekannt und wird standardmäßig angewandt. Bei der Bewertung des Wassergehaltes in Öl spielt die Temperatur des Probenöls eine wichtige Rolle. Im Draft der IEC 60422 ist eine Umrechnung des bei einer bestimmten Temperatur T_P des Probenöls bestimmten Wassergehaltes auf eine Temperatur von 20 °C angegeben. Der so bestimmte Wassergehalt bei 20 °C erlaubt einen direkten Vergleich von Ölanalysen aus Proben, die zu verschiedenen Zeitpunkten und bei verschiedenen Transformatortemperaturen genommen wurden.

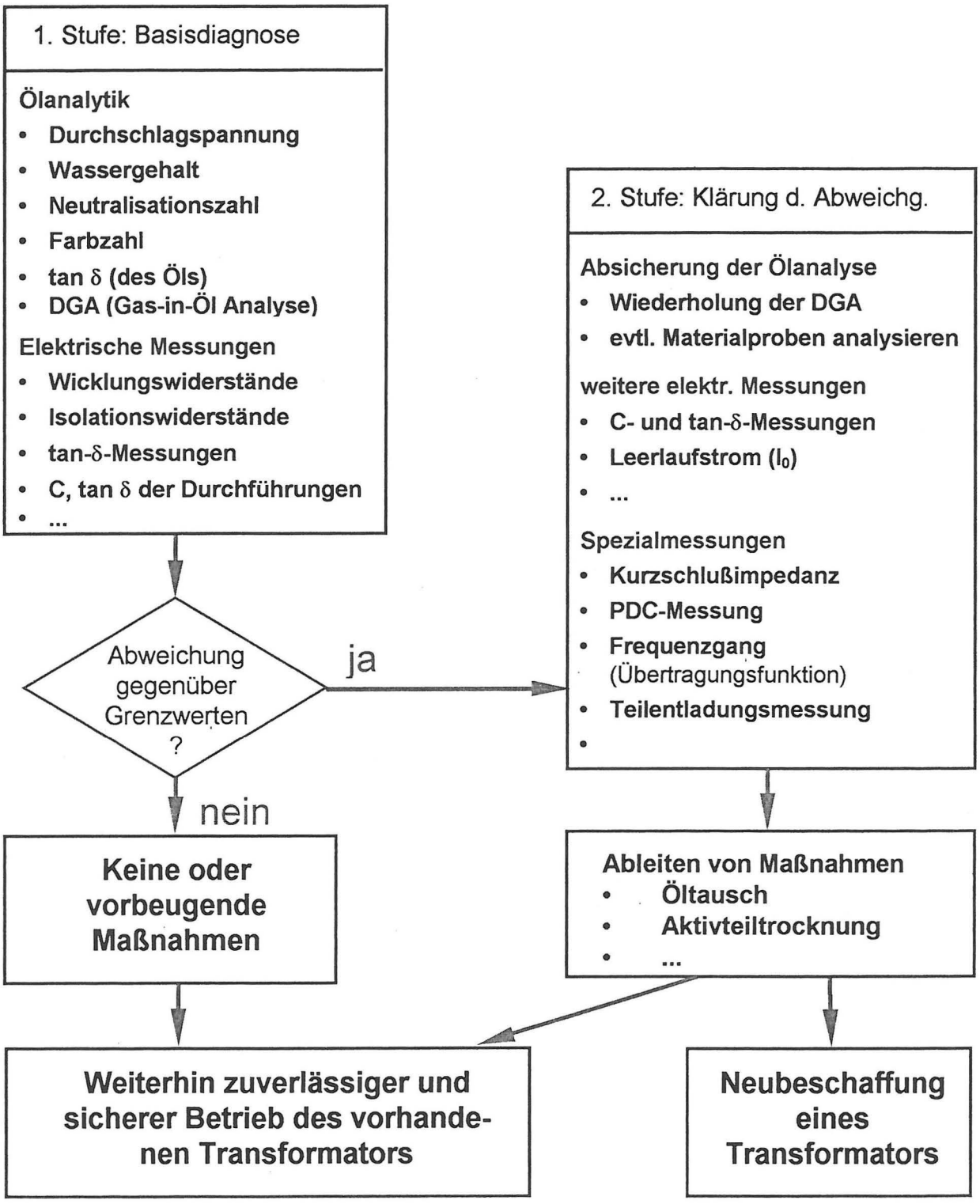


Bild 5. *Abgestufte Zustandsdiagnose des Aktivteils von Leistungstransformatoren*

Zur Ölanalyse kommen noch einige einfache elektrischen Messungen: die Isolationswiderstände, die Wicklungswiderstände sowie tan δ der Durchführungen und des Transformators. Liegen bei diesen Messungen und Analysen Abweichungen von

Grenzwerten oder zu Meßwerten von der Endprüfung des Transformators vor, so müssen weitere Diagnoseverfahren angewandt werden, um dem Grund für die Abweichung auf die Spur zu kommen. In der **zweiten Stufe** können zur Klärung der Abweichung(en) geeignet erscheinende Spezielmessungen durchgeführt werden. Außerdem ist es sinnvoll zur Absicherung nochmal eine Ölanalyse vorzunehmen, um auszuschließen, daß Fehler bei der Probennahme verantwortlich für die festgestellte Abweichung sind. Umfang und Art der Spezialmessungen hängen von der Art der gefundenen Abweichung ab. Hier sind mannigfaltige Szenarien denkbar. An dieser Stelle soll deshalb nur kurz auf die Möglichkeiten verschiedener Analyseverfahren eingegangen werden.

Die **Messung der Kurzschlußimpedanz** ist hilfreich zur Erkennung mechanischer Verformungen von Wicklungen. Die maximal zulässige Abweichung sind 2% von der relativen Kurzschlußimpedanz. Diese Methode wird beispielsweise bei der Stoßkurzschlußprüfung in Hochleistungslabors wie z. B. KEMA angewandt. Es gibt jedoch Hinweise, dass beachtliche Wicklungsdeformationen vorliegen können, ohne dass dies durch Messung der Kurzschlußimpedanz erkennbar wäre.

Die **Messung des Frequenzganges oder der Übertragungsfunktion** ist ein alternatives Verfahren zur Erkennung mechanischer Deformationen von Wicklungen. Derzeit laufen an verschiedenen Forschungseinrichtungen intensive Untersuchungen zur Bestimmung der Empfindlichkeit dieser Methode. Das Prinzip des Verfahrens ist, dass man eine Übertragungsfunktion bei bekanntem gutem Zustand des Transformators bestimmt. Danach werden im Zuge von Revisionsarbeiten in bestimmten Zeitabständen von z. B. 12 Monaten immer wieder Messungen der Übertragungsfunktion vorgenommen. Die zur Messung verwendete Spannung liegt im Bereich bis maximal 1000 V, typischerweise bei 500 V. Sie stellt damit keine Gefährdung für den Leistungstransformator dar. Bei der Messung muß darauf geachtet werden, daß gleiche Meßbedingungen vorliegen. Änderungen in der Gestalt der Übertragungsfunktion deuten auf eine Veränderung im Wicklungsaufbau hin. Weitergehende Aussagen über den Ort, die Art und das Gefährdungspotential der Abweichung für den Transformator sind heute noch schwer zu abzuleiten. Es ist aber zu erwarten, daß die Entwicklung auf diesem Gebiet in Zukunft einen breiteren Einsatz der Methode zuläßt. Man kann aber auch schon heute mit der Frequenzganganalyse hilfreiche Aussagen über den Zustand machen. Untersuchungen haben gezeigt, daß die Übertragungsfunktionen der einzelnen Wicklungsblöcke eines Transformators sehr identisch sind. Sie haben die gleiche Geometrie und unterscheiden sich deshalb nur durch Fertigungstoleranzen und in ihrer Lage zueinander und im Kessel. Dies wirkt sich nur in geringem Maße auf die Übertragungsfunktion aus. Deshalb kann man bei fehlender Ausgangsmessung im Neuzustand des Transformators auch zu einem beliebigen Meßzeitpunkt die Übertragungsfunktionen einzelner Phasen vergleichen. Dies liefert bei Abweichungen zumindest die Information, dass hier eine Deformation der Wicklungen zu vermuten ist. Genauso kann man die Übertragunsgfunktionen unterschiedleicher aber baugleicher Transformatoren vergleichen. Auch hier unterscheiden sich die Wicklungen nur durch Fertigungstoleranzen.

