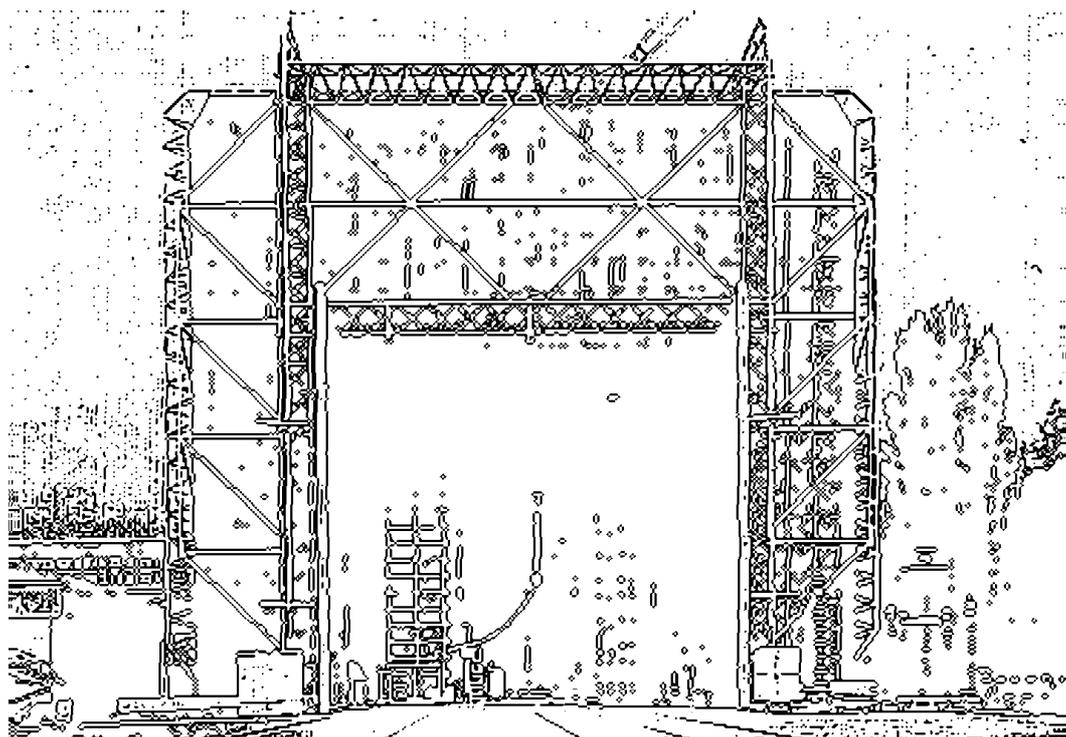


TECHNISCHE UNIVERSITÄT GRAZ

DIPLOMARBEIT



INSTITUT FÜR HOCHSPANNUNGSTECHNIK  
UND SYSTEMMANAGEMENT



# Stand der Diagnostik bei Transformatoren

Diplomarbeit



Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement  
Technische Universität Graz

Betreuer

Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Jürgen Fabian  
Univ.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christof Sumereder

Vorgelegt von Martin Neuwersch

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I  
Telefon: (+43 316) 873 – 7401  
Telefax: (+43 316) 873 – 7408  
<http://www.ihs.tugraz.at>  
<http://www.tugraz.at>

Graz / Oktober - 2012



## Danksagung

Ein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Univ.-Ass. Dipl.-Ing. Dr.techn. Jürgen Fabian, der mir die Ausarbeitung dieses interessanten Themas ermöglicht hat und trotz seines dichten Terminkalenders immer Zeit für mich und meine Anliegen hatte. Danke für die freundliche und kompetente Unterstützung bei der Erstellung dieser Arbeit.

Herrn Univ.-Doz. Dipl.-Ing. Dr.techn. Christof Sumereder danke ich für die Übernahme der Begutachtung. Seine wertvollen Ratschläge und fachlichen Anmerkungen haben auch zum Gelingen dieser Diplomarbeit beigetragen.

Danken möchte ich auch meinen Freunden, die mich in meiner Studienzeit begleitet haben, sowohl für die fachlichen Diskussionen und gegenseitigen Hilfestellungen, als auch für die gemeinsamen Freizeitaktivitäten.

Ein großes Dankeschön gilt selbstverständlich meiner Familie, besonders meinen Eltern Maria und Johann Neuwersch, die mir das Studium ermöglicht haben. Bedanken möchte ich mich auch bei meiner Freundin Dr.med. Sandra Begusch, die immer an meiner Seite ist und stets ein offenes Ohr für mich hat. Ihnen widme ich meine Diplomarbeit.

## EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am .....

.....  
(Unterschrift)

## STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....  
date

.....  
(signature)

## Kurzfassung

Die vorliegende Arbeit behandelt den aktuellen Stand der Technik bei der Diagnostik von Leistungstransformatoren. Einleitend werden Leistungstransformatoren bezüglich ihres Aufbaus, ihrer Arten, der eingesetzten Prüftechnik sowie der Technischen Diagnostik erläutert. Der Schwerpunkt liegt aber bei der „Ultrahochfrequenten Teilentladungsmessung“ (UHF-TE-Messung) und der „Frequenzantwortanalyse“ (Frequency Response Analysis, FRA) da diese Diagnosemethoden bei Leistungstransformatoren in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung gewonnen haben. Behandelt werden dabei der aktuelle Stand, Grundlagen und Wirkungsprinzipien, Vorgehensweisen sowie Vorteile welche sich aus diesen Methoden heraus ergeben. Des Weiteren werden aber auch Problemstellungen und Lösungsvorschläge diskutiert. Anhand von praktischen Beispielen wird zusätzlich ein Bezug zu den oben genannten Methoden hergestellt, wobei auf Durchführungen und Stufenschalter im Speziellen nicht eingegangen wird.

Da eine Diagnosemethode alleine oft nicht ausreicht, um einen Leistungstransformator hinreichend zu beurteilen, sind im Laufe der Zeit viele unterschiedliche Diagnosemethoden entstanden, deren Anwendungen mittlerweile gebräuchlich sind. Um die derzeitigen Möglichkeiten zur Beurteilung von Leistungstransformatoren noch zu erweitern, ist die Wissenschaft bestrebt, neue Diagnosemethoden zu entwickeln und bereits vorhandene zu verbessern. Abschließend wird daher auch auf potentielle Diagnosemöglichkeiten bzw. aktuelle Entwicklungen und Erkenntnisse im Bereich von Öl-Papier-Isoliersystemen eingegangen.

**Schlüsselwörter:** Leistungstransformator, Technische Diagnostik, unkonventionelle Methoden, Frequenzantwortanalyse (Frequency Response Analysis, FRA), Ultrahochfrequente Teilentladungsmessung (UHF-TE-Messung)

## Abstract

This thesis discusses the current state of the art of diagnostics at power transformers. Introductory, power transformers are explained regarding their structure, their types, the applied test technique as well as the technical diagnostics. A special focus is on the “ultra-high-frequency partial discharge measurement” (UHF-PD-measurement) and the “Frequency Response Analysis” (FRA) because at power transformers, these diagnostic methods have become more important in recent years. The current state, basics and principles of operations, proceedings as well as advantages of these methods are covered. Furthermore problems and proposed solutions are discussed. A relationship to the methods given above is additionally established by practical examples. Bushings and tap changers are not covered especially.

In many cases, one single diagnostic method doesn't have the ability to sufficiently evaluate a power transformer. Therefore, a variety of diagnostic methods came up over time, which are commonly used by now. To expand the evaluation opportunities of power transformers, science is strived to develop new diagnostic methods as well as to improve the existing ones. So, potential diagnostic options respectively current developments and findings in the field of oil-paper-insulation systems are discussed conclusively.

**Keywords:** power transformer, technical diagnostics, unconventional methods, Frequency Response Analysis (FRA), ultra-high-frequency partial discharge measurement (UHF-PD-measurement)

# Inhaltsverzeichnis

<b>DANKSAGUNG</b> .....	<b>I</b>
<b>EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG</b> .....	<b>II</b>
<b>KURZFASSUNG</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>IV</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS</b> .....	<b>V</b>
<b>1 EINLEITUNG</b> .....	<b>1</b>
1.1 TECHNISCHE DIAGNOSTIK (TD) .....	1
1.1.1 Bausteine der technischen Diagnostik .....	2
1.2 TRANSFORMATOREN .....	3
1.2.1 Komponenten eines Transformators .....	3
<b>2 AUFBAU UND PRÜFUNG DES ISOLIERSYSTEMS VON LEISTUNGS-</b>	
<b>TRANSFORMATOREN</b> .....	<b>4</b>
2.1 DAS ÖL-BOARD-ISOLIERSYSTEM .....	4
2.1.1 Aufbau und Wirkungsweise der Öl-Board-Isolierung .....	4
2.2 BAUARTEN UND LEISTUNGSKLASSEN .....	8
2.2.1 Bauarten von Leistungstransformatoren .....	8
2.2.2 Die wichtigsten Anwendungsgebiete .....	13
2.2.3 Wicklungsaufbau .....	14
2.3 PRÜFTECHNIK BEI LEISTUNGSTRANSFORMATOREN .....	16
2.3.1 Stück-, Typ- und Sonderprüfungen .....	16
2.3.2 Spannungsprüfungen am Leistungstransformator .....	17
<b>3 TECHNISCHE DIAGNOSTIK BEI LEISTUNGSTRANSFORMATOREN</b> .....	<b>19</b>
3.1 ALLGEMEINES .....	19
3.1.1 TEAM-Beanspruchung .....	19
3.1.2 Stand der Technik bei Diagnoseverfahren an Leistungstransformatoren .....	23
3.2 TEILENTLADUNGSMESSUNGEN AM LEISTUNGSTRANSFORMATOR .....	24
3.2.1 Allgemeines zu Teilentladungen .....	24
3.2.2 TE-Quellen eines Transformators .....	26
3.2.3 Konventionelle Teilentladungsmessung .....	26
3.2.4 Unkonventionelle Teilentladungsmessung .....	27
<b>4 ULTRAHOCHFREQUENTE (UHF) TEILENTLADUNGSMESSUNG</b> .....	<b>32</b>
4.1 EINLEITUNG .....	32
4.2 UHF-TE-SENSOREN FÜR LEISTUNGSTRANSFORMATOREN .....	33
4.2.1 Wirkungsprinzip .....	33
4.2.2 Antennenarten .....	34
4.2.3 Sensor-Ausführungen in der Praxis (Bauweise) .....	36
4.2.4 Anforderungen an Sensoren .....	38
4.3 PERFORMANCE CHECK .....	39

4.4	EMPFINDLICHKEIT .....	41
4.4.1	<i>Vorgehensweise beim Empfindlichkeitsnachweis (Sensitivity Check)</i> .....	41
4.4.2	<i>Beeinflussung der Empfindlichkeit</i> .....	41
4.4.3	<i>Empfindlichkeit in Abhängigkeit der Position der Quelle</i> .....	42
4.4.4	<i>Empfindlichkeit in Abhängigkeit der Einschubtiefe eines internen Sensors</i> .....	43
4.4.5	<i>Unterschiede zum Empfindlichkeitsnachweis an GIS</i> .....	44
4.5	UHF-SIGNALE IM TRANSFORMATOR .....	45
4.5.1	<i>Abstrahlungsverhalten von TE-Quellen im Transformator</i> .....	45
4.5.2	<i>Ausbreitung der UHF Signale im Transformator</i> .....	45
4.5.3	<i>Hohlraumresonanzen</i> .....	48
4.5.4	<i>Störer</i> .....	49
4.6	AUSWERTUNGEN VON UHF-MESSUNGEN.....	50
4.6.1	<i>Phasenaufgelöste Darstellung der ermittelten Signale (PRPD)</i> .....	50
4.6.2	<i>Synchrone Mehrkanal-TE-Messung</i> .....	51
4.6.3	<i>Unterscheidung mehrerer TE-Quellen</i> .....	52
4.7	ORTUNG.....	54
4.7.1	<i>Elektromagnetische Ortung von Teilentladungen</i> .....	54
4.7.2	<i>Kombinierte Ortung (akustisch/elektromagnetisch) von Teilentladungen</i> .....	56
4.8	MESSGERÄTE .....	58
<b>5</b>	<b>FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS (FRA)</b> .....	<b>61</b>
5.1	EINLEITUNG .....	61
5.2	GRUNDLAGEN.....	62
5.3	IMPULSE-FRA UND SWEEP-FRA .....	64
5.3.1	<i>IFRA-Übertragungsfunktion im Zeitbereich</i> .....	64
5.3.2	<i>SFRA-Übertragungsfunktion im Frequenzbereich</i> .....	66
5.3.3	<i>Gegenüberstellung von SFRA und IFRA</i> .....	67
5.4	DURCHFÜHREN VON MESSUNGEN UND DESSEN EINFLÜSSE .....	67
5.4.1	<i>Anschlusstechnik und Leitungskonzept</i> .....	69
5.4.2	<i>Erdungskonzept</i> .....	70
5.4.3	<i>Kern</i> .....	72
5.4.4	<i>Weitere Einflüsse</i> .....	74
5.4.5	<i>Regeln zur Reproduzierbarkeit</i> .....	74
5.5	REFERENZKURVENVERGLEICH.....	76
5.5.1	<i>Zeitbasierter Vergleich</i> .....	76
5.5.2	<i>Typbasierter Vergleich</i> .....	79
5.5.3	<i>Aufbaubasierter Vergleich</i> .....	82
5.6	INTERPRETATION VON MESSUNGEN .....	84
5.7	NORMEN UND RICHTLINIEN.....	86
5.7.1	<i>Standard DL 911/2004</i> .....	87
5.8	MONITORING .....	89
5.8.1	<i>Signal-Ein-/Auskopplung</i> .....	89

5.8.2	<i>Ausnutzung transienter Wanderwellen und Blitzüberspannungen</i> .....	92
5.9	MESSGERÄTE .....	92
<b>6</b>	<b>AUSBLICK</b> .....	<b>94</b>
6.1	DATENMANAGEMENT- UND ZUSTANDBEWERTUNGSSYSTEM .....	94
6.2	TRANSFORMATORPAPIER .....	95
6.2.1	<i>Papierdiagnostik mit elektronischer Nase</i> .....	95
6.2.2	<i>CO<sub>2</sub>/CO und 2-FAL als Alterungsindikatoren</i> .....	96
6.2.3	<i>Neue Erkenntnis: Kapillarbrücken als Bindemechanismus</i> .....	97
6.3	TRANSFORMATORÖL .....	98
6.3.1	<i>Online Monitoring von Transformatoröl</i> .....	98
6.3.2	<i>Alternative Isolierflüssigkeiten</i> .....	98
6.4	HOT SPOTS IM TRANSFORMATOR .....	100
6.5	TE-MESSUNG BEI GLEICHSPANNUNG .....	101
6.6	POST-MORTEM-UNTERSUCHUNGEN .....	102
6.6.1	<i>Durchführung von Post-Mortem-Untersuchungen</i> .....	102
6.6.2	<i>Neue Erkenntnisse aus Post-Mortem-Untersuchungen</i> .....	102
6.7	AKTUELLE ARBEITSGRUPPEN .....	103
<b>7</b>	<b>ZUSAMMENFASSUNG</b> .....	<b>104</b>
	<b>SYMBOLVERZEICHNIS</b> .....	<b>106</b>
	<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS</b> .....	<b>108</b>
	<b>LITERATURVERZEICHNIS</b> .....	<b>110</b>

## 1 Einleitung

Die Verwendung von Transformatoren in der Hochspannungstechnik ist vielfältig. Neben den Leistungstransformatoren, welche zur Übertragung von elektrischer Energie zwischen verschiedenen Spannungsebenen eingesetzt werden, sind in der Hochspannungstechnik noch Prüftransformatoren zur Erzeugung von Prüfspannungen und –strömen und transformatorische Messwandler zur Übertragung von Strom- und Spannungssignalen von Bedeutung. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt bei der Diagnostik von Leistungstransformatoren.

Als Schnittstelle verschiedener Spannungsebenen stellen die Leistungstransformatoren in allen elektrischen Energieversorgungsnetzen Betriebsmittel mit hoher strategischer Bedeutung dar [SCH09]. Aufgrund der deutlichen Zunahme des Preisdrucks am Energiemarkt geht der Trend von der zeitbasierten Instandhaltung hin zur zustandsbasierten Instandhaltung [SIE12]. Gleichzeitig sind in den letzten Jahren auch das Interesse und der Bedarf an Maßnahmen zur Lebensdauerverlängerung der Komponenten der elektrischen Energieversorgung stark angestiegen. Da es abhängig von der Leistungsklasse oft nicht möglich ist, einen defekten Transformator kurzfristig zu ersetzen, sind für eine zuverlässige Energieversorgung und einen störungsfreien Betrieb aussagekräftige Daten über den Zustand der Komponenten, insbesondere der Isolierung notwendig [GOC07, SCH09]. Die Diagnose des Isolationszustandes erlangt daher einen immer größer werdenden Stellenwert.

Im Allgemeinen sind Fehlerursachen von Leistungstransformatoren auf thermische, elektrische, elektromagnetische, dielektrische, chemische und mechanische Beanspruchungen zurückzuführen [SCH09, SUM10a].

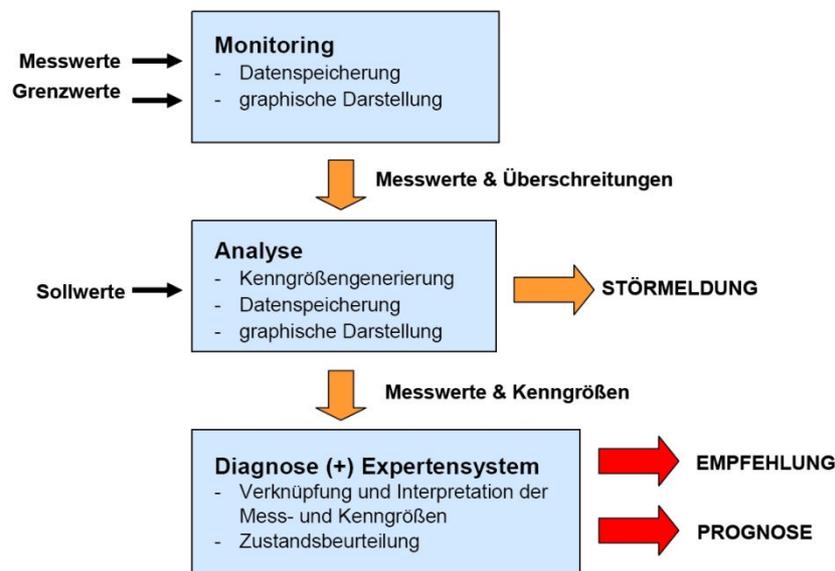
### 1.1 Technische Diagnostik (TD)

Ebenso alt wie die Energietechnik und die Übertragungstechnik elektrischer Energie, ist auch die technische Diagnostik an Systemen, Anlagen, Geräten und Komponenten der elektrischen Energietechnik. Hersteller wollten schon immer über die Zuverlässigkeit, Qualität und Lebensdauer ihrer Produkte bescheid wissen, wodurch Verfahren und Geräte gesucht wurden um dies möglichst zuverlässig und zerstörungsfrei zu bestimmen. Vorausschauende Wissenschaftler erkannten diesen Problemkreis schon frühzeitig. Gemeinsam mit Netzbetreibern und Geräteherstellern wurde dieser bearbeitet, wobei schon damals zerstörungsarme und zerstörungsfreie Prüf- und Messverfahren als Empfehlung im Ergebnis vorgeschlagen wurden [POR96].

Dank moderner Diagnoseverfahren und ständiger Überwachung (Online Monitoring Systeme) ist es heute möglich, eine Steigerung der Zuverlässigkeit und Betriebsdauer sowie eine Vermeidung unerwarteter Ausfälle zu erreichen und dadurch auch die Betriebskosten zu senken [SIE12].

### 1.1.1 Bausteine der technischen Diagnostik

Die TD stellt das Grundgerüst einer modernen und effizienten Instandhaltung dar und gliedert sich in Monitoring, Analyse und Diagnose. Die einzelnen Bausteine der TD müssen aufeinander abgestimmt sein, um ein funktionierendes Gesamtsystem zu realisieren [MUH02, SCH09].



**Abbildung 1:** Komponenten der Technischen Diagnostik [SCH09]

#### Monitoring

Monitoringsysteme dienen der rechnergestützten Erfassung von Messdaten, sowie deren Berechnung und grafischen Darstellung. Vergleiche zwischen aktuellen und älteren Daten sind durch die Archivierung der Messergebnisse und -auswertungen möglich. Online-Monitoring-Systeme stellen im Gegensatz zu Offline-Systemen eine permanente Betriebsüberwachung dar, woraus sich der Vorteil des unterbrechungsfreien Betriebs ergibt.

#### Analyse

Als Zwischenstufe von Monitoring und Diagnose stellt die Analyse durch die Berechnung betriebsrelevanter Kenngrößen einen zusätzlichen Informationsgewinn dar. In weiterer Folge bildet sie die Ergänzung zu einem Diagnosesystem. Die Zuständigkeit der Analyse

liegt neben dem Vergleich von Soll- und Istwerten auch bei der Meldung von sich abzeichnenden Störungen.

### Diagnose

Durch die Verknüpfung und Interpretation von Kenngrößen und Messwerten, erlaubt die Diagnose eine Bewertung des aktuellen Zustandes eines Betriebsmittels. Neben einer Prognose über den weiteren Zustandsverlauf empfiehlt die Diagnose auch Gegenmaßnahmen.

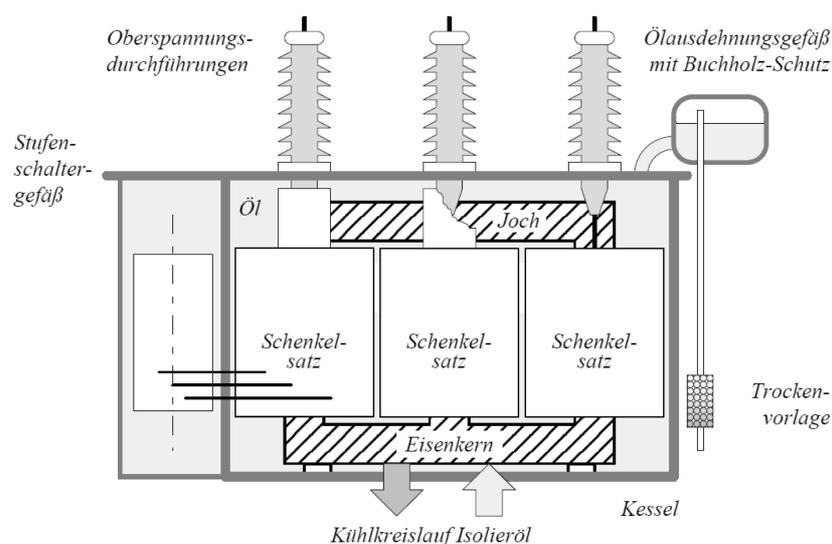
### Expertensystem

Verlangen Lösungen von Aufgaben ein spezielles Wissen, werden diese in der Regel von Experten bewältigt, die sich im Laufe der Zeit spezifisches Spezialwissen angeeignet haben. Als Expertensysteme werden Computerprogramme bezeichnet, die solche Aufgaben lösen [MUH02, SCH09].

## 1.2 Transformatoren

### 1.2.1 Komponenten eines Transformators

Bei ölgefüllten Transformatoren wird zunächst zwischen dem Aktivteil und dem Kessel unterschieden. Der Aktivteil, welcher den eigentlichen Transformator darstellt, befindet sich zusammen mit der Isolierflüssigkeit im Kessel [ABT06]. Er setzt sich im Wesentlichen aus dem Eisenkern, den Wicklungen und der Feststoffisolierung zusammen [HEU10]. Beim Kessel handelt es sich um einen reinen Stahlbau, der neben der Kühlung des Aktivteils auch dem Berührungsschutz dient [ABT06].



**Abbildung 2:** Komponenten eines ölisierten Leistungstransformators (mit dreischenkeligem Eisenkern), Bildausschnitt aus [KÜC09]

Der Transformator wird über Durchführungen angespeist. Für die Diagnostik an Transformator durchführungen sei weiterführend auf [SUM10b] verwiesen. Mittels Stufenschalter wird durch Umschaltung zwischen Wicklungsanzapfungen eine Veränderung des Übersetzungsverhältnisses unter Last ermöglicht. Die thermische Dehnung des Öles wird vom Ölausdehnungsgefäß aufgefangen. Der Buchholz-Schutz löst bei Ansammlung von Gas aus [KÜC09].

Auf die Bestandteile des Aktiveils und auf das Isoliersystem wird in Kapitel 2 im Zuge des Aufbaus von Leistungstransformatoren näher eingegangen.

## **2 Aufbau und Prüfung des Isoliersystems von Leistungstransformatoren**

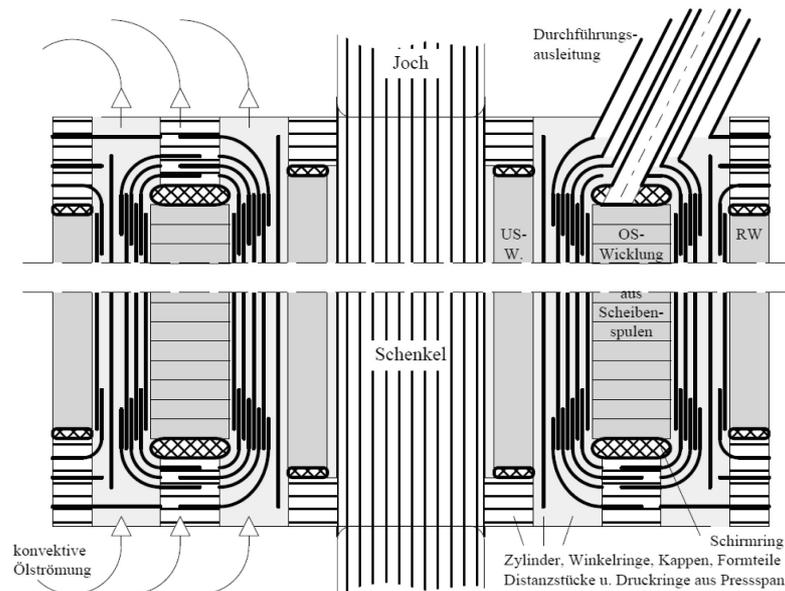
### **2.1 Das Öl-Board-Isoliersystem**

Papierisolierungen, welche mit mineralischem Isolieröl imprägniert sind, stellen schon seit Beginn des 20. Jahrhunderts erfolgreich die Hauptisolierung von Leistungstransformatoren dar. Seit den 60er Jahren wird diese als geschichtete Öl-Board-Isolierung ausgeführt [FAB12a]. Daneben gibt es aber auch noch andere Isoliersysteme, wie sie etwa bei Trockentransformatoren, gasisolierten Transformatoren, Kabeltransformatoren, supraleitenden Transformatoren und Drosseln eingesetzt werden [KÜC09]. Auf diese wird in der vorliegenden Arbeit aber nicht näher eingegangen.

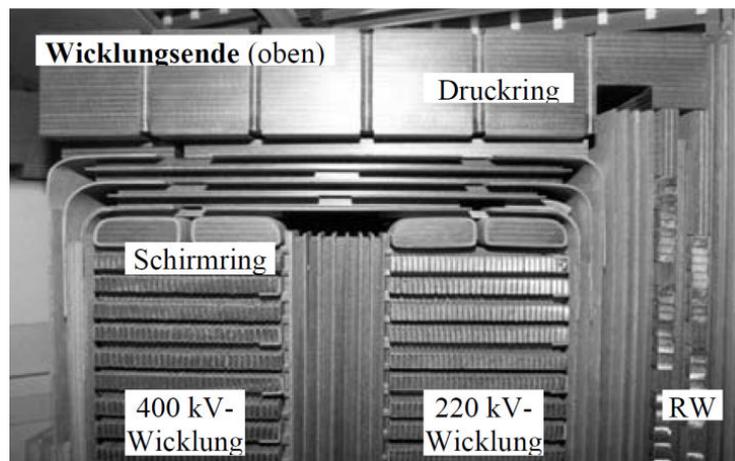
#### **2.1.1 Aufbau und Wirkungsweise der Öl-Board-Isolierung**

Zum einen ist die Isolation innerhalb der Wicklungen erforderlich. Des Weiteren muss aber auch eine Isolation der Hochspannung führenden Wicklungen und Leiter sowohl untereinander, gegen die Unterspannungswicklungen, gegen die geerdeten Bauteile wie Kern und Kessel, und gegebenenfalls auch gegen die Wicklungen anderer Phasen sichergestellt sein. Ausreichend bemessene Ölspalte (siehe Abbildung 3 bis Abbildung 5) sind hierfür vorzusehen.

Die Ölspalte können durch imprägnierte Pressspanbarrieren in engere Teilspalte unterteilt werden, wodurch die elektrische Festigkeit erheblich gesteigert wird. Dadurch werden auch die Abstände, die magnetischen Streuflüsse und vor allem das Gewicht und damit auch die Kosten verringert.

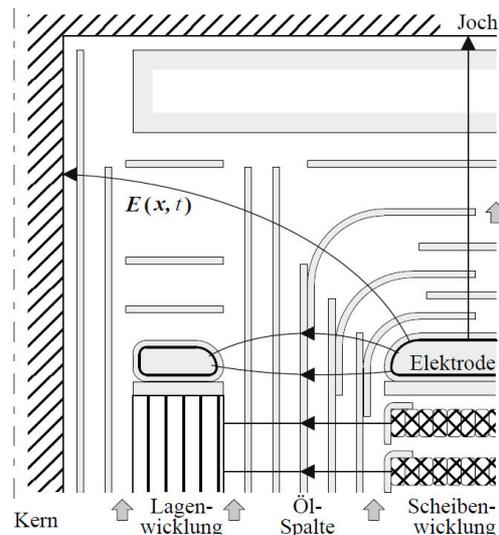


**Abbildung 3:** Isolationssystem eines klassischen Hochspannungsleistungstransformators [KÜC09]



**Abbildung 4:** Isolierkomponenten eines Auto-(Spar)transformators, Werkbild des Isolationsmodells: Fa. Weidmann, Rapperswil [KÜC09]

Damit die Ölspalte eine normale und nicht tangentielle Beanspruchung zur Pressspanoberfläche erfahren, ist anzustreben, dass die Barrieren ungefähr dem Verlauf der Äquipotentialflächen entsprechend angeordnet sind (siehe Abbildung 5). Die Wicklungsenden unter dem geerdeten Joch des Eisenkerns werden durch metallisierte und verrundete Schirmringe abgedeckt. Der Grund dafür sind die besonders hohen Feldstärken an den exponierten Kanten der Wicklungsenden [KÜC09].



**Abbildung 5:** Dielektrische Belastung eines Barrierensystems (am oberen Teil einer Hochspannungswicklung) [DAH98, KÜC09]

### 2.1.1.1 Aufbau der Pressspan-Barrierensysteme

Die Fixierung der Pressspan-Barrierensysteme, deren Bestandteile Kappen, Zylinder, Scheiben, Wickelringe, handgeformte Teile, Druckringe und Distanzstücke sind, erfolgt mittels eines ölfesten und imprägnierfähigen Kaseinklebers. Für den Aufbau ist es wichtig, dass geschlossene Barriereflächen erzeugt werden, welche senkrecht zur Feldrichtung ausgerichtet sind. Dies kann durch Überlappung der Formteile und Zylinder erreicht werden (siehe Abbildung 5).

Die Wärmeabfuhr in den Kanälen zwischen den Barrieren erfolgt durch Ölströmung. Diese erfordert aber Öffnungen und Unterbrechungen. Damit in Feldrichtung immer eine Unterteilung der Ölspalte besteht, müssen die Öffnungen und Unterbrechungen gegeneinander versetzt angeordnet sein. Auch innerhalb von Lagewicklungen können durch Einwickeln von Wellboard axiale Kühlkanäle erzeugt werden.

Eine stabile Verspannung der Wicklungen mittels Druckringen und Distanzierungen ist erforderlich, um die im Kurzschlussfall auftretenden Kräfte aufzunehmen. Diese Kräfte versuchen im Wesentlichen die Wicklungen zu verkürzen und den Streuspalt zu vergrößern (Kontraktionskraft, Normalkraft). Um Scherkräfte zu vermeiden, ist eine hohe Fertigungsgenauigkeit notwendig.

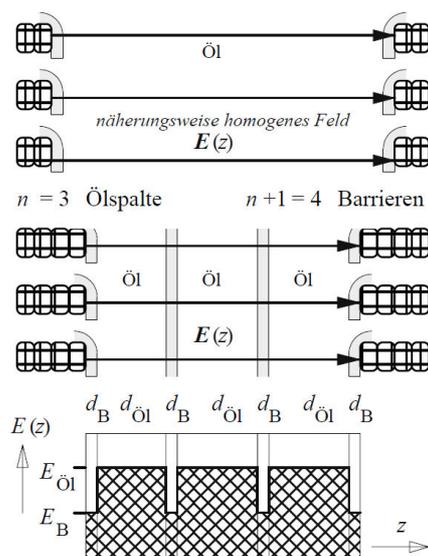
Die Gesamtheit aus den konzentrischen Wicklungen, Abstützungen und Barrieren auf einem Schenkel wird als Schenkelsatz bezeichnet, welcher eine isolationstechnische und konstruktive Einheit bildet.

Die Hochspannung führenden Leiter werden in sogenannten Ausleitungen, welche zylindrische Barrierensysteme darstellen, zu den benachbarten Wicklungen oder zu den Durchführungen geführt. Um Montagearbeiten an den Durchführungen und Ausleitungen vornehmen zu können, ohne dass es dabei zu einer Absenkung des Ölspiegels des Transformators kommt, sind die Ölvolumina von Ausleitung und Transformator oft durch Schottisolatoren separiert [KÜC09].

### 2.1.1.2 Streuspalt des Transformators

Zwischen Ober- und Unterspannungswicklung zeichnet sich der Streuspalt des Transformators durch einen weitgehend zylindersymmetrischen Aufbau aus. In diesem Bereich kann das elektrische Feld in erster Näherung oft als homogen angesehen werden.

Die Festigkeit eines Ölspaltes wird erhöht, wenn dieser mittels Barrieren B in engere Teilspalte unterteilt wird. Somit kann auf einer kürzeren Strecke  $d$  die gleiche Spannung isoliert werden.



**Abbildung 6:** Barrieren im Streuspalt eines Transformators zwischen zwei Wicklungen [KÜC09]

$d_{\text{Öl}}$  Ölspaltweite  
 $d_B$  Barriertyp

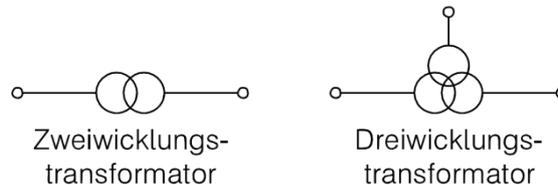
Der Grund ist zum einen die Verhinderung der Perkolation des Öls, der Drift von Elektronen und Partikeln über größere Strecken bis zur positiven Elektrode und der Bildung von Faserbrücken und zum anderen die Verkleinerung des beanspruchten Volumens. Des Weiteren stellt die Spaltenweite ggf. eine Begrenzung für die Ausbildung von Streamern dar.

Das Feld wird weitgehend aus den Barrieren in die Ölspalte gedrängt. Der Grund ist die höhere Dielektrizitätszahl des Pressspans. Die Barrieren dienen also nur der Separierung, während die Ölstrecken die eigentlichen Isolationsstrecken darstellen [KÜC09].

## 2.2 Bauarten und Leistungsklassen

### 2.2.1 Bauarten von Leistungstransformatoren

Leistungstransformatoren (auch als Umspanner bezeichnet) bestehen aus mindestens zwei Wicklungen. Die magnetische Kopplung der Wicklungen erfolgt über einen Eisenkern. Die Gesamtheit aller Windungen, welche einem der elektrischen Kreise angehören, wird dabei als Wicklung bezeichnet. Liegen zwei Wicklungen vor, zwischen denen keine galvanische Verbindung besteht, so bezeichnet man diese Anordnung als **Volltransformator** bzw. als Transformator mit getrennten Wicklungen. Bei **Spartransformatoren** hingegen weisen mindestens zwei Wicklungen einen gemeinsamen Teil auf. Die Anzahl der Wicklungen richtet sich bei Volltransformatoren stets nach den Netzebenen, die zu verbinden sind. Zweiwicklungs- und Dreiwicklungsausführungen werden am häufigsten eingesetzt.

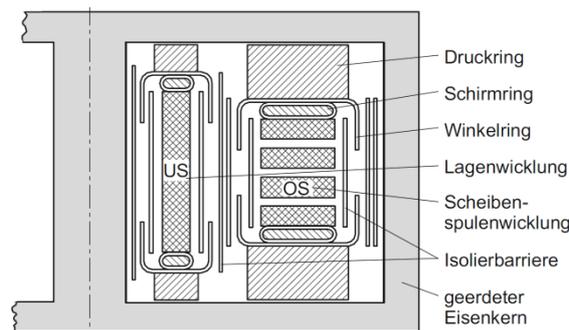


**Abbildung 7:** Schaltzeichen für Leistungstransformatoren [HEU10]

Die Bauarten werden je nach Gestaltung des Netzes ein- oder dreiphasig ausgeführt [HEU10].

#### 2.2.1.1 Einphasige Zweiwicklungstransformatoren

Der Aktivteil des einphasigen Leistungstransformators setzt sich im Wesentlichen aus dem Eisenkern, den beiden Wicklungen und der Feststoffisolierung zusammen und befindet sich in einem Kessel aus Stahlblech. Bei konventionellen Leistungstransformatoren ist dieser Kessel mit Öl gefüllt.



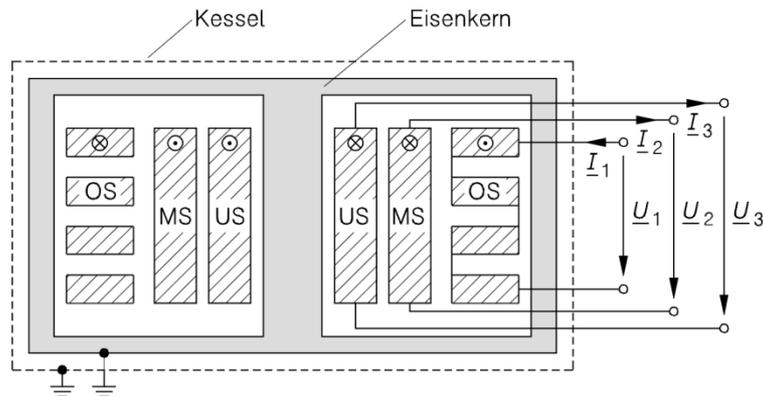
**Abbildung 8:** Darstellung eines einphasigen Zweiwicklungstransformators [HEU10]

### Aufbau

Die senkrechten Segmente des Eisenkerns werden als Schenkel, die waagrechten als Joche bezeichnet. Der gesamte Fluss wird vom mittleren Schenkel, dem sogenannten Hauptschenkel, geführt und schließt sich in weiterer Folge über die beiden Rückschlüsse. Die Rückschlusschenkel führen jeweils nur den halben Fluss, wodurch deren Querschnittsfläche nur etwa der Hälfte der Querschnittsfläche des Hauptschenkels entspricht. Die beiden Fenster im Eisenkern werden von den Wicklungen und der Feststoffisolierung ausgefüllt, wobei die beiden Wicklungen konzentrisch um den Hauptschenkel angeordnet sind [HEU10].

#### 2.2.1.2 Einphasige Dreiwicklungstransformatoren

Wenn Verbraucher mit unterschiedlichen Bemessungsspannungen versorgt werden müssen, kommen Dreiwicklungstransformatoren zum Einsatz, da diese kostengünstiger sind als zwei äquivalente Zweiwicklungstransformatoren. Den Unterschied zum Zweiwicklungstransformator stellt eine zusätzliche, dritte Wicklung dar. Im Allgemeinen sind die einzelnen Wicklungen für unterschiedliche Bemessungsleistungen ausgelegt. Die Bezeichnungen als Ober-, Mittel- und Unterspannungswicklung, erfolgen in der Reihenfolge ihrer Bemessungsspannungsgröße [HEU10].



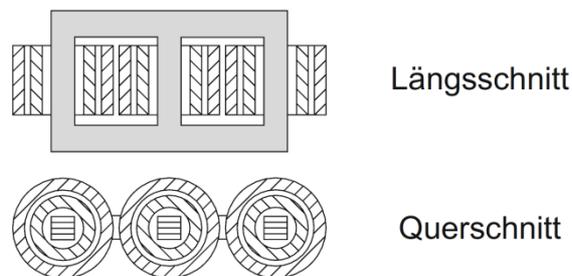
**Abbildung 9:** Schematischer Aufbau eines einphasigen Dreiwicklungstransformators [HEU10]

### 2.2.1.3 Dreiphasige Leistungstransformatoren

Durch das Zusammenschalten von drei einphasigen Einheiten erhält man einen dreiphasigen Leistungstransformator, wobei dieser als Drehstrombank bezeichnet wird. Aus wirtschaftlichen Gründen werden in europäischen Energieversorgungsnetzen, zumindest bei Spannungen bis zu 380kV, hauptsächlich spezielle Drehstromtransformatoren verwendet. Diese werden wiederum als Zweiwicklungs- oder Dreiwicklungstransformatoren ausgeführt [HEU10].

#### Aufbau eines Drehstromtransformators mit zwei Wicklungen

Der Dreischenkeltransformator stellt hierbei die häufigste Ausführung dar.

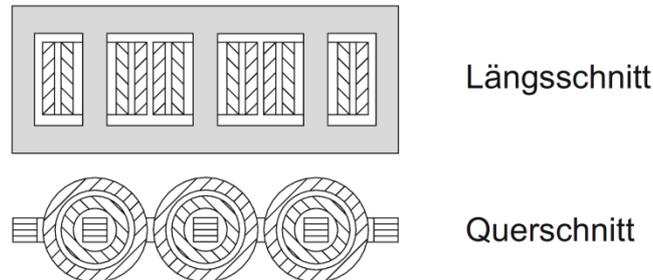


**Abbildung 10:** Aufbau eines Drehstromtransformators mit drei Schenkeln [HEU10]

Auf den drei bewickelten Schenkeln befindet sich jeweils ein Teil der Ober- und Unterspannungswicklung. Die Teile der Oberspannungswicklung weisen jeweils einen gleichartigen Aufbau auf, was auch für die Unterspannungswicklung zutrifft.

Da der wirksame Eisenweg für die Wicklungsteile am mittleren Schenkel kürzer ist als für die beiden äußeren, spricht man hierbei von einem asymmetrischen Eisenkern. Unterschiedliche Magnetisierungsströme sind die Folge. Eine symmetrische Gestaltung des magnetischen Kreises bzw. der magnetischen Leitwerte und somit der

Magnetisierungsströme, lässt sich über äußere magnetische Rückschlüsse erreichen. Solche Leistungstransformatoren bezeichnet man als Fünfschenkeltransformatoren.



**Abbildung 11:** Aufbau eines Drehstromtransformators mit fünf Schenkeln [HEU10]

Sie haben den Vorteil, dass die Joche vom Rückschluss feldmäßig entlastet werden. Deren Querschnitt kann somit im Vergleich zum Schenkelquerschnitt auf über 50% reduziert werden, wodurch sich trotz gleichen axialen Wicklungsabmessungen eine geringere Bauhöhe des Fünfschenkeltransformators ergibt. Da für die Transportfähigkeit (z.B. Bahntransport) gewisse Höchstmaße nicht überschritten werden dürfen, kommt diese Bauweise vor allem bei großen Einheiten ab ca. 300MVA zum Einsatz.

Bei Drehstromtransformatoren ergeben sich gegenüber den einphasigen Ausführungen verschiedene Schaltungsmöglichkeiten für die Wicklungen [HEU10].

#### 2.2.1.4 Spartransformatoren

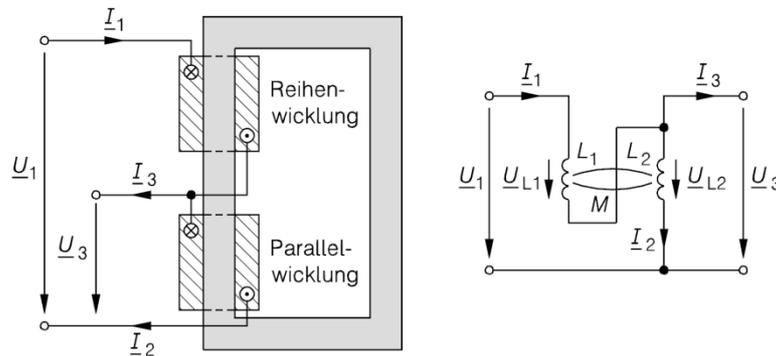
Zur Kopplung von Höchstspannungsnetzen kommen in Deutschland z.B. Drehstrombänke zum Einsatz, deren einphasige Einheiten aus Spartransformatoren bestehen.

Gekennzeichnet wird die Sparschaltung in der Schaltgruppe durch den Buchstaben a (z.B. Ya0).



**Abbildung 12:** Schaltzeichen eines einphasigen Spartransformators [HEU10]

Bei Spartransformatoren haben die Ober- und die Unterspannungswicklung einen gemeinsamen Wicklungsteil, die sogenannte Parallelwicklung. Daneben gibt es einen weiteren Wicklungsteil, der als Reihenwicklung bezeichnet wird. Diese ist nur der Oberspannungsseite zugeordnet und mit der Parallelwicklung – wie beim induktiven Spannungsteiler – in Reihe geschaltet. Aufgrund der magnetischen Kopplung können die Spannungen im Unterschied zum Spannungsteiler sowohl herunter- als auch hochtransformiert werden.



**Abbildung 13:** Schematischer Aufbau und Schaltung eines einphasigen Spartransformators [HEU10]

Die Leistung wird hierbei teilweise auch über die galvanische Verbindung, also nicht nur über den Eisenkern übertragen. Für die Kennzeichnung dieser Verhältnisse verwendet man die beiden Leistungsbegriffe Durchgangsleistung  $S_{rD}$  und Eigenleistung  $S_{rE}$ . Die Durchgangsleistung stellt die Gesamtleistung eines einphasigen Umspanners dar:

$$S_{rD} = U_1 \cdot I_1. \quad (1)$$

Den Leistungsanteil, der über den magnetischen Kreis transportiert wird, bezeichnet man als Eigenleistung:

$$S_{rE} = U_{L1} \cdot I_1. \quad (2)$$

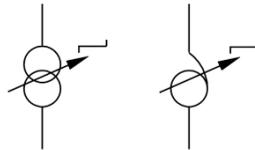
Für die Baugröße des Leistungstransformators spielt diese Eigenleistung somit eine entscheidende Rolle. Die Durchgangs- und Eigenleistung sind bei Volltransformatoren identisch. Da beim Spartransformator bei gleicher Durchgangsleistung eine geringere Eigenleistung vorliegt, kann dieser im Gegensatz zum Volltransformator kleiner und daher auch kostengünstiger gebaut werden. Je weniger sich die Ober- und Unterspannung voneinander unterscheiden, umso größer wird die Materialeinsparung, wie in nachfolgender Gleichung ersichtlich ist [HEU10]:

$$\frac{S_{rE}}{S_{rD}} = \frac{U_{L1}}{U_1} = \frac{U_1 - U_3}{U_1}. \quad (3)$$

### 2.2.1.5 Transformatoren mit einstellbarer Übersetzung

Ein Maß für die Verringerung der Ausgangsspannung zwischen Leerlauf und Bemessungslast stellt die relative Kurzschlussspannung  $u_k$  dar. Insbesondere bei höheren Spannungsebenen, bei denen  $u_k$ -Werte von über 16% auftreten können, ist diese Spannungsverringerng störend. Durch eine Veränderung der Übersetzung kann Abhilfe geleistet werden, da hierbei verhindert wird, dass sich an den nachgeschalteten Lasten, wegen des Spannungsabfalls im Transformator, zu geringe Spannungen einstellen.

Gleichzeitig kann somit auch eine Kompensation des lastabhängigen Spannungsabfalls im Netz durchgeführt werden [HEU10].



**Abbildung 14:** Schaltzeichen von Transformatoren mit einstellbarer Übersetzung [HEU10]

## 2.2.2 Die wichtigsten Anwendungsgebiete

Für eine wirtschaftliche Energieübertragung und -verteilung sind die von Drehstromgeneratoren in Kraftwerken erzeugten Spannungen und die dazugehörigen Ströme bei großen Leistungen ungeeignet. Daher werden in Kraftwerken Maschinentransformatoren (Blocktransformatoren) eingesetzt, welche die Spannungen auf z.B. 110, 220, 380 oder sogar 500 oder 750kV transformieren. Ebenso sind Transformatoren in den Verteilnetzen notwendig, damit die Spannung wieder herabgesetzt werden kann [OED04]. Die Umwandlung innerhalb des Transformators erfolgt mit sehr geringen Verlusten. Der Wirkungsgrad bei großen Einheiten (ab ca. 200MVA) liegt bei etwa 99,5% [HEU10].

### 2.2.2.1 Transformatoren im Kraftwerk

**Blocktransformatoren:** Diese werden an die Leistung der Generatoren angepasst. Sie sind ein Teil des Kraftwerksblocks, welcher noch die Generatoren und die Antriebsturbinen umfasst. Für Drehstromtransformatoren liegt die Leistungsgrenze für den Bahntransport bei etwa 1200MVA und für den Schifftransport bei etwa 2000MVA bei 400kV auf der Oberspannungsseite.

**Eigenbedarfs- und Anfahrtransformatoren:** Sie dienen der Speisung und Sicherung des Eigenbedarfs der Kraftwerksblöcke. Je nach Kraftwerkstyp beträgt der Eigenbedarf zwischen 1 und 10%. Bsp: Für einen Kraftwerksblock 600MW bzw. 750MVA werden als Eigenbedarfstransformatoren zwei Dreiwicklungstransformatoren mit je 36MVA verwendet.

**Niederspannungstransformatoren:** Diese werden für die Versorgung des Niederspannungseigenbedarfs im Kraftwerk eingesetzt (z.B. 6kV/0,4kV oder 10kV/0,4kV) [OED04].

### 2.2.2.2 Transformatoren im Übertragungs- und Verteilungsnetz

**Netztransformatoren als Drehstromeinheit oder als Gruppe aus drei einpoligen Transformatoreinheiten (Transformatorbank):** Sie dienen der Kupplung der Hochspannungsnetze, z.B. 380kV/220kV, 380kV/110kV oder 220kV/110kV.

Zur Kupplung zwischen dem 380kV und dem 220kV Netz werden in Deutschland Gruppen einpoliger Spartransformatoren mit Durchgangsbemessungsleistungen von 660MVA oder 1000MVA eingesetzt. Drehstromeinheiten mit Bemessungsleistungen bis 300MVA sind für die direkte Kupplung zwischen dem 380kV Netz und 110kV Netzen üblich.

**Volltransformatoren:** Sie werden zur Kupplung der Mittelspannungsnetze 10kV, 20kV oder 30kV mit dem 110kV Netz eingesetzt. Die Bemessungsleistungen liegen zwischen 12,5MVA und 63MVA.

**Niederspannungstransformatoren (Verteiltransformatoren):** Diese werden zur Kupplung zwischen den Mittelspannungsnetzen 10kV oder 20kV und den Niederspannungsnetzen 0,4kV eingesetzt. Die Bemessungsleistungen liegen zwischen 250kVA und 2000kVA (Vorzugswerte: 250, 400, 630, 1000 und 1600kVA) [OED04].

### 2.2.2.3 Transformatoren in Industrienetzen

Hier unterscheidet man zwischen **Stromrichtertransformatoren** ( $U_{rTOS} < 30\text{kV}$ ), **Transformatoren für Lichtbogenöfen** ( $U_{rTOS} = 10\text{kV} \dots 100\text{kV}, 220\text{kV}$ ), **Anlasstransformatoren für große Motoren** und **Transformatoren für Schweißmaschinen** [OED04].

$U_r$  Bemessungsspannung (Leiter-Leiter)  
 $TOS$  Oberspannungsseite des Transformators

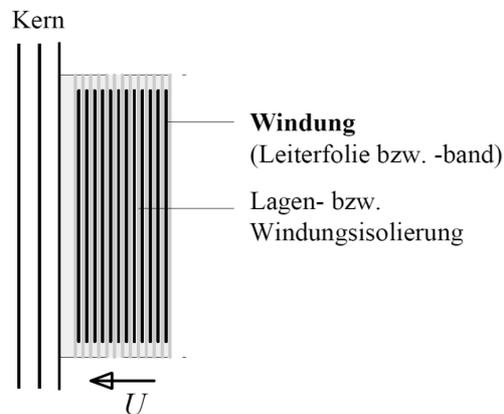
### 2.2.3 Wicklungsaufbau

Beim Wicklungsaufbau wird zwischen Folien-, Lagen- oder Scheibenwicklung unterschieden.

#### Folien- bzw. Bänderwicklungen

Gemeinsam mit der Windungsisolierung werden hier breite Leiterbahnen aus z.B. Kupferfolien bzw. -bändern aufgewickelt. Die Folienwicklung ist eine typische Niederspannungswicklung, da an den sehr schmalen Stirnseiten der Wicklung die gesamte Wicklungsspannung  $U$  auftritt. Aufgrund der breiten Leiterbahn kommt es bei Kurzschlussstrombelastungen zu einer günstigen Verteilung der Stromkräfte. Ein weiterer Vorteil ist der mechanisch stabile, einfach zu fertigende Aufbau. Wegen der sehr

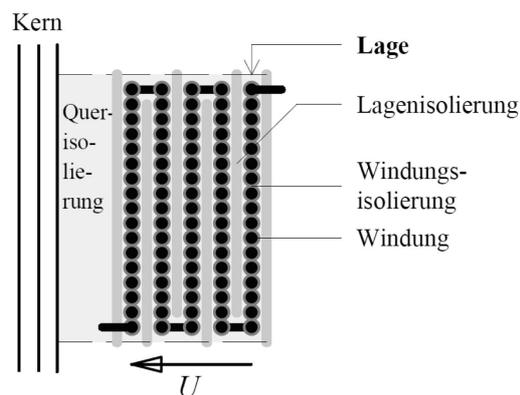
niedrigen Windungsspannung hat die Windungsisolation eher eine Distanzierungsfunktion zwischen den Windungen, zur Vermeidung von Windungsschlüssen, anstatt einer Isolationsfunktion im üblichen Sinne [KÜC09].



**Abbildung 15:** Folienwicklung (Bänderwicklung) [KÜC09]

### Lagenwicklungen

Als Windungsisolation kommt hier eine ölfeste Lackschicht oder eine Papierbewicklung des Leiters zum Einsatz. Zum Aufbau der Wicklung werden Windung neben Windung und Lage auf Lage gelegt. Die Lagenisolation besteht aus eingewickelten Pressspan- oder Papierschichten, die später mit Öl imprägniert werden. Sie hat die Aufgabe, die doppelte Lagenspannung zu isolieren. Der Einsatz zylindrischer Lagewicklungen erfolgt vor allem im Mittelspannungsbereich, da die gesamte Wicklungsspannung  $U$  an der relativ schmalen Stirnseite der Wicklung auftritt. Mittlerweile werden sie aus Kostengründen aber schon bis 123kV eingesetzt [KÜC09].



**Abbildung 16:** Lagenwicklung [KÜC09]

### Scheibenspulenwicklungen

Die Scheibenspulenwicklung ergibt sich aus gestapelten Scheibenspulen. Die Scheiben, deren Wicklungsanschlüsse an den Stirnseiten liegen, sind abwechselnd innen und außen miteinander verbunden. Somit ergibt sich eine Reihenschaltung und die

Wicklungsspannung  $U$  teilt sich über der gesamten Wicklungslänge auf. Da auch nur die relativ geringe Teilspannung einer einzelnen Scheibenspule über den schmalen Stirnseiten abgebaut wird, kommt die Scheibenspulenwicklung im Hoch- und Höchstspannungsbereich zum Einsatz. Die Windungsisolierung erfolgt durch Papierbewicklung des Leiters. Scheiben, Distanzierungen und Kantenschutzringe aus Pressspan dienen der Spulenisolierung [KÜC09].

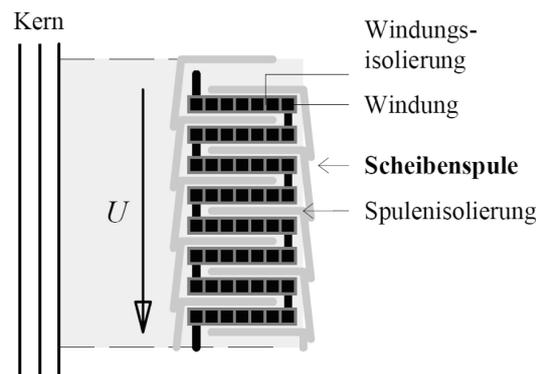


Abbildung 17: Scheibenspulenwicklung [KÜC09]

## 2.3 Prüftechnik bei Leistungstransformatoren

Aufgrund des äußerst komplex aufgebauten Isoliersystems von Transformatoren, sowie deren vielen bauartbedingten Varianten umfasst die Prüfung eines fertigen Transformators ein sehr umfangreiches Programm. Je nach Transformator wird dieses Programm an Stück-, Typ- und Sonderprüfungen sehr unterschiedlich gestaltet. In den Normen sind die Einzelheiten dazu geregelt, welche darüber hinaus zwischen Hersteller und Abnehmer vereinbart werden können [KÜC09].

In den folgenden beiden Kapiteln wird überblicksmäßig auf die Stück-, Typ- und Sonderprüfungen, sowie die Spannungsprüfungen am Transformator eingegangen.

### 2.3.1 Stück-, Typ- und Sonderprüfungen

#### Stückprüfungen

Die Stückprüfungen, welche jedem Transformator unterzogen werden, umfassen nach IEC 60076-1<sup>1</sup>:

- *Messung des Wicklungswiderstands*
- *Messung der Übersetzung und Nachweis der Phasendrehung*
- *Messung der Kurzschlussimpedanz und der Kurzschlussverluste*

<sup>1</sup> „Leistungstransformatoren – Teil 1: Allgemeines“, [IEC60076-1]

- *Messung der Leerlaufverluste und des Leerlaufstroms*
- *Spannungsprüfungen*
- *Prüfungen an Stufenschaltern (Funktionsprüfung, Spannungsprüfung der Hilfsstromkreise), falls vorhanden.*

### **Typprüfungen**

Die Typprüfungen werden an einem Transformator durchgeführt, der kennzeichnend für andere Transformatoren ist. Somit kann nachgewiesen werden, dass die vorgeschriebenen Anforderungen an diese Transformatoren erfüllt werden, welche nicht durch die Stückprüfungen erfasst werden. Sie umfassen nach IEC 60076-1:

- *Erwärmungsprüfung*
- *Spannungsprüfungen.*

### **Sonderprüfungen**

Sonderprüfungen sind weder Typ- noch Stückprüfungen und werden zwischen Abnehmer und Hersteller vereinbart. Sie umfassen nach IEC 60076-1:

- *Spannungsprüfungen*
- *Bestimmung der Kapazitäten der Wicklungen gegen Erde und zwischen den Wicklungen*
- *Bestimmung des Übertragungsverhaltens von transienten Spannungen*
- *Messung der Nullimpedanz(en) von Drehstromtransformatoren*
- *Nachweis der Kurzschlussfestigkeit*
- *Bestimmung der Geräuschpegel*
- *Messung der Oberschwingungen des Leerlaufstroms*
- *Messung des Eigenverbrauchs der Ventilatoren- und Ölpumpenmotoren*
- *Messung des Isolationswiderstands der Wicklungen gegen Erde und/oder Messung des Verlustfaktors ( $\tan\delta$ ) der Kapazitäten des Isoliersystems.*

Für detailliertere Informationen zu den Prüfungen sei auf die Teile 1, 2, 3 und 5 der Norm IEC 60076 verwiesen.

### **2.3.2 Spannungsprüfungen am Leistungstransformator**

Zum Nachweis der Isolationsqualität kommt den Spannungsprüfungen aus der Sicht der Hochspannungstechnik eine besondere Bedeutung zu. Dabei ist die Dauer der Beanspruchung ausschlaggebend für die elektrische Festigkeit [KÜC09].



### 3 Technische Diagnostik bei Leistungstransformatoren

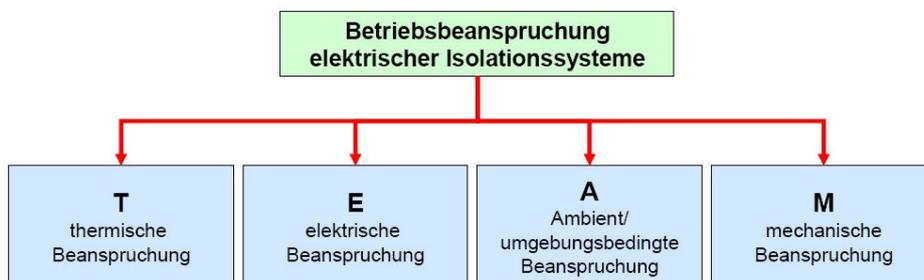
Im Gegensatz zur Prüftechnik, bei der eine ja/nein Entscheidung getroffen wird, stehen bei der Diagnose (und Monitoring) differenzierte Aussagen über das Isoliertesystem, sowie die selektive Fehlererkennung im Vordergrund. So sollen fehleranfällige Betriebsmittel erkannt werden, bevor es zum Ausfall kommt und rechtzeitig entsprechende Maßnahmen eingeleitet werden. Welche Diagnosemethoden schließlich zum Einsatz kommen, hängt zum einen vom Wiederbeschaffungswert und zum anderen von der Auswirkung einer Störung ab. Die ausgewählten Methoden werden mit dem Instandhaltungsplan abgestimmt [SUM10a].

#### 3.1 Allgemeines

##### 3.1.1 TEAM-Beanspruchung

Die unterschiedlichen Beanspruchungen, welche die Isolierung eines Hochspannungsbetriebsmittels im Betrieb erfährt, lösen Alterungsvorgänge aus und führen so zu einem Verbrauch der Lebensdauer.

Nach IEC 60505<sup>4</sup> werden die Vorgänge, die den Alterungszustand eines Betriebsmittels beeinflussen, in die sogenannten TEAM-Beanspruchungen eingeteilt:



**Abbildung 18:** Hauptgruppen der Betriebsbeanspruchungen von elektrischen Isolationssystemen, nach IEC 60505, [SCH09]

Die Beanspruchungsarten treten entweder einzeln oder in teilweise unterschiedlichsten Kombinationen auf und stehen dann untereinander in Wechselwirkung [KÖR04, SCH09]. Dies hängt vom jeweiligen Betriebsmittel sowie den betriebsbedingten (Überlastungen, Störungen, Normalbetrieb) Beanspruchungen ab. Allen Beanspruchungsarten gemeinsam ist aber die Lebensdauerminde rung des Isolationssystems [SCH09].

<sup>4</sup> „Evaluation and qualification of electrical insulation systems“, 2005

### 3.1.1.1 Elektrische Alterung und Beanspruchung

Diese wird durch elektrische Felder hervorgerufen, deren Feldstärke Wechselwirkungen im Isoliersystem hervorrufen kann. Generell können folgende Phänomene in Erscheinung treten [KÖR04]:

- *Teilentladungen*
- *Kriechstrombildung („Tracking“)*
- *Bäumchenbildung („Treeing“)*
- *Elektrolyse*
- *Erhöhte Temperaturen*
- *Raumladungen.*

Die elektrische Stabilität des Isoliersystems und das Erscheinungsbild des elektrischen Feldes im Isoliersystem sind ausschlaggebend auf die Intensität sowie das Fortschreiten der elektrischen Alterung [KÖR04].

### 3.1.1.2 Thermische Alterung und Beanspruchung

Die thermische Alterung wird als eine irreversible chemische Umwandlung des Isoliermaterials unter Zuführung von Wärmeenergie beschrieben [SCH09]. Als Wärmequellen gehen hierbei Umgebungswärme und/oder die Wärmeentwicklung des Geräts hervor. Die Stromwärmeverluste (Joul'sche Wärme,  $I^2R$ ) sind Hauptverursacher der Wärme, wobei auch erhöhte Feldbelastung (Teilentladungen, etc.) zu lokaler Wärme (zu einem sogenannten Hot Spot) führen kann [SUM10a].

Wesentliche Auswirkungen der thermischen Alterung sind [KÖR04]:

- *Chemische und physikalische Veränderungen durch*
  - *Chemische Abbaureaktionen*
  - *Polymerisation und*
  - *Depolymerisation anorganischer Werkstoffe*
  - *Diffusion**sowie*
- *Thermomechanische Wirkungen infolge thermischer Ausdehnung und/oder Kontraktion.*

Aufgrund der thermomechanischen Wirkung, können durch die Bildung von Hohlräumen an Grenzflächen von verschiedenen Isolierstoffen, lokal begrenzte Teilentladungsquellen entstehen. Bei der thermischen Alterung stehen vorwiegend die chemischen Prozesse im Vordergrund [KÖR04].

Für das Hochspannungsisolationssystem stellt die thermische Beanspruchung die stärkste Belastung dar. Einerseits werden die Strukturen der Isolierstoffe nachteilig verändert, da chemische Vorgänge stattfinden, für die die Temperaturbelastung selbst verantwortlich ist. Andererseits laufen bei erhöhter Temperatur auch die Alterungsvorgänge, welche von den übrigen Beanspruchungen hervorgerufen werden, beschleunigt ab. Eine zusätzliche thermische Beanspruchung resultiert auch aus allen Betriebszuständen, bei denen über längere Zeit ein beträchtlicher Überstrom auftritt [SCH09].

### **3.1.1.3 Mechanische Alterung und Beanspruchung**

Durch die Beanspruchungen

- *Transport*
- *Montage*
- *Betrieb*

kann es zur mechanischen Alterung eines Betriebsmittels kommen. Die durch elektrodynamische, elektromagnetische und thermische Kräfte hervorgerufenen mechanischen Beanspruchungen haben sich als wesentliche Ursachen der Alterung im Inneren von Isoliertsystemen erwiesen [KÖR04].

Die mechanischen Beanspruchungen von Isolationssystemen werden hauptsächlich durch

- *Wärmedehnung*
- *Vibration*
- *Biegungs- und Torsionsbelastungen (z.B. bei Kurzschlüssen)*

verursacht [SCH09].

Zur mechanischen Alterung von Isoliertsystemen elektrischer Betriebsmittel gehören:

- *Ausfall durch Ermüdung von Komponenten der Isolierung als Folge großer Lastwechselzahlen bei niedriger Beanspruchung*
- *Thermomechanische Wirkungen durch thermische Ausdehnung oder Kontraktion*
- *Bruch der Isolierung infolge auftretender äußerer Kräfte im Betrieb sowie durch die Betriebsbedingungen*
- *Abrieb infolge der Relativbewegungen zwischen Teilen der Ausrüstung*
- *Kriechen oder Fließen von Werk- und Isolierstoffen unter elektrischen, thermischen oder mechanischen Beanspruchungen*
- *Chemische Faktoren wie z.B. die Adsorption von Wasser.*

Nur feste Isolierstoffe können mechanische Scher- und Zugkräfte aufnehmen. Somit kann die mechanische Alterung von Isoliersystemen nur bei festen Isolierstoffen erfolgen [KÖR04].

#### **3.1.1.4 Umgebungsbedingte Alterung und Beanspruchung**

Die chemischen Reaktionsvorgänge sind Bestandteil der durch Umgebungsbedingungen hervorgerufenen Alterung. Diese sind in Zusammenhang mit der thermischen Alterung zu sehen [KÖR04, SCH09]. Dazu gehören aber auch noch die durch externe Faktoren beeinflussten Vorgänge, wie die Reaktionen des Isoliermaterials auf [KÖR04]:

- *Feuchtigkeit*
- *Luftsauerstoff*
- *Chemikalien*
- *Biologische Wirkstoffe*
- *Verunreinigungen*
- *Strahlende Umgebungsbedingungen*

sowie umgebungsbedingte Beanspruchungen wie [SCH09]:

- *Umgebungstemperatur*
- *Aufstellungsort (Höhe über dem Meeresspiegel)*
- *Erschütterungsquellen.*

Daraus resultieren dann wieder die unterschiedlichsten Beanspruchungsformen (z.B. chemisch oder mechanisch) [SCH09].

#### **3.1.1.5 Multistress-Alterung und Beanspruchung**

In Abhängigkeit der Art des Betriebsmittels, der Konstruktionsmerkmale, der betrieblichen Belastung und der vorhandenen Umgebungsbedingungen, treten die früher angeführten Beanspruchungsarten in den meisten Fällen nicht einzeln, sondern in unterschiedlichsten Kombinationen auf. Somit bedeutet Multistress-Alterung eine Belastung der Isolierung eines Betriebsmittels, bei der gleichzeitig mehrere Einflussfaktoren und resultierende Überlagerungseffekte wirksam sind. Die Grenzen zur Alterung durch Umgebungsbedingungen verwischen dabei zum Teil.

Um eine Auskunft über den Zeitpunkt einer Gefährdung aufgrund von thermischen, elektrischen, umgebungsbedingten und mechanischen Beanspruchungen zu erhalten, welche eine Wartung, Instandhaltung oder Erneuerung erfordern, wird eine technische Diagnose herangezogen [SCH09].

3.1.2 Stand der Technik bei Diagnoseverfahren an Leistungstransformatoren

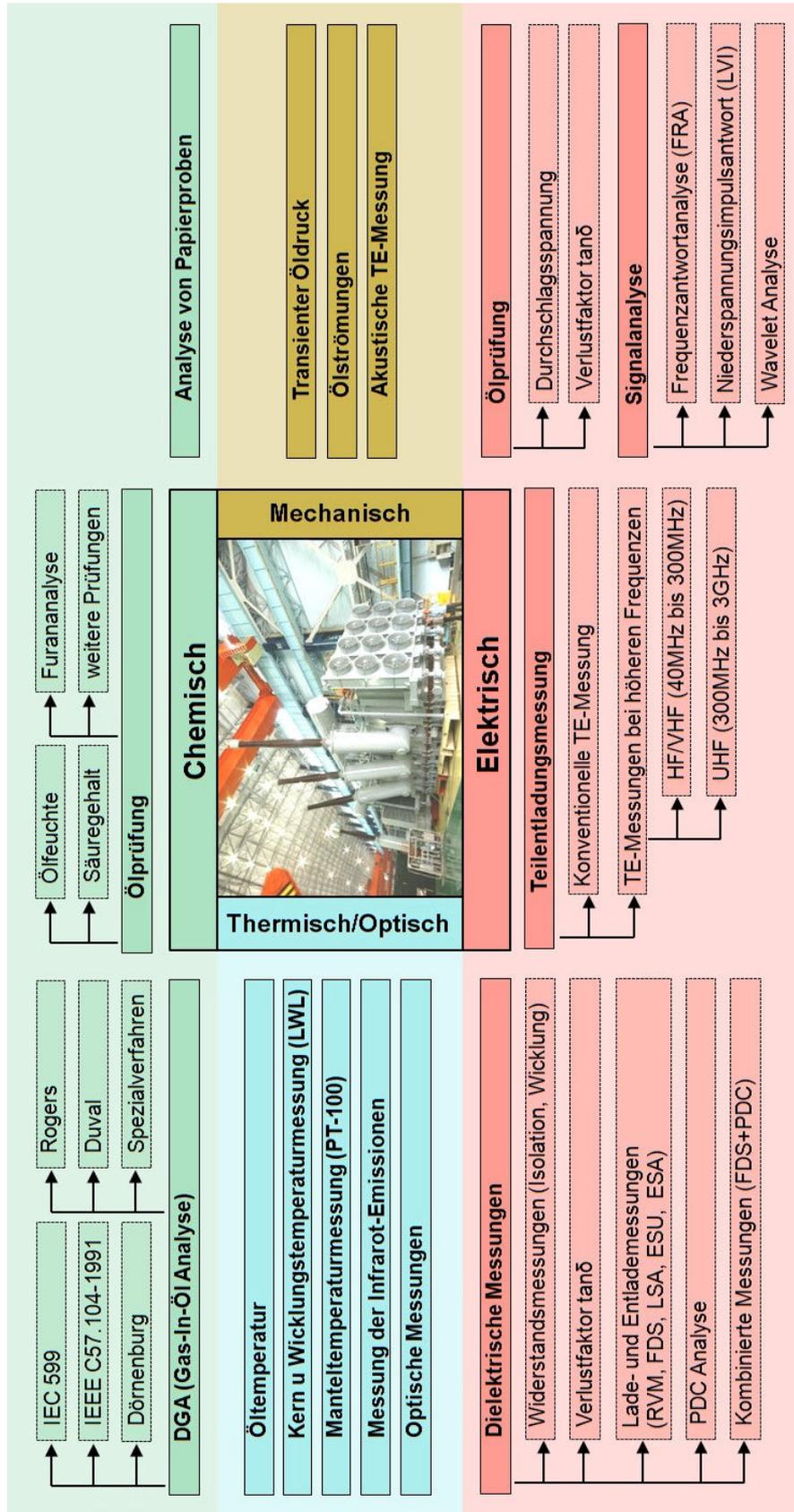


Abbildung 19: Diagnoseverfahren bei Leistungstransformatoren, Zusammenfassung nach [KÜC09, SAC04, SCH09]

RVM	<i>Rückkehrspannungsanalyse (Recovery Voltage Method)</i>
FDS	<i>Frequenzbereichs-Spektroskopie (Frequency Domain Spectroscopy)</i>
LSA	<i>Ladestromanalyse</i>
ESU	<i>Entladespannungsanalyse</i>
ESA	<i>Entladestromanalyse</i>
PDC	<i>Polarisations- und Depolarisationsstrom (Polarisation and Depolarisation Current)</i>
LVI	<i>Niederspannungsimpulsantwort (Low Voltage Impulse Method)</i>

In Abbildung 19 sind Diagnoseverfahren zu sehen, die bei Leistungstransformatoren zum Einsatz kommen. Die Betreiber der Geräte entscheiden schlussendlich, welche dieser Methoden angewendet werden, wobei sowohl die Zuverlässigkeit zur Detektion definierter Parameter, als auch der Aufwand und das Intervall der jeweiligen Messungen von Bedeutung sind [SUM10a]. Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt in der ultrahochfrequenten Teilentladungsmessung (UHF-TE-Messung) und der Frequenzantwortanalyse (FRA) bei Leistungstransformatoren (siehe Kapitel 4 und Kapitel 5). Für nähere Informationen zu den anderen Diagnoseverfahren sei auf [SAC04] und [SCH09] verwiesen.

## 3.2 Teilentladungsmessungen am Leistungstransformator

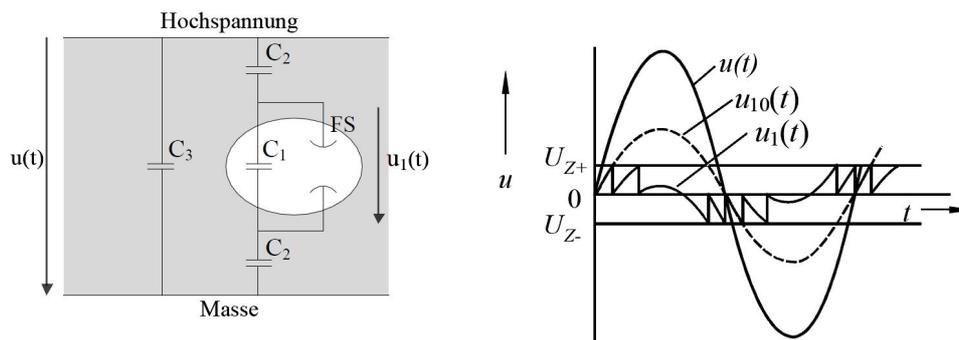
### 3.2.1 Allgemeines zu Teilentladungen

Die internationale Norm IEC 60270<sup>5</sup> definiert eine Teilentladung (TE) als „örtlich beschränkte elektrische Entladung, welche die Isolierung zwischen Leitern nur teilweise überbrückt und welche angrenzend an einem Leiter auftreten kann, aber nicht muss“ [IEC60270].

Im Allgemeinen entstehen Teilentladungen aufgrund einer örtlichen Minderung der elektrischen Festigkeit des Isoliermediums oder aufgrund örtlicher Feldstärkeüberhöhungen. Bei Leistungstransformatoren tritt dies häufig entlang von Grenzschichten zwischen Isolierstoffen (Gleitentladung), durch Gaseinschlüsse, durch unzureichende Absteuerung elektrischer Felder oder an gealterten Isolierstoffen auf. Mittels Ersatzschaltbild einer Teilentladung (siehe Abbildung 20) kann dieses Phänomen veranschaulicht werden.

---

<sup>5</sup> „Hochspannungs-Prüftechnik – Teilentladungsmessungen“, [IEC60270]



**Abbildung 20:** links: Ersatzschaltbild einer inneren TE, rechts: Angelegte Spannung  $u(t)$  und resultierende Spannung an der Fehlstelle  $u_1(t)$  [SIE12, nach KIN95]

Es handelt sich in diesem Beispiel um einen Luftblaseneinschluss (weißer Bereich) im Öl (grauer Bereich). Die Kapazität  $C_1$  mit der Funkenstrecke FS repräsentiert dabei die Fehlstelle, während der intakte Teil der Isolation durch die Kapazitäten  $C_2$  und  $C_3$  beschrieben wird. Die Spannung  $u_1(t)$ , welche an der Fehlstelle auftritt ergibt sich aufgrund der anliegenden Spannung  $u(t)$  durch den Spannungsteiler der Kapazitäten  $C_1$  (Fehlstellenkapazität) und  $C_2$  (Kapazität in Serie zur Luftblase). Nachdem die Luft ( $\epsilon_r=1$ ) eine deutlich geringere relative Permittivität als Öl ( $\epsilon_r=2,2$ ) aufweist, wird das elektrische Feld vom Öl in die Luftblase verdrängt. Dazu kommt noch, dass die Durchschlagsfestigkeit der Luft wesentlich geringer ist, als die des Öls. Dies führt nun dazu, dass es in der Luftblase zu Entladungen kommt, sobald  $u_1(t)$  eine sogenannte Zündspannung  $U_Z$  erreicht.  $u_{10}(t)$  stellt die Leerlaufspannung an  $C_1$  dar [SIE12].

Da Teilentladungen und ihre Begleitprozesse (Abstrahlung von Wärme, chemische Reaktionen, etc.) in Leistungstransformatoren eine allmähliche Schädigung des Isolationssystems verursachen, können diese in letzter Konsequenz einen vollständigen Durchschlag und damit einen Totalausfall des Betriebsmittels bewirken [SIE12]. Daher ist es wichtig, die Isolationsqualität mittels TE-Diagnostik zu bewerten [MAR05a]. Dies ist weltweit akzeptiert und durch eine Fülle an internationalen Normen geregelt. Im Unterschied zu integralen Messverfahren ist hier auch eine Erkennung und gegebenenfalls Lokalisierung von örtlich begrenzten Fehlstellen möglich [RET09].

Klassischerweise erfolgen die Messungen im Prüflabor. Die TE-Messung ist aber nicht nur Diagnosewerkzeug für Abnahmeprüfungen von neuen Produkten, sondern auch konkretes Hilfsmittel für die Zustandsbeurteilung gealterter Betriebsmittel. Sind Messungen vor-Ort („offline“) oder in-Betrieb („online“) notwendig, kann beim Transformator mit einem Messverfahren alleine meist keine gesicherte Zustandsbeurteilung getätigt werden. Daher kann es hilfreich oder nötig sein, die konventionelle elektrische Methode durch akustische oder elektromagnetische UHF-

Messungen (siehe Kapitel 3.2.4.1 und Kapitel 4) zu ergänzen. Die Gas-in-Öl-Analyse wird unter anderem für integrale Aussagen einer TE-Aktivität herangezogen [MAR05a].

### 3.2.2 TE-Quellen eines Transformators

Nachfolgend sind TE-Quellen angeführt, welche im Transformator auftreten können [SCH09]:

- Inhomogenitäten wie
  - Zellulosefasern aus der Feststoffisolierung
  - Leitfähige Verunreinigungen
  - Kleine Gasräume („Microvoids“) – können in der Isolierflüssigkeit als auch im Feststoff auftreten
- Freie metallische Teilchen
- Schlechte Verbindungen der elektrostatischen Abschirmung
- Feuchtigkeit in der Feststoffisolierung.

### 3.2.3 Konventionelle Teilentladungsmessung

#### 3.2.3.1 Scheinbare Ladung

Nach der internationalen Norm IEC 60270 erfolgt die Bewertung von Teilentladungen durch ihre messbare bzw. scheinbare Ladung. Die scheinbare Ladung wird in pC angegeben und ist der integrierte Stromimpuls, welcher von einer Teilentladung verursacht wird und durch die Testschaltung fließt. Diese scheinbare Ladung findet in einer Vielzahl anderer gerätespezifischer Normen als Grenzwert oder Qualitätskriterium ihre Bedeutung, wodurch schlussendlich eine Aussage über die Qualität des Prüflings getroffen werden kann. Dies erfolgt entweder mittels Abschätzung eines Zerstörungspotentials oder durch den Vergleich mit vorangegangenen Messungen bzw. mit ähnlichen Prüflingen [MEI08, RET09].

#### 3.2.3.2 TE-Richtwerte der scheinbaren Ladung bei Leistungstransformatoren

Die folgende Tabelle stellt eine Zusammenfassung der TE-Richtwerte (scheinbare Ladung) für Leistungstransformatoren aus der Cigré Working Group A2.18<sup>6</sup> dar.

---

<sup>6</sup> „Life Management Techniques for Power Transformers“, [CIG227]

**Tabelle 2:** Richtwerte und Bewertung der TE-Intensitäten [SAC04]

Dielektrischer Zustand	TE-Wert (scheinbare Ladung)
Fehlerfrei	10 - 50pC
Normale Alterung	< 500pC
Schlechte Tränkung	1000 - 2000pC
Schädliche Langzeitionisierung	2500pC im Papier, > 10000pC im Öl
Große Luft-, Gasblasen (3-5mm) im Öl	1000 - 10000pC
Papierfeuchtigkeit bis zu 3-4% und daher erhöhter Feuchtegehalt im Öl	2000 - 4000pC und Reduzierung der Einsatzspannung um 20%

### 3.2.3.3 Störer

Generell werden bei TE-Messung nach IEC 60270 eher schmalbandige und tieffrequente Teilentladungsfilter mit einer Bandbreite von einigen 100kHz verwendet. Aufgrund dieser Filtereinstellungen kann das Messergebnis aber auch durch externe Störer beeinflusst werden, da diese im verwendeten Frequenzbereich des Filters keiner ausreichenden Abschwächung unterliegen. Für den Erfolg und für die Qualität einer TE-Messung ist der Umgang mit den externen Störsignalen von großer Bedeutung. Im Gegensatz zur TE-Messung nach IEC 60270 ist die TE-Messung mittels der UHF-Methode (siehe Kapitel 4) sehr immun gegen externe Störer [RET09].

### 3.2.4 Unkonventionelle Teilentladungsmessung

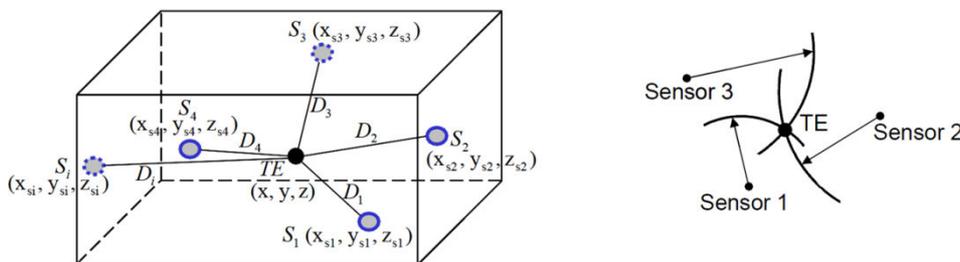
Neben der klassischen TE-Messung haben sich im Laufe der Zeit auch andere Methoden etabliert, auf welche nachfolgend näher eingegangen wird.

#### 3.2.4.1 Akustische TE-Messung

Teilentladungen rufen u.a. auch akustische Wellen (Druckschwankungen) hervor. Erreichen diese Wellen den Transformator-kessel, koppeln sie in das Metall ein, wodurch deren longitudinale Komponente an der Außenseite des Kessels gemessen werden kann. Die Messung erfolgt mittels piezoelektrischer Mikrofone. Der messbare Frequenzbereich liegt dabei zwischen 50 und 200kHz. Die Umgebungsgeräusche (Korona in der Luft) und die Eigengeräusche des Transformators stellen in der Praxis für online Messungen einen hohen Geräuschpegel dar. Dadurch sind empfindliche akustische Messungen häufig nicht möglich. Zusätzlich erfahren die akustischen Signale der TE innerhalb der festen und flüssigen Isolationsmaterialien und Aufbauten im Transformator eine relativ hohe

Dämpfung [COE09, COE11, HOE12]. Eine Bestimmung der scheinbaren Ladung mittels akustischer Messung ist nicht möglich, da eine dafür notwendige Kalibrierung nicht durchführbar ist [GOC07].

Die akustische Methode wird hauptsächlich zur Ortung von Teilentladungen eingesetzt [MUH02]. Die Ortung von TE im Transformator kann im einfachsten Fall mit einem einzigen Sensor erfolgen. Dabei wird die Position des Sensors am Kessel so lange verändert, bis die maximale Schallintensität erfasst wird. Werden hingegen mehrere Sensoren am oder im Kessel montiert, so kann die Ortung mittels Messung von Laufzeitunterschieden durchgeführt werden (z.B. Triangulationsmethode) [GOC07, SCH09].



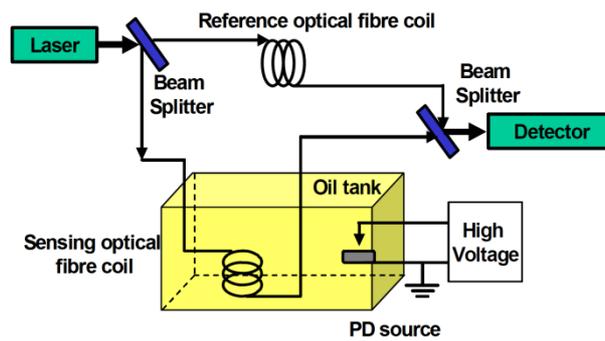
**Abbildung 21:** links: Transformator mit innerer TE und akustischen Sensoren (hier:  $D_i$ ...Sensorabstand zur TE), rechts: Triangulation mit drei akustischen Signalen [MAR06a]

Um die Empfindlichkeit der akustischen Messungen zu steigern und somit bessere Ergebnisse bei der Ortung von TE zu erzielen, können diese mit der empfindlicheren UHF-Methode kombiniert werden. Für nähere Beschreibungen dazu, sei auf das Kapitel 4.7.2 verwiesen.

### Opto-akustische TE-Messung

Eine weitere Methode zur Detektion von TE stellt die opto-akustische TE-Messung dar. Diese beruht auf dem Prinzip der Beeinflussung einer optischen Faser durch akustische Wellen der TE. Kommt es zu einer TE im umgebenden Medium (Gas, Öl), erfährt die optische Faser durch die entstandene Druckwelle eine Verformung. Aufgrund der Dehnung und mechanischen Spannung der Faser wird ein Lichtstrahl, welcher durch die Faser geführt wird, beeinflusst. Es treten Veränderungen des Polarisationszustandes und der optischen Weglänge auf.

Mittels Mach-Zehnder-Interferometer kann dieser Effekt zur Detektion von TE ausgenutzt werden (siehe Abbildung 22). Dieses basiert auf der Phasenverschiebung zwischen einer beeinflussten und einer unbeeinflussten Welle und der Auswertung der resultierenden Interferenz.



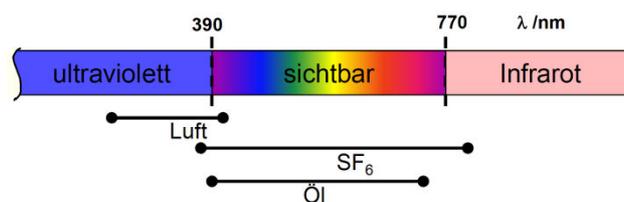
**Abbildung 22:** Versuchsanordnung der optisch-interferometrischen Detektion von TE [MUH07]

Ein Ziel, welches bei der opto-akustischen TE-Messung verfolgt wird, ist eine mögliche Aussage über den Entstehungsort von TE. Dies soll durch die Verwendung mehrerer Fasern an verschiedenen Stellen im Betriebsmittel erreicht werden [SCH09].

### 3.2.4.2 Optische TE-Messung

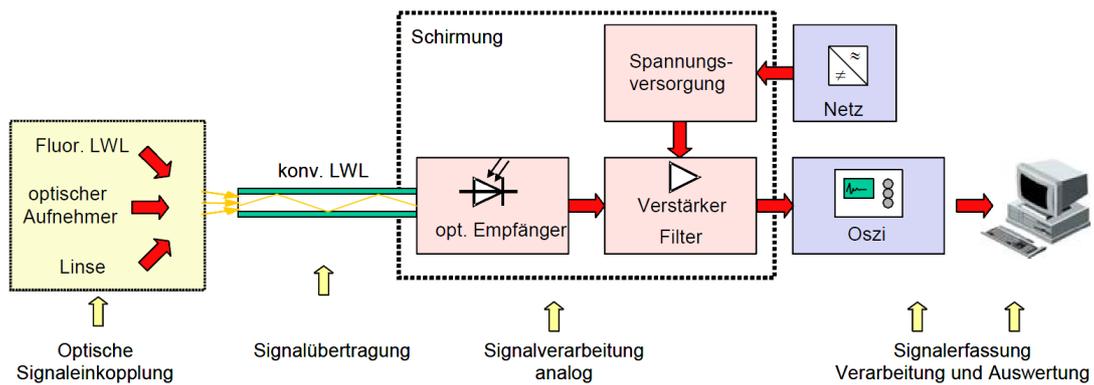
Bei der optischen TE-Erfassung, wird das Licht, welches von den Teilentladungen erzeugt wird, erfasst. Das Licht während einer TE wird dabei von Ionisierungs-, Anregungs- und Rekombinationsprozessen hervorgerufen. Das ausgesendete Spektrum wird von vielen Faktoren beeinflusst, die bei der Wahl des optischen Systems berücksichtigt werden müssen. Das Isoliermedium, Elektrodenmaterial, elektrische Feldbeanspruchungen, Temperatur und Druck im Bereich der Entladungsstelle beeinflussen dabei den Betrag des entstehenden Lichts und die Wellenlänge [SCH09].

In Abbildung 23 sind die Spektralbereiche verschiedener Isoliermedien abgebildet.



**Abbildung 23:** Schematische Darstellung des Spektralbereichs [SCH09]

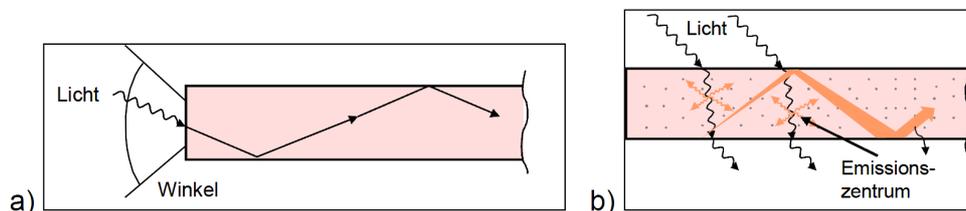
Am Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement der Technischen Universität Graz, wurde ein Messsystem zur optischen Detektion von Teilentladungen im Inneren eines Betriebsmittels entwickelt (siehe Abbildung 24). Mit diesem Messsystem konnten grundlegende Untersuchungen durchgeführt und die Anwendbarkeit für den praktischen Einsatz erforscht werden [SCH02].



**Abbildung 24:** Blockschaltbild eines optischen Messsystems [SCH09]

Das Licht wird dabei über einen optischen Sensor eingekoppelt. Mittels konventionellem Lichtwellenleiter wird das optische Signal zum Empfänger weitergeleitet und in weiterer Folge umgewandelt, aufbereitet und verarbeitet. Nach der Digitalisierung erfolgt die Auswertung mittels PC [SCH09].

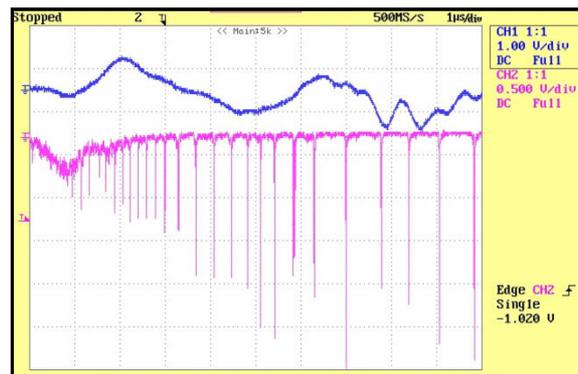
Für die Lichteinkopplung hat sich der Einsatz eines fluoreszierenden Lichtwellenleiters (anstelle eines konventionellen Lichtwellenleiters mit vorgebauter Linse) als vorteilhaft erwiesen. Während beim konventionellen Lichtwellenleiter eine starke Winkelabhängigkeit gegeben ist, kann mit dem fluoreszierenden Lichtwellenleiter das optische Signal aus jeder beliebigen Seite erfasst werden (Gegenüberstellung siehe Abbildung 25).



**Abbildung 25:** Gegenüberstellung eines konventionellen (a) und eines fluoreszierenden Lichtwellenleiters (b) [SCH09]

Das Licht dringt dabei mit einem bestimmten Wellenlängenbereich in die optische Faser ein, erfährt in weiterer Folge eine kleine Änderung des Wellenlängenbereiches und wird innerhalb der Faser weitergeleitet. Es tritt jedoch eine sehr starke Dämpfung des optischen Signals (20dB/m) im Vergleich zum konventionellen Lichtwellenleiter (1dB/km) auf, wodurch eine empfindliche TE-Messung zur Zeit noch nicht möglich ist. Die Anwendbarkeit konnte durch Untersuchungen in Öl aber bestätigt werden.

Das folgende Beispiel (Abbildung 26) zeigt eine Gegenüberstellung der Signale eines konventionellen und eines optischen Messsystems. Während hier das konventionelle Messsystem bedingt durch seine geringe Bandbreite, nicht in der Lage war, die hohe Impulsfolge von TE in Öl korrekt zu verarbeiten, ließ das optische System eine Impulsauflösung bis in den ns-Bereich zu.



**Abbildung 26:** Signal der konventionellen (oben) und der optischen TE-Messung (unten) [SCH09]

Die Vorteile der optischen Messung liegen in der Unbeeinflussbarkeit durch elektrische, akustische und magnetische Störer. Weitere Vorteile ergeben sich durch die sichere Anwendung im Hochspannungsbereich aufgrund der galvanischen Trennung sowie der einfachen Handhabung [SCH09]. Als Nachteil der optischen TE-Messung im Inneren von Betriebsmitteln erweist sich die Zugänglichkeit bzw. der eingeschränkte Erfassungsbereich. Weiters ist die Detektion optischer Signale auch auf möglichst gut transparente Isoliermedien beschränkt. Im Gegensatz zu TE in Luft, bei denen ca. 1% der gesamten Entladungsenergie in Licht umgewandelt wird, ist der Anteil der umgewandelten Energie in Feststoffen oder Flüssigkeiten viel kleiner [MUH02, SCH09]. Veränderungen der Dämpfungseigenschaften und Spektralbereiche, die sich im Laufe der Zeit (z.B. aufgrund der Öltrübung) ergeben, sind schwierig zu erfassen. Aufgrund vieler Einflussfaktoren, bedingt durch die optischen Eigenschaften der Medien, ist keine Kalibrierung möglich. Somit kann die scheinbare Ladung nicht bestimmt werden. Gegebenenfalls muss auch mit einer elektrischen Feldverzerrung innerhalb des Betriebsmittels, aufgrund des Sensors bzw. der Sensorleitungen, gerechnet werden [SCH09].

Für genauere Informationen zur optischen TE-Messung sei auf [SCH02] und [SCH09] verwiesen.

### 3.2.4.3 UHF-TE-Messung

Die ultrahochfrequente Teilentladungsmessung (UHF-TE-Messung) wird ausführlich in Kapitel 4 behandelt.

## 4 Ultrahochfrequente (UHF) Teilentladungsmessung

### 4.1 Einleitung

Im Bereich der Diagnostik von Transformatoren stellt die UHF-Messtechnik, welche vor allem aus dem Gebiet der gasisolierten Schaltanlagen bekannt ist, eine relativ neue Methode dar. Es steht fest, dass TE in Öl einen sehr schnellen elektrischen Prozess darstellen. Nachdem die Anstiegszeiten und Pulsdauern sehr kurz sind, werden dabei elektromagnetische Wellen abgestrahlt, deren Frequenzen bis in den unteren UHF-Bereich (300MHz-3GHz) reichen [MAR05a, RET09, TEN11]. Diese UHF Signale können durch geeignete Sensoren empfangen und nach deren Aufzeichnung durch ein Messsystem ausgewertet werden [SIE12]. Die UHF-TE-Messung ist im Gegensatz zur IEC-konformen TE-Messung aufgrund des betrachteten Frequenzspektrums sehr unempfindlich gegen externe Störer [RET09]. Des Weiteren bewirken die Schirmungseigenschaften des Kessels eine Minimierung der externen elektromagnetischen Störungen, wodurch Messungen mit einem hohen Signal-Rausch-Abstand möglich sind [MAR05a]. Aufgrund der Tatsache, dass der mittels UHF-Messtechnik gemessene Pegel nicht von der Fehlstelle selbst, sondern vielmehr von den Ausbreitungsverhältnissen im Transformator dominiert wird, ergibt sich eine fehlende Kalibrierbarkeit. Somit ist kein direkter Vergleich von Messungen an unterschiedlichen Prüflingen oder mit unterschiedlichen Sensoren möglich [RET09].

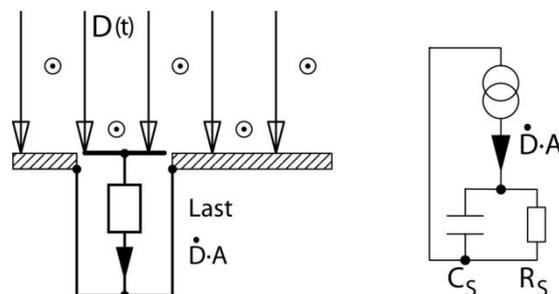
## 4.2 UHF-TE-Sensoren für Leistungstransformatoren

Ein geeigneter Sensor stellt die wichtigste Komponente bei der UHF-TE-Messung von Leistungstransformatoren dar [SIE12]. Als Entkopplungsgerät hat dieser die Aufgabe, die elektromagnetischen Wellen, welche von der TE hervorgerufen werden und durch den Transformator-kessel wandern, zu detektieren. Ständig neue Erfahrungen durch Labor- und Feldmessungen führen zu neuentwickelten Sensoren. Der Forschungsschwerpunkt liegt hier bei der Verbesserung der Mess-Performance sowie der mechanischen Eigenschaften [COE07].

### 4.2.1 Wirkungsprinzip

Mittels Feldsensoren kann die Stärke der zeitveränderlichen elektrischen und magnetischen Felder erfasst werden. Beim magnetischen Sensor geschieht dies durch die Umlaufspannung, welche in einer Messschleife induziert wird. Beim kapazitiven Sensor hingegen über die Einkopplung des Verschiebungsstroms in eine Messfläche (siehe Abbildung 27, links) [KÜC09]. Zur Bewertung des UHF Bereichs von TE im Transformator werden speziell entworfene kapazitive Sensoren verwendet [KÜC09, MAR06a, MUH06, TEN06, TEN08]. Diese haben sich in der Vergangenheit bereits bei GIS bewährt. Unterschieden werden dabei die schmalbandige (Bandbreite um 5MHz) und die breitbandige (Bandbreite bis zu 2GHz) Methode [MUH06].

Die Sensoren werden als räumlich konzentriert angenommen, wodurch auch die Ersatzschaltbilder mit konzentrierten Elementen dargestellt werden können (siehe Abbildung 27, rechts). Wenn die Sensoren entsprechend kleine Abmessungen aufweisen, können sehr schnell veränderliche Vorgänge breitbandig erfasst werden [KÜC09].



**Abbildung 27:** links: Einkopplung des Verschiebungsstroms in eine kapazitive Messfläche, rechts: Ersatzschaltbild [KÜC09]

$D$	elektrische Flussdichte (dielektrische Verschiebung)
$A$	Fläche
$C_S$	Sensorkapazität
$R_S$	Sensorlast

Aufgrund der Proportionalität der Signale zu den zeitlichen Ableitungen der Feldgrößen, muss in der Regel eine Integration durchgeführt werden. Diese kann aktiv oder passiv erfolgen. Die aktive Integration geschieht mittels eines breitbandigen Integrationsverstärkers oder mittels numerischer Integration des zuvor digitalisierten Signals. Die passive Integration wird bei sehr schnell veränderlichen Vorgängen empfohlen. Diese wird unmittelbar mittels einer definiert aufgebauten Kapazität ( $C_S$ ) durchgeführt, wobei deren Belastung durch die Last ( $R_S$ ) nur hochohmig erfolgen darf [KÜC09].

Als Messfläche (Antenne) kommen mehrere Typen in Frage, auf welche im folgenden Kapitel eingegangen wird.

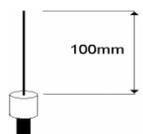
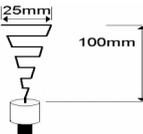
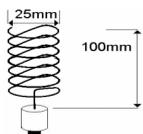
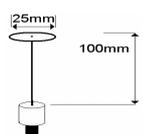
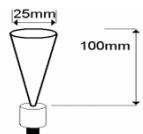
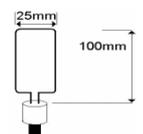
#### 4.2.2 Antennenarten

Bei der Ausführung von UHF Antennen zur Verwendung im Transformator, muss neben deren Formgebung auch auf die Größe geachtet werden. In [LOP08] wurden daher verschiedene Breitband-Antennen analysiert, mit dem Ziel, ein optimales Design zu ermitteln.

Sollen Sensoren über das Ölventil eingeschoben werden (vgl. Kapitel 4.2.3), ist zu berücksichtigen, dass die Größe des Ablassventils mit der Transformatorgröße und je nach Hersteller variiert. Für Transformatoren größer 1MVA sind 2 Zoll (ca. 51mm) üblich. Der Sensor muss an diese Ventilgröße angepasst werden, was natürlich auch Einschränkungen bei der Verwendung einiger Antennenausführungen mit sich bringt. Eine  $\lambda/4$  Antenne in Öl mit einer Länge von 33mm bis 165mm entspricht den physikalischen Abmessungen für einen Frequenzbereich von 300MHz bis 1,5GHz. Wird die Antenne relativ klein gehalten, ist es notwendig, alle physikalischen Beeinflussungen des Sensors mit dem Aktivteil des Transformators zu vermeiden. Somit wurde in [LOP08] für die Untersuchungen eine Länge von 100mm als passabler Kompromiss gewählt. Da die  $\lambda/4$  Monopolantenne generell keine guten Breitbandeigenschaften hat, wurden in einem Versuch zu deren Optimierung, verschiedene Strukturen untersucht.

Mittels Computersimulationen konnten vorerst Unterschiede in der Richtcharakteristik, Antennenimpedanz, effektiven Fläche und des Gewinns bewertet werden. In weiterer Folge wurde eine Gruppe ausgewählter Antennen unter Laborbedingungen getestet und verglichen. Zu diesem Zwecke wurden künstliche TE in Öl erzeugt und deren elektromagnetische Impulse von den Antennen aufgenommen. Die Ergebnisse der Untersuchung wurden wie folgt bewertet [LOP08]:

**Tabelle 3:** Verschiedene Antennenstrukturen und deren Bewertung [LOP08]

Antennentyp	Dimension	Beurteilung der Ergebnisse
Gerader Draht Monopol		Gutes Ansprechverhalten. Angemessen breitbandig für ein Monopol Design. Arbeitet gut, sowohl horizontal als auch vertikal zur TE Quelle.
Trapezförmiger Monopol		Im Verhalten sehr ähnlich wie der gerade Draht Monopol. Weist aber etwas besseren Gewinn bei den Resonanzfrequenzen auf.
Helix Monopol		Beträchtlich weniger Gewinn als der Großteil der anderen getesteten Typen. Arbeitet besser mit horizontaler Ausrichtung zur Quelle.
Scheiben Monopol		Ähnliche Ergebnisse wie der gerade Draht Monopol. Kein Vorteil aufgrund des Scheibenanbaues ersichtlich, weder horizontal noch vertikal zur Quelle.
Kegelförmiger Monopol		Das kegelförmige Design scheint sich etwas besser auf die breitbandige Ansprache auszuwirken. Der Gewinn ist etwas höher als beim geraden Draht.
Kleine Schleifenantenne		Beträchtlich weniger Gewinn als der Großteil der anderen getesteten Typen.
Spiralantenne		Beträchtlich weniger Gewinn als der Großteil der anderen getesteten Typen. Der Durchmesser der Spirale ist zu klein um die Vorteile dieses Breitbanddesigns nutzen zu können.

Die vier besten Antennen (Gerader Draht Monopol, Trapezförmiger Monopol, Scheiben Monopol, Kegelförmiger Monopol) wurden weiteren Untersuchungen in einem Leistungstransformator (66/11kV, 10MVA) unterzogen, wobei hier die breitbandigen Signale von TE durch Einspeisung kontrollierter Spannungsimpulse simuliert wurden.

Anhand der Untersuchungsergebnisse ging die kegelförmige  $\lambda/4$  Monopolantenne als beste Antenne hervor und wurde schlussfolgernd als gute Ausführung mit ausreichend breitbandiger Ansprache bewertet [LOP08]. Für eine genauere Beschreibung der durchgeführten Untersuchungen und Ergebnisse sei auf [LOP08] verwiesen.

### 4.2.3 Sensor-Ausführungen in der Praxis (Bauweise)

Es gibt zwei grundlegende Sensortypen, die sich in ihrer Montage am Transformator unterscheiden. Der sogenannte „Drain Valve“ Sensor (oder auch interner Sensor) wird zum Zwecke einer Messung, durch den Ölablassschieber in das Transformatorinnere eingebracht. Im Gegensatz dazu wird der „Top Hatch“ Sensor direkt in der Kesselwand verbaut und eignet sich somit für den Betrieb in einem Online Monitoring System über die gesamte Lebensdauer des Transformators [SIE12]. Nachfolgend werden diese beiden Typen beschrieben.

#### „Drain Valve“ Sensor

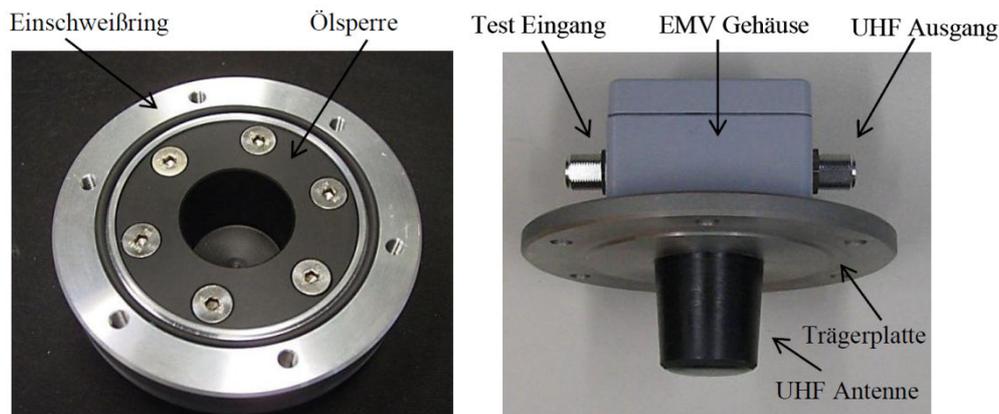


**Abbildung 28:** UHF Drain Valve Sensor zur Installation am Leistungstransformator durch einen Standard Flachkeilschieber DN80 [SIE12]

In Abbildung 28 ist der „Drain Valve“ Sensor zu sehen. Er wurde auf Grund langjähriger Erfahrungen von Labor- und Feldmessungen entwickelt und kommt bei einigen Transformatorherstellern und Energieversorgern aus aller Welt schon seit Jahren zum Einsatz. Der Sensor wird durch einen standardisierten Flachkeilschieber (DN80 Flansch) in den Kessel des Transformators eingeschoben. Wie in Abbildung 28 zu sehen ist, besitzt der Sensor zwei Anschlüsse. Zum einen den UHF Ausgang und zum anderen einen Test Eingang, mit dem eine Funktionsüberprüfung (Performance Check) des Sensors und des Messinstrumentes durchgeführt werden kann (siehe Kapitel 4.3). Bei einigen Transformatoren sind die Flachkeilschieber im Inneren des Kessels verbaut oder führen in Steigrohre, welche der Ölströmungsführung dienen. Diese schirmen die elektromagnetischen Wellen jedoch ab, wodurch trotz vorhandenen TE kein UHF-Signal empfangen werden kann. Im Normalfall kommt dieser Sensor nur kurzzeitig, für eine Diagnosemessung zum Einsatz und wird danach wieder entfernt. Für ein Monitoringsystem besteht allerdings auch die Möglichkeit einer dauerhaften Installation des Sensors. Da aber dadurch einer der wenigen Flachkeilschieber andauernd besetzt ist, wurde speziell für eine solche Dauerinstallation der „Top Hatch“ Sensor entwickelt [SIE12].

### „Top Hatch“ Sensor

Der „Top Hatch“ Sensor (siehe Abbildung 29) ist eine Weiterentwicklung des oben beschriebenen Sensors zum Zwecke der dauerhaften Installation bei einem Online Monitoring System. Er wird direkt an der Kesselwand installiert, wodurch keine Flachkeilschieber belegt werden.



**Abbildung 29:** links: Einschweißflansch mit eingeschraubter Ölsperre, rechts: UHF Top Hatch Sensor zum Aufschrauben auf den Einschweißflansch [SIE12]

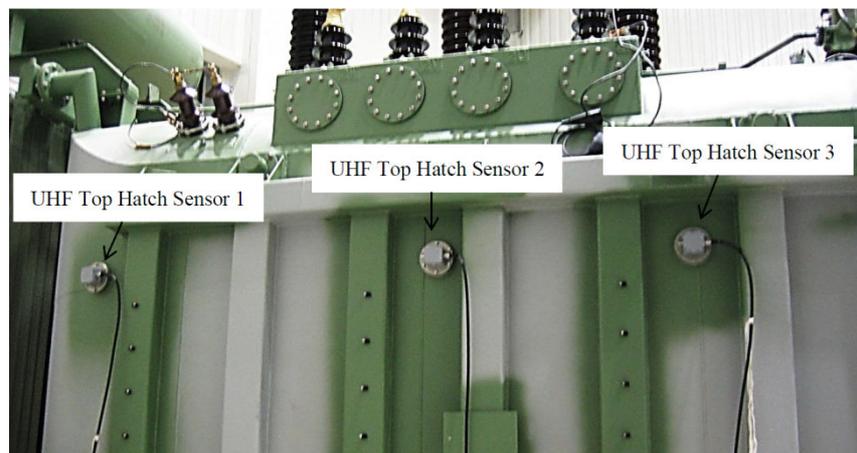
Der „Top Hatch“ Sensor setzt sich aus den folgenden Baugruppen zusammen [SIE12]:

- Einschweißflansch: Ein direkt in den Kessel eingeschweißter Edelstahlring, welcher als Grundträger des Sensors fungiert.
- Ölsperre: Ein in den Einschweißflansch eingeschraubter Hochleistungskunststoff, welcher ein dielektrisches Fenster bildet. Der Kessel wird somit öldicht gehalten, während aber die elektromagnetischen Wellen aus dem Transformatorinneren zum UHF-Sensor durchgelassen werden.
- UHF-Sensor: Dieser wird über der Ölsperre auf den Einschweißflansch geschraubt. Hauptbestandteil ist eine UHF-Antenne, wie sie auch beim „Drain Valve“ Sensor verwendet wird. Zur Wiederherstellung des Faraday’schen Käfigs wird eine aus rostfreiem Edelstahl gefertigte Trägerplatte verwendet. Zum Schutz vor elektromagnetischen Störungen dient ein geschirmtes Gehäuse. Wie der „Drain Valve“ Sensor besitzt auch der „Top Hatch“ Sensor neben dem UHF Ausgang auch einen Test Eingang zur Durchführung eines Performance Checks (siehe Kapitel 4.3).

Die Montage kann sowohl an neuen als auch an älteren Transformatoren, welche sich aufgrund einer Reparatur gerade im Werk befinden, eingeschweißt werden. Dabei sind die Anzahl der Sensoren und die Platzierungen am Transformator frei wählbar. Es empfiehlt sich aber zum Zwecke der TE-Ortung mittels Laufzeitdifferenzen, zumindest vier

Sensoren einzusetzen. Transformatoren welche Montagelöcher aufweisen, können aber auch direkt im Feld mit Sensoren nachgerüstet werden. Dabei werden die Platten auf den Montagelöchern nach Ablassen des Transformatoröls entfernt und durch Platten ersetzt, auf welche zuvor „Top Hatch“ Sensoren aufgeschweißt wurden. Obwohl der Aufwand dafür relativ groß ist, macht sich die Investition bezahlt, da das Ausfallsrisiko durch Online Monitoring Systeme reduziert werden kann [SIE12].

Nachstehend ist ein 25MVA (110/20kV) Leistungstransformator mit drei der insgesamt sechs montierten UHF „Top Hatch“ Sensoren zu sehen [SIE12]:



**Abbildung 30:** 25MVA Leistungstransformator mit UHF „Top Hatch“ Sensoren [SIE12]

#### 4.2.4 Anforderungen an Sensoren

Die Ölfllansche von Leistungstransformatoren können sich im oberen Teil des Kessels befinden. Laut IEC 60076-7<sup>7</sup> kann hier die maximale Öltemperatur einen Wert von 115°C erreichen, wobei lokale Hotspots dabei ein Temperaturmaximum von 160°C aufweisen können. Neben dieser thermischen Belastung muss eine eingesetzte Sonde auch noch mechanischen Belastungen durch den Öldruck standhalten. Da die meisten Transformatoren nicht höher als 10m sind und aufgrund der Tatsache, dass die Dichte von Isolieröl geringer ist, als die von Wasser, liegt der Öldruck im Transformator unter 1bar. Bei einer Typprüfung wird zur Überprüfung der Dichtheit ein Sicherheitsfaktor von 5 verwendet. Der Sensor muss somit einem Druck von 5bar und einer Temperatur von 120°C standhalten [COE07].

Des Weiteren muss der Sensor korrosions- sowie säureresistent sein und der hohen Amplitude des elektromagnetischen Feldes standhalten, sowie immun gegen die

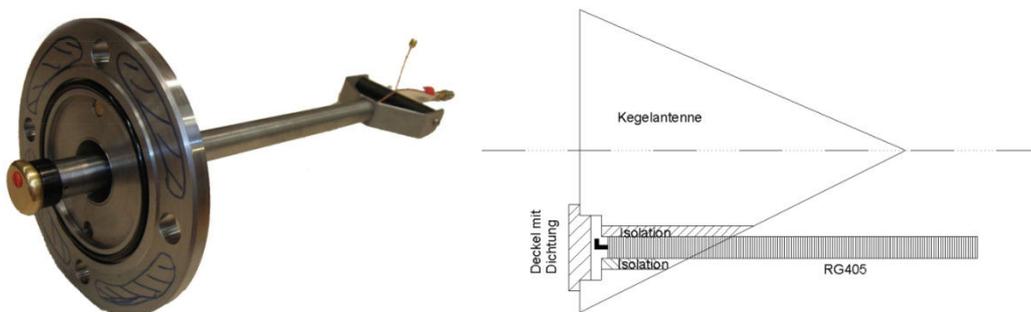
<sup>7</sup> „Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren“, 2005

Auswirkungen von Schaltüberspannungen und atmosphärischen Entladungen sein [LIU10].

### 4.3 Performance Check

Der sogenannten Performance Check (Funktionstest) dient der einfachen Überprüfung des Messaufbaus [SIE12]. Das Ziel dabei ist es, eine sichere Aussage über die Funktion des Signalausbreitungsweges ausgehend vom Sensor, über die Messkabel bis zum Transientenrekorder zu erhalten [COE06]. D.h., es kann festgestellt werden, ob hochfrequente TE-Signale aus dem Inneren des Transformators erfasst werden können [COE08].

Sensoren, mit denen der Performance Check durchgeführt werden kann, müssen neben der Fähigkeit, UHF-Signale zu empfangen, solche auch aussenden können [COE07]. Diese speziellen Sensoren sind zusätzlich mit monopolarartigen, isolierten Elektroden ausgestattet (siehe Abbildung 31). Werden hochfrequente Signale eingespeist, so bewirkt dies eine Abstrahlung von UHF-Signalen. Diese künstlichen UHF-Signale werden in weiterer Folge vom UHF-Sensor empfangen, wodurch die Funktionsüberprüfung ermöglicht wird [COE06].



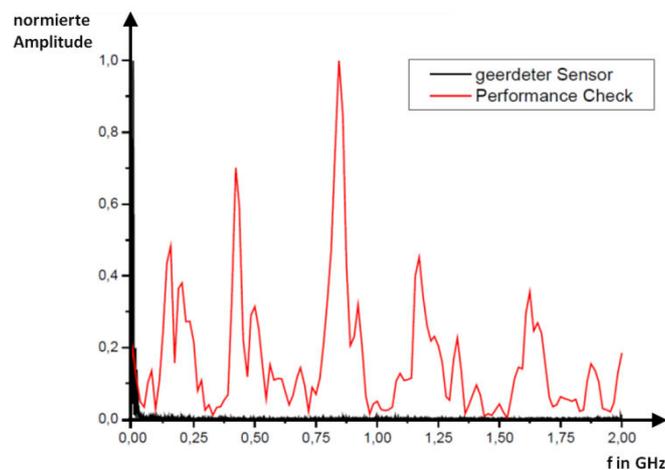
**Abbildung 31:** links: UHF-Kegelsensor mit Schubstange, Gehäuse und Flansch, rechts: Schematische Darstellung der im Sensor integrierten isolierten monopolarartigen Elektrode [COE06]

Zur Einspeisung des hochfrequenten Signals verwendet man einen UHF-Signalgenerator, dessen Signalspektrum dem Spektrum einer TE sehr ähnelt. Über eine Messimpedanz von  $50\Omega$  wird dabei mittels Avalanche-Transistoren eine Signalanstiegszeit von 350ps (10-90% Amplitude) und eine Pulshalbwertsbreite von 450ps (50% Amplitude) erreicht. Das Spektrum reicht somit bis in den Frequenzbereich von 2GHz [COE06].

Für die im Kegelsensor installierte Elektrode ist nach Abbildung 31 in der Schubstange des Sensorgehäuses eine zur Empfangsleitung parallele Leitung notwendig. Um den Performance Check des Sensors korrekt durchführen zu können, darf es auf diesen parallelen Leitungen zu keiner Überkopplung der elektromagnetischen Signale kommen.

Aufgrund der bekannten Leitungslängen kann die Signallaufzeit abgeschätzt werden (z.B. 5ns bei reiner Überkopplung zwischen der isolierten Elektrode und dem Sensor). Wird dies bestätigt, ist die Funktion des Sensors nachgewiesen [COE06, COE08].

Des Weiteren kann mit dem Performance Check eine fehlerhafte Sensorinstallation erkannt werden. Es ist vorstellbar, dass der Sensor aufgrund des Kontaktes zum Kessel geerdet wird und somit u.U. eine Auskopplung hochfrequenter Signale gar nicht stattfinden kann. Zu diesem Zwecke wurde in einem Laborversuch ein solcher Sensor punktförmig geerdet, woraufhin bei dessen Funktionsüberprüfung im Spektrum keine hochfrequenten Teile mehr erkannt werden konnten (siehe Abbildung 32, schwarze Linie).



**Abbildung 32:** Spektrum des geerdeten Sensors (schwarz) im Vergleich zum fehlerfreien Sensor im Kessel (rot) bei gleichem eingespeisten Signal, nach [COE06]

Durch einen erfolgreichen Performance Check kann somit auch eine korrekte Sensorinstallation nachgewiesen werden [COE06].

### „Zwei-Tor“ Performance Check

Im Gegensatz zum oben beschriebenen „Ein-Tor“ Performance Check kann bei Vorhandensein eines zweiten Ölventils ein „Zwei-Tor“ Performance Check durchgeführt werden. Dabei ist es durch die Verwendung eines weiteren Sensors möglich, neben der kapazitiven Kopplung innerhalb des UHF-TE-Sensors, auch die Kopplung über elektromagnetische Wellenübertragung durch den Transformator zu überprüfen. Wegen der erforderlichen Wellenabstrahlung ist beim „Zwei-Tor“ Performance Check für das gleiche Signal-Rausch-Verhältnis wie beim „Ein-Tor“ Performance Check, ein Signalgenerator mit höherer Ausgangsleistung notwendig. Unter Verwendung eines UHF-Signalgenerators mit veränderlicher Ausgangsleistung, lässt sich der „Zwei-Tor“ Performance Check auch zu einem Empfindlichkeitsnachweis (siehe Kapitel 4.4.1) erweitern [COE06, COE07].

## 4.4 Empfindlichkeit

Die UHF-Messung lässt sich im Unterschied zu der klassischen TE-Messung nicht direkt kalibrieren, da in der Regel zwischen der Anzeige und der scheinbaren Impulsladung kein eindeutiges Verhältnis existiert. An Stelle der Kalibrierung kann man aber einen sogenannten Empfindlichkeitsnachweis durchführen [KÜC09].

### 4.4.1 Vorgehensweise beim Empfindlichkeitsnachweis (Sensitivity Check)

Der Empfindlichkeitsnachweis basiert auf der Vorgehensweise wie sie von den GIS bekannt sind. Dabei wird zunächst eine künstliche TE-Quelle (Spitze-Platte Anordnung), deren scheinbare Ladung bekannt ist (z.B. 100pC) in einem Labortransformator platziert und aktiviert. Ein Sensor, welcher an einem Ölventil installiert ist, nimmt das UHF-Signal dieser TE auf (z.B. 5mV). Im nächsten Schritt wird anstelle der TE-Quelle eine Monopolantenne montiert und durch einen UHF-Signalgenerator (mit variabler Ausgangsleistung) gespeist. Eine bestimmte Anregungsspannung (z.B. 4V) führt hierbei am UHF-Sensor zur gleichen Spannung wie sie die TE-Quelle (100pC) hervorgerufen hat. Somit ergibt sich zwischen der bekannten TE und der Spannung des Signalgenerators ein bestimmtes Verhältnis (hier 0,04V/pC). Durch Installation dieses Messsystems an einem identischen Transformator mit zwei Ölventilen, kann somit ein Empfindlichkeitsnachweis für eine bestimmte scheinbare Ladung (hier 100pC) ermöglicht werden [COE07, COE08].

### 4.4.2 Beeinflussung der Empfindlichkeit

Das Verhältnis von 0,04V/pC, welches in [COE08] ermittelt wurde, weicht aber im Vergleich zu Ergebnissen aus [TEM07], welche zwischen 0,2V/pC und 1,5V/pC liegen, deutlich ab. Das Zustandekommen solch unterschiedlicher Verhältnisse bzw. die Beeinflussung der Messempfindlichkeit kann durch folgende Punkte erklärt werden [AGO07, COE08, MEI08]:

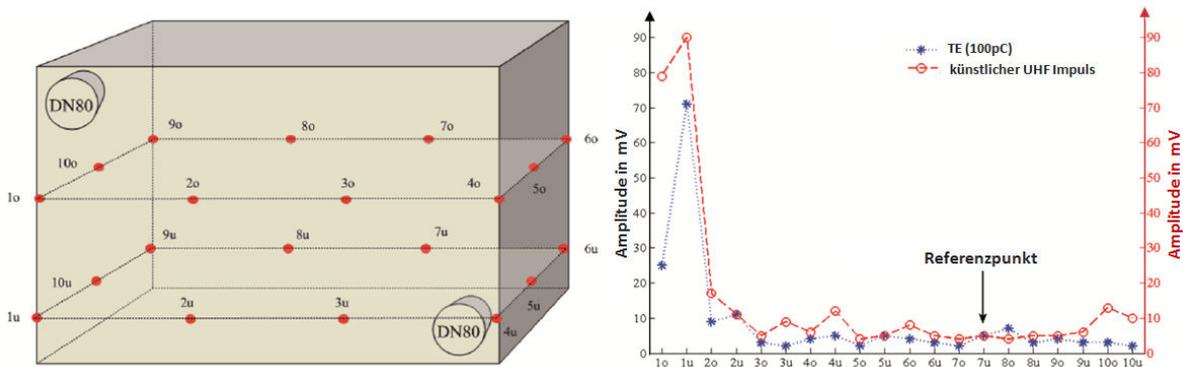
- Unterschiedliche Empfindlichkeiten der UHF-Koppler oder unterschiedliche Verstärkungen
- Andere Position von UHF-Sensor und/oder TE-Quelle (z.B. direkte Fluchtlinie)
- Variierende Einschubtiefe des UHF-Sensors
- Abweichender innerer Aufbau
- Unterschiedliche Größen des Transformatorbessels
- Verschiedene TE-Arten
- Abweichende Anstiegszeit und Form des eingespeisten Impulses.

Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, sind zukünftige Forschungen bestrebt, Standards für den Ablauf des Empfindlichkeitsnachweises festzulegen. Dies dürfte sich

aber aufgrund der großen Anzahl unterschiedlicher Transformatorarten schwierig gestalten [COE08].

#### 4.4.3 Empfindlichkeit in Abhängigkeit der Position der Quelle

In diesem Kapitel soll gezeigt werden, wie sich der Ort einer TE-Quelle im Transformator auf die Empfindlichkeit auswirkt. Zu diesem Zwecke wurden in einem Labortransformator mit fix montiertem Sensor, UHF-Signale aufgenommen, deren Quellen aufgrund eines nicht vollständig geschlossenen Deckels an 20 verschiedenen Positionen innerhalb des Transformators platziert werden konnten (Abbildung 33, links). Als Quellen kamen dabei eine reale 100pC TE-Quelle sowie ein künstlich erzeugter UHF-Impuls zum Einsatz. In Abbildung 33 rechts sieht man die Gegenüberstellung der aufgenommenen UHF-Signale. Die reale TE-Quelle (blau) wurde mittels Spitze-Platte Anordnung verwirklicht, während der künstliche UHF-Impuls (rot) mittels Monopolantenne hervorgerufen wurde, welche wie im vorigen Kapitel beschrieben bei einer Anregungsspannung von 4V dasselbe Ergebnis (5mV) am UHF-Sensor hervorruft wie die reale 100pC TE. Wie man in Abbildung 33 rechts erkennen kann, gilt dies aber nur für einen bestimmten Referenzpunkt.

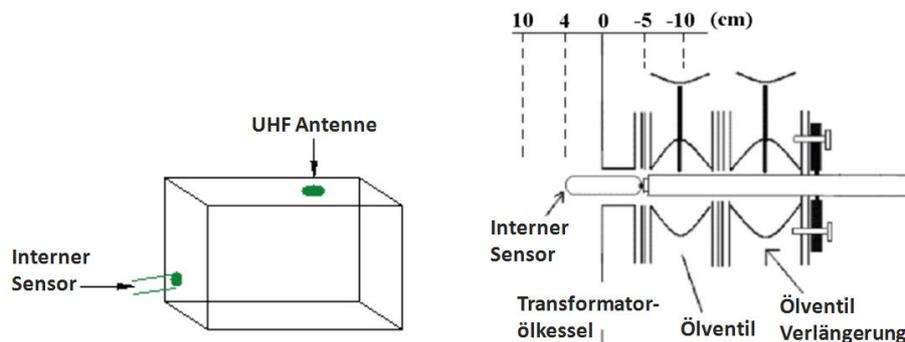


**Abbildung 33:** links: Messpositionen im Transformator (10kV/380V, 200kVA), rechts: Empfindlichkeiten für reale 100pC TE-Quelle und künstlichen UHF-Impuls mit 4V, nach [COE08]

Die restlichen Werte weichen mit 3 bis 90mV stark voneinander ab. Dies wiederum bekräftigt die Forschungsergebnisse, dass die Dämpfung der UHF Signale vom internen Aufbau und dem Ausbreitungsweg abhängt. Eine solche Vorgehensweise ermöglicht eine Einschätzung, ob TE bestimmter Intensität an den untersuchten Positionen erkennbar sind. Somit könnte eine „worst case“ Abschätzung der Empfindlichkeit für diesen Transformator durchgeführt werden [COE08].

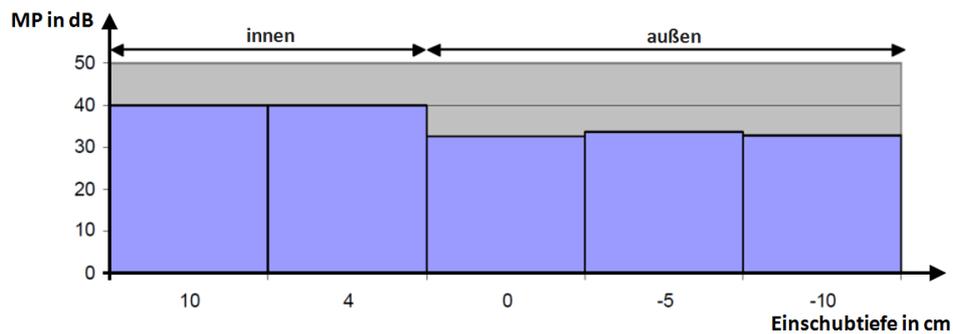
#### 4.4.4 Empfindlichkeit in Abhängigkeit der Einschubtiefe eines internen Sensors

Ein weiterer interessanter Punkt bei der Empfindlichkeitsbewertung interner Sensoren ist die Frage, wie tief der Sensor in den Transformator geschoben werden soll, um die verwertbarsten Ergebnisse zu erhalten, Signalverluste (aufgrund der Reflexion und Beugung des Signals am Durchlass des inneren Teils des Ölventils) zu vermeiden aber dabei auch Kurzschlüsse oder Beschädigungen an den Wicklungen im Kessel zu verhindern. Um dies herauszufinden, wurde in [AGO07] ein Versuch durchgeführt, bei dem die Empfindlichkeit eines Sensors an verschiedenen Einschubtiefen im Ölventil überprüft wurde. Dazu wurde ein 200MVA Leistungstransformator (offline) verwendet. Mit einem Impulsgenerator (45V Ausgangsspannung) welcher über ein BNC Kabel an einer im Kessel eingebauten Antenne angeschlossen wurde, konnten Entladungsdefekte von 30-50pC nachgebildet werden. Diese Antenne wurde durch ein Durchführungsloch an der Oberseite des Transformators in das Öl getaucht. Der interne Sensor, wurde über das Ölventil eingebracht, wobei die Einschubtiefe variiert wurde (siehe Abbildung 34) und dabei die Frequenzspektren der detektierten Signale an den unterschiedlichen Positionen mittels Spektrum-Analysator aufgezeichnet wurden.



**Abbildung 34:** links: Schematische Darstellung des Aufbaus für die Empfindlichkeitsbewertung, rechts: Positionen der Einschubtiefen des Sensors, nach [AGO07]

Aus diesen Daten wurde über die Berechnung des mittleren Frequenzspektrums eine sogenannte gemessene Leistung (MP, Measured Power) bestimmt. Diese ist der Energie im Frequenzspektrum proportional. Ausgehend von einer Anfangsposition, bei der sich der Sensor komplett im Inneren des Transformators befindet (10cm im Kessel), wurde dieser nun schrittweise zurückgezogen (4cm und 0cm innerhalb des Kessels, 5cm und 10cm außerhalb des Kessels aber noch innerhalb des Ventils, siehe Abbildung 34, rechts). Zum Vergleich wurden die gemessenen Leistungen für die verschiedenen Einschubtiefen grafisch gegenübergestellt (siehe Abbildung 35).



**Abbildung 35:** Energie-Indikator, gemessene Leistung für verschiedene Einschubtiefen des Sensors, nach [AGO07]

Wie man erkennt, weist die Empfindlichkeit des Sensors zwischen der Eindringtiefe von 0cm und 4cm eine Veränderung von 8dB auf. Die Energie reduziert sich also drastisch, sobald sich der Sensor außerhalb des inneren Teils des Transformators befindet. Es ist aber interessant, dass an Positionen mit einer Einschubtiefe unter 0cm sehr ähnliche Ergebnisse auftreten. Das kann dadurch erklärt werden, dass der Sensor Signalteile aufnimmt, die sich innerhalb des Rohres des Ölventils ausbreiten und an den Rohrwänden reflektiert werden. Beugungen bei UHF-Frequenzen sind minimal, wodurch nur Reflexionsteile aufgenommen werden.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der interne Sensor ein paar Zentimeter in den Transformatorraum hineinragen muss, um eine angemessene Empfindlichkeit zu erreichen [AGO07].

#### 4.4.5 Unterschiede zum Empfindlichkeitsnachweis an GIS

Verglichen mit GIS, wurden bei Leistungstransformatoren folgende Unterschiede gefunden, welche sich auf den Empfindlichkeitsnachweis auswirken [MEI08]:

- Komplexerer innerer Aufbau, wodurch sich unterschiedliche Ergebnisse sogar bei ähnlichen Bauformen ergeben.
- Weniger genormte Bauformen.
- Ausführung von Laboraufbauten, speziell die Einführung einer TE-Quelle um das mV/pC Verhältnis zu bestimmen.
- Einfluss von Ausbreitungseffekten zwischen Fehlstelle und Sensor.
- Durchführung von Vor-Ort Prüfungen, wenn nur wenige Sensoren installiert sind.

## 4.5 UHF-Signale im Transformator

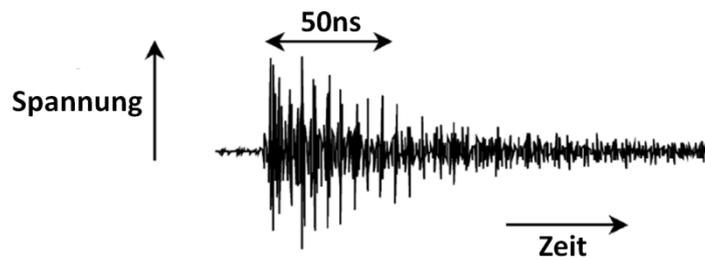
### 4.5.1 Abstrahlungsverhalten von TE-Quellen im Transformator

TE in Öl senden elektromagnetische Wellen im unteren UHF-Bereich aus. Folglich treten im Transformator Wellenlängen zwischen 10 und 70cm auf. Laut Antennentheorie sollte eine gut funktionierende Sendeantenne eine Mindestabmessung von der halben auftretenden Wellenlänge haben und liegt hier somit im Bereich von ca. 10cm. Dies wirft die Frage auf, was nun als Antenne für die elektromagnetischen Wellen fungiert. Die TE-Quelle selbst scheint dafür zu klein zu sein. Laut [COE08] liegt die Antwort in den von TE-Erscheinungen hervorgerufenen hochfrequenten Strömen. So wirken Teile der galvanischen Beschaltung um der TE-Quelle, während der hochfrequente Strom durch sie fließt, als Antenne. Dies konnte mit einem Experiment, welches in [COE08] beschrieben wird, bestätigt werden. Es zeigt sich somit, dass das Abstrahlungsverhalten von TE-Quellen auch vom Aufbau zwischen der Hochspannungsquelle und der TE-Quelle abhängt [COE08].

### 4.5.2 Ausbreitung der UHF Signale im Transformator

Die von den TE hervorgerufenen UHF-Signale passieren am Weg zum Sensor unterschiedliche Isolationsmaterialien (Öl, Papier) und Strukturen (z.B. Wicklungen). In einem geschlossenen Raum, wie dem Transformator-kessel, kommt es an den vielen leitfähigen Flächen und dielektrischen Grenzschichten zu Reflexionen der UHF-Signale. Die elektromagnetische Energie breitet sich mit einer Vielzahl von Wegen durch den Kessel aus und wird mit der Zeit durch Verluste innerhalb der dielektrischen Materialien und an den Leiteroberflächen absorbiert [COE06, JUD05, KOZ10, MOR12].

Die elektromagnetische „Schockwelle“, welche infolge des TE-Stromimpulses abgestrahlt wird, breitet sich im Öl aufgrund der relativen Dielektrizitätskonstante  $\epsilon_r$  von  $\approx 2,2$  mit einer Geschwindigkeit von ca.  $2 \cdot 10^8$  m/s aus. Die Ausbreitung würde mit einer kugelförmigen Wellenfront erfolgen, wenn es die Effekte von Reflexion und Brechung nicht gäbe. Während die Dauer des originalen TE Stromimpulses unter 1ns liegen kann, ist die lange abklingende Resonanz, welche beobachtet wird, ein Ergebnis vielfacher innerer Reflexionen des Signals (siehe Abbildung 36) [JUD05, MAR06a].



**Abbildung 36:** Typisches UHF Signal, mit einer Abklingzeit auf die halbe Amplitude von 50ns, nach [JUD05]

Eine Abschätzung der Signaldämpfung über den Abstand, kann laut [JUD05] unter Berücksichtigung des Abklingens eines typischen UHF-Signals gemacht werden. Im vorliegenden Fall fällt die Amplitude nach 50ns auf ihren halben Wert. Aufgrund der Tatsache, dass das Signal stets mit einer Geschwindigkeit von 1m pro 5ns voranschreitet, muss das Signal, welches 50ns nach der ersten Wellenfront am Sensor ankommt, während dieser Zeit eine Strecke von 10m zurückgelegt haben. Folglich wird laut [JUD05] für das Signal eine Dämpfung von ca. 6dB pro 10m abgeschätzt [JUD05].

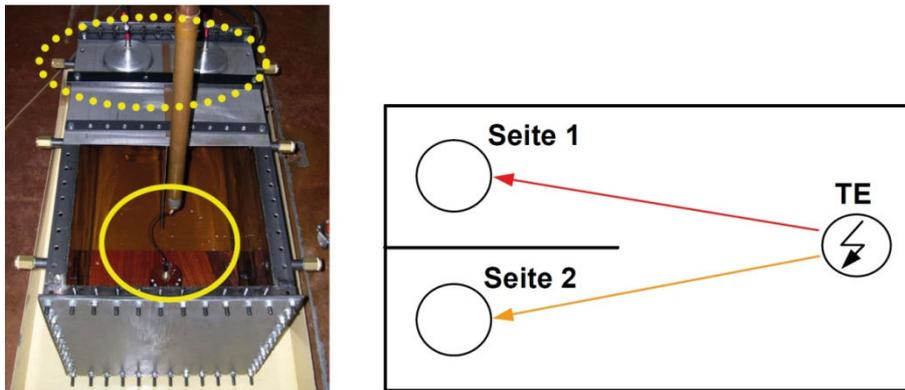
Im Gegensatz dazu wurde nach [TEN08] eine Dämpfung der UHF-Signale innerhalb eines einphasigen 220MVA Autotransformators zwischen 1 und 6dB/m, abhängig vom Ort und damit vom Ausbreitungsweg, festgestellt.

Die inneren Aufbauten der Transformatoren haben also einen sehr starken Einfluss auf die Ausbreitung von UHF-Signalen [COE08, MEI08]. Die dabei verursachte Dämpfung ist nicht linear zum Abstand [COE08].

### **Einfluss verschiedener Materialien und Strukturen im Transformator auf die Ausbreitung der UHF-Signale**

Die Einflüsse der unterschiedlichen Isolationsmaterialien und Gesamtstrukturen (z.B. Wicklung) des Transformators auf die Ausbreitung der UHF-Signale, wurden in [MAR06a] untersucht. Konkret waren dies ein 8,2cm dickes Pressboard, ein Teil einer Scheibenwicklung sowie ein Spalt von 0,5cm in einer Metallplatte. In Kombination mit Öl sind solche Materialien und Strukturen größtenteils für die Ausbreitung der UHF-Signale in einem Öl-Papierisolierten Transformator verantwortlich [MAR06a].

Für die Untersuchung wurden 2 identische Scheibensensoren verwendet, welche in einem mit Öl gefüllten Metallkessel (1,0m x 0,5m x 0,5m) angebracht und durch eine Metallwand voneinander elektromagnetisch entkoppelt waren (siehe Abbildung 37). Als TE-Quelle diente eine Spitze-Kugel Anordnung. Die UHF-Signale, welche von der TE-Quelle ausgesendet wurden, konnten nun von beiden Sensoren (Seite 1 und Seite 2) empfangen werden, wobei im Signalweg von Seite 2 die zu untersuchenden Materialien eingebracht wurden.



**Abbildung 37:** links: Experimenteller Aufbau, gepunktete Ellipse: zwei Scheibensensoren, durchgezogene Ellipse: TE-Quelle, rechts: schematische Draufsicht der Anordnung mit zwei symmetrischen Ausbreitungswegen [MAR06a]

Um die ankommenden Signale beider Sensoren zu vergleichen, wurden neben der Aufnahme der Zeitsignale und Signalspektren auch ihre Signalenergien berechnet. Zudem wurde simultan die Messung der scheinbaren Ladung nach IEC 60270 durchgeführt (mit dem UHF-Signal getriggert). Für eine genauere Beschreibung der Vorgehensweise dieser Untersuchung sei auf [MAR06a] verwiesen.

Bei den Messungen mit der Scheibenwicklung und dem Pressboard konnte eine große Ähnlichkeit der Spektren und Zeitsignale festgestellt werden. Aufgrund der unterschiedlichen  $\epsilon_r$  trat eine zeitliche Verschiebung im Bereich von 200-300ps auf. Bei den Signalen, die den 0,5cm Spalt überwinden mussten, wurde eine stärkere Beeinflussung festgestellt. Die Spektren zeigten hier eine gewisse Dämpfung und die zeitliche Verzögerung lag im Bereich von 2,9-5ns.

Für die Signalenergien wurden in den drei Untersuchungen folgende Dämpfungen festgestellt:

**Tabelle 4:** Dämpfungen an verschiedenen Materialien und Strukturen [COE06, MAR06a]

Material bzw. Struktur	Dämpfung
8,2cm dickes Pressboard	34,46% (-1,83dB)
	Standardabweichung: 4,28% bei einer Messreihe mit 7 Entladungen (2,7-6,9pC)
Scheibenwicklung	38,25% (-2,09dB)
	Standardabweichung: 8,87% bei einer Messreihe mit 11 Entladungen (2,1-7,1pC)
0,5cm Spalt in einer Metallplatte	46,31% (-2,70dB)
	Standardabweichung: 8,30% bei einer Messreihe mit 14 Entladungen (2,7-6,9pC)

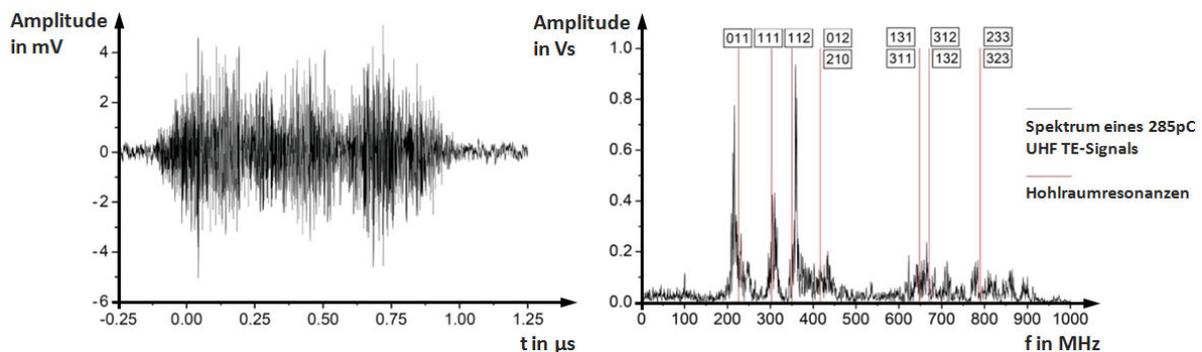
Aufgrund der Untersuchungen kann gesagt werden, dass die Ausbreitung elektromagnetischer UHF-Signale im Inneren des Transformators mit relativ kleinen

Dämpfungsfaktoren erfolgen kann. Wenn TE zwischen den Wicklungen auftreten, kann neben einem Ausbreitungsweg im Streuspalt (zwischen der Ober- und der Unterspannungswicklung) die Ausbreitung sogar durch eine Scheibenwicklung erfolgen. Folglich können die UHF-Impulse der TE als empfindliche Triggersignale bei der akustischen TE-Messung zum Einsatz kommen (siehe Kapitel 4.7.2) [COE06, MAR06a].

### 4.5.3 Hohlraumresonanzen

Die messbaren Spektren einer TE innerhalb eines Transformators hängen neben der naturgemäßen Ausstrahlung der UHF-Signale der TE auch stark von den verschiedenen Übertragungsfunktionen ab, welche die Ausbreitungswege der UHF-Signale, einschließlich Sensor und Kabel, mit sich bringen. Auch die umliegenden Materialien und Objekte haben aufgrund ihrer Übertragungseigenschaften, Streuung und Reflexion einen starken Einfluss auf das Erscheinungsbild der aufgezeichneten UHF-Signale. Der Transformatorkegel, welcher einen beinahe vollständig geschlossenen Metallkäfig darstellt, wirkt bei einer entsprechenden Anregung als Resonator für die elektromagnetischen Signale. Die sogenannten Hohlraumresonanzen, welche von den Dimensionen des Transformatorkegels, vom  $\epsilon_r$  (ca. 2,2 für Öl) und der Ausbreitungsgeschwindigkeit abhängen, lassen sich analytisch berechnen. Für Einzelheiten zur Berechnung sei auf [COE06] verwiesen.

In [COE06] konnten diese Hohlraumresonanzen durch Laborversuche nachgewiesen werden. Bei dem Versuchsobjekt handelte es sich um einen kleinen, mit Öl gefüllten Testkessel (1,0m x 0,5m x 0,5m). Abbildung 38 zeigt das ermittelte Zeitsignal und das Frequenzspektrum mit einigen berechneten Hohlraumresonanzen.



**Abbildung 38:** UHF-Zeitsignal (links) und Frequenzspektrum mit eingezeichneten Hohlraumresonanzfrequenzen (rechts) einer 285pC TE, nach [COE06]

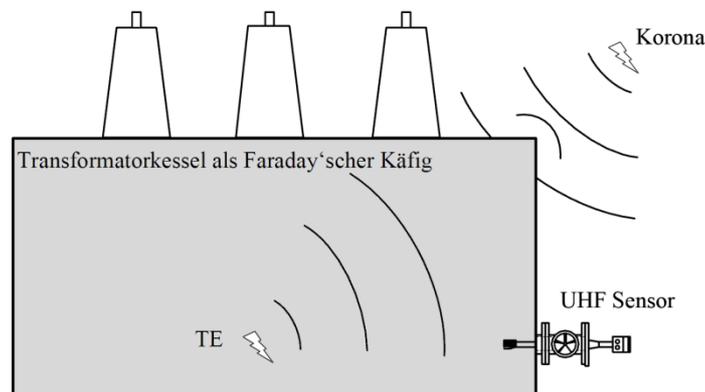
Die messbaren Signale weisen eine Dauer von ca. 1000ns auf. Dies ist auf mehrfache Reflexionen im Inneren des Kessels zurückzuführen. Es wurde festgestellt, dass die Anzahl der möglichen Resonanzen bei zunehmender Kesselgröße stark ansteigt, was

bedeutet, dass messbare Resonanzen nicht unbedingt Hohlraumresonanzen sein müssen [COE06, TEN08].

Das Wissen um die Existenz von Hohlraumresonanzen ist von Vorteil, da somit schmalbandige Messungen mit hohem Signal-Rausch-Abstand ermöglicht werden können [COE06].

#### 4.5.4 Störer

Die UHF-TE Messung hat gegenüber der konventionellen Messung nach IEC 60270 einen entscheidenden Vorteil im Bezug auf externe elektromagnetische Störungen. Vom UHF-Sensor, welcher in den Transformator eingebracht ist, werden nach [SIE12] aufgrund der Schirmwirkung des Kessels (Faraday'scher Käfig, siehe Abbildung 39) nur UHF-TE-Signale detektiert, die aus dem Transformatorinneren kommen. Die UHF-Messung ist somit für einen zu überwachenden Transformator selektiv und führt in Online Monitoring Systemen zu weniger Störungen wie sie z.B. durch Korona auf Freileitungen und Sammelschienen oder durch TE von benachbarten Betriebsmitteln entstehen können [MAR05a, SIE12].



**Abbildung 39:** Transformatorkessel mit einem UHF-Sensor welcher durch einen Flachkeilschieber eingeführt ist [SIE12]

Des Weiteren ist die UHF-TE Messung im Gegensatz zur IEC-konformen TE-Messung auch aufgrund des betrachteten Frequenzspektrums sehr resistent gegen externe Störer. Bei der klassischen TE-Messung werden generell eher schmalbandige und tieffrequente TE-Filter mit einer Bandbreite von einigen 100kHz verwendet [RET09]. Das Messergebnis kann dabei aufgrund von externen Störern beeinflusst werden, da viele Störquellen (Freiluftkorona, Fernsehen, Radar, Mobilfunk) zum einen hauptsächlich schmalbandig bzw. im niedrigeren Frequenzbereich senden [KÜC09] und diese zum anderen im verwendeten Frequenzbereich des Filters keiner ausreichenden Abschwächung unterliegen. Bei der UHF-TE Messung kann aufgrund des Mess-Frequenzbereiches von mehreren 100MHz eine bedeutsame Unterdrückung externer Störer erreicht werden.

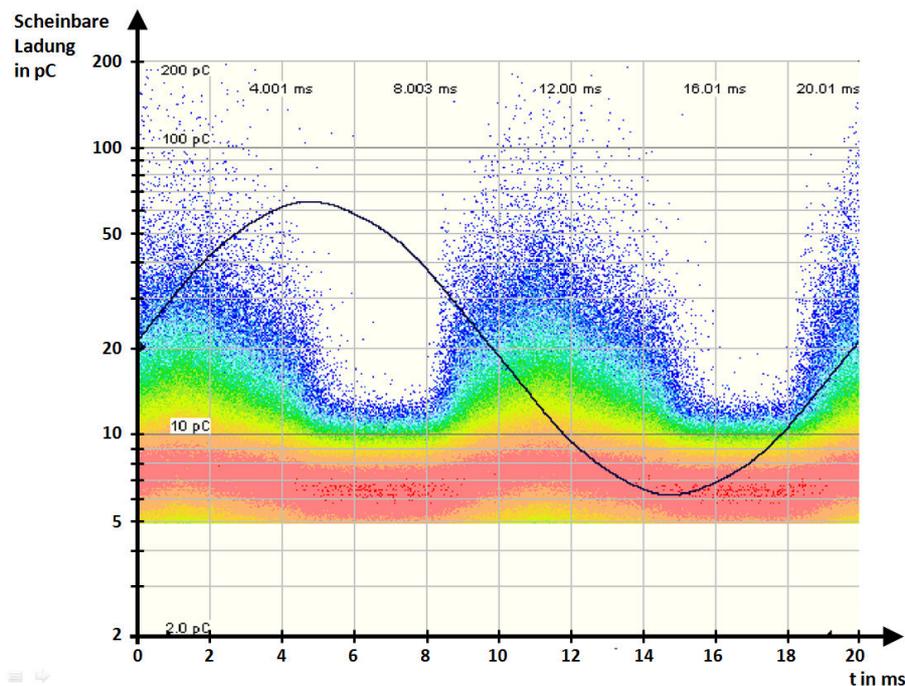
Diese weisen nämlich, wegen der meist genügend großen Entfernung zum Messort, aufgrund der erforderlichen Signalausbreitung, im gewählten hochfrequenten Frequenzbereich eine starke Dämpfung auf. TE-Impulse, deren Entstehungsort sich in unmittelbarer Nähe des Sensors befindet, haben im Unterschied zu diesen externen Störsignalen ein breites Frequenzspektrum, welches bis in den UHF-Bereich reicht. Mittels der UHF-Methode werden also nur Signalquellen detektiert, die aus der nächsten Nähe des TE-Sensors stammen [RET09].

## 4.6 Auswertungen von UHF-Messungen

### 4.6.1 Phasenaufgelöste Darstellung der ermittelten Signale (PRPD)

Die Darstellung der UHF-Signale kann wie bei der klassischen TE-Diagnose in Bezug zur Prüfspannungsphase erfolgen. Dabei ergeben sich ähnliche TE-Muster, deren Interpretation in vergleichbarer Weise durchgeführt werