

# Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln

## Trends of the Diagnosis of High Voltage Equipment

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Dipl.-Ing. Maximilian Heindl, Dipl.-Ing. Mark Jovalekic, Dipl.-Ing. Andreas Müller, Dipl.-Ing. Martin Siegel  
Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Deutschland  
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de

### Kurzfassung

Auf Grund höherer Auslastungen und steigendem Alter besteht vermehrt der Bedarf den Zustand der Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungsnetzes zu diagnostizieren. Vor-Ort-Diagnoseverfahren, die die dazu notwendigen Informationen liefern, werden in on- und offline Methoden unterschieden. Online Monitoringsysteme arbeiten kontinuierlich an den am Netz befindlichen Betriebsmitteln und erlauben dadurch die durchgehende Erfassung des Betriebszustandes. Offline Diagnoseverfahren werden in bestimmten Zeitintervallen oder bei Bedarf, also wenn das Betriebsmittel schon fehlerverdächtig ist, angewandt. In diesem Beitrag werden Status und aktuelle Tendenzen bei der Diagnostik elektrischer Betriebsmittel anhand des Beispiels Leistungstransformator beschrieben.

### Abstract

With the increasing average age of the equipment population there is an increasing need to know the internal condition. For this purpose on- and off-line methods and systems have been developed in recent years. On-line monitoring can be used continuously during the operation and offers a possibility to record all relevant stresses which can affect the lifetime. The evaluation of these data allows the early detection of an oncoming fault. In comparison to this off-line methods require disconnecting the transformer from the power network and are mainly used during scheduled inspections or when the transformer is already failure suspicious. This contribution presents the status and current trends of diagnosis of high voltage equipment taking power transformers as an example.

## 1 Einführung

Spätestens seit dem Transformatorausfall im Kernkraftwerk Krümmel sind Zustandserfassung und Diagnostik an Betriebsmitteln der Hochspannungstechnik in den Fokus der Öffentlichkeit getreten. Der Einbau einer online Teilentladung-Messeinrichtung war damals nicht vorgenommen worden, was nach dem Transformatorausfall ein entsprechendes Echo in den Medien nach sich zog und damit auch einen Beitrag zur Meinungsfindung der deutschen Öffentlichkeit zur Atomenergie lieferte [1]. Die Frage, ob ein solches System den Ausfall wirklich hätte verhindern können, war im Übrigen in der Presse kein Diskussionspunkt.

Tatsächlich verlangen der alternde Gerätepark und zustandsorientierte Instandhaltungsstrategien nach neuen diagnostischen Verfahren, um den Zustand der Betriebsmittel des Hochspannungsnetzes zuverlässig bestimmen zu können.

### 1.1 Diagnoseverfahren

Vor-Ort Diagnoseverfahren werden in on- und offline Methoden unterschieden [2]. Online Monitoringsysteme arbeiten kontinuierlich an dem am Netz befindlichen Betriebsmittel und erlauben dadurch die durchgehende Erfassung des Zustandes unter realen Betriebsbedingungen. Offline Diagnoseverfahren werden in bestimmten Zeitintervallen oder bei Bedarf, also wenn das Betriebsmittel schon fehlerverdächtig ist, angewandt. Viele dieser Diag-

noseverfahren wurden zunächst für die Abnahmeprüfung im Prüffeld entwickelt und eingesetzt. Mit gewissen Adaptionen, die den besonderen Bedingungen vor-Ort Rechnung tragen, z. B. das Vorhandensein von Störern, können diese aber auch in der Schaltanlage angewendet werden.

Da unterschiedlicher Aufbau und Isolierstoffmaterialien mit unterschiedlichen Ausfallmechanismen auch verschiedene Überwachungstechniken bedingen, haben sich für die Betriebsmittel des elektrischen Energieversorgungsnetzes viele verschiedene Techniken herausgebildet. Es werden im Folgenden insbesondere neue diagnostische Verfahren für den Einsatz am Leistungstransformator beschrieben. Die Verbreitung und Akzeptanz dieser Verfahren ist von der Anwendung abhängig (**Tabelle 1**). Standardisierte Verfahren, die seit Jahrzehnten erfolgreich bei der Abnahmeprüfung im Prüffeld eingesetzt werden, lassen sich nur bedingt für das Betriebsmonitoring einsetzen, da vor-Ort andere Voraussetzungen als im Prüffeld (offsite) gelten. So wird z. B. bei der konventionellen Teilentladungsmessung gemäß IEC 60270 häufig vor-Ort ein anderer Frequenzbereich als im Prüffeld ausgewählt, um den Einfluss von Störern zu verringern [3]. Vielfach werden Prüffeldmessungen als Fingerprint für die spätere Beurteilung der vor-Ort Messung genutzt (z. B. FRA).

**Tabelle 1:** Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren

Diagnosemethode	offline	online	Monitoring	offsite
Ölalterungsuntersuchung	XXX	XXX	(XX)	XXX
Gas-in-Öl Analyse (DGA)	XXX	XXX	XX	XXX
Isolationswiderstand	XXX	-	-	XXX
Übersetzung	XXX	-	-	XXX
Transferfunktion (FRA)	XX	X	-	XX
Teilentladungsmessung (IEC 60270)	XXX	XX	X	XXX
Unkonventionelle TE-Messung	XX	XX	X	XX
Dielektrische Diagnostik	XX	X	X	XX
Furane	X	X	-	X
DP-Grad	-	-	-	XXX

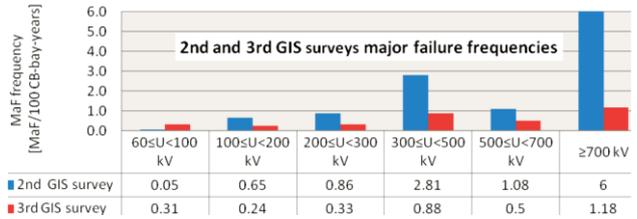
XXX: standardisiertes und etabliertes Verfahren  
 XX: teilweise akzeptiertes Verfahren  
 X: in der Forschung befindliches Verfahren  
 -: nicht angewendet

**1.2 Aktuelle Ausfallstatistiken**

Für die Entwicklung und Anwendung der verschiedenen Diagnoseverfahren ist natürlich von großer Bedeutung wie häufig und aus welchen Gründen Betriebsmittel ausfallen. Ein Weg, die Fehlerrate zu reduzieren, ist die Auswertung von Fehlern, um die Wirkungsmechanismen zu verstehen und daraus Konsequenzen für Design und Betrieb abzuleiten. Im Folgenden werden hier die Ergebnisse zweier aktueller Fehlerstatistiken präsentiert.