Die **Teilentladungsmessung (TE-Messung)** ist eine weitere Methode um einer Degradation des Isolationssystems auf die Spur zu kommen. Findet man z. B. durch die Gas-in-Öl Analyse den Hinweis auf eine innere Entladung, so kann eine Vor-Ort TE-Messung, d. h. eine elektrische und akustische Ortung der TE-Quelle sinnvoll sein. Zur akustischen TE-Messung werden Mikrophone außen am Kessel angebracht, welche die akustischen Signale aufzeichnen. Mit einem digitalen Speicheroszilloskop können diese Signale dann aufgezeichnet werden. Als Triggersignal dient der elektrische TE-Impuls. Aus den Laufzeiten zwischen Triggerimpuls und dem akustischen Signal läßt sich die Laufzeit der Schallwelle berechnen, die von der TE-Quelle ausgeht. Mit Hilfe der sogenannten Triangulation kann man mit mehreren Mikrophonen auf den Ort der TE-Quelle schließen. Für eine ausreichend genaue Ortung müssen hierbei sehr oft die Mikrophone schrittweise in eine günstige Position gebracht werden. Idealerweise soll der Abstand zwischen TE-Quelle und Mikrophon möglichst gering sein. Das Verfahren läßt sich sehr gut anwenden, wenn die TE-Quelle im äußeren Bereich, z. B. bei Ausleitungen oder im Randbereich der Wicklungen liegt. Bei TE-Quellen im Wicklungsaufbau pflanzt sich die Schallwelle über die unterschiedlichen Medien Kupfer, Öl, Stahl und Isoliermaterial in unterschiedlicher Weise fort. Dadurch können sich am Ort des Mikrophons mehrere Schallwellen überlagern, die dann die Qualität der Auswertung stark beeinflussen. Besonders gut ortbare TE-Quellen haben eine reine Ölstrecke zwischen Mikrophon an der Außenwand des Kessels und der Quelle.

Auf die **PDC-Analyse** wird in den nächsten Kapiteln ausführlicher eingegangen.

3.2 PDC-Analyse als Methode zur Bestimmung des Wassergehaltes in der Feststofisolation von Transformatoren

3.2.1 Vorgehensweise bei der PDC-Analyse

Ein Verfahren zur Diagnose der Hauptisolation von Leistungstransformatoren ist die PDC (**p**olarization and **d**epolariztion **c**urrent) Analyse [1, 2 ,3]. An die Hauptisolation, also zwischen Ober- und Unterspannungswicklung, wird für eine bestimmte Polarisationszeit T_L eine Gleichspannung U_0 von einigen 100 V angelegt (**Bild 7**). Es fließt ein impulsartiger Ladestrom (Polarisationsstrom), der dann monoton auf einen konstanten Wert abfällt, gegeben durch die Leitfähigkeit des Dielektrikums. Nach Ablauf der Polarisationsdauer T_L wird der Schalter S umgelegt und das Dielektrikum über das Amperemeter kurzgeschlossen. Es fließt ein impulsartig ansteigender Entladestrom (Depolarisationsstrom) entgegengesetzter Polarität, der monoton auf den Wert Null abklingt, bis sich die Kapazität vollständig entladen hat.

Im nächsten Schritt wird nun für die Hauptisolation des Transformators ein Modell parametriert. Aus der Polarisationscharakteristik von Materialproben mit genau definiertem Feuchtigkeitsgehalt sowie der Geometrie von Hauptisolation und Probenanordnung können alle Parameter des dielektrischen Transformatormodells berechnet werden. Aus dem „Best Fit“ zwischen Messung (den am Transformator gemessenen

Relaxationsströmen) und Rechnung (den aus dem Modell berechneten Relaxationsströmen) erhält der Anwender eine ganze Reihe von Informationen über das Isolationssystem, z. B. den Wassergehalt des Isolationssystems, tan δ, die Leitfähigkeit des Öls, den Polarisationsindex (z. B. R_{15}/R_{60}) sowie das Polarisationsspektrum.

Das Verfahren läßt sich in drei Schritte gliedern (**Bild 6**):

1) *Messungen des Polarisations- und Depolarisationsstromes am betreffenden Transformator*

2) *Parametrieren eines Modells für das dielektrische Verhalten des Isolationssystems*

   In dieses Modell gehen die Geometrie des Transformators, die mittlere Wicklungstemperatur T_{wm} zum Zeitpunkt der Messung sowie bekannte Modelle und Eigenschaften des dielektrischen Verhaltens von Isolieröl und Pressboard ein.

3) *Vergleich der gemessenen und berechneten Polarisations- und Depolarisationsströme*

   Aus dem Modell für den Transformator können die Polarisations- und Depolarisationsströme für verschiedene Feuchtigkeitswerte der Feststoffisolation bei der Meßtemperatur T_{wm} berechnet werden. Der Vergleich der berechneten und gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme liefert einen „Best Fit" für einen bestimmten Feuchtigkeitswert. Auf diese Weise kann der Wassergehalt der Feststoffisolation genügend genau bestimmt werden.

