

ISOLATIONS DIAGNOSTIK AN TRANSFORMATOREN ERFAHRUNGEN AUS OFFLINE-MESSUNGEN

M. Hässig
FKH Zürich

Dr. H.-J. Knab
FKH-Isolieröllabor Däniken

1 Zusammenfassung

Es wird über die Anwendung und die Aussage von Analysen am Isolieröl und elektrischen Diagnoseverfahren an Transformatoren berichtet.

Die verschiedenartigen Untersuchungen des Isolieröls bieten die Möglichkeit ohne grossen Aufwand vor Ort, d.h. in den meisten Fällen ohne Betriebsunterbruch, wertvolle Aussagen über den Zustand des Isolieröls aber auch über den Transformator als solchen und neuerdings sogar über dessen Feststoffisolation zu erhalten. Neben der Zersetzungsgasanalyse (über die im aktuellen Beitrag nicht näher eingegangen wird) sind es im wesentlichen die dielektrisch-chemischen Parameter, die uns Aussagen über den Zustand des Öles liefern. Ging es in der Vergangenheit vor allem darum, die aktuelle Situation zu erfassen [1... 3], so verlagert sich der Schwerpunkt immer mehr darauf, die *zukünftige Entwicklung der Ölalterung* besser abschätzen zu können. Und hier spielt die Bestimmung der *Grenzflächenspannung* eine wichtige Rolle, denn sie liefert uns nicht nur eine Aussage über den momentanen Zustand des Öles, sondern ermöglicht ausserdem eine Abschätzung über dessen zu *erwartenden weiteren Alterungsverhaltens*. Des weiteren ist es nach den neuesten Entwicklungen und Erfahrungen sogar möglich, anhand der Bestimmung der im Öl gelösten *Furane* die aktuelle Beschaffenheit der Feststoff-, d.h. der Cellulose-Isolation beurteilen zu können.

Ergänzend zu den erwähnten Untersuchungen am Isolieröl bieten sich weitere Möglichkeiten mit elektrischer Offline-Diagnostik an. Neben einer allgemeinen Darstellung dieser Methoden [4... 15] wird auf einzelne davon eingegangen werden. Insbesondere auf diejenigen, welche in den vergangenen Jahren von der FKH praktisch angewendet wurden. Es steht weniger die Beschreibung der Methoden im Vordergrund, als die für den Erfolg mitentscheidenden Voraussetzungen und Randbedingungen.

Aufgrund der geringen betrieblichen Auswirkungen der Isolieröl-Probenahme und der geringeren Kosten für die Isolieröl-Analyse sollte diese der aufwändigeren elektrischen Offline-Diagnostik voraus gehen. Die mit Hilfe der Isolieröl-Diagnostik festgestellten Auffälligkeiten können dann zielgerichtet genauer abgeklärt werden. Darauf hin erfolgt eine Beurteilung des Befundes, insbesondere die Auswirkung auf die weitere Verwendung des Transformators. Weiter erfolgt eine Einschätzung der Möglichkeiten zur Fehlerbehebung oder von indirekten Abhilfemassnahmen.

Die überwiegende Zahl der Diagnose-Methoden benötigt Ausgangs- oder *Basisdaten*. Solche *Basisdaten* erhöhen die Wahrscheinlichkeit einer korrekten Diagnose. Es ist daher anzustreben, wichtige *Basisdaten* zu erheben, wenn der Transformator neuwertig ist. Hinzu kommt, dass der Betreiber über eine solide Dokumentation über den Transformator und seine Komponenten besitzt und unterhält. Voraussetzungen für Diagnosen werden bereits bei der Planung der Anlagen und Bestellung der Komponenten geschaffen, auf diese hinzuweisen ist ein Anliegen dieses Beitrages.

2 Diagnoseverfahren im Überblick

Diagnoseverfahren können nach verschiedenen Kriterien zum Einsatz kommen [17]. Bereits in der Einleitung kam die Unterscheidung zwischen Online- und Offline-Diagnoseverfahren zum Ausdruck. Die hohe – und zunehmende – Bedeutung der Verfügbarkeit der Transformations-Leistung weckt das Interesse an Online-Diagnoseverfahren. Dabei steht zur Zeit im Vordergrund, mit neuen Online-Verfahren die bestehenden Vorteile der Offline-Verfahren auszugleichen, welche verallgemeinernd mit „Empfindlichkeit“ und „Reproduzierbarkeit“ umschrieben werden können. Darüber hinaus können Online-Diagnosen – sind sie ausgereift – Schutzfunktionen übernehmen. Als Beispiele dafür zu nennen sind: Die Überwachung der Stufenschalter [16], oder – viel älter und einfacher - Buchholz- und Schwallschutz.

Offline-Diagnose ist für zahlreiche Fragenstellungen interessant, wenn z. B. das erfasste Anzeichen einer Schädigung sich nur sehr langsam entwickelt, wie bei Alterungsprozessen im Allgemeinen.

Weitere allgemeine Unterscheidungsmerkmale von Diagnoseverfahren sind:

- Auswirkung auf die Verfügbarkeit
- finanzieller Aufwand
- technischer Aufwand
- Überprüfbarkeit (Querkorrelationen)
- Ölarbeiten erforderlich (nicht invasiv / invasiv → Witterungsabhängigkeit)
- Risiko einer Zustandsverschlechterung durch Arbeiten im Zusammenhang mit den Diagnosemessungen

Dazu kommen situative Merkmale, die wesentlich vom Organisationsgrad des Betreibers abhängig sind:

- mit Werkspersonal und eigenen Ressourcen durchführbar / Dritte erforderlich?
- Verfügbarkeit von Personal / Einrichtungen?
- indirekte betriebliche Auswirkungen?
- Qualität der Aussage: ja/nein oder skalierte Grösse?
- Welche Aussage ist unter den obwaltenden Umständen möglich?

Durch verschiedene Diagnoseverfahren können folgende Bereiche eines Transformators abgedeckt werden (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

ISOLATION

- Diagnostik am Isolieröl:
Dielektrisch-chemische Prüfungen, Zersetzungsgasanalyse (DGA: Dissolved Gas Analysis), Furananalyse
- Polarisationsverhalten der Öl-Cellulose-Isolation (z. B. PDC: Polarisation-De-polarisation-Current)
- Widerstandsindex
- $C / \tan(\delta)$ an Durchführungen und Wicklungen

GEOMETRIE (Position und Form der Wicklungen)

- Frequenzganganalyse (FRA: Frequency Response Analysis)
- u_k mit reduzierter Spannung
- Nullimpedanz
- Übersetzungsmessung
- $C / \tan(\delta)$ an Wicklungen

MAGNETKREIS

- Leerlaufstrom I_0
- Leerlaufverluste P_0
- Übersetzungsmessung
- Verteilung des magnetischen Flusses (nur am zugänglichen Kern!, indirekt durch einphasige Erregung eingeschränkt möglich)

STUFENSCHALTER

- Kontrolle der unterbrochslosen Stufung mit Hilfe der Wicklungswiderstandsmessung
- Strom und Spannung der Schalttransienten während der Stufung

STROMPFAD

- Messung von Wicklungswiderstand, Kontaktwiderstand

Fast alle genannten Diagnoseverfahren benötigen für eine Aussage den Vergleich mit Messungen am intakten oder neuwertigen Transformator oder Komponenten davon, zum Teil werden diese durch die Routineprüfung im Werk erhoben.

3 Beschreibung ausgewählter Diagnoseverfahren

3.1 UNTERSUCHUNGEN DES ISOLIERÖLS

3.1.1 EINLEITUNG

Seit Mineralöl als Dielektrikum in Transformatoren und auch anderen elektrischen Geräten Verwendung gefunden hat, kennt man Untersuchungen, anhand derer sein Zustand charakterisiert werden kann. Waren es anfänglich rein *dielektrische Messungen*, wie die Bestimmung der *Durchschlagsfestigkeit* und des *dielektrischen Verlustfaktors $\tan(\delta)$* , so kamen im Laufe der Zeit immer weitere, zumeist chemische Kontrollen hinzu: so vor allem die Bestimmung des *Wassergehaltes nach Karl Fischer*, die *Neutralisationszahl* und die *Grenzflächenspannung*. Die Kenntnis des Wassergehaltes ist für die Beurteilung der Betriebssicherheit eines Transformators von ausserordentlicher Bedeutung, ist doch die Durchschlagsfestigkeit eines Isolieröles von diesem stark abhängig.

Infolge Oxidation werden aus den Kohlenwasserstoffen des Isolieröls (Isolieröl ist im allgemeinen ein reines Mineralöl und besteht daher praktisch nur aus Kohlenstoff und Wasserstoff) im Laufe der Zeit Ölsäuren gebildet, die allmählich zu erhöhten dielektrischen Verlusten führen. Im Gegensatz zu dem neutralen Mineralöl reagieren diese sauren Verbindungen mit anderen oxidativen Produkten zu harzartigen Grossmolekülen und fallen schliesslich als Schlämme aus. Der Säuregehalt des Öles wird durch eine Säure-Base-Titration ermittelt und angegeben in mg Kalilauge, die benötigt wird, um 1 Gramm Isolieröl zu neutralisieren, daher der Name „Neutralisationszahl“.

Als ein noch weit sensitiverer Indikator für den *Oxidationszustand* des Isolieröles hat sich mittlerweile die *Grenzflächenspannung*, auf welche im nachfolgenden Text besonders eingegangen wird, herauskristallisiert.