Das Cigré Studienkomitee A3 (Hochspannungsgeräte) startete 2003 eine Arbeitsgruppe, deren Aufgabe die Auswertung der internationalen Betriebserfahrungen mit Schaltanlagenkomponenten war. An der Umfrage nahmen 91 Energieversorgungsunternehmen aus 28 Ländern teil.

Beispielhaft zeigt **Bild 1** die Entwicklung der Ausfallrate von gasisolierten Schaltanlagen (GIS) anhand der Betriebserfahrungen vor 1996 (2nd survey) und zwischen 2004 und 2007 (3rd survey) für die unterschiedlichen Spannungsebenen [4]. Die Hauptfehlerursachen waren "Failing to perform requested operation or function" (63%) und "Dielectric breakdown" (23%). Der Anteil von "failing to perform requested operation" steigt mit steigendem Alter der GIS und erreicht sein Maximum zwischen 15 und 20 Jahren Betriebsalter. Dieses Resultat zeigt wahrscheinlich, dass die geplante Überholung des Antriebsmechanismus in diesem Zeitraum manchmal zu spät ist. Im Gegensatz dazu steigt der relative Anteil von "dielectric breakdowns" für neue GIS, reduziert sich für die nächsten 15 bis 20 Betriebsjahre und steigt dann wieder an. Wie erwartet war die Ursache "failing to perform requested operation" meistens durch Verschleiß, Alterung und Korrosion begründet. Auf der anderen Seite wurden etwa 50% der Fehler mit der Ursache "dielectric breakdown" in der Periode vor der Inbetriebsetzung verursacht. Dies ist ein überraschendes Resultat, da eigentlich die vorgeschriebenen IEC Prüfungen vor der Inbetriebnahme ausreichen sollten, die meisten Defekte zu detektieren.



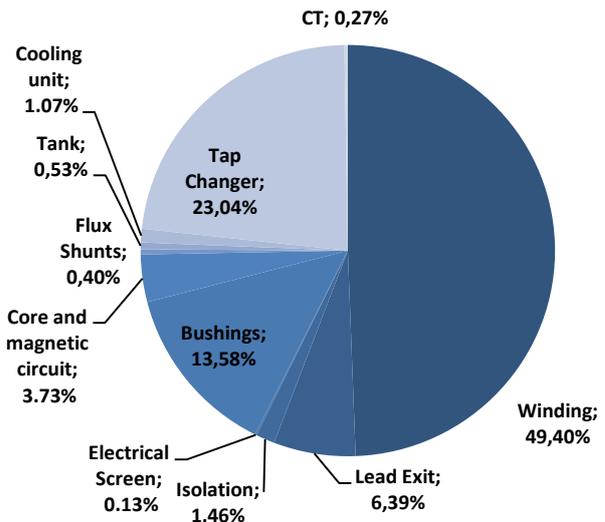
**Bild 1:** Ausfallstatistik gasisolierte Schaltanlagen [4]

Vom Studienkomitee A2 (Leistungstransformatoren) der Cigré wurde 2008 eine Arbeitsgruppe „Transformer Reliability Survey“ ins Leben gerufen, die die bereits existierenden Methoden zur statistischen Erfassung und Auswertung von Transformatorenfehler sammeln und bewerten soll. Auf Basis dieser Statistiken wurde eine Excel-basierte Form der Fehlererfassung entwickelt, die zur standardisierten Sammlung von Fehlerdaten verwendet werden kann [5], [6].

Mit dem entwickelten Verfahren wurde eine internationale Umfrage durchgeführt, die von 48 Energieversorgungsunternehmen aus 16 Ländern beantwortet wurde. Die untersuchte Transformatorpopulation umfasste in Summe mehr als 156.000 Transformatorjahre (**Tabelle 2**) und fast 1000 schwere Fehler aus den Jahren 1996 bis 2010. Die durchschnittliche Fehlerrate betrug 0,44% (**Tabelle 2**).

**Tabelle 2:** Ausfallraten Leistungstransformatoren [6]

	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE [kV]					All
	69 ≤ U < 100	100 ≤ U < 200	200 ≤ U < 300	300 ≤ U < 500	U ≥ 700	
Failures	145	212	163	154	11	685
Transformer-Years	15.220	48.994	47.473	41.569	2.930	156.186
FAILURE RATE	0.95%	0.43%	0.34%	0.37%	0.38%	0.44%



**Bild 2:** Fehlerorte Leistungstransformatoren (basierend auf der Auswertung von 751 schweren Fehlern)

Die Analyse der Fehlerorte zeigt, dass im Vergleich zu früheren Statistiken der prozentuale Anteil der Isolations-

fehler (innerhalb Wicklung, Ausleitung, Isolation zwischen den Schenkeln und zum Kessel) deutlich zugenommen hat [7]. Um die Fehlerraten weiter zu reduzieren, muss die Diagnostik zukünftig insbesondere bei der Zustandsbestimmung des Aktivteils ansetzen. Der Anteil der durch den Stufenschalter verursachten Schäden ist deutlich zurückgegangen, was unter anderem auf den Einsatz neuerer Kontaktmaterialien zurückzuführen ist. Die Veröffentlichung der detaillierten Ergebnisse der Arbeitsgruppe wird für 2013 erwartet.

## 2 Messung und Bewertung von Teilentladungen

Teilentladungen können zu einer langsam fortschreitenden Schädigung des Isolationssystems und in letzter Konsequenz zu einem Totalausfall des Betriebsmittels führen. Sie dienen als Indikator für den Zustand eines Isolierstoffsystems. Messbar werden sie durch ihre Emissionen: elektrische und elektromagnetische Impulse, Schallwellen, Licht und chemische Zersetzungsprodukte.

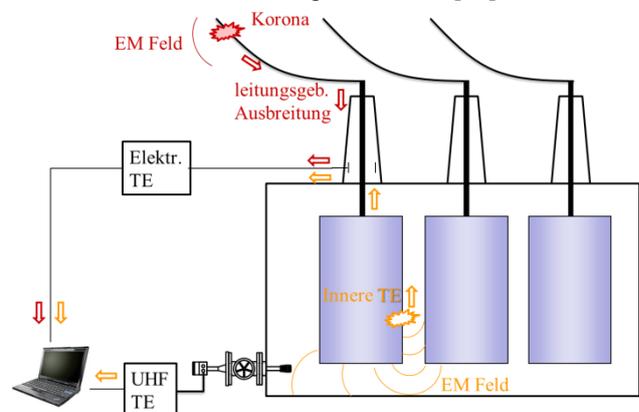
Bei der elektrischen Messung bleiben Teilentladungsort und –ausbreitungsweg weitgehend unbekannt, weshalb sich die Fachwelt auf die "scheinbare Ladung" der Einzelimpulse einigte (IEC60270, [3]). Die Tatsache, dass die "scheinbare Ladung" trotz richtiger Kalibrierung keine direkte Auskunft über die tatsächliche Teilentladungsintensität der Fehlerstelle erlaubt, wird oft, vor allem in Norm-orientierten Werksabnahmeprüfungen vergessen. Kann der Größe der scheinbaren Ladung bei elektrisch einfachen Signalausbreitungswegen einer GIS oder eines Kabels noch eine Bedeutung beigemessen werden, so verliert sie ihre Aussagekraft besonders bei elektrisch komplexen Betriebsmitteln, z. B. einem Leistungstransformator. Dieser grundlegende Nachteil bewegt heute Experten zu Aussagen wie "Messungen nach IEC60270 sollten nur als Ja/Nein Entscheidungen verwendet werden, ohne den Wert der scheinbaren Ladung zu berücksichtigen" und "Wichtig sind Änderungen und Trends" [8].