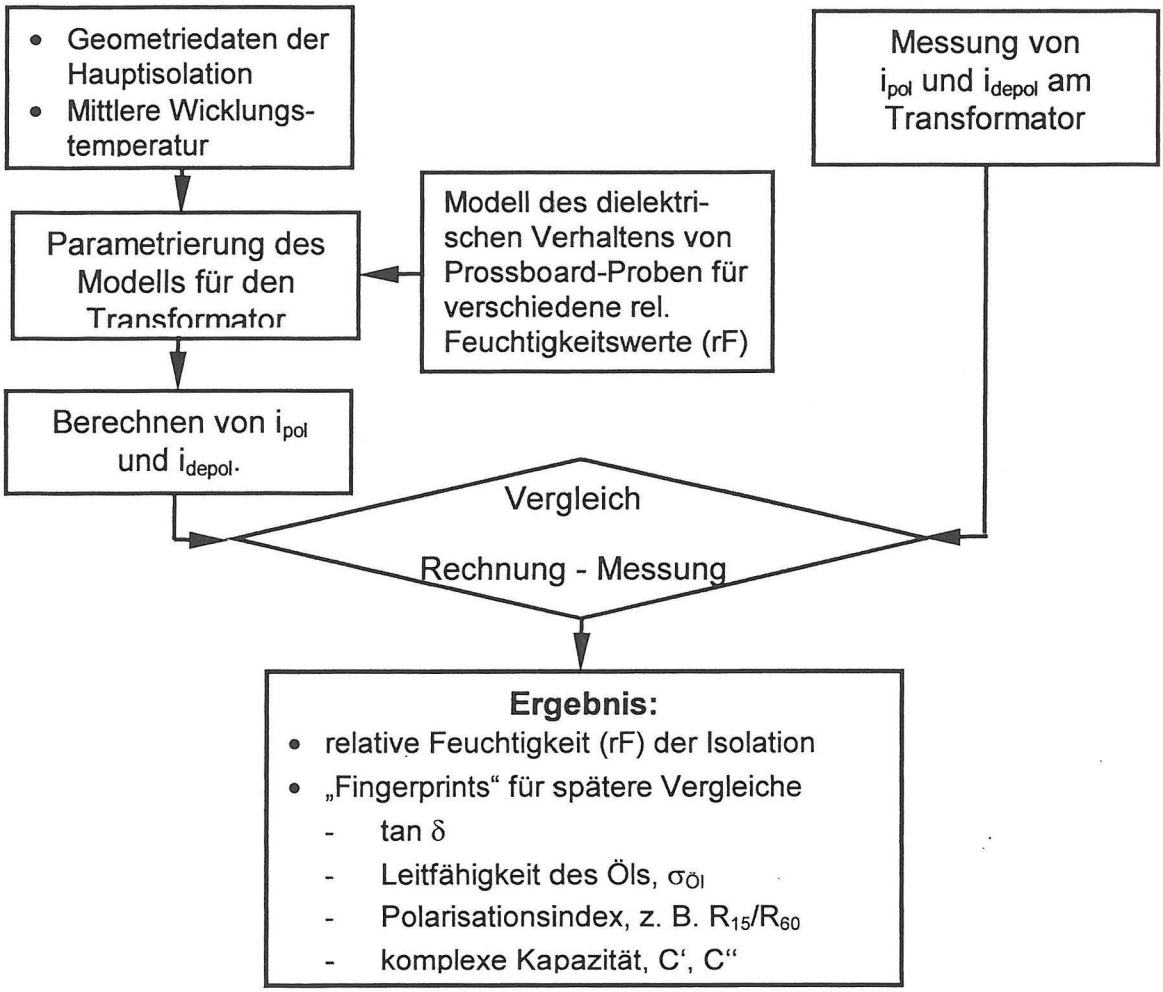


Bild 6. *Schematische Darstellung der für die PDC-Analyse notwenigen Schritte*

Zur Parametrierung des aus Widerständen und Kapazitäten bestehenden Modells benötigt man den genauen Aufbau des Isolationssystems im Streukanal zwischen den beiden ans Meßgerät angeschlossenen Wicklungen (**Bild 7**). Die Geometrie der Barrieren, Leisten und Ölkanäle kann zusammengefaßt und damit vereinfacht werden. Aus dieser geometrischen Ersatzanordnung ergibt sich direkt die Struktur des sehr komplexen dielektrischen Modells für den gesamten Transformator. Das elektrische Verhalten eines Dielektrikums kann durch eine RC-Schaltung nachgebildet werden. Hierbei berücksichtigen R_0 die DC-Leitfähigkeit und C_0 die 50-Hz-Kapazität der Anordnung. Die RC-Reihenglieder modellieren alle Polarisationsvorgänge die im Zeitbereich $t > 1$ s auftreten. Alle anderen Polarisationsvorgänge im Zeitbereich $t < 1$ s sind in C_0 enthalten.

Öl kann im betrachteten Zeitbereich ($t > 1$ s) nur durch eine RC-Parallelschaltung modelliert werden, bestehend aus der Permittivität (Kapazität) der Ölkanäle und einem Widerstand zur Nachbildung der Leitfähigkeit des Öls. Im PDC-Analyzer-3205 sind Modelle für das dielektrische Verhalten von Pressboard-Proben für verschiedene Feuchtigkeitswerte gespeichert. Die Software des PDC-Analyser-3205 berechnet

dann aus den Modellen der Materialproben und der Geometrie des Isolationssystems alle Werte des RC-Ersatzschaltbildes und die sich ergebenden Polarisations- und Depolarisationsströme.

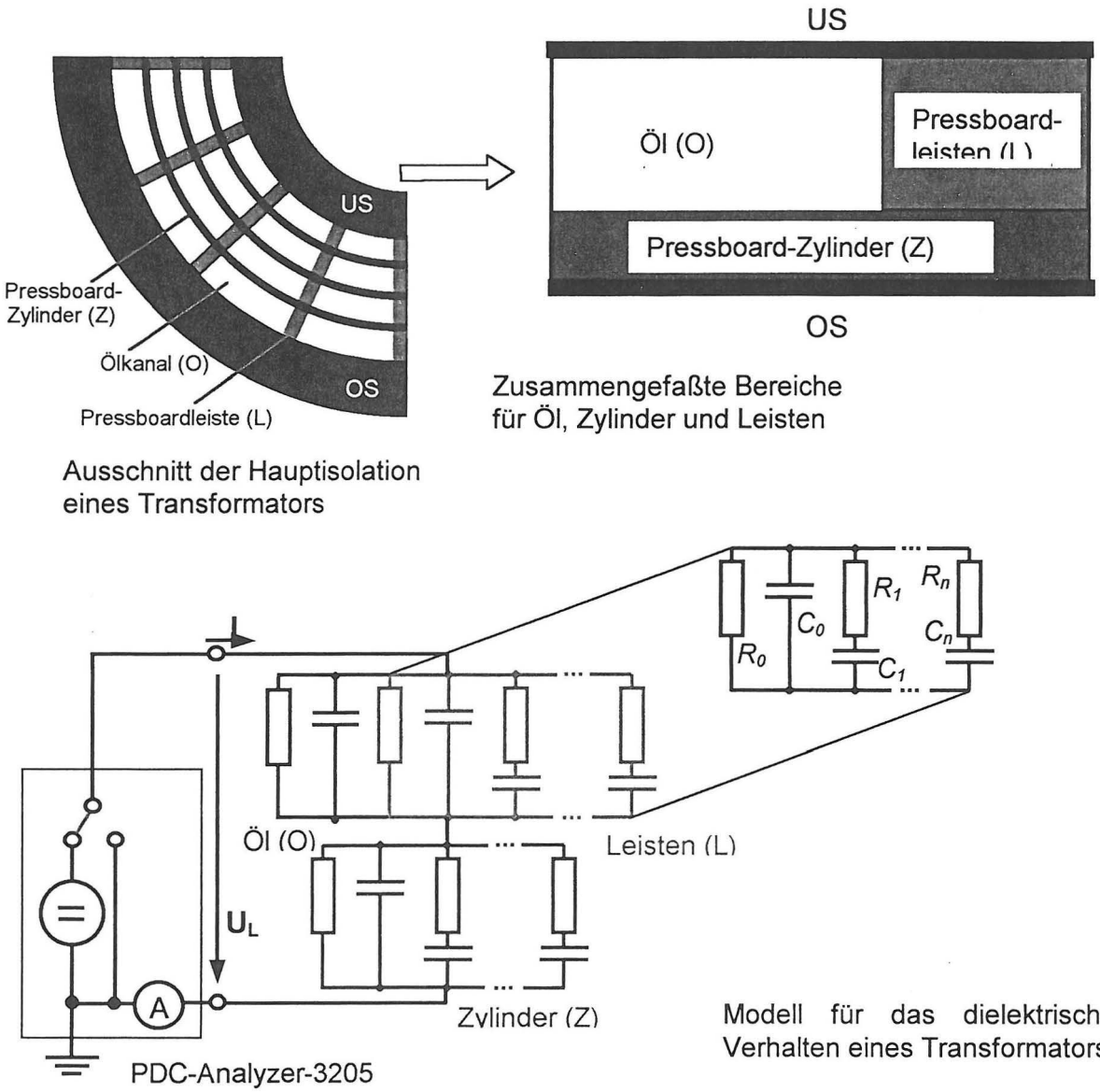


Bild 7. *Modellierung der Hauptisolation eines Transformators und Aufstellen des Ersatzschaltbildes zur Beschreibung des dielektrischen Verhaltens der Hauptisloation*

3.2.2 Vergleich von berechneten und gemessenen Polarisationsströmen

Die Bewertung der berechneten und gemessenen Relaxationsströme erfolgt im Zeitbereich. Wie **Bild 8** zeigt, wirkt sich die DC-Leitfähigkeit des Öls vor allem im Zeitbereich bis zu ca. 100 s aus. In diesem Zeitbereich kann somit die Leitfähigkeit des Öls bestimmt werden. Bei großen Zeiten (t > 5000 s) gehen die Verläufe von Polarisations- und Depolarisationsstrom für verschiedene Ölleitfähigkeiten $\sigma_{Öl}$ wieder ineinander über. Der Wassergehalt im Pressboard kommt vor allem im Zeitbereich t > 1000 s zum tragen. Durch diese Charakteristik kann man die Auswirkungen von gealtertem oder stark verschmutztem Öl und von Wasser in der Feststoffisolierung klar von einander trennen.

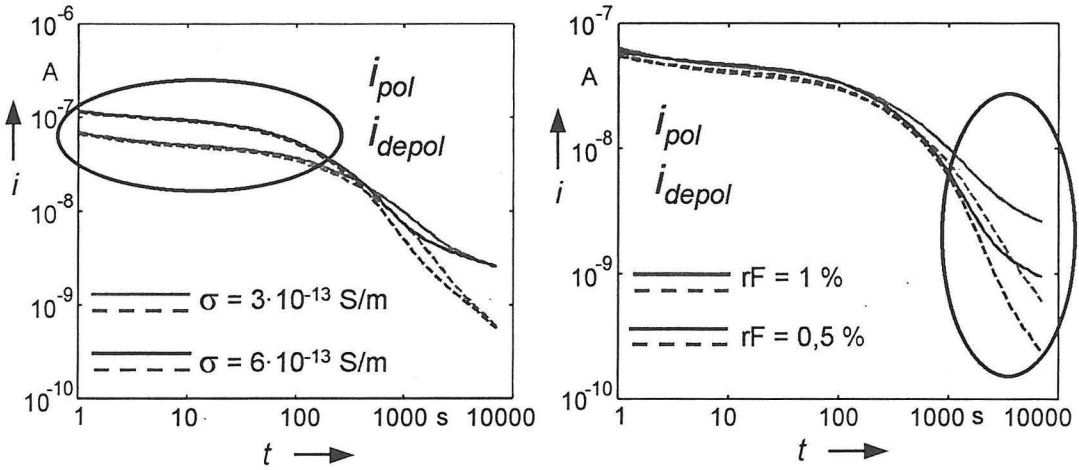


Bild 8. *Auswirkungen der Ölleitfähigkeit und des Wassergehaltes in der Feststoffisolation auf die Relaxationsströme*

Bild 9 zeigt beispielhaft die PDC-Analyse an einem fabrikneuen 392-MVA-Transformator. Dargestellt sind die für rF = 0,5 % und rF = 1 % berechneten und die gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme. Die Analyse ist recht einfach: die Messung liegt im Zeitbereich t > 1000 s zwischen rF = 0,5 % und rF = 1 %. Der Feuchtegehalt der Feststoffisolation dieses Transformators liegt also zwischen den beiden genannten Werten. Eine weitere Eingrenzung ist für eine Entscheidung über werterhaltende Maßnahmen, wie z.B. eine Trocknung des Aktivteils Vor Ort, nicht notwendig. Die Karl-Fischer-Titration einer Probe, die mit dem Aktivteil getrocknet wurde, ergab im vorliegenden Fall einen Wert von 0,6 %, die Taupunktmessung am versandfertigen Transformator ergab 0,5 %. Die Werte der PDC-Analyse werden also bestätigt.

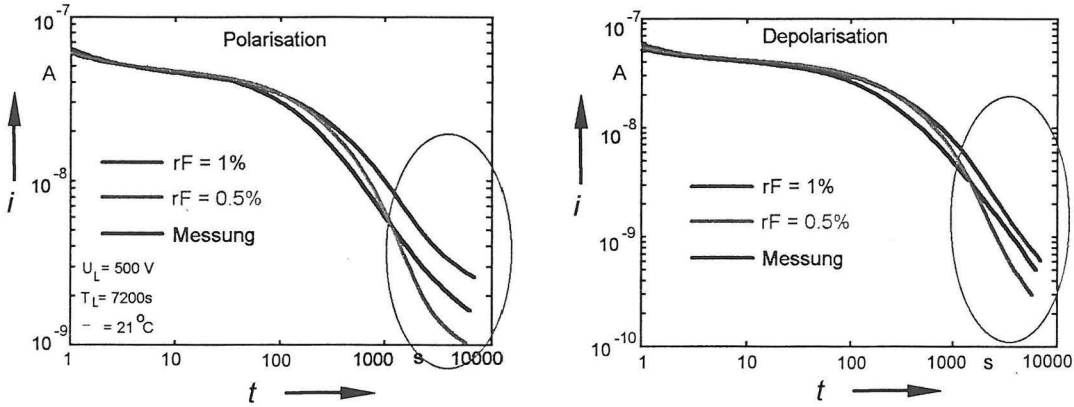


Bild 9. *PDC-Analyse an einem 392-MVA-Transformator, 220 kV, fabrikneu*

3.2.3 Vergleich von berechneten und gemessenen Polarisationsströmen

Im Transformatorenwerk Nürnberg wurden vergleichende Messungen zwischen der PDC-Analyse, der Karl-Fischer-Titration und der Taupunktmessung an neuen Transformatoren durchgeführt. Zur Kontrolle der Aktivteilaufbereitung werden bei großen Transformatoren Materialproben zusammen mit dem Aktivteil getrocknet und anschließend durch die Karl-Fischer-Titration analysiert. Bei der Taupunktmessung wird aus der Taupunkttemperatur der Stickstofffüllung des versandfertigen Transformators auf den Feuchtegehalt in der Feststoffisolation geschlossen. Nach Einbau des Aktivteils in den Kessel und Befüllung mit Öl wurde am Ende der Standzeit eine PDC-Messung durchgeführt. Dadurch ist sichergestellt, daß insbesondere alle thermischen Ausgleichsvorgänge im Transformator abgeschlossen sind. PDC-Messungen an Transformatoren verschiedener Leistungsklassen und Bauart zeigen eine sehr gute Übereinstimmung der durch PDC-Analyse ermittelten Feuchtigkeitswerte mit den durch Karl-Fischer-Titration und Taupunktmessung bestimmten Werten (**Bild 10**). Damit ist die Brauchbarkeit und Güte der PDC-Analyse zur Feuchtebestimmung der Feststoffisolation von Leistungstransformatoren nachgewiesen.

Die PDC-Analyse liefert einen Wertebereich für den Wassergehalt in der Feststoffisolation: 0,2 % - 0,5 %, 0,5 % - 1,0 %, 1,0 % - 1,5 %, usw., weil für diese Feuchtigkeitswerte Daten der Materialproben im PDC-Analyser-3205 hinterlegt sind. Selbstverständlich könnte man auch Daten von Materialproben mit einer Schrittweite von 0,1% hintelegen. Für eine Entscheidung über eine werterhaltende Maßnahme wie z. B. eine Aktivteiltrocknung reicht diese Genauigkeit vollkommen aus. Festzuhalten wäre noch, daß auch die beiden anderen Verfahren ihre Toleranzen haben.