Alle bisher beschriebenen Untersuchungen ermöglichen uns eine Beurteilung des Ölzustandes. Soll aber der Zustand des 2. Hauptbestandteiles der Transformatorenisola-

tion, die *Cellulose- oder Feststoffisolation*, beurteilt werden, benötigt es andere Indikatoren: die *Furane als thermische Abbauprodukte der Cellulose*.

Vor dem Einbezug der Furananalysen in die Isolieröldiagnostik, also bis vor etwa 10 Jahren, bediente man sich der beiden gasförmigen Komponenten Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO₂), wenn man etwas über den Zustand der Feststoffisolation in Erfahrung bringen wollte. Beide Komponenten werden nämlich beim Abbau von Cellulose gebildet. Nun ist es aber so, dass sowohl CO wie auch CO₂ bei der normalen, d.h. der natürlichen Alterung von Cellulose abgespalten werden. Die Erfahrung hat gezeigt, dass das "normale" CO₂/CO-Verhältnis bei etwa 7 liegt, während anomaler thermischer Abbau von Cellulose deutlich kleinere CO₂/CO-Verhältnisse bewirkt. Das Erkennen eines anomalen Celluloseabbaus wird aber dadurch erschwert, dass in einem normal gealterten Transformator teilweise sehr hohe Grundpegel der beiden Kohlenoxidverbindungen vorliegen, die neu auftretende, unterschiedliche CO₂/CO-Verhältnisse nur schwer oder gar nicht sichtbar werden lassen. Zudem, und das darf nicht vergessen werden, können die Kohlenoxide auch durch eine reine Oxidation des Öles gebildet werden. Da die Furane hingegen einzig bei anomaler thermischer Belastung von Cellulosematerial gebildet werden, bieten sie sich als ideale Hinweisgeber auf eine übermässige Schwächung der Feststoffisolation an.

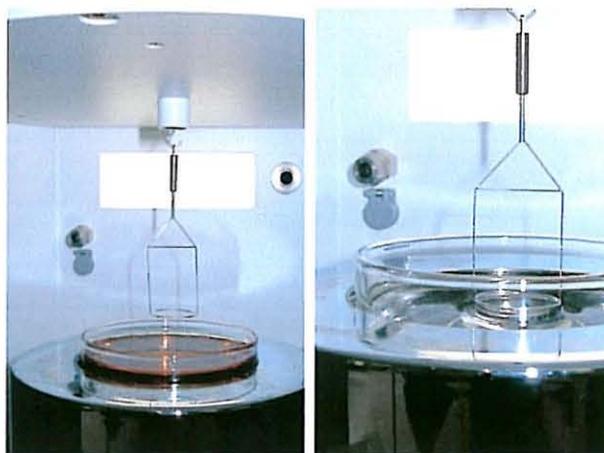
3.1.2 DIE GRENZFLÄCHENSPIGUNG

Wie in der Einleitung bereits geschildert, ist die Neutralisationszahl eines Isolieröls ein hilfreicher und bewährter Indikator den Oxidationszustand eines Isolieröls anzuzeigen. Die Neutralisationszahl bildet aber nur *einen* Aspekt für den Oxidationszustand eines Isolieröles, denn durch ihre Ermittlung wird nur ein Teil und bei stark gealterten Ölen sogar nur der kleinere Teil des oxidierten Öles erfasst. Denn bei der Oxidation von Isolieröl werden auch andere *sauerstoffhaltige Verbindungen* wie z.B. Alkohole gebildet, die mit ihren OH-Gruppen leicht mit den COOH-Gruppen der Ölsäuren chemisch reagieren können. Diese Reaktionsprodukte sind neutral, werden also durch die Neutralisationszahl nicht erfasst, sind aber gleichwohl Oxidationsprodukte des Isolieröls und haben somit einen nicht unwesentlichen Anteil an dessen Alterungszustand.

Trotzdem können diese Produkte messtechnisch erfasst werden: in der *Grenzflächenspannung*. Mit dieser Messgrösse haben wir zwar keinen Absolutgehalt der Oxidationsprodukte, doch mit ihr können wir den Oxidationszustand eines Isolieröles quantitativ gut erfassen und entsprechend beurteilen. Was steckt dahinter?

Die *Grenzflächenspannung* als solche ist die an der Grenzfläche zweier Phasen auftretende Spannung, welche die Grenzfläche zu verkleinern sucht. Die Grenzflächenspannung gegen eine gasförmige Phase, z.B. Luft, heisst Oberflächenspannung.

Tenside, etwa, können diese Oberflächenspannung von Wasser deutlich herabsetzen, was wir uns im alltäglichen Leben zu Nutze machen, indem wir dem Wasser Seifen oder Geschirrspüler zusetzen um dieses zu entspannen und so die Reinigungswirkung erhöhen. Und Seifen sind, chemisch betrachtet, nichts anderes als Reaktionsprodukte von Ölen mit Natronlauge (NaOH), also ähnlich den vorstehend genannten Öloxidationsprodukten.



Figur 1 Bestimmung der Grenzflächenspannung zwischen Wasser und Isolieröl

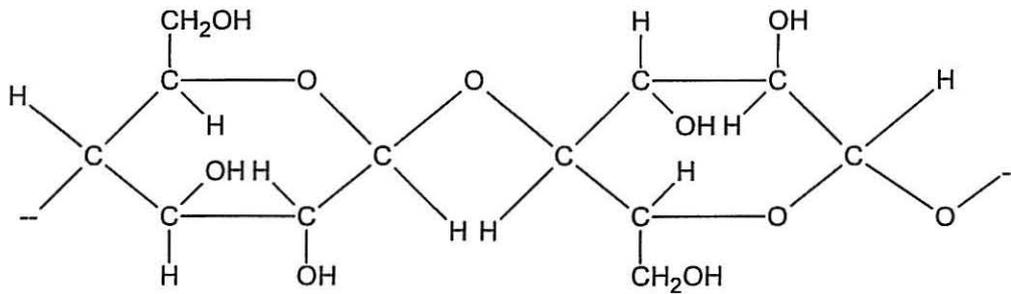
Die Bestimmung der Grenzflächenspannung erfolgt demzufolge auch an dem System Öl-Wasser. Die Grenzflächenspannung von Wasser gegenüber Luft ist eine Naturkonstante und beträgt bei 20°C 72,8 mN/m. Verdrängt man nun die Luft, indem die Wasseroberfläche mit Isolieröl bedeckt wird, so sinkt diese deutlich ab. Bei neuen Isolierölen werden Werte deutlich oberhalb 40 mN/m gemessen. Mit steigender Oxidation des Öles, also bei fortschreitender Alterung, werden niedrigere Werte ermittelt. Der in dem aktuell gültigen IEC-Standard 60422 (ed 1989-04 «Supervision and main-tenance guide for mineral insulating oils in electrical equipment») empfohlenen Grenzwert, ab dem «Aktionen» empfohlen werden, liegt bei 15 mN/m. Bei niedrigeren Grenzflächenspannungen droht die Bildung von Ölschlämmen, was für den betroffenen Transformator fatale Folgen haben dürfte.

Die Grenzflächenspannung hat sich, da sie den Oxidationszustand eines Isolieröles umfassender als die Neutralisationszahl zu charakterisieren vermag, somit als ein äusserst sensibles Mass, eine beginnende Ölalterung zu erkennen, erwiesen.

3.1.3 FURANE

Den Zustand der *Feststoffisolation*, was im allgemeinen identisch mit der *Celluloseisolation* ist, zu beurteilen, ist weit weniger einfach, da es normalerweise nicht möglich ist, eine direkte Probe derselben zu erhalten. Es ist somit nur *mittelbar* möglich: einerseits über die sog. PDC-Messungen (siehe nachfolgendes Kapitel 3.2) oder andererseits über das Isolieröl.

Wie in 3.1.1 bereits angedeutet, können unter bestimmten Gegebenheiten aus der Zersetzungsgasanalyse Informationen über den Zustand der Feststoffisolation abgeleitet werden, was aber durch die im Vortext genannten Störfaktoren in den meisten Fällen erschwert oder gar verunmöglicht wird. Will man also eine Auskunft über den Zustand der Feststoffisolation gewinnen, müssen andere Indikatoren herangezogen werden.

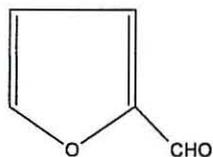


Figur 2 Chemische Struktur von Cellulose

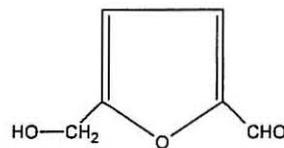
Und als ein solcher Indikator bietet sich Furan und seine Derivate an.

Furane entstehen u.a. bei thermischem Abbau von Cellulose und eignen sich daher bestens den Nachweis eines Celluloseabbaus anzuzeigen. Zudem können sie durch eine reine Oxidation des Öles praktisch nicht gebildet werden.

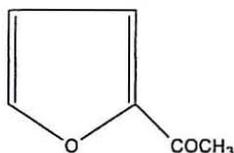
Etwa ab Ende der 80er Jahre wurden seitens der CIGRE WG 15-01 und später auch im TC 10 der IEC umfangreiche Studien und Versuche zu diesem Thema durchgeführt, die zu teilweise sehr brauchbaren Ergebnissen gelangten. Sicherlich ist die aktuelle Situation bei weitem noch nicht so ausgereift wie bei der Zersetzungsgasanalyse, ist doch die Feststoffisolation als solche eine viel weniger uniforme Substanz als das Isolieröl. Zudem sollte nicht vergessen werden, dass die Zersetzungsgastechnik auch erst einige Jahrzehnte benötigt hat, um zu dem auszureifen, was sie jetzt darstellt.