Wiederkehrende Diskussionen betreffen neben der Interpretation von Teilentladungsmustern vor allem die Erweiterung des elektrisch gemessenen Frequenzbereichs hin zu einigen 10 MHz und die Messung der elektromagnetischen Abstrahlung der Teilentladung im ultrahochfrequenten Bereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) [9]. Bei den Vorschlägen zur Erweiterung der oberen Grenzfrequenz bei Messungen nach IEC 60270 sollte berücksichtigt werden, dass bei großen Objekten, wie z. B. Leistungstransformatoren, die Empfindlichkeit für Teilentladung innerhalb der Wicklung im hohen Frequenzbereich stark reduziert ist. Bei Einsatz der UHF-Messtechnik handelt es sich nicht mehr um eine leitungsgebundenen Signalausbreitung sondern eine feldgebundenen Ausbreitung. Der Signalpegel an der UHF-Antenne ist von verschiedenen, teilweise unbekanntem Parametern abhängig, wie Leitungsführung zur TE, Impulsform der TE, Ausbreitungsweg und Antennencharakteristik. Der immer wiederkehrende Versuch, die Messergebnisse im UHF-Bereich

durch Referenzmessungen im niederfrequenten Bereich nach IEC60270 zu kalibrieren, ist damit prinzipiell zum Scheitern verurteilt. Nicht berücksichtigt wird oft, dass die Kalibrierung nach IEC nur das Verhältnis von Prüfungs- zu Koppelkapazität einbezieht. Der Einfluss des Ausbreitungsweges wird nicht beachtet und somit ist insbesondere bei großen Objekten die Auswertung der TE-Amplitude zu hinterfragen. Vor diesem Hintergrund ist die UHF-Messmethode hinsichtlich der Kalibrierung prinzipiell gegenüber der IEC60270 nicht im Nachteil. Die treibende Motivation hinter dem Messen bei hohen Frequenzen ist das Ausweichen vor den häufigen Störungen bei niedrigen Frequenzen, u.a. durch Leistungselektronik und Corona. Das stellt insbesondere das Online-Monitoring der Teilentladungsaktivitäten elektrischer Betriebsmittel vor zwei entscheidende Herausforderungen: Wie kann zwischen interner und externer Entladung unterschieden werden?

Wie kann zwischen kritischer und unkritischer Teilentladung unterschieden werden?

Eine vielversprechende Antwort auf die erste Frage scheint mit der UHF-Messtechnik gefunden zu sein. Beim Transformator wird ein UHF-Sensor über den Ölschieber eingeführt und misst die Entladungen in seinem Inneren, während gleichzeitig konventionelle niederfrequente Messungen an den Durchführungen (**Bild 3**) oder die akustische Messung mit Körperschallmikrofonen durchgeführt werden können. Nach einem "Gating" auf das UHF-Signal können Entrauschungsverfahren, die auf synchroner Mehrstellen- oder Mehrfrequenzmessung basieren (3PAR, 3FREQ), weiter die Messung für die kritischen internen Teilentladungen schärfen [10].



**Bild 3:** Kombination elektrischer und elektromagnetischer Teilentladungsmessung zum Gating externer Korona am Transformator

Die UHF-Messung hat Prinzip bedingt gegenüber der konventionellen Teilentladungsmessung nach IEC60270 den entscheidenden Vorteil, dass mit einem in den Transformator-kessel eingebrachten UHF Sensor durch die Faraday'sche Schirmwirkung des Kessels weitgehend nur UHF Signale von Teilentladungen detektiert werden, die aus dem Inneren des Transformators stammen. Somit ist die UHF Messung selektiv für das zu überwachende Betriebsmittel und weniger empfindlich für externe Störer

wie beispielsweise Teilentladungen in benachbarten Betriebsmitteln oder Korona auf Sammelschienen und Freileitungen. Bild 3 zeigt beispielhaft die Ausbreitungswege von elektrischen und elektromagnetischen (EM) Teilentladungs-Signalen im Leistungstransformator.

Falls auf Grund der durch eine elektrische oder elektromagnetische Teilentladungsmessung gewonnenen Daten eine Instandsetzung veranlasst werden soll, ist es hilfreich die Position der Teilentladung im Transformator zu kennen. Um notwendige Informationen für eine Entscheidung der weiteren Vorgehensweise zu liefern, muss die betroffene Stelle beispielsweise in der Isolation gefunden werden. Die dafür nötige Ortung der Teilentladung geschieht im Allgemeinen auf Basis von Laufzeitunterschieden der akustischen Abstrahlung der Teilentladung zu räumlich verteilten Sensoren. Für akustische Ortungsalgorithmen, die auf Laufzeiten basieren, kann das UHF Signal als Nullzeitpunkt angenommen werden, da sich elektromagnetische Wellen (etwa 2/3 der Lichtgeschwindigkeit) im Isolieröl um ein Vielfaches schneller ausbreiten als akustische Wellen (etwa 1400 m/s) [11].

Trotz aller Fortschritte hinsichtlich der Messtechnik ist die Interpretation der Messergebnisse eines online TE-Monitoringssystems hinsichtlich der Frage, wie kritisch eine TE ist, häufig schwierig. Um eine automatische Analyse durch das TE-Monitoringsystem vornehmen zu lassen und damit eine Entscheidung über eine Abschaltung zu treffen, sind noch erhebliche weitere Forschungsaktivitäten notwendig [12].

Derzeitige Ortungsverfahren sind Prinzip bedingt auf die Lokalisierung nur einer TE-Quelle beschränkt. Zur Zeit werden Möglichkeiten untersucht, mehrere TE-Quellen in einem Transformator gleichzeitig lokalisieren zu können. Außerdem werden Alternativen zur auf verteilten Sensoren basierenden TE-Ortung gesucht. Ein Ansatz ist die Verwendung eines lokal begrenzten Sensorarrays [13].