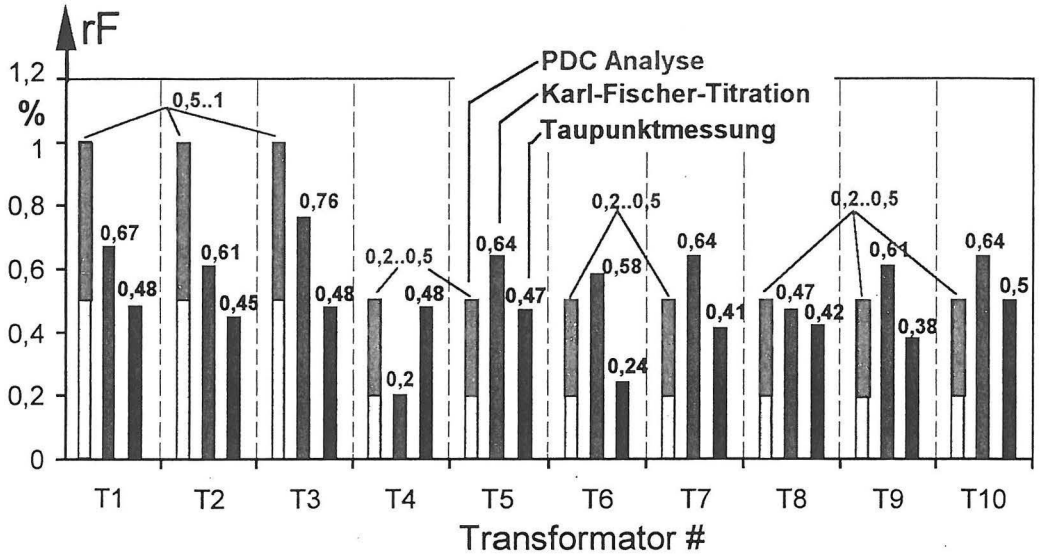


Bild 10. *Vergleich der PDC-Analyse mit anderen Verfahren zur Feuchtebestimmung in der Feststoffisolation (rF)*

3.2.4 PDC-Analyser-3205

Der *PDC-Analyser-3205* wurde für die Anwendung in Anlagen der Energietechnik, d. h. für Vor-Ort-Messungen entwickelt (**Bild 11**). Das Gerät verfügt deshalb über eine effiziente Störunterdrückung durch analoge und digitale Filter. Vor-Ort-Messungen haben dadurch eine zu Labormessungen vergleichbare Qualität. Mit dem *PDC-Analyser-3205* können sowohl die Messung der Relaxationsströme am Transformator als auch die Auswertung erfolgen. Die in Kapitel 3.2.1 erwähnten Modellparameter für die Proben sind in der Software des *PDC-Analysers-3205* hinterlegt. Die Parameter für die Messung können zu Beginn programmiert werden. Dann System führt dann alle notwendigen Schritte aus.

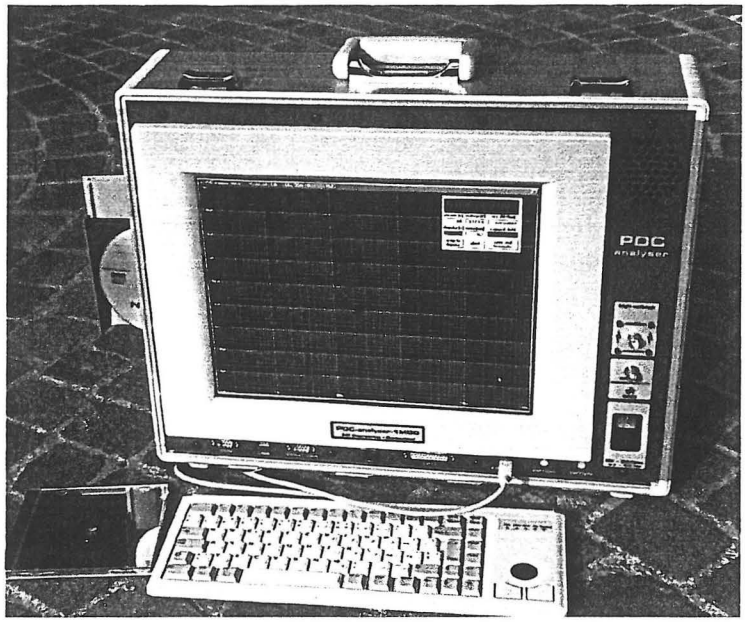


Bild 11. *PDC-Analyser-3205*

3.2.5 Beispiel für eine PDC-Analyse an einem Transformator in Betrieb

Bei einer Kontrolluntersuchung an einem 300-MVA-Transformator, Baujahr 1978, wurde festgestellt, daß das Öl verschlammt ist. Daraufhin wurde das Öl ausgetauscht. Vor und nach dem Öltausch wurden eine ganze Reihe von Analysemessungen durchgeführt. Sie sollten einerseits Aufschluß über den Zustand des Transformators geben, andererseits war dadurch die Möglichkeit gegeben, die Ergebnisse der unterschiedlichen Verfahren miteinander zu vergleichen. Es wurden PDC- und RVM-Messungen sowie tan-δ-Messungen bei 0,1 Hz mit einem transportablen Meßsystem vorgenommen. Die Ergebnisse sind in **Tabelle 1** zusammengefaßt. Zusätzlich wurde eine Papierprobe an einer Ausleitung der Stufenwicklung entnommen. Der DP-Wert dieser Probe beträgt 352. In Anbetracht der 23-jährigen Betriebszeit läßt dies auf eine normale thermische Alterung schließen.

Die PDC-Analyse liefert neben dem Wassergehalt in der Feststoffisolierung zusätzlich weitere Informationen in Form sogenannter „Fingerprints". **Bild 12a/b** zeigt den Vergleich der vor und nach dem Öltausch gemessenen Polarisationsströme sowie den tan-δ-Verlauf im Frequenzbereich von ca. 10 Hz bis hinunter zu etwa 10^{-5} Hz, der aus diesen Strömen über das R-C-Modell des Dielektrikums berechnet wurde. Die gemessenen Polarisationsströme unterscheiden sich im gesamten Zeitbereich. Die Differenz bei kleinen Zeiten bis ca. 100s wird durch die viel geringere Leitfähigkeit des neuen Öls bewirkt. Auch der tan-δ-Verlauf ist durch die neue Ölfüllung bei Frequenzen $>10^{-2}$ Hz erheblich reduziert. Die mit Hilfe der transportables Meßbrücke direkt gemessenen tan-δ-Werte bei 0,1 Hz stimmen mit den aus der PDC-Analyse bestimmten tan-δ-Werten sehr gut überein (**Tabelle 1**). Allerdings ist der Aufwand für die PDC-Messung im Vergleich zur Messung mit einer transprotablen tan-δ-Meßbrücke weit geringer,

außerdem bekommt man bei der PDC-Analyse die tan-δ-Werte über einen weiten Frequenzbereich und nicht nur bei einer diskreten Frequenz.

Messungen	Vor dem Öltausch	Nach dem Öltausch
tan δ bei 0,1 Hz, direkt gemessen	0,894	0,1867
tan δ bei 0,1 Hz, aus PDC-Analyse	0,901	0,191
Leitfähigkeit σ_{oil} des Öls, aus der PDC-Analyse in 1/Ωm	$\approx 4{,}5 \cdot 10^{-11}$	$\approx 3{,}5 \cdot 10^{-12}$
Wassergehalt in der Feststoffisolation, aus PDC-Analyse	3 %	2,7 %
Wassergehalt in der Feststoffisolation, aus RVM-Messungen	3,45 %	2,48 %
Polarisationsindex, R_{60}/R_{15}	3,16	2,11
DP-Wert	352	

Tabelle 1 *Ergebnisse der Diagnosemessungen an einem 300-MVA-Transformator vor und nach dem Austausch des Isolieröls*

Bild 12c/d zeigt die Analyse aus PDC-Messungen vor und nach dem Öltausch. Der Wassergehalt in der Feststoffisolation ist mit rF = 3 % vor dem Öltausch und rF = 2.7 % nach dem Öltausch sehr gut identisch. Das ist auch nicht anders zu erwarten. Öl besitzt eine nur geringe Absorptionsfähigkeit von Wasser, deshalb wird mit dem Öltausch auch nur sehr wenig Wasser aus dem Transformator entfernt. Wenn man ein Isolationsgewicht von 10000 kg und einen Wassergehalt in der Feststoffisolation von 3 % annimmt, so entspricht dies einer Wassermenge von 300 kg (oder 300 Liter). Wenn man weiter ein Ölgewicht von 50000 kg und einen Wassergehalt im Öl von 30 ppm ansetzt, so bekommt man eine Wassermenge von nur 1,5 kg (oder 1,5 Liter), die im Öl gelöst ist. Nur diese sehr geringe Wassermenge kann dem Transformator durch einen Öltausch entzogen werden. Diese Betrachtungen zeigen, daß man den Aktivteil eines Transformators nicht durch einen Austausch des Öles trocknen kann.