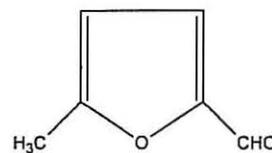
2-Furfural (2FAL)



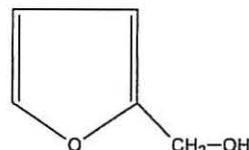
5-Hydroxymethylfurfural (5HMF)



2-Acetylfuran (2ACF)



5-Methyl-2-Furfural (5MEF)



2-Furfurylalkohol (2FOL)

Figur 3 Die 5 massgeblichen Furanderivate des thermischen Celluloseabbaus

Trotz dieser Einschränkung gibt es recht ermutigende Resultate vorzuweisen. Aus den Laborversuchen der CIGRE TF 15-01-03 sowie den zahlreichen Untersuchungen von Feststoffisolationen aus verschrotteten Transformatoren, die über Jahrzehnte im Einsatz standen, konnten interessante Zusammenhänge zwischen dem Gehalt an Furanen im Isolieröl und dem Zustand der Cellulose abgeleitet werden. Diese Beziehungen werden als «*de-Pablo-Relationen*» – nach *Alfonso de Pablo*, dem Chairman der vorstehend genannten CIGRE-Task Force und einer der Protagonisten der Furananalysen – bezeichnet. Bei diesen Relationen wird der *DP-Wert der Cellulose* mit dem im Öl gemessenen *Gesamt-Furangehalt* in Verbindung gebracht.

Der *DP-Wert* («*Degree of Polymerisation*») von Cellulose ist ein Mass für die Anzahl deren Glucose-Bausteine oder Kettenglieder: Je mehr Kettenglieder sie hat, desto stabiler ist die Cellulose. Dies gilt nicht für die *mechanische*, sondern auch für die *elektrische Festigkeit*. Neuwertiges Cellulose-Material hat DP-Werte von grösser als 800 – 1000, während stark gealtertes, bereits brüchiges Material, solche von kleiner als 200 aufweist.

So berücksichtigen die «*de-Pablo-Relationen*» auch, dass ein nicht unerheblicher Teil der durch den anomalen thermischen Abbau von Cellulose gebildeten Furane von der Feststoffisolation selbst absorbiert ist – und dies nicht nur von der direkt betroffenen, sondern auch von der übrigen Feststoffisolation des Transformators, was u.U. enorm viel betragen kann.

Bisher war immer die Rede von «*de-Pablo-Relationen*», also in der Mehrzahl. Dies kommt daher, dass es eher unwahrscheinlich ist, dass die komplette Feststoffisolation von dem Abbauprozess betroffen ist. In der Arbeitsgruppe wurden 3 Modelle berechnet: Und zwar dass jeweils 5 %, 10 % oder gar 20 % der Gesamt-Feststoffisolation von der Alterung betroffen sind. Die unterschiedlichen Modelle berücksichtigen zudem auch diejenigen Anteile der Furane, die von der am Alterungsprozess nicht beteiligten Cellulose absorbiert sind, was ein nicht unwesentlicher Anteil ist.

Von den 3 vorstehend genannten Relationen erscheint die Annahme mit 5% die am meisten realistische zu sein. Für diesen Fall wurde in einer Reihe von Laborversuchen aber auch unter Einbezug von zahlreichen ausgedienten und verschrotteten Transformatoren folgender als

$$\text{"de Pablo - Relation":} \quad DP_{5\%} = \frac{1850}{2FAL + 2.3}$$

bezeichneter Zusammenhang zwischen dem Gesamtfurangehalt (Bezeichnungen gemäss Figur 3)

$$2FAL \hat{=} 2FAL + 5HMF + 2ACF + 5MEF + 2FOL$$

und dem DP-Wert der Celluloseisolation ermittelt [18].

In der Praxis ist es in den meisten Fällen allerdings nicht immer einfach die anhand dieser Relation gewonnenen Informationen zu überprüfen. Gleichwohl gibt es aber auch Beispiele, in denen die Resultate einer Furananalyse zu einer zutreffenden Zustandsdiagnose der Feststoffisolation führten, die mit dem nachträglich festgestellten tatsächlichen Zustand in guter Übereinstimmung standen. Über einen solchen Fall wird in der Präsentation berichtet.

3.2 FEUCHTE IM CELLULOSEANTEIL DER ISOLATION [26]

3.2.1 INDIKATION FÜR DIE BESTIMMUNG DER FEUCHTE IM CELLULOSEANTEIL DER ISOLATION

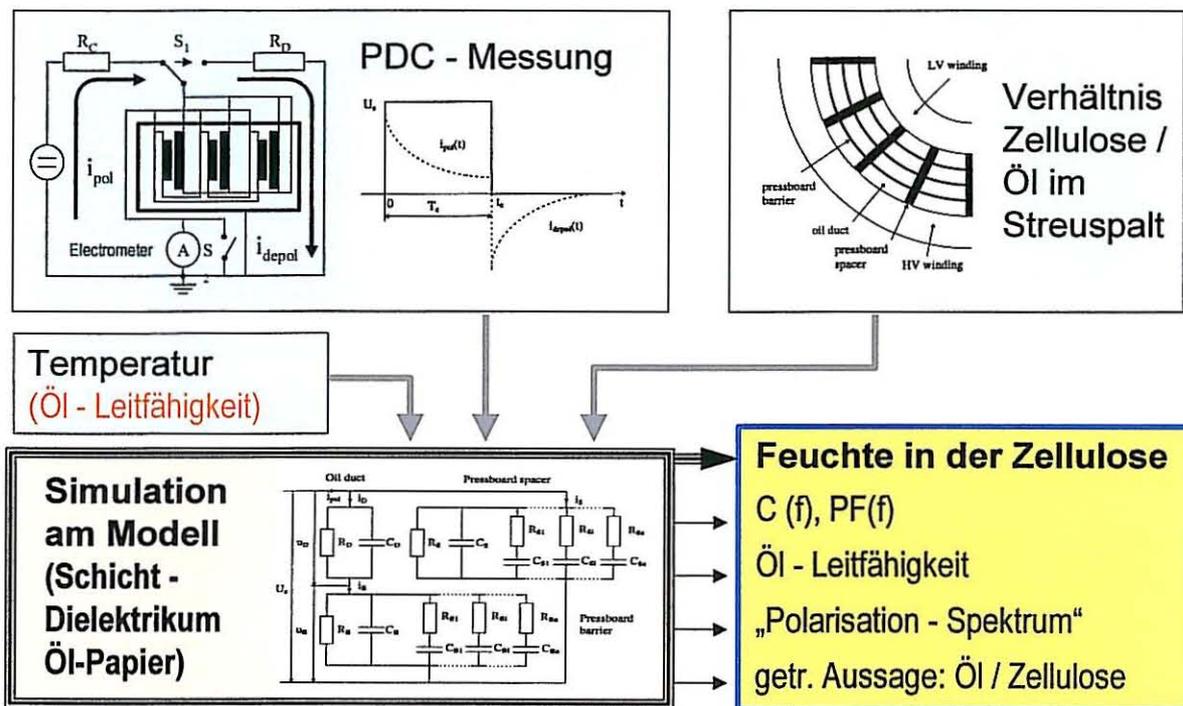
Eine Bestimmung der Feuchte ist angezeigt:

- vor- und nach Arbeiten am geöffneten Transformator
- vor- (während) und nach dem Trocknungsprozess (Qualitätssicherung)
- Status des Zustandes der Celluloseisolation (der Feuchtegehalt der Cellulose gibt Hinweise auf die bisherige Alterung und den zukünftigen feuchtebedingten Alterungsfortschritt)
- Aufgrund von Hinweisen aus der Analyse des Isolieröls

3.2.2 PDC-METHODE

Aufgrund von Polarisierungseffekten in der Isolation kann eine quantitative Aussage über den Feuchtegehalt im Celluloseanteil des Öl-Papier-Isolationssystems gemacht werden [4, 5, 6, 8, 19, 20].

Die Bestimmung des Feuchtegehalts erfolgt aufgrund von Polarisations- und Depolarisationsstrommessungen an den Klemmen des Transformators. Das Resultat ergibt sich aus dem Vergleich zwischen den gemessenen Strömen mit simulierten Polarisations- und Depolarisationsströmen, welche mit einem mathematischen Modell berechnet werden. Der direkte Vergleich simulierter und gemessener Ströme liefert die quantitative Aussage über den Feuchtegehalt im Celluloseanteil des Öl-Papier-Isolationssystems, siehe Figur 4.



Figur 4 Zusammenwirken von Messung, Angaben zur Geometrie und Simulation am Modell der Messungen im Zeitbereich (PDC: Polarisation- Depolarisation Current)

3.2.3 WEITERE MESSMETHODEN

Es gibt Messverfahren, welche Ströme im Zeitbereich messen, wie z. B. PDC (die FKH wendet dieses System an), während bei anderen Verfahren dazu der Frequenzbereich genutzt wird (FDS: Frequency Domain Spectroscopy) [21, 22]. Ein wei-

teres Verfahren misst an Stelle der Ströme die wiederkehrende Spannung (RVM: Return Voltage Measurement) [23... 25].

Das Messverfahren ist jedoch weniger entscheidend, solange bei der Auswertung (Simulation) die Geometrie, d. h. die anteilmässige Verteilung der Cellulose- bzw. Ölisolation und deren Eigenschaften berücksichtigt werden, wie dies bei der PDC- und FDS-Methode geschieht. Die RVM-Methode ist in seiner gegenwärtigen Form nur für eine Trendbewertung geeignet [17].

Messdaten im Zeitbereich (PDC) können in die Darstellung der beiden anderen Methoden (FDS und RVM) umgewandelt werden.

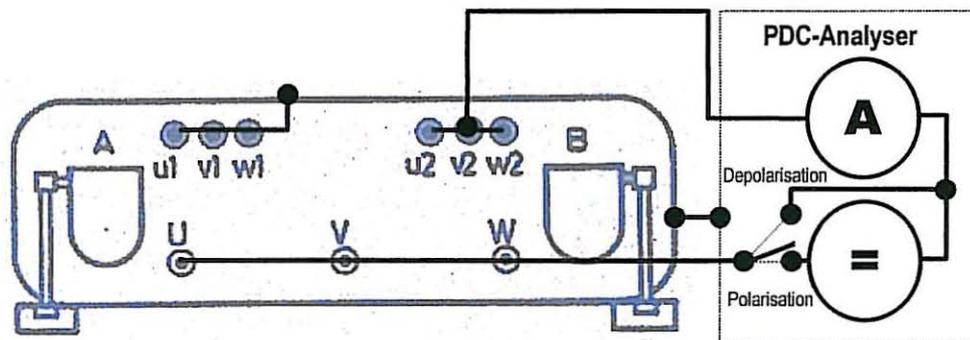
3.2.4 QUERVERGLEICH

Als Quervergleich können Celluloseproben dem Transformator entnommen werden, dazu sind jedoch aufwändige Arbeiten erforderlich. Beim Vergleich muss berücksichtigt werden, dass die mit Hilfe der Polarisierungseffekte bestimmte Feuchte einer mittleren Feuchte entspricht, die Proben naturgemäss jedoch eine punktuelle Feuchte repräsentieren. Eine unabhängige Möglichkeit zur Bestimmung der Feuchte im Celluloseanteil mit vergleichbarem Aufwand zu den genannten Verfahren gibt es nicht.

Die Bestimmung mit Hilfe des Gleichgewichtes im System Öl-Wasser-Cellulose wird nicht empfohlen.

3.2.5 AUFWAND UND VORBEREITUNG

Für die Messung (Zeit-, Frequenzbereich oder wiederkehrende Spannung) muss der Transformator an allen Anschlüssen abgeklemmt werden. Die Messeinrichtung wird an die Transformatoranschlüsse angeschlossen (Durchführungen).



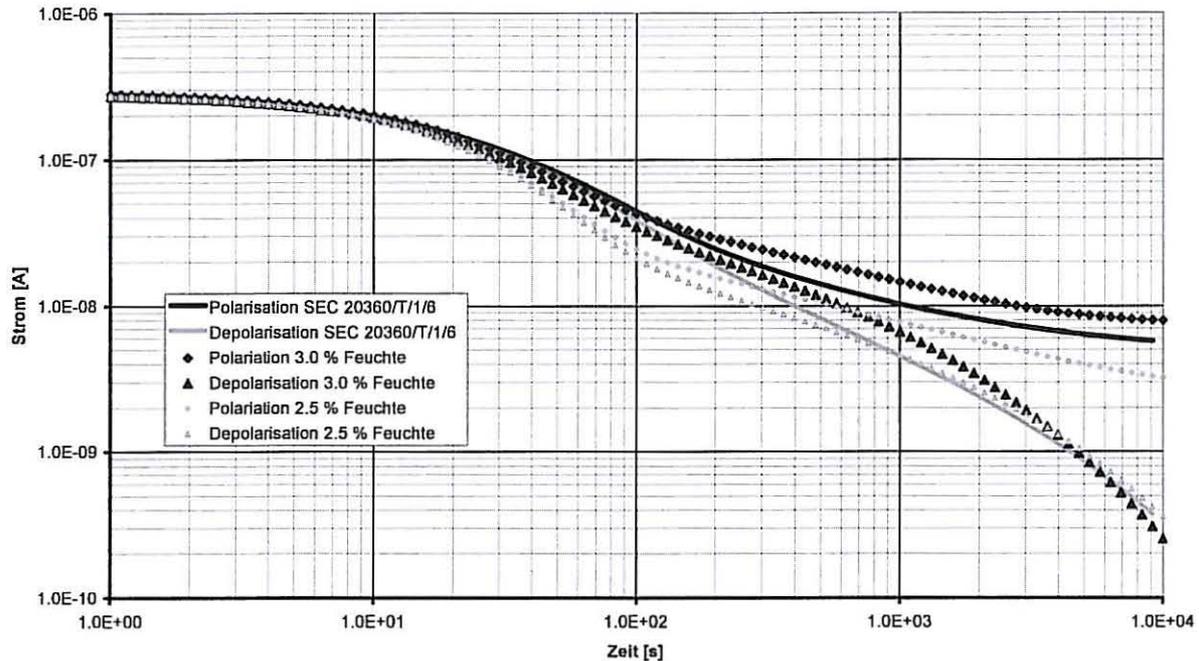
Figur 5 Beispiel für den Anschluss zur Messung mit dem PDC-System (gilt sinngemäss auch für die anderen Verfahren)

Es ist empfehlenswert darauf zu achten, dass die Öltemperatur nicht mehr als 10° C von der Umgebungstemperatur abweicht und zudem über 5° C liegt.

Die eigentliche Messung dauert je nach Verfahren etwa 4 bis 20 h (PDC typisch 6 h) und läuft selbständig ab (z. B. über Nacht).

3.2.6 BEISPIEL EINER MESSUNG UND AUSWERTUNG

Zur Berechnung der Ströme wird die Isolationsgeometrie, die Ölleitfähigkeit sowie die Feuchte in der Zellulose als Parameter berücksichtigt (Figur 4). Die Bestimmung der Feuchte erfolgt anhand der gegenübergestellten Kurven (). In diesem Fall liegt die Feuchte zwischen 2.5 % und 3.0 % an der oberen Grenze des Zulässigen.



Figur 6 Gegenüberstellung gemessener und berechneter Polarisation- und Depolarisationsströme

3.3 TRANSFERFUNKTION (FRA) [27... 31]

3.3.1 INDIKATION FÜR DIE BESTIMMUNG DER TRANSFERFUNKTION

Die Anwendung der FRA ist angezeigt:

- nach Kurzschluss oder Fehlsynchronisierung
- vor- und nach Transporten
- Erfassung des Neuzustandes / im Einbauzustand

3.3.2 AUSSAGE UND METHODE

Die Transferfunktion oder FRA (*Frequency Response Analysis*) dient zur Feststellung von geometrischen Abweichungen oder Veränderungen, wie Wicklungsverschiebungen sowie radiale und axiale Deformationen von Wicklungen durch Kurzschlusskräfte oder Transportbeschädigungen. Die Methode bewertet Abweichungen des Signal-Übertragungsverhaltens bei verschiedenen Messkonfigurationen im Frequenzbereich von typisch 20 Hz bis 2 MHz.

Das Verfahren wird heute in Kurzschlusslabors routinemässig eingesetzt, um nach der KS-Prüfung eines Transformators Veränderung der Wicklungen bzw. Wicklungsanordnung festzustellen.

Die Aussage beruht auf der Bewertung von Abweichungen zwischen Messungen im Neuzustand (Basisdaten) und aktuellen Messungen nach einer aussergewöhnlichen Beanspruchung.

3.3.3 METHODEN FÜR DIE BESTIMMUNG DER TRANSFERFUNKTION

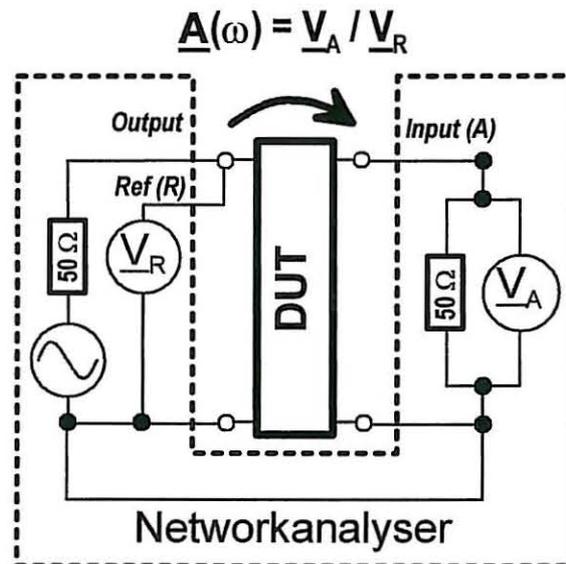
Es gibt Messverfahren im Zeit- wie im Frequenzbereich, beide sind grundsätzlich gleichwertig. Die Darstellung und die Gegenüberstellung der Messungen (aktuelle Messung und Referenzmessung) erfolgt jedoch mit Vorteil im Frequenzbereich.

Zur Sicherstellung der Reproduzierbarkeit ist es wichtig, bei der Bestimmung der Transferfunktion eine genaue Dokumentation der Messung vorzunehmen, insbeson-

dere des Messaufbaus, der Stellung des Stufenschalters und der Behandlung der nicht mit der Messeinrichtung verbundener Anschlüsse (geerdet oder offen, beschaltet). Ebenso ist es wichtig, die Daten in einem universellen Datenformat zu archivieren (z.B. ASCII-Format), da zwischen der Referenzmessung und einer Messung nach einem schweren Kurzschluss Jahre oder (was zu hoffen wäre) Jahrzehnte liegen, geräteabhängige Datenformate könnten dann unbrauchbar sein und so den Vergleich erschweren.

3.3.4 AUFWAND UND VORBEREITUNG

Für die Messung (Zeit-, Frequenzbereich) muss der Transformator an allen Anschlüssen abgeklemmt werden. Die Messeinrichtung wird an die Transformatoranschlüsse angeschlossen (Durchführungen). Die Messungen dauern je nach Aufbau des Transformators 2 bis 6 h. Die Messung ist nicht automatisiert. Die Temperatur hat einen geringen Einfluss auf die Signalübertragung, die Messung kann daher auch am (mässig) erwärmten Transformator ausgeführt werden.



Figur 7 Beispiel für den Anschluss zur Messung der Transferfunktion (DUT: Testobjekt)

3.3.5 QUERVERGLEICH

Als alternative oder ergänzende Methoden zur Feststellung von geometrischen Veränderungen dienen Messverfahren, welche empfindlich auf den Streufluss bzw. die Streuspaltgeometrie sind:

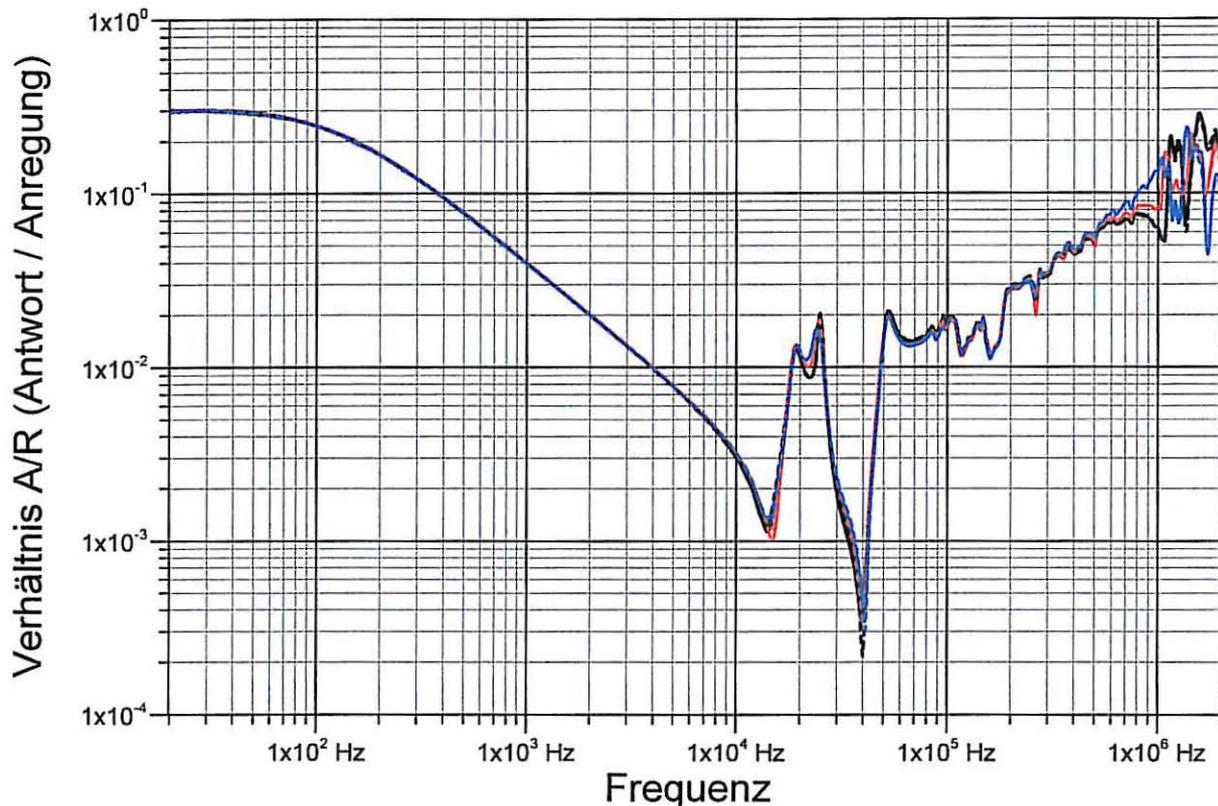
- u_k (Kurzschlussspannung) mit reduzierter Spannung, Nullimpedanz
- Kapazitätsmessung
- evtl. Leerlaufimpedanz
- evtl. Übersetzungsmessung

Die genannten alternativen Verfahren sind nur dann sinnvoll, wenn Daten aus Messungen im neuwertigen Zustand zum Vergleich herangezogen werden können.

3.3.6 BEISPIEL

Die abgebildeten Transferfunktionen stammen von einem Dreiphasen-Transformator mit Stufenschalter und wurden vor dem Transport im Werk und nach dem Transport im Unterwerk gemessen. Es sind insgesamt sechs Messungen überlagert: jeweils die

drei Phasen vor und nach dem Transport (Figur 8). Es wurde keine Veränderung festgestellt.



Figur 8 FRA Signalübertragung der OS-Wicklungen (1U-1N, 1V-1N, 1W-1N) bei Stellung 1 vor (ausgezogenen Linien) und nach dem Transport (gestrichelte Linien): keine Abweichungen vor / nach dem Transport

3.4 ÜBERSETZUNGSMESSUNG [14, 15]

3.4.1 INDIKATION FÜR EINE ÜBERSETZUNGSMESSUNG

Die Kontrolle der Übersetzung ist angezeigt bei:

- Verdacht auf Fehlfunktionen des Stufenschalters
- Verdacht auf Fehler im magnetischen Kreis
- Nach Abschaltung durch Differentialschutz oder nahen Kurzschlüssen
- Neuerschaltung einer Transformatorbank (z. B. Umbau von Längs- auf Schrägregelung)
- Nach umfangreicher Revision (am ausgezogenen Aktivteil)

Die Übersetzungsmessung ist vergleichsweise einfach und schnell ausgeführt. Sie wird daher auch ohne konkrete Hinweise im Rahmen einer Abklärung von Störungen angewendet. Die Bestimmung der Messspannung und des Messstroms speiseseitig wird empfohlen. Bei behelfsmässiger Messeinrichtung ist auf Oberwellen der Speisung zu achten.

3.4.2 AUSSAGE, METHODE

Die Übersetzung wird routinemässig im Herstellerwerk gemessen und die Resultate im Werkprüfprotokoll festgehalten. Damit ist der Basisdatensatz immer vorhanden. Abweichungen gegenüber den Werkmessungen deuten immer auf Fehler hin:

- Verschaltungsfehler (nach Revisionen, fehlerhafte Verschaltung einer Transformatorbank)
- Leiterbruch
- Fehlfunktion im Bereich Stufen- oder Anzapfschalter
- Änderung der magnetischen Kopplung (Fehler im magnetischen Kreis)

3.4.3 MESSMETHODEN

Grundsätzlich kann die Übersetzung drei- oder einphasig mit spezialisierten Messgeräten erfolgen. Damit kann schnell, sicher und genau die Übersetzung und ggf. auch die Schaltgruppe bestimmt werden.

Die klassischen Methoden [32] ergeben, mit Sorgfalt ausgeführt, die gleichen Resultate, benötigen aber meist mehr Zeit.

3.4.4 AUFWAND UND VORBEREITUNG

Für die Messung der Übersetzung muss der Transformator mit Vorteil an allen Anschlüssen abgeklemmt werden (Freischaltung kann u. U. genügen). Die Messeinrichtung wird an die Transformatoranschlüsse angeschlossen (Durchführungen). Es ist von Vorteil, wenn der Motorantrieb des Stufenschalters funktionsfähig ist. Die Messung dauert je nach Ausrüstung und Transformator 1 bis 3 h (mit behelfsmässiger Ausrüstung je nach Routine etwa doppelt so lange).

3.4.5 QUERVERGLEICHE

Je nach Ursache einer Abweichung sind Auswirkungen beim Wicklungswiderstand, der Leerlaufimpedanz bzw. der Nullimpedanz (u_k) sowie der Kapazitätsmessung feststellbar.