### 3 Chemische Analysen

#### 3.1 Gas-in-Öl Analyse

Durch natürliche Alterung sowie durch thermische oder elektrische Fehler entstehen charakteristische Gase, die sich in der umgebenden Isolierflüssigkeit lösen. Bei der Gas-in-Öl Analyse (engl. Dissolved Gas Analysis, DGA) werden diese Gase gemessen. Aufgrund der vorhandenen Gase, Gasmengen und -verhältnisse kann auf den Zustand des Betriebsmittels geschlossen und ggf. ein vorliegender Fehler identifiziert werden.

Die Gas-in-Öl Analyse wird hauptsächlich bei Leistungstransformatoren angewendet. Nach der Entnahme einer Ölprobe erfolgt die weitere Analyse üblicherweise in einem Labor. Zuerst werden die gelösten Gase aus der Isolierflüssigkeit extrahiert. Drei verschiedene Extraktionsmethoden können dabei verwendet werden: Vakuumextraktion, Headspacemethode oder Stripping. Die qualitative und quantitative Analyse der extrahierten Gas Mischung geschieht in einem Gaschromatographen [14]. Ei-

ne vollständige Analyse umfasst elf verschiedene Gase: H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub> und N<sub>2</sub>. Die gemessenen Konzentrationen werden in µl/l angegeben. Auch die äquivalente Einheit ppm (v/v) (parts per million, volumetrisch) wird häufig verwendet.

Für die Interpretation der Gaswerte stehen verschiedene Verfahren bereit. Bekannt sind dabei beispielsweise das Duval-Dreieck oder Interpretationsverfahren nach Dörnenburg, Rogers oder Müller Schliesing Soldner [15].

Vermeehrt sind Systeme erhältlich, die eine Gas-in-Öl Analyse direkt am Transformator durchführen können. Diese online Geräte sind als Warngeräte erhältlich, die nur einzelne Gase wie z. B. Wasserstoff detektieren und keine Diagnose gestatten. Darüber hinaus sind komplexe Analysesysteme verfügbar, die eine Vollanalyse aller Gase vornehmen und somit eine Diagnose des Transformators ermöglichen [16].

Neue Materialien im Transformatorenbau (papierfreie Isolationen) oder neue Isolierflüssigkeiten (natürliche oder synthetische Ester) sowie neue Anwendungsgebiete von Transformatoren (Betrieb in Windenergieanlagen) erfordern durch Änderungen in der Fehlergaszusammensetzung eine Anpassung der Diagnose.

Aktuelle Forschung auf dem Gebiet der Gas-in-Öl Analyse wird im Bereich der Diagnose mit Estern befüllter Transformatoren und der Diagnose von Lastschalterölen betrieben. Außerdem werden die Fehlergasverluste aus dem Transformator-kessel näher untersucht, um diese bei kontinuierlichen Messungen in der Diagnose berücksichtigen zu können. Bei der gesamten Forschung liegt der Fokus darauf die Ausfallwahrscheinlichkeit besser beurteilen zu können, sowie Handlungsanweisungen an die Betreiber geben zu können.

#### 3.2 Feuchtigkeit im Öl

Neben mangelnder Wartung oder ungenügender Trocknung des Öl-Papier-Isoliersystems entsteht bei der Alterung der Feststoffisolation und somit der Zersetzung von Zellulosemolekülen Wasser. Feuchtigkeit im Isolations-system von Leistungstransformatoren ist somit Zeichen für die Alterung des Papiers und auch noch Beschleuniger dieses Zersetzungsprozesses. So ist die Überwachung der Papierfeuchte von großer Bedeutung für das Lebensdauermanagement.

Die Herausforderung liegt darin, dass eine direkte oder zerstörungsfreie Messung der Papierfeuchte nicht möglich ist, sondern nur über Feuchtigkeits-Gleichgewichtsdiagramme aus dem Wassergehalt des Isolieröls auf die Papierfeuchte geschlossen werden kann. Solche Diagramme wurden bereits in den 1940er Jahren entwickelt [17] und alle 20 Jahre (1960er durch Jeffries [18] und Fabre Pichon [19], sowie in den 1980er durch Oommen [20]) aktualisiert. Es ist üblich, die absolute Gewichtsfeuchte des Öls als Variable und die Temperatur als Parameter in diesen Diagrammen zu verwenden. Dieses Vorgehen erfordert eine Ölprobennahme am Transformator und eine Ölanalyse im Labor. Die Diagramme sind im Allgemeinen nur im thermodynamischen und ki-

netischen Gleichgewicht gültig, d.h. die Diagnostik wird durch ein schnelles Last- und Temperaturspiel erschwert. Erfahrungswerte zeigen, dass sich die Analysegenauigkeit bei warmem Betriebsmittel verbessert.

Eine neuartige Methode ist nicht mehr auf die Ölprobenahme angewiesen, sondern kann kontinuierlich und online messen. Dies erreicht man durch den Einsatz kapazitiver Feuchtigkeitssensoren. Da diese die relative Feuchte des Öls messen, wurden die klassischen Feuchtigkeitsgleichgewichtsdiagramme auf die neue Skala aktualisiert. Die Vorteile liegen neben der Elimination einer unter Umständen fehlerträchtigen Ölprobenahme auch in der Dämpfung von Ungenauigkeiten hervorgerufen durch Alterungsprodukte [21].

Die Forschung in diesem Bereich zielt darauf ab die genannten Gleichgewichtsdiagramme zu verfeinern, z. B. Alterungseffekte der Isolierstoffe zu berücksichtigen.

Eine weitere Entwicklung sind ebenfalls angepasste Gleichgewichtsdiagramme für alternative Isoliersysteme, da z. B. natürliche und synthetische Ester sehr verschiedene Wasserlöslichkeiten aufweisen als Mineralöl [22].

### 3.3 Weitere Alterungsindikatoren: Furane, Methanol

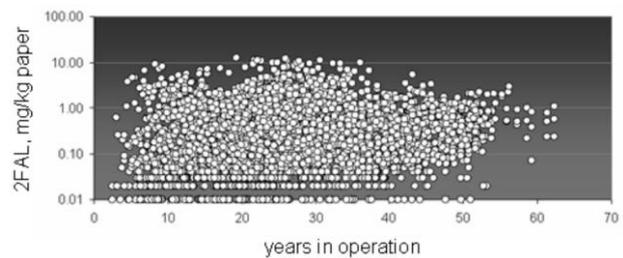
Großes Interesse erweckten Veröffentlichungen der 1990'er Jahre, die beschrieben, wie anhand von im Öl gelösten Furanen die Zersetzung des Papiers bestimmt werden könne. Die neuesten Erkenntnisse zu diesem Thema wurden 2012 gebündelt veröffentlicht [23], [24].