Vor dem Öltausch ist der Polarisationsindex R_{60}/R_{15} = 3,16. Dieser Wert liegt im Vergleich zu dem nach dem Öltausch bestimmten Wert (R_{60}/R_{15} = 2,11) deutlich höher. Die Reduktion des Polarisationsindex durch den Öltausch kann durch den zeitlichen Verlauf der Polarisationsströme vor und nach dem Öltausch erklärt werden (**Bild 12a**). Die Differenz der Polarisationsströme vor und nach dem Öltausch wird im Zeitbereich bis zu etwa 100 s kontinuierlich geringer. Deshalb ist der Anstieg von R_{15} vor und nach dem Öltausch höher als der Anstieg von R_{60} und damit sinkt der Quotient R_{60}/R_{15} vor und nach dem Öltausch. Offensichtlich wird der Polarisationsindex nicht nur vom Wassergehalt in der Feststoffisolation beeinflußt sondern zu einem gewissen Grad

auch durch die Leitfähigkeit des Öls (Qualität des Öls). Der Polarisationsindex R_{60}/R_{15} ist deshalb ein weniger gut geeigneter Indikator für den Zustand des Isolationssystems hinsichtlich des Wassergehaltes.

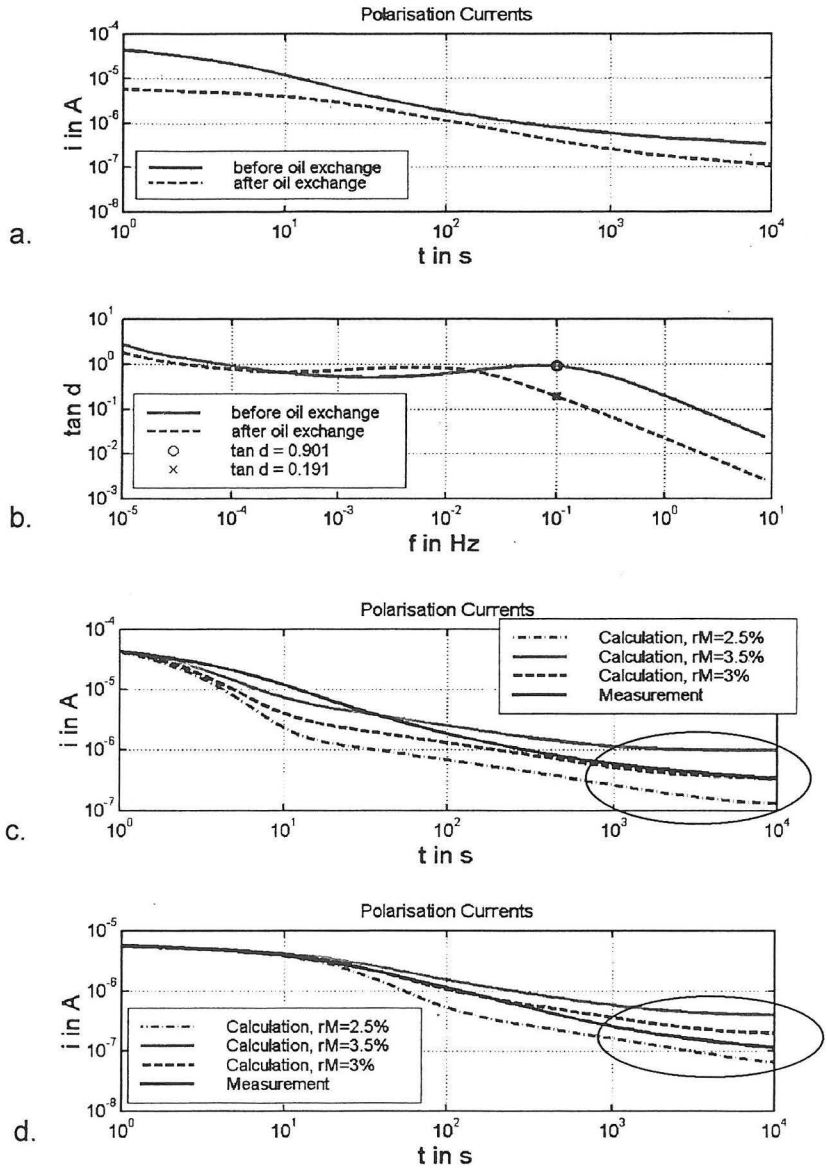


Bild 12. *PDC-Messungen an einem 300-MVA-Transformator, gemessen mit dem PDC-Analyser-3205*

a. Polarisationsströme vor und nach dem Öltausch

b. tan δ berechnet aus den gemessenen Polarisationsströmen

Gemessene und berechnete Polarisationsströme für rF = 2,5 %, rF = 3 % und rF = 3,5 %

c. vor dem Öltausch

d. nach dem Öltausch

Bei der RVM-Methode (Recovery Voltage Measurement) wird das Polarisationsspektrum direkt bestimmt. Dazu wird eine Gleichspannung an das Dielektrikum während

einer Ladezeit T_C angelegt. Nach Ablauf dieser Zeit wird das Dielektrikum während der Zeit $0.5 \cdot T_C$ kurzgeschlossen. Dann wird die sogenannte Rückkehrspannung bei offenen Klemmen des Dielektrikums gemessen. Das Polarisationsspektrum ist das Maximum der Rückkehrspannung über der Ladezeit T_C für Ladezeiten von z. B. $T_C = 1$ s bis $T_C = 10000$ s. Dasselbe Polarisationsspektrum kann auch aus den Messungen von Polarisations- und Depolarisationsstrom über das R-C-Modell (**Bild 7**) berechnet werden. **Bild 13** zeigt die Polarisationsspektren vor und nach dem Öltausch, bestimmt durch das RVM-Verfahren und durch die PDC-Analyse. Die Polarisationsspektren, bestimmt durch die PDC-Analyse und die RVM-Methode sind sehr gut identisch. Im Falle der Messungen (PDC und RVM) vor dem Öltausch tritt das Maximum bei $T_{C,max} = 5$ s auf. Bei den Messungen nach dem Öltausch hat sich das Maximum der Polarisationsspektren auf den Wert $T_{C,max} = 50$ s verschoben.

Dies beweist erneut, daß eine Verschiebung des Maximums des Polarisationsspektrums auch durch die unterschiedliche Leitfähigkeit des Öls (oder generell der Ölqualität) hervorgerufen wird. Eine Verschiebung des Maximums des Polarisationsspektrums muß also nicht notwendigerweise einen hohen Wassergehalt in der Feststoffisolation als Ursache haben. Dieses Ergebnis steht in Übereinstimmung mit neuesten Forschungsarbeiten, die von der CIGRE TF 15.01.01 publiziert wurden.