3.4.6 BEISPIEL

siehe Figur 9

3.5 WICKLUNGSWIDERSTAND, SCHALTVERHALTEN STUFENSCHALTER [14, 15]

3.5.1 INDIKATION FÜR DIE MESSUNG DES WICKLUNGSWIDERSTANDES

Die Messung des Wicklungswiderstandes (Übergangs- und Kontaktwiderstände) ist angezeigt, wenn:

- Funktionsprobleme des Stufenschalters vermutet werden
- starke Überhitzung (Heissstelle durch DGA) festgestellt wurde
- eine Funktionskontrolle des Stufenschalters durchgeführt werden soll (Kontrolle des unterbrechungsfreien Schaltzyklus)
- Verdacht auf Windungs-, Lagen- oder Spulenschluss besteht (→ Übersetzungsmessung ist besser geeignet)
- Verdacht auf Kurzschluss paralleler Teilleiter besteht (→ Messung der Streuflussverluste ist besser geeignet)

3.5.2 AUSSAGE, METHODE

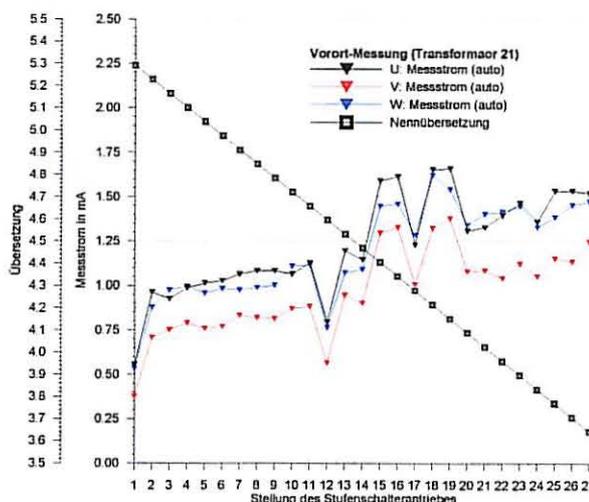
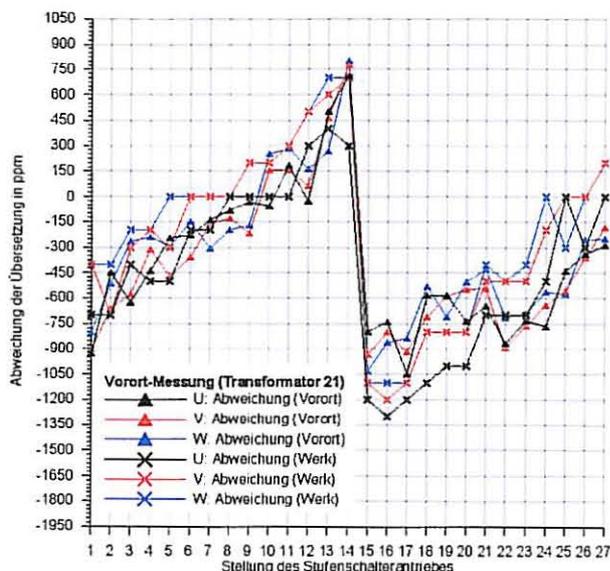
Der Wicklungswiderstand reagiert auf Leiter- und Teilleiterbruch paralleler Leiter empfindlich, wobei letzterer bei der Übersetzungsmessung nicht festgestellt werden kann.

Hohe Kontaktwiderstände des Laststufenschalters sind je nach Wicklungswiderstand schwieriger bzw. nicht detektierbar.

Im Zuge der Wicklungswiderstandmessung kann die unterbrechungsfreie Schaltung des Stufenschalters kontrolliert werden, indem der Stromfluss während der Stufung aufrecht erhalten wird: Wird der Strompfad unterbrochen, entsteht im Messkreis eine Spannungsspitze ($|u| = L \, di/dt$), welche deutlich über jener einer ordnungsgemässen (d. h. unterbrechungsfreien) Stufung liegt. Dabei ist Vorsicht angebracht: Es besteht durch die hohen Spannungen Gefahr für Personen und Geräte. Die Eignung der Messgeräte für dieses Vorgehen ist Voraussetzung.

3.5.3 MESSMETHODEN

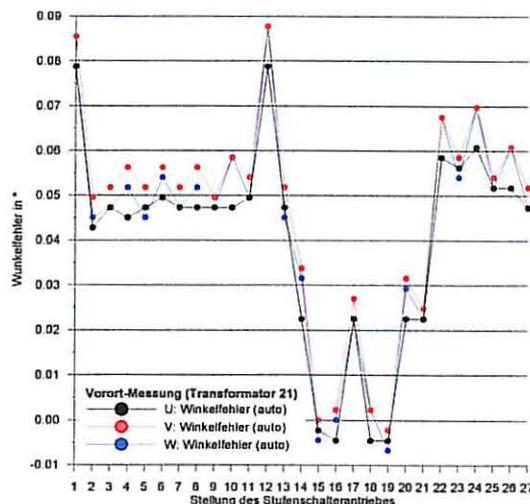
Die Messmethoden entsprechen der klassischen Gleichstrom-Widerstandsmessung. Die Geräte und Einrichtungen müssen zur Widerstandsmessung grosser Induktivitäten geeignet sein (rippelfreier konstanter Strom: Akkumulator, geeigneter Gleichstromgenerator, elektronische Quelle). Spezialisierte Messgeräte vereinfachen und rationalisieren die Messung. Der Gleichstromwiderstand ist von der Leitertemperatur abhängig. Die Öltemperatur sollte daher etwa im Bereich der Umgebungstemperatur sein (eine geeignete permanente Messung der Öl- oder Kesseltemperatur ist daher empfohlen). Die reine Funktionskontrolle des Stufenschalters kann auch am stark erwärmten Transformator durchgeführt werden.



↑ Vergleich zwischen Werksmessung und Vorort-Messung

↗ Stromaufnahme, Spannungsmodus „auto“ (Dreischenkelkern)

→ Winkelfehler: Korrelation mit dem Strom sowie die Schwankungen zwischen geraden und ungeraden Stufen der Schenkel V und W beachten



Figur 9 Übersetzungsmessung an einem Dreiphasentransformator

3.5.4 AUFWAND, VORBEREITUNG

Für die Messung der Wicklungswiderstände ist der Transformator mit Vorteil an allen Anschlüssen abgeklemmt, mindestens jedoch muss er freigeschaltet sein. Die Messeinrichtung wird an die Transformatoranschlüsse angeschlossen (Durchführungen). Es ist von Vorteil, wenn der Motorantrieb des Stufenschalters funktionsfähig ist. Die Messung dauert je nach Ausrüstung und Transformator 2 bis 8 h (mit behelfsmässiger Ausrüstung je nach Routine länger).

3.5.5 QUERVERGLEICH

Änderung des Wicklungswiderstandes führen meist zu lokalen Heissstellen oder allgemeiner Erwärmung. Lokale Heissstellen können durch DGA (Gasalarm) erfasst werden, allgemeine Erwärmung durch Änderung der Beziehung zwischen Temperatur (Wicklungstemperatur) und der Ströme. Mit IR-Thermographie können Heissstellen im Bereich der Durchführung und Dome sowie Erwärmungen nahe am Kessel beobachtet werden. In direktem Zusammenhang mit dem Wicklungswiderstand stehen die Lastverluste.

3.5.6 BEISPIEL

Stellung	Widerstände der Phasen U, V und W der OS-Wicklungen					
	U-W	Temp [°C]	V-W	Temp [°C]	V-U	Temp [°C]
1	2.1276	17.0	2.0776	9.0	2.1146	17.2
2	8.3511	17.0	14.3540	9.5	8.1393	17.2
3	2.0509	16.9	2.0096	9.7	2.0509	17.2
4	8.2858	16.9	14.2780	10.0	8.0726	17.3
5	1.9773	16.8	1.9413	10.2	1.9796	17.3
6	8.2260	16.8	14.2140	10.7	7.9839	17.3

Figur 10 Teile der Rohdaten einer Widerstandsmessung: Alle geraden Stufen zeigen einen um ca. 6 Ω bzw. 2 x 6 Ω erhöhten Wert. Ursache: Unvollständiger Schaltzyklus des Stufenschalters V-W, die Schaltwiderstände wurden nicht mehr überbrückt. Die Phasen V und W waren gemeinsam auf einem Stufenschalter, die Phase U auf einem zweiten, separaten Stufenschalter (Das Beispiel zur Übersetzungsmessung stammt vom gleichen Transformator, welcher schon in 3.4.6, Figur 9 als Beispiel diente)

3.6 KAPAZITÄTSMESSUNGEN [14, 15]

3.6.1 INDIKATION FÜR EINE C-/TAN(δ)-MESSUNG

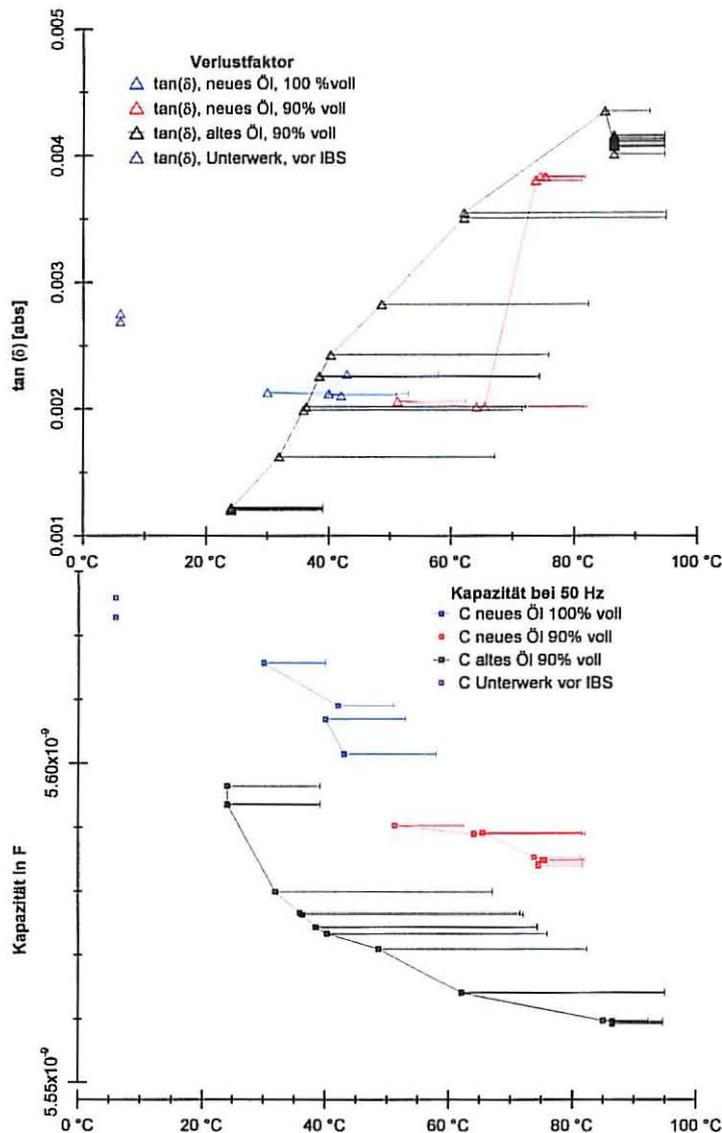
- periodische Kontrolle der Durchführungen
- Abklärung von geometrischen Veränderungen (nach Kurzschlüssen oder Transporten als ergänzende Messung zu FRA, u_k etc.)
- auffällige Isolieröldiagnose
- Überwachung eines Trocknungsprozesses

3.6.2 AUSSAGE, METHODE

Insbesondere Transformatordurchführungen (Kondensatordurchführungen) werden mit Hilfe der Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (C-/tan(δ)-Messung) periodisch kontrolliert.

Die C-/tan(δ)-Messung bei Nennfrequenz am Transformator wird häufig in den USA und von dort ausgehend in zahlreichen Ländern zur Zustandsbeurteilung der Isolation herangezogen.

Die Beurteilung der Transformatorisolation, wie der Durchführungsisolation, erfolgt aufgrund von Basisdaten.



Figur 11 Gemessene Verlustfaktoren tan(δ) (oben) und Kapazität (unten) über der Temperatur am Ölrücklauf unten. Die horizontalen „Fehlerbalken“ reichen bis zur zugehörigen Temperatur des Öls am Einlauf (oben). Lange Balken entstehen in der Aufheizphase, kleine bei konstanter Temperatur, mittlere beim Abkühlen. Messungen während einer Trocknung im Umlaufverfahren mit Vakuumphasen im Rahmen einer Revision sowie nach der Installation im Unterwerk. Der Unterschied im Temperaturverhalten zwischen dem gebrauchten und dem neuen Isolieröl ist gut erkennbar.

3.6.3 MESSMETHODEN

Vorort werden C-/tan(δ)-Messungen bis etwa 10 kV_{eff} durchgeführt. Es sind zahlreiche kompakte Messsysteme auf dem Markt erhältlich. Im Prinzip handelt es sich um Messbrücken mit automatischem oder manuellem Abgleich oder spezialisierte Watt-

meter bzw. Signalprozessoren. Die Auflösung und Genauigkeit des $\tan(\delta)$ sollte 10^{-4} (0.01 %), jene der Kapazität 10^{-12} (1 pF) erreichen.

3.6.4 AUFWAND UND VORBEREITUNG

Für die C-/ $\tan(\delta)$ -Messungen muss der Transformator an allen Anschlüssen abgeklemmt sein, die Oberfläche der Durchführungen muss trocken sein und sollte, wenn nötig, gereinigt sein. Die Messung dauert je nach Transformator 2h bis 4h. Die Messgrößen sind von der Temperatur und den meteorologischen Bedingungen abhängig.

3.6.5 QUERVERGELICH

Quervergleiche sind kaum möglich, allerdings bestehen Zusammenhänge mit den Isolieröleigenschaften, der Feuchte im Celluloseanteil der Isolation (PDC) und mit der Alterung der Isolation ganz allgemein.

3.6.6 BEISPIEL

siehe Figur 11

3.7 TEILENTLADUNGSMESSUNGEN

3.7.1 INDIKATION EINER TE-MESSUNG

Die Vorort-Teilentladungsmessung an Transformatoren ist in der Schweiz seit etwa 10 Jahren allgemein eingeführt [4]. Bei grossen Transformatoren besteht, wenn z. B. die DGA oder andere Einrichtungen auf einen Fehler im Isolationssystem hindeuten, die Frage: Kann der Schaden am Standort behoben werden oder ist eine Reparatur im Werk erforderlich?

In solchen Fällen wurde mit Hilfe einer Entscheidung aufgrund von einer TE-Messung schon wiederholt eine Reparatur Vorort ausgeführt und die Behebung des Schadens nachgewiesen mit vergleichsweise kurzen Ausfallzeiten und geringen Kosten.

Die Zielsetzung bei einer Vorort-Teilentladungsmessung ist folgende:

- Erhebung von Basisdaten
- allgemeine Zustandsbeurteilung
- Prüfung nach umfangreichen Revisionen und Umbauten
- Fehlersuche nach Verdacht auf Beschädigung der Isolation (DGA).

3.7.2 AUSSAGE UND METHODE

Mit Hilfe der Teilentladungsmessung gelingt es, lokale Schwachstellen im Isolationssystem aufzudecken, welche bei den integralen Aussagen der anderen Isolationsprüfverfahren unentdeckt bleiben.

Die Aussage bei einem TE-Befund umfasst eine Abschätzung der Gefährlichkeit für den Betrieb (Ein- und Aussetzspannung), Zuordnung im Sinne einer groben Lokalisierung: welche Wicklung, grobe Position (eine präzise Ortung gelingt nur in besonderen Fällen, z. B. im Bereich der Ausleitungen).

3.7.3 MESSMETHODE

Die Messung erfolgt elektrisch möglichst an allen auch nur behelfsmässig zugänglichen Anschlüssen. Akustische Messungen werden in zweiter Linie unter geeigneten Bedingungen eingesetzt. Die Erregung erfolgt zuerst möglichst betriebsnah, ggf. in einer zweiten Phase werden andere Schaltungen angewendet [11].

3.7.4 AUFWAND UND DAUER

Für TE-Messungen muss der Transformator an allen Anschlüssen abgeklemmt sein. Die Oberflächen der Durchführungen müssen trocken und sollten nicht grob verschmutzt sein.

Die TE-Messung ist die kostenintensivste und aufwändigste der beschriebenen Methoden. Die Dauer einer Messung dauert je nach Aufwand für die Fehlersuche und Erregung des Transformators 2 bis 6 Tage.

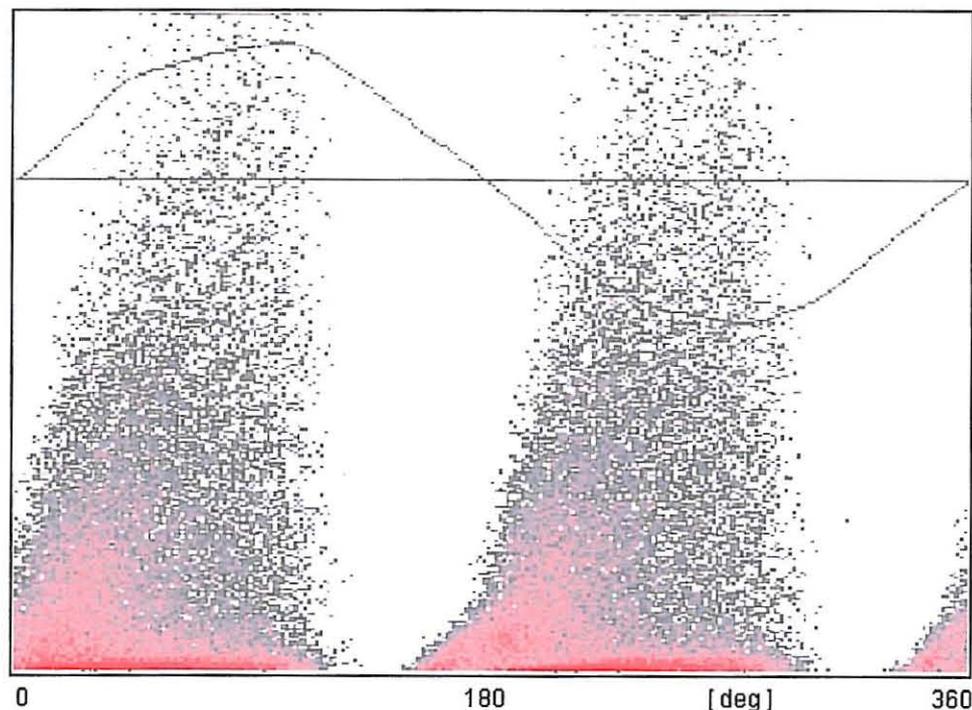
3.7.5 QUERVERGLEICH

Als Quervergleich wird eine DGA herangezogen, dies ist natürlich nur dann möglich, wenn die TE mit dem Isolieröl in Kontakt stehen.

3.7.6 BEISPIEL

Die folgende Figur zeigt das Teilentladungsmuster, gemessen an einem 400-kV-Querregeltransformator, der im Probetrieb durch Buchholzalarm abgeschaltet wurde.

Nach der Ortung des Fehlers wurde der Transformator am Standort repariert und, zum Nachweis der Zweckmässigkeit der vorgenommenen Reparatur, erneut einer TE-Messung unterzogen, welche ohne Befund ablief. Der Transformator war ca. 40 Tage nicht verfügbar, was etwa der einfachen Transportzeit zum Hersteller entspricht. Der Transformator wurde ca. 1000 km vom Herstellerwerk entfernt aufgestellt, das Transportgewicht ist ca. 280 to.



Figur 12 Gasblasen infolge von Teilentladungen an einer Spitze auf Erdpotential im Bereich der 400-kV-Ausleitung. Spannung: $0.6 U_n$, TE-Bereich: 600 pC

3.8 VORAUSSETZUNGEN FÜR DIAGNOSE SCHAFFEN!

Voraussetzungen für erfolgreiche und ökonomische Diagnosen während der Betriebsdauer eines Transformators werden bei der Planung und Bestellung geschaffen!