Furane sind Stoffe, die bei der thermischen Zersetzung von Papier entstehen. Wichtige Vertreter sind 2-Furfural (2FAL) und 5-Hydroxy-Methyl-2-Furfural (5HMF), wobei 2-FAL üblicherweise für diagnostische Zwecke herangezogen wird. Zum Nachweis wird am häufigsten Flüssigchromatographie (HPLC) verwendet. Vergleichende Interlabortests mit präparierten Furanstandards zeigen eine gute Reproduzier- und Vergleichbarkeit bei der Meßtechnik.

Ziel bei praktischen Anwendungen ist aus dem gemessenen Furangehalt auf den Zeretzungsgrad des Papiers zu schließen. Dabei kommen allerdings einige Unsicherheiten auf diese diagnostische Methode zu. So findet die Zersetzung nicht gleichmäßig innerhalb eines Transformators statt. Die Furane verdünnen sich genauso wie Fehlergase im Öl und können nur eine integrale Sicht auf das Betriebsmittel gewähren. Außerdem hängt die Furankonzentration von der Menge des verwendeten Papiers ab. Die Randbedingungen, die die Furanentstehung beeinflussen sind zahlreich (Papiertyp, Temperatur, Feuchte, Sauerstoff, uvm.). Zuletzt müsste auch ein Konzentrationsgleichgewicht zwischen Öl und Papier berücksichtigt werden. Erschwerender Weise scheint es, dass dieses Gleichgewicht nicht nur von der Temperatur, sondern auch von der Feuchte abhängt.

Es ist deshalb sehr schwer im Labor durchgeführte Alterungsexperimente, die sehr gut mit Furanen korrelieren, auf reale Isoliersysteme zu übertragen.

Diese Unsicherheiten werden aus einer Statistik der Cigré Task Force D1.01.13 deutlich [23]. **Bild 4** zeigt beispielhaft über 30000 Messungen des Furans 2-FAL aus 12 verschiedenen Ländern: "... es ist offensichtlich, dass Grenzkonzentrationen für 2-FAL nicht universell festzulegen sind, da zu viele Faktoren einwirken: Typ des Transformators, Öl, Papier, Kühlung, Atmung usw...". Stattdessen wird die Beobachtung von Trends empfohlen. Ebenso kann die Furananalyse das Ergebnis einer DGA-Analyse hinsichtlich Zellulosedegradation bestätigen. Bis heute ist ein Online-Monitoring der Furane nicht üblich.



**Bild 4:** 30000 Messwerte des Furans 2-FAL verschiedener Transformatoren abhängig von ihrer Betriebszeit [23]

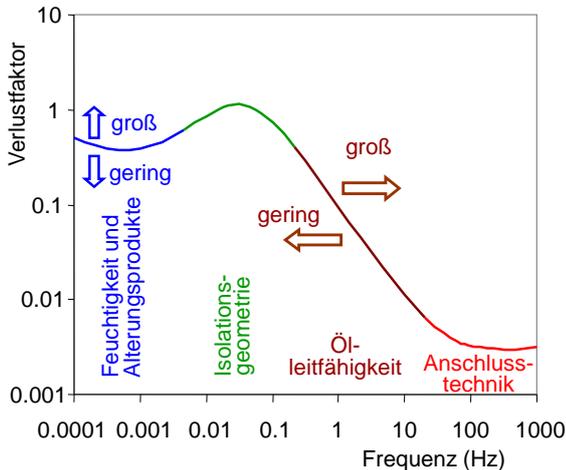
Methanol wird zurzeit als weiterer Alterungsindikator diskutiert, wobei die Messung wegen seines flüchtigen Charakters besser on-line erfolgt, ohne die aufwändige und fehleranfällige Ölprobenentnahme.

## 4 Analyse der dielektrischen Antwort

Mit Hilfe der dielektrischen Diagnostik soll der Feuchtigkeits- und somit Alterungszustand eines Öl-Papier Isoliersystems bestimmt werden. Drei Verfahren sind bekannt und genauer untersucht [25], [26]. Hierbei handelt es sich um die Rückkehrspannungsmessung (engl. RVM), um die Analyse der Polarisations- und Depolarisationsströme (engl. PDC), sowie die Impedanzspektroskopie (engl. FDS). Sie repräsentieren dieselben fundamentalen Polarisations- und Leitfähigkeitsphänomene in der Öl-Papier Isolation. Diese Verfahren erlauben die Messung des gesamten Isoliersystems und sollten auch im kinetisch nicht eingeschwungenen Zustand arbeiten (temperaturabhängige Wassermigration). Die vollständige Bewertung des Isoliersystems erfordert die Kenntnis der Materialverteilung bzw. Geometrie (sog. XY-Modell). Somit hat auch die Qualität des XY-Modells Einfluss auf die Leistungsfähigkeit eines Messsystems. Ein Vorteil ist auch, dass ausgewählte Teile der Isolation einzeln untersucht werden können.

Inzwischen ist das FDS-Verfahren sehr gebräuchlich geworden und soll näher betrachtet werden. Es wird die Stromantwort auf eine periodische Spannungsanregung gemessen und daraus der Verlustfaktor bestimmt. Dies geschieht üblicherweise für Frequenzen zwischen 0,1 mHz und 1 kHz in diskreten Frequenzschritten. Die so aufgenommenen Kurven korrelieren mit dem Wassergehalt der Feststoffisolation. Wegen der kleinen Messströme

müssen Schutzmaßnahmen ergriffen werden, um die Messung nicht zu verfälschen (Guarding). Dies beschränkt auch die Verfahren auf off-line Messungen. Stand der Technik der dielektrischen Antwortmessung ist, dass heute nach umfangreichen Forschungen ein wissenschaftlich gesichertes Schema für die Interpretation der Messdaten zur Verfügung steht, [25], [21]. Feuchtigkeit im Papier und Ölalterung können sicher bestimmt und von Einflüssen der Isolationsgeometrie, der Temperatur und leitfähigen Alterungsprodukten getrennt werden, **Bild 5**.



**Bild 5:** Interpretation der dielektrischen Antwort für Öl-Papier isolierte Transformatoren [21]

Neue Bemühungen zielen auf ein noch genaueres physikalisches Modell, das Alterungsprodukte berücksichtigen kann. Für die FDS werden auch neue Anwendungsgebiete erprobt, wie zum Beispiel die Überwachung des Trocknungsvorgangs von Transformatoren oder Wandlern. Der Unterschied ist, dass die Methode auf das unimprägnierte Papier angewendet wird [27]. Ein weiterer Aspekt ist die Berücksichtigung alternativer Isolieröle und die online Anwendung [28]. Dies ist noch Gegenstand der Forschung.

## 5 Analyse der Frequenzantwort – FRA

Bei der Messung der Frequenzantwort hat sich in den letzten Jahren ein deutlicher Fortschritt hinsichtlich Stand und Akzeptanz der Technik eingestellt. Dieses Verfahren dient der Bestimmung der mechanischen Integrität eines Leistungstransformators. Eine Transformatorwicklung kann vereinfacht als Netzwerk aus Induktivitäten, Kapazitäten und Widerständen dargestellt werden. Dieses lineare und zeitinvariante System kann durch seine Transferfunktion eindeutig beschrieben werden. Kleine Verschiebungen der Wicklungsgeometrie führen zur Veränderung der entsprechenden Kapazitäten und daher auch der Transferfunktion.

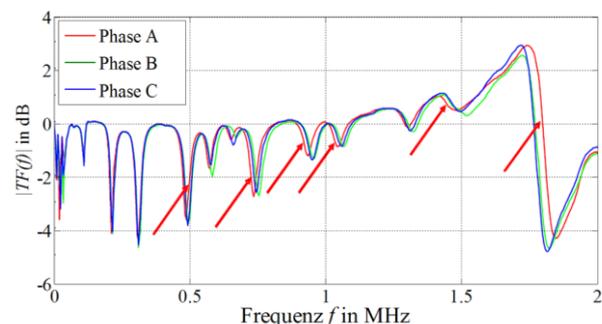
Bei der Vor-Ort-Diagnose können zwei verschiedene Methoden zur Bestimmung der Transferfunktion angewandt

werden, die allerdings erfordern, den Transformator vom Netz zu nehmen. Zum einen kann die Transferfunktion durch Anlegen eines steilen Spannungsimpulses mit einer Amplitude von einigen hundert Volt und gleichzeitiger Messung der dadurch verursachten Wicklungsströme berechnet werden (Zeitbereichsmethode). Zum anderen kann durch Anregung der Wicklung mit verschiedenen diskreten Frequenzen durch einen Netzwerkanalysator der Amplituden- und Phasenverlauf für einen Frequenzbereich bis zu einigen MHz bestimmt werden (Sweep FRA-Messung). Aufgrund Ihrer Praktikabilität bei Messung und Datenverarbeitung setzt sich diese Methode immer weiter durch.

Zur Bewertung der Messergebnisse müssen diese referenziert werden. Dies kann anhand dreier Verfahren durchgeführt werden:

1. Messung der Transferfunktion in bestimmten Zeitabständen bzw. nach Störfällen, um durch einen Vergleich aufeinanderfolgender Messungen Rückschlüsse auf Veränderungen ziehen zu können. Diese Methode ist aber durch die Häufigkeit der Messungen aufwendig.
2. In vielen Fällen kann als Referenz die Transferfunktion der anderen Schenkel des Transformators genutzt werden.
3. Sind in einem Versorgungsnetz Serien baugleicher Transformatoren vorhanden, kann der Vergleich der Transferfunktion auch innerhalb einer Baureihe erfolgen. Aufgrund von Fertigungstoleranzen der Transformatoraktivteile, die sich in Toleranzen der Transferfunktionen manifestieren, birgt dieses Verfahren allerdings die größten Unsicherheiten und erschwert die Bewertung.

Dass die FRA die erforderliche Empfindlichkeit besitzt, um Wicklungsbeschädigungen zu detektieren, haben in der Vergangenheit zahlreiche Fälle belegt. Exemplarisch sei hier ein Fall genannt, bei dem eine Deformation der Regelwicklung der Phase A durch die Messung der End-to-End-Übertragungsfunktion detektiert werden konnte (**Bild 6**). Beim sogenannten „conductor tilting“ ändert der Wicklungsdraht aufgrund einer impulsartigen Krafteinwirkung auf den Aktivteil (beispielsweise ausgelöst durch einen Kurzschluss) seine Ausrichtung und destabilisiert das Wicklungspaket, siehe **Bild 7**.

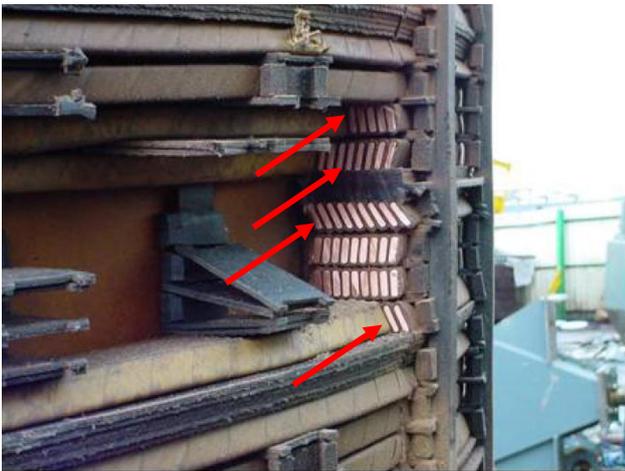


**Bild 6:** End-to-End Transferfunktionsmessung an der Regelwicklung. Deformation an Phase A, [29].

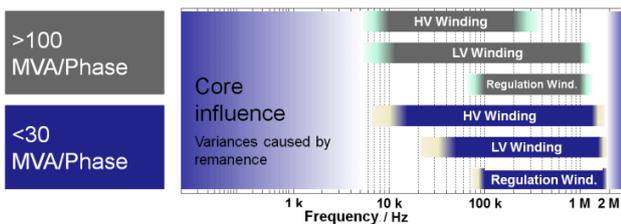
Die Folge ist eine Herabsetzung der Kurzschlussfestigkeit und somit eine Erhöhung des Ausfallsrisikos. Sofern es bei diesem Fehlerbild nicht zu Teilentladungsvorgängen

kommt ist diese Fehlerart mit anderen Diagnosemethoden als der FRA kaum erkennbar.

Für eine gesicherte Interpretation der Messergebnisse muss bei der Bestimmung der Übertragungsfunktion die Reproduzierbarkeit der Messergebnisse gewährleistet sein. So sind beim Messaufbau insbesondere die Kabelführung und die Erdungsverhältnisse von entscheidender Bedeutung. So fiel ein Vergleichstest innerhalb der Cigré Arbeitsgruppe A2.26 zunächst verheerend aus. Wie bei der Teilentladungsmessung war die sich ändernde Signalausbreitung bei hohen Frequenzen nicht berücksichtigt worden. Heute aber kann der Anwender dieses Problem als gelöst betrachten. Im Markt befindliche Systeme verfügen meist über HF-fähige Anschlussstechnik [30], [31]. Schlussfolgernd ist dieses Verfahren nun in der Normungsphase innerhalb der IEC.



**Bild 7:** Deformierte Regelwicklung mit sogenanntem „conductor tilting“ (Verkipfung des Wicklungsdrahts) [29].



**Bild 8:** Von der Cigré WG A2.26 definierte Empfindlichkeit und Relevanz von Frequenzbereichen hinsichtlich Wicklungsveränderungen an unterschiedlichen Wicklungsteilen, [29].

Wissenschaftliche Fortschritte erwartet der Nutzer aber noch in der objektiven Interpretation der FRA-Daten, denn hier ist die Abhängigkeit vom ggf. subjektiven Urteil einzelner Fachleute immer noch groß [32]. Bisher existieren nur wenige Verfahren, die Anwender der FRA bei der Interpretation und Beurteilung von Messergebnissen unterstützen. Meist sind die bisherigen Ansätze herstellereigene Entwicklungen und Teil der proprietären Messgerätesoftware. Entwürfen wie dem in China verbreiteten Standard DL/T911-2004 fehlt die Eigenschaft, zwischen Bewertungslogik und der Physik, die hinter der

Diagnosemethode steckt, einen Zusammenhang herzustellen. Auch kann die Frage, welche Transferfunktionsart die größte Sensitivität gegenüber welcher Fehlerart besitzt noch nicht abschließend beantwortet werden [33].

Da zur Zeit keine allgemeingültigen Muster bezüglich des Zusammenhanges zwischen Änderung der Transferfunktion und Veränderung im Transformator vorliegen, sind zukünftig weitere Messungen und Untersuchungen erforderlich, um die dazu notwendigen Kenntnisse zu gewinnen [29]. Daneben existieren Trends zur Weiterentwicklung der Methode in Richtung Online-Anwendbarkeit [34]. Die Durchführung von Transferfunktionsmessungen während der Transformator in Betrieb ist, eröffnet die Möglichkeit, die FRA als Verfahren in Monitoringssysteme zusammen mit anderen Diagnoseverfahren zu integrieren. Dieser Ansatz verspricht die Datenbasis für relevante Schadensarten enorm zu vergrößern und den Fortschrittsprozess bei der Interpretation dadurch zu beschleunigen. Vielversprechend ist der Ansatz, den Messanschluss der Hochspannungsdurchführung zur Signalauskopplung während des Betriebs zu nutzen. Hier sind weitergehende Untersuchungen und Messungen nötig, um beurteilen zu können, ob die erforderliche Empfindlichkeit gegeben ist.

Eine weitergehende zukünftige Anwendung der FRA liegt darin, Transferfunktionsmessungen zur Gewinnung von Hochfrequenzmodellen und vereinfachten Ersatzschaltbildern zu benutzen, um Aussagen über das transiente Interaktionsverhalten zwischen einem Transformator und den angeschlossenen bzw. umgebenen Betriebsmitteln treffen zu können. So kann beispielsweise die Stößkapazität eines Transformators aus der Messung der Eingangsadmittanz abgeschätzt werden. Mit diesem Aspekt der Modellbildung beschäftigt sich unter anderem die Cigré Arbeitsgruppe A2/C4.49 (transient interaction between transformers and the power system).

## 6 On-Line Monitoring elektrischer Betriebsmittel

In der Diagnostik elektrischer Betriebsmittel beobachtet man heute einen generellen Trend von der offline Messung (abgeschalteter Zustand) zur online Messung, also der Messung unter realen Betriebsbedingungen. In Tabelle 1 sind online Monitoringsysteme, die den Zustand aller Komponenten eines Transformators kontinuierlich überwachen, nicht explizit erwähnt worden. Solche Systeme sind seit vielen Jahren etabliert und insbesondere für den Einsatz an strategisch wichtigen oder schwer zugänglichen Transformatoren sehr verbreitet [35]. Es können sich anbahnende Transformatorschäden frühzeitig aufgedeckt werden und somit schwere Ausfälle vermieden werden. Zudem lässt sich ein fortschrittliches Life-Management des Betriebsmittels realisieren. Durch Kenntnis der Lebensgeschichte und des momentanen Zustandes des Transformators lässt sich eine hohe und kontrollierte Ausschöpfung der Restnutzungsdauer erreichen. Auch können

im Bedarfsfall Hinweise gegeben werden, um durch gezielte Eingriffe die Nutzungsdauer zu verlängern. Die große Herausforderung liegt aber in der sinnvollen Verdichtung und korrekten Analyse der anfallenden Messdaten. Das veranlasste die Cigré zur Gründung der Arbeitsgruppe A2.44, deren Fokus sich von der Frage "Wie messe ich?" weiterbewegt zu "Wie interpretiere ich?" und den bezeichnenden Namen "Intelligent Transformer Condition Monitoring" trägt. Lösungen dieser Fragestellung liegen zum einen in der erhöhten Genauigkeit von online Messsystemen, welche die Anwendung von Interpretationsregeln der offline Messverfahren ermöglichen.

## 7 Zusammenfassung

Durch erweiterte messtechnische Möglichkeiten und insbesondere breitere Anwendung neuer Techniken, wie z. B. FRA, dielektrische Messverfahren und unkonventionelle TE-Messung, machte die Diagnostik an Hochspannungs-Betriebsmitteln deutliche Fortschritte in Richtung einer zuverlässigen Zustandsbeurteilung. Zwar konnte die Brücke zwischen Messwert und dessen Interpretation noch nicht für jedes Verfahren gebaut werden, doch gibt es dafür positive Beispiele wie z. B. bei der Feuchtigkeit im Isoliersystem des Leistungstransformators. Für andere Verfahren versprechen Software-basierte Lösungen wirklichen Anwendernutzen. Zukünftig werden nicht nur online Diagnoseverfahren stärker genutzt, sondern auch vermehrt in kontinuierlich arbeitenden Monitoringssystemen implementiert werden. Die dadurch entstehenden Erkenntnisgewinne werden die Auswerteverfahren zunehmend verfeinern, um eine noch zuverlässigere Aussage zum Zustand des Betriebsmittels machen zu können.

## 8 Literatur

- [1] "Neue Panne in Sicherheitstechnik des AKW Krümmel", online verfügbar, 2012-09-24, [www.tz-online.de](http://www.tz-online.de)
- [2] S. Tenbohlen, D. Uhde, J. Poittevin, H. Borsi, P. Werle, U. Sundermann, H. Matthes: "Enhanced Diagnosis of Power Transformers using on- and off-line Methods: Results, Examples and Future Trends", paper 12-204, CIGRE, Paris, 2000
- [3] International Electrotechnical Commission (IEC), "High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements," Geneva, Switzerland, IEC International Standard 60270 2000.
- [4] M. Runde, C.E. Sölver et al.: "Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry of High voltage Equipment", Cigré Technical Brochure 509, 2012
- [5] Questionnaire of CIGRE WG A2.37 "Transformer Reliability Survey", url: <http://www.uni-stuttgart.de/ieh/wga237.html>, last accessed: Sept., 2012
- [6] S. Tenbohlen, J. Jagers et al.: „Transformer Reliability Survey - Interim Report“, Electra, No.261, April 2012
- [7] Bossi A., et al.: An international survey on failures in large power transformers in service, Cigré Electra No.88, 1983, pp. 21-48
- [8] Diskussionsbeiträge zur Cigré WG D1.37 " Guidelines for basic and practical aspects of partial discharge detection using conventional (IEC60270) and unconventional methods"
- [9] S. Tenbohlen, A. Pfeffer, S. Coenen: "On-site experiences with multi-terminal IEC PD measurements, UHF PD measurements and acoustic PD localisation", ISEI San Diego 2010
- [10] A. Kraetge et al.: "Modern de-noising strategies for PD measurements on transformers under challenging on-site conditions", Cigré A2-D1 Colloquium Kyoto, 2011
- [11] S. Markalous, S. Tenbohlen, K. Feser, "Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using Acoustic and Electromagnetic Signals," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, 2008.
- [12] M. Siegel, S. Kornhuber, M. Beltle, A. Müller, S. Tenbohlen, "Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren," in Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2012.
- [13] M. Siegel, S. Kornhuber, S. Tenbohlen: " Neue Methoden zur Ortung mehrere TE-Quellen mittels akustischem Sensorarray", ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012
- [14] IEC Standard 60567, "Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases – Guidance", 3. Edition, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2005
- [15] "Diagnostik Seite des IEH der Universität Stuttgart", online verfügbar, [diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de](http://diagnostic.ieh.uni-stuttgart.de)
- [16] M. Duval, I. Atanasova-Hoehlein, M. Cyr, M. Grisaru, K. Carrander, F. Scatiggio, S. Tenbohlen, J. Dukarm, L. Arvidsson, P. Boman, A. Hall: "Report on Gas Monitors for Oil-Filled Electrical Equipment", Electra No. 248, February 2010, see also Technical Brochure No. 409
- [17] J. D. Piper. Moisture Equilibration Between Gas Space and Fibrous Materials in Enclosed Electric Equipment. AIEE Transactions, vol. 65, p. 791-7, Dec. 1946.
- [18] R. Jeffries, "The sorption of water by cellulose and eight other textile polymers," Journal of the Textile Institute Transactions, vol. 5 1, no. 9, pp. 339-374, 1960.
- [19] J. Fabre and A. Pichon, "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers," 1960 International Conference on Large High Voltage Electric System (CIGRE), Paris, France, Paper 137, 1960.

- [20] T. V. Oommen, "Moisture equilibrium in paper- oil insulation systems," in Proceedings of the 16th ElectricaUElectronics Insulation Conference, (Chicago, IL), pp. 162-166, Oct. 3-6, 1983
- [21] M. Koch: "Reliable Moisture Determination in Power Transformers", Dissertation, Universität Stuttgart, Sierke Verlag Göttingen, Germany, 2008
- [22] Jovalekic, M.; Kolb, D.; Tenbohlen, S.; Bates, L.; Szewczyk, R.; "A methodology for determining water saturation limits and moisture equilibrium diagrams of alternative insulation systems," 2011 IEEE International Conference on Dielectric Liquids (ICDL), vol., no., pp.1-5, 26-30 June 2011
- [23] M.-C. Lessard et al. "Furanic compounds as a diagnosis tool for solid insulation of power transformers: knowledge, possibilities and limits", Cigré TF D1.01.13 Technische Broschüre 494, 2012, online verfügbar unter [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org)
- [24] Z. Wang, D. Feng, P. Jarman, : "Transmission Power Transformer Assessment Using furan Measurement with the aid of Thermal Model", IEEE Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis, paper J-9, Bali, Indonesia, 2012
- [25] S. M. Gubanski, et al.: "Dielectric Response Diagnosis for Transformer Windings" CIGRÉ TF D1.01.14, Technische Broschüre 414, Paris, 2010, online verfügbar unter [www.e-cigre.org](http://www.e-cigre.org)
- [26] M. Koch, S. Tenbohlen, M. Krüger, A. Kraetge: A Comparative Test and Consequent Improvements on Dielectric Response Methods. 15th International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, Proceedings of the ISH, paper No. T8-168
- [27] S. Raetzke, M. Koch, M. Anglhuber: "Monitoring the Drying Process of Power Transformers Using Dielectric Response Analysis"; TechCon Asia Pacific 2012; Sydney, Australia, 17 - 18 April 2012
- [28] M. Raya, Y. Rink, T. Leibfried: "Adapting frequency domain spectroscopy as an online monitoring tool for the insulation of power transformers", IEEE Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis, paper G-10, Bali, Indonesia, 2012
- [29] P. Picher et al.: "Mechanical-Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA)", Cigré Working Group A2.26, Technical brochure 342, 2008
- [30] R. Wimmer, S. Tenbohlen, K. Feser, A. Kraetge, M. Krüger, J. Christian, „The influence of connection and grounding technique on the repeatability of FRA-results”, in Proc. of 15th International Symposium on High Voltage Engineering, 2007, T7-522
- [31] M. Heindl, M. Beltle, S. Tenbohlen: "Untersuchung der Vergleichbarkeit von Übertragungsfunktionsmessungen (FRA) an Leistungstransformatoren", ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fulda, 2012
- [32] R. Wimmer, S. Tenbohlen, M. Heindl, A. Kraetge, M. Krüger, J. Christian: *Development of an Algorithm to Assess the FRA*. 15th International Symposium on High Voltage Engineering, Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, Proceedings of the ISH, paper No. T7-523
- [33] N. Abeywickrama, D. Bormann et al.: "Sensitivity of FRA in Detecting Transformer Faults: Results of a Measurement Campaign", Proceedings of Cigre SC A2 & D1 Joint Colloquium, Kyoto, Sept. 2011
- [34] Behjat, V.; Vahedi, A.; Setayeshmehr, et al.: „Diagnosing Shorted Turns on the Windings of Power Transformers Based Upon Online FRA Using Capacitive and Inductive Couplings“, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 26 , pp. 2123-2133
- [35] B. Dolata: "Erfolgreiche Schadenprävention durch Monitoring von Leistungstransformatoren“, in Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2010