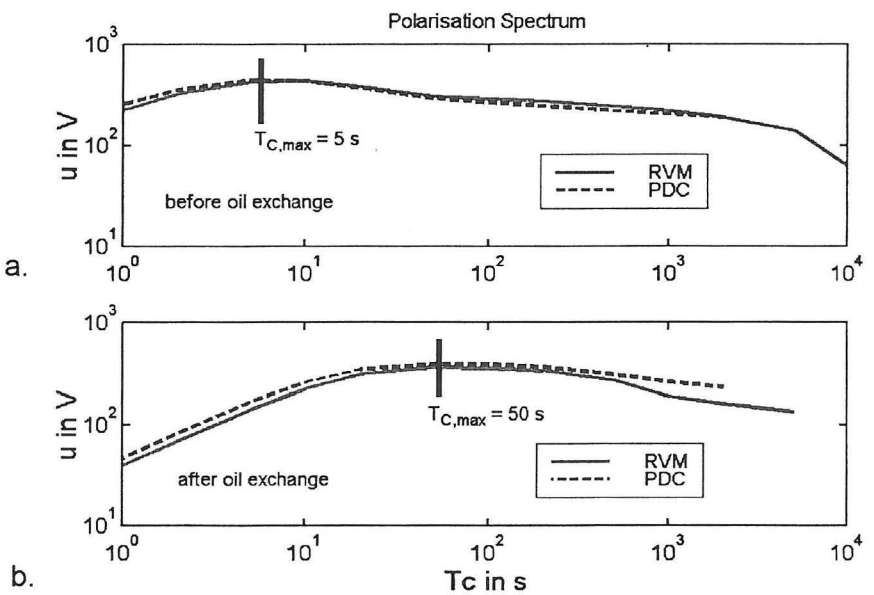


Bild 13. *Polarisationsspektren bestimmt aus Messungen der Polarisationsströme (PDC-Analyse) und der Rückkehrspannungen (RVM-Methode)*
a. vor dem Öltausch
b. nach dem Öltausch

4. Trocknung des Aktivteils als ein Baustein zur Werterhaltung von Leistungstransformatoren

4.1 Kombination von Ölumlaufvakuumtrocknung und Niederfrequenzerwärmung (LFH) der Transformatorwicklungen

Die Kombination von Ölumlaufvakuumtrocknung mit der Niederfrequenzerwärmung der Wicklungen (LFH) stellt eine Weiterentwicklung der konventionellen Ölumlaufvakuumtrocknung dar. Damit können Trocknungszeiten von einigen Wochen bei konventionellen Trocknungsverfahren auf durchschnittlich 6 Tage verkürzt werden. In der Zeit von April 1997 bis heute sind rd. 20 Transformatoren mit Nennleistungen von 12,5 MVA bis 390 MVA und mit Spannungsebenen zwischen 30 kV und 400 kV durch das LFH-Verfahren getrocknet worden. Abgeleitet aus den Gleichgewichtskurven wurden die Transformatoren im Schnitt bis auf einen Restwassergehalt in der Feststoffisolation von ca. 2 % getrocknet. Seit 4 Jahren wurde nur ein geringer Anstieg des Wassergehaltes in diesen Transformatoren beobachtet.

Das Erwärmen des Aktivteils erfolgt durch das Erwärmen des Öls mit der Ölaufbereitungsanlage und gleichzeitiger Einspeisung in die Oberspannungswicklungen mit einem niederfrequenten Strom (< 1 Hz) bei kurzgeschlossener Unterspannungswicklung (LFH, Low Frequency Heating). Die niedrige Frequenz wird eine wesentliche Reduzierung des Kurzschlußblindwiderstandes bewirkt, wobei die induktive Kopplung zwischen den Wicklungen aber erhalten bleibt. Außerdem wird durch die niedrige Frequenz erreicht, daß die Wirbelstromverluste in den Wicklungen und Konstruktionsteilen vernachlässigbar gering sind. Damit ist eine lokale Übererwärmung in Wicklungen und Konstruktionsteilen praktisch ausgeschlossen. Die Grenzwerte für Strom und Spannung werden im Vorfeld zusammen mit dem Kunden festgelegt und deren Überschreitung durch entsprechende Parametrierung der Anlage ausgeschlossen. Im Höchstfall werden rd. 50 % des zulässigen Nennstromes in die Wicklungen eingespeist, um eine Schädigung der Isolation auf jeden Fall zu verhindern. Das thermische Alterungsmodell nach IEC 354 besagt, daß eine Zunahme oder Abnahme der Wicklungstemperatur um 6 K eine Verdoppelung bzw. eine Halbierung der Alterungsrate zur Folge hat. Bei einer Wicklungstemperatur von 98 °C ist die Alterungsrate definitionsgemäß gleich 1 [6]. Aus diesem Grund erfolgt eine gleichmäßige stufenweise Erwärmung der Wicklungsisolation bis auf maximal 90°C. Die Wicklungstemperaturen werden durch das Messen der Wicklungswiderstände gesteuert und überwacht. Damit ist sichergestellt, daß durch die Trocknung keine zusätzliche Alterung der Papierisolation erfolgt.

4.2 Prozeßabfolge

Zunächst wird durch Analyse einer Ölprobe und Umrechnung des Wassergehaltes im Öl auf den Wassergehalt in der Feststoffisolation auf der Basis von Gleichgewichtskurven [7] sowie einer PDC-Analyse der Wassergehalt in der Feststoffisolation des Transformator bestimmt. Auf der Basis dieser Daten und dem Isolationsgewicht des Transformators wird die zu entziehende Wassermenge zusammen mit dem Kunden festgelegt.

4.2.1 Montagearbeiten

Im Vorfeld muß die Vakuumfestigkeit von Kessel und Durchführungen überprüft werden. Falls diese Voraussetzung bei den Durchführungen nicht gegeben ist, erfolgt die Montage von entsprechenden Anschlußflanschen. Im allgemeinen sind die Ausdehnungsgefäße nicht vakuumfest, so daß die Verbindungsleitung zwischen Ausdehner und Kessel demontiert und mit einem Blindflansch versehen werden muß. Nun wird die Unterspannungswicklung des zu trocknenden Transformators kurzgeschlossen und die Oberspannungswicklung an die Niederfrequenzanlage angeschlossen. Gleichzeitig erfolgt die hydraulische Verbindung und der Anschluß der Vakuumleitung zwischen Transformator, Öl- und Tankanlage.

4.2.2 Aufwärmphase

Der Transformator wird je nach Größe in ca. 12 bis 20 Stunden mittels Ölumwälzung über die Ölanlage und Niederfrequenzspeisung der Wicklungen auf ca. 70 bis 75°C erwärmt. Als Führungsgröße dient die mittlere Wicklungstemperatur. Nach dem Erreichen der Solltemperatur erfolgt die Temperaturstabilisierung über mehrere Stunden, so daß eine homogene Wärmeverteilung im gesamten Aktivteil sichergestellt ist.

4.2.3 Ölentleerung

Je nach vorhandener Pumpenleistung wird das Öl in einigen Stunden abgezogen und in einem Tank zur späteren Aufbereitung zwischengelagert. Der Transformatorenkessel wird evakuiert und der eigentliche Trocknungsprozess beginnt.

4.2.4 Trocknung unter Vakuum

Der gesamte Trocknungsprozeß kann je nach Masse und Feuchte des Isolationssystems aus mehreren Zyklen bestehen: Aufwärmphase, Ölentleerung und Vakuum ziehen und schließlich die eigentliche Trocknungsphase mit LF-Heizung der Wicklungen (**Bild 14**). Nach der Erwärmung des Öls bei gleichzeitiger LF-Heizung der Wicklungen wird das Öl entleert und Vakuum gezogen. Dann erfolgt die eigentliche Trocknung unter Vakuum. Je nach Wasseranfall wird die mittlere Wicklungstemperatur in 5°-Schritten bis auf maximal 90°C erhöht. Obwohl während dieser Zeit die mittlere Wicklungstemperatur auf 90°C gehalten wird, kommt es zu einer Abkühlung der weiter von den Kupferwindungen entfernten Isolierteile. Um die wicklungsfernen Isolierteile wieder auf Temperatur zu bringen, kann nach einer bestimmten Zeit erhitztes Öl unter Vakuum wieder in den Transformator gepumpt werden. Damit wird auch den wicklungsfernen Isolierteilen Wasser entzogen, wodurch die gesamte Trocknung effizienter wird. Nach den bisherigen Erfahrungen ist eine Restfeuchte in der Feststoffisolation von ca. 2 % anzustreben. Bei einem deutlich weitergehenden Wasserentzug wäre zu befürchten, daß es zu Schrumpfungsprozessen und zu einer Versprödung der Wicklungsisolation kommen kann.

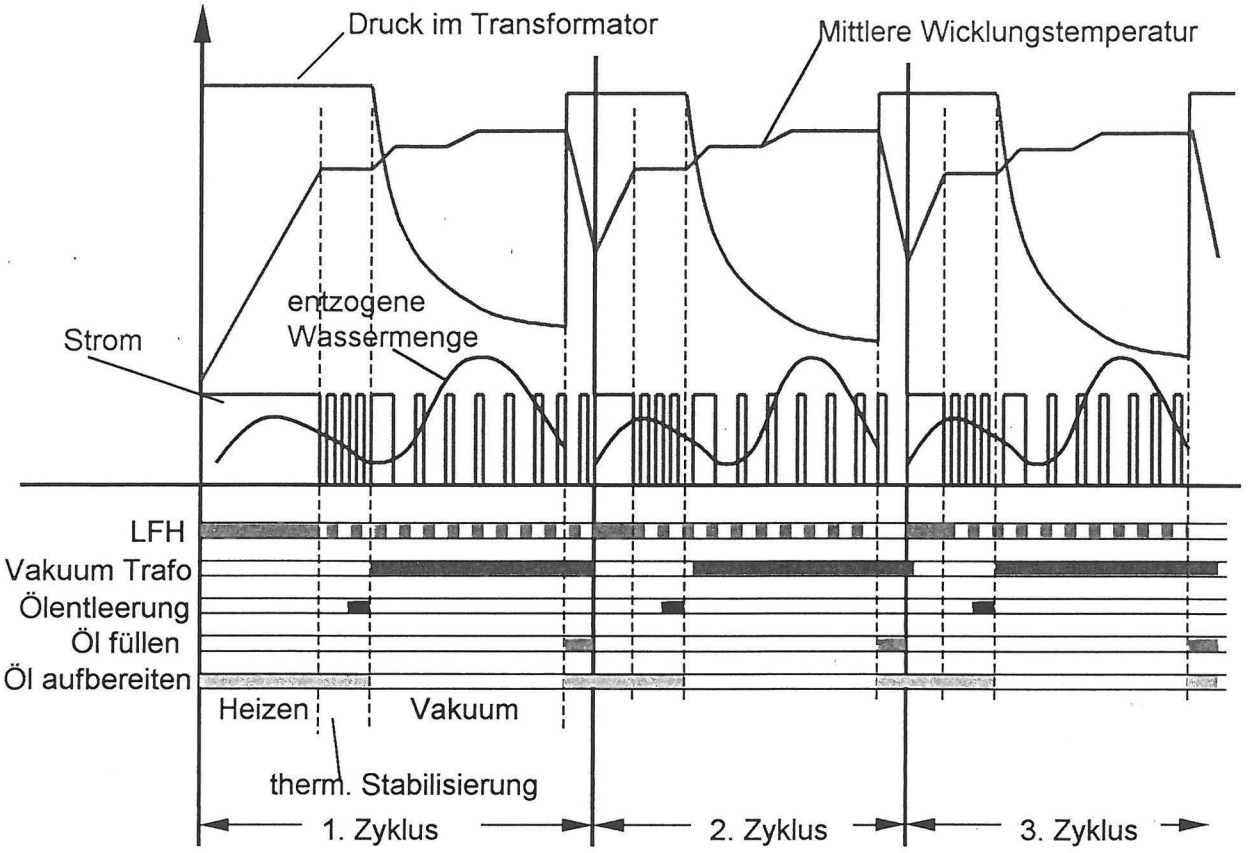


Bild 14. *Prozessabfolge bei der Kombination von Ölumlaufvakuumtrocknung und Niederfrequenzerwärmung der Wicklungen*

4.2.5 Abschließende Ölfüllung

Nach Ablauf der benötigten Zyklen erfolgt die abschließende Ölbefüllung unter Vakuum. Nach der Demontage der elektrischen und hydraulischen Verbindungen, Durchführung von Isolations- und Widerstandsmessungen, Aufrüstung und dem Entlüften nach angemessener Ruhezeit wird der Transformator betriebsbereit übergeben.

5. Zusammenfassung

Die Basis jeglicher Entscheidung über eine werterhaltende Maßnahme an einem Transformator sollte eine ausreichende Diagnose bilden. Dann ist sichergestellt, daß die richtigen Maßnahmen rechtzeitig eingeleitet werden können. Dies gilt insbesondere für wichtige und hoch ausgelastete Transformatoren.

In dem Beitrag wurde ein ganzheitliches Service-Konzept vorgestellt, das neben einem 2-stufigen Diagnoseplan auch eine Reihe von werterhaltenden Maßnahmen vorsieht. Aufgrund der Schlüsselrolle, die Wasser in der Feststoffisolation bei den chemischen Alterungsvorgängen spielt, kommt dem Wassergehalt in der Feststoffisolation eine wichtige – und möglicherweise bisher zu wenig berücksichtigte – Bedeutung zu.

Die Ölumlaufvakuumtrocknung in Kombination mit der LFH-Technik ist ein Verfahren zur effizienten Trocknung des Aktivteils von Leistungstransformatoren. Die Ausfallzeit eines Transformators kann dadurch von einigen Wochen oder gar Monaten bei der konventionellen Ölumlauftrocknung auf ca. 6 Tage reduziert werden. Die Befürchtung, dass diese Art der Trocknung zu „hart" sei, kann durch die bisherige Erfahrung von über 20 Trocknungen in einem Zeitraum von 5 Jahren nicht bestätigt werden. Der Wassergehalt in der Feststoffisolation der getrockneten Transformatoren ist seit der Trocknung nur unmerklich angestiegen. Durch die extrem kurze Abschaltzeit ist die Ölumlaufvakuumtrocknung in Kombination mit der LFH-Technik insbesondere bei Kraftwerks- und Industrietransformatoren eine interessante Alternative zu den herkömmlichen Trocknungsverfahren.

6. Literatur

[1] Der Houhanessian, V., W. S. Zaengl: "On-site diagnosis of power transformers by means of relaxation current measurements". Conference Record of the 1998 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 98CH36239, pp. 28-34.

[2] Der Houhanessian, V.: "Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems". Ph. D. dissertation, ETH No. 12832, Zurich, 1998.

[3] Alff, J.-J.; Der Houhanessian, V.; Zaengl, W. S. and Kachler, A. J.: "A Novel, Compact Instrument for the Measurement and Evaluation of Relaxation Currents Conceived for On-Site Diagnosis of Electric Power Apparatus". 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Anaheim, USA, April 2-5, 2000, pp. 161-167.

[4] B. Bouvier: „Nouveaux criteres pour caracteriser la degradation thermique d'une isolation à base de papier", Laboratoire Central des Industries electriques, No. 72, Juin 1970

[5] H. P. Moser, V. Dahinden: „Transformerboard II", H. Weidmann AG, CH-8640, Rapperswil

[6] „Loading Guide for oil-immersed transformers" (International Electrotechnical Commission, IEC, IEC 354, 1972)

[7] J. D. Piper: „Moisture equilibrium between gas space and fibrous materials in enclosed electric equipment", AIEE Transactions, Volume 65, Page 791-797, December 1946

[8] J. Bingelli, J. Froidevaux, R. Kratzer: „The Treatment of Transformers. Quality and Completion Criteria of the Process", CIGRE Report No. 110, 1964

[9] VDE 0370, Isolieröle, verschiedene Teile, VDEW Verlag

[10] F. Flottmeyer, G. Lange, T. Miksa, W. Neldner, U. Sundermann: „Betrachtung zum Problem der Nutzungsdauer von Hochspannungs-Transformatoren und -wandlern", ETG-Fachbericht Nr. 55, 1995

[11] K.-H. Weck: „Instandhaltung von Mittelspannungsverteilnetzen", Haefely Symposium 2000, Stuttgart