Im Einzelnen sind dies:

- zugängliche Messanschlüsse an allen Durchführungen, insbesondere auch Öl-Öl-Durchführungen und Steckanschlüsse
- Platzverhältnisse (Abstand der Anschlüsse zum festen Teil der Zuleitung)
- Daten über den Aufbau der Isolation (Auswertung von Polarisationsmessungen)
- Herstellerangaben zur Wicklungspressung
- Basisdaten FRA, C / tan (δ)
- Dokumentation über alle wichtigen Komponenten (Durchführungen und deren Einbaumasse, Stufenschalter etc.) im eigenen Archiv

Im Laufe des Betriebes sollten folgende Hinweise beachtet werden:

- Daten aller Messungen, soweit sinnvoll, in elektronischer Form unabhängig vom Messgerät abspeichern (universelles Datenformat)
- Lückenlose Dokumentation der Öl-Historie (Bestimmung der Isolieröleigenschaften und DGA nach Eingriffen, Revisionen, usw.)
- Ersatzteile z. B. Durchführungen sachgemäss lagern und in die periodischen Kontrollen einbeziehen

4 Zusammenfassung

- Die Diagnostik am Isolieröl und die elektrischen Diagnoseverfahren decken einen weiten Teil der Problemstellungen im Bereich **ISOLATION, GEOMETRIE, MAGNETKREIS** und **STUFENSCHALTER** ab
- Isolierölanalysen sind ohne Rückwirkung auf den Einsatz der Transformatoren regelmässig durchführbar und sind eine etablierte und zuverlässige Überwachungs- und Diagnosemethode. Sie erlauben Aussagen über *zukünftige Entwicklung der Ölalterung*
- Elektrische Diagnoseverfahren kommen normalerweise aufgrund einer vorgängigen Isolierölanalyse in Betracht
- Wichtige Voraussetzungen für elektrische Diagnosen müssen schon bei der Planung und Bestellung der Transformatoren vorgesehen werden
- Diagnosen aufgrund von Basisdaten (Neu- oder Grundzustand) sind qualitativ besser als Diagnosen ohne diese Basis
- **Die Betreiber von Transformatoren sollten die relevanten Daten über ihre Transformatoren in eigenen Archiven zur Verfügung haben**

5 Literatur

- [1] H. J. Knab, P. Boss, E. Ecknauer, R. Gysi, "Diagnostic tools for transformer in service", CIGRE Symposium, Berlin, 1993, Paper 110-05.
- [2] H. J. Knab, "Die Betriebsüberwachung von Transformatoren und Messwandlern: Untersuchung des Isolieröls als unentbehrliches Hilfsmittel", FKH-IVSE-Fachtagung "Diagnosemethoden und Überwachungssysteme für Betriebsmittel mit Öl/Papier-Isolation", Fribourg, 19. September 1996.
- [3] H. J. Knab, "Die Betriebsüberwachung von Transformatoren", Bulletin SEV/IVSE, Nr. 21, 1996, S. 41-47
- [4] Durch den PSEL (Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft) und den RDP-CREE (Recherche, Développement, Prospective, Chambre Romande de l'Energie Electrique) unterstützte schweizerische Projekte zur Förderung von

Vor-Ort-Prüfungen an Leistungstransformatoren:

Nr. 64 „Surveillance des transformateurs de puissance en service“, Projektleitung: EPFL-Lausanne

Nr. 65 „Zustandsdiagnose von Leistungstransformatoren, Projektleitung“: ETH-Zürich

Nr. 74 „Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren, Projektleitung“: FKH

Nr. 199 „ On-line-Diagnose von Transformatoren. Projektleitung“: EPFL und ETHZ (Noch nicht abgeschlossen)

- [5] V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl, "Vor-Ort-Diagnose für Leistungstransformatoren – Relaxationsströme geben Auskunft über den Zustand der Isolation". Bull. SEV/VSE, Nr. 23, November 1996, S. 19-28.
- [6] Th. Aschwanden, M. Hässig, V. Der Houhanessian, W. Zaengl, J. Fuhr, P. Lorin, A. Schenk, P. Zweiacker, A. Piras, J. Dutoit, "Development and Application of New Condition Assessment Methods for Power Transformers", CIGRE Session 1998, Paris, Paper 12-207.
- [7] R. Bräunlich, M. Hässig, J. Fuhr, Th. Aschwanden, "Assessment of insulation condition of large power transformer by on-site electrical diagnostic methods", Conf. Record of the 2000 IEEE Inter. Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 00CH37075, pp.368-372.
- [8] M. Hässig, R. Bräunlich, R. Gysi, J.-J. Alff, V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl: On-Site Application of Advanced Diagnosis Methods for Quality Assessment of Insulation of Power Transformers, Annual Report of the 2001 Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Publication 01CH37225, pp. 441-447.
- [9] M. Hässig, R. Bräunlich: „Technique and evaluation of FRA-measurements on large power transformers“, ISH 2003.
- [10] R. Bräunlich, M. Hässig, "Erfahrungen aus der Praxis der Vor-Ort-TE-Messung von Leistungstransformatoren", Symposium "Der Transformator, Zustandserfassung – Werterhaltung", 8. Mai 2003 Zürich
- [11] M. Hässig, J. Fuhr, Th. Aschwanden, "Grundsteine der TE-Messung an Transformatoren vor Ort, Erfahrungen aus off-line-Messungen", Highvolt-Colloquium, Dresden, 22. 23. Mai 2003, S. 207-216.
- [12] Th. Aschwanden, A. Schenk, J. Kreuzer, J. Fuhr, M. Hässig, "On-site repair, refurbishment and high voltage tests of large power transformers in the transmission grid", CIGRE Session 2004, Paris, Paper A2-203.
- [13] J. Fuhr, Th. Aschwanden, "Experience with Diagnostic Tools for Condition Assessment of Large Power Transformers", Conf. Record of the 2004 IEEE Inter. Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 04CH37561, pp. 508-511.
- [14] Kraaij D.J., Schemel G.S., Wegscheider F.M., „Die Prüfung von Leistungs-Transformatoren“, Buchverlag Elektrotechnik, Aarau 1983
- [15] Carlson A., Fuhr J., Schemel G., Wegscheider F., "Testing of Power Transformers", ProPrint GmbH, Düsseldorf, 2003
- [16] Viereck K. "Der Stufenschalter, Werkprüfung und Online-Überwachung" Symposium "Der Transformator, Zustandserfassung – Werterhaltung", 8. Mai 2003 Zürich
- [17] "Guide for Life Management Techniques for Power Transformers" CIGRE Working Group A2.18, Ref, 227, 2003
- [18] A. de Pablo, CIGRE WG 15-01, Task Force 03 (1997)"Interpretation of Degradation Models of Furanic Compounds"
- [19] V. Der Houhanessian, Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation System, Ph. D. dissertation, ETH No. 12832, Zurich, 1998.
- [20] J.-J. Alff, V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl, A. J. Kachler, "A Novel, Compact Instrument for the Measurement and Evaluation of Relaxation Currents conceived for On-Site Diagnosis of Electric Power Apparatus", Conference Record of the 2000 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 00CH37075, pp. 161-167.
- [21] U. Gävert, "Dielectric Response Analysis of Real Insulation Systems", 8th IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD), Toulouse, France
- [22] J. Blennow, C. Ekanayake, A. Bartnicki, S. Gubanski, "Experiences on-site dielectric spectroscopy measurement on power transformers", International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials, APTADM, 2004, Scientific Papers of the Institute of Electrical Engineering Fundamentals of the Wroclaw University of Technology, No 40, Conference 15
- [23] Csépes, Hámos, Kispál, Schmidt and Bognár, "A DC Expert System (RVM) for Checking the Refurbishment Efficiency of High Voltage Oil-Paper Insulating System Using Polarisation Spectrum Analysis in Range of Long-Time Constant," CIGRÉ 1994.
- [24] Bognar, Kalocazi, Csépes, Németh and Schmidt, "Diagnostic Tests of High Voltage Oil-Paper Insulation Systems (in Particular Transformer Insulation) Using DC Dielectrometrics," CIGRÉ 1990, Paris.
- [25] Kachler A.J., Baehr R., Zaengl S., Breitenbauch B. and Sundermann U., "Kritische Anmerkungen zur Feuchtigkeitsbestimmung von Transformatoren mit der Recovery-Voltage-Methode," Elektrizitätswirtschaft Nr. 19/1996, S. 1238-

1245 VWEW – Verlag.

- [26] "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers" CIGRE Working Group D1.01.09, Ref, 254, 2004.
- [27] Dick, E.P. and Erven, C.C., "Transformer Diagnostic Testing by Frequency Response Analysis," IEEE Trans., vol. Pas-97, No. 6, PP. 2144-2153, November, 1978.
- [28] Lapworth, J.A. and Noonan, T.J., "Mechanical Condition Assessment of Power Transformers using Frequency Response Analysis," Doble Client Conference Proceedings, April 1995.
- [29] Lapworth, J.A. and McGrail, A. J. "Transformer Winding Movement Detection by Frequency Response Analysis (FRA)," Doble Conference 1999.
- [30] Christen J.: Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion, Diss. Universität Stuttgart, D93, Shaker Verlag, Aachen 2002
- [31] Ryder S. A. "Diagnosing transformer faults using frequency response analysis", IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 19, No. 2, March/April 2003, pp 16-22.
- [32] Nürnberg W. "Die Prüfung elektrischer Maschinen", Berlin 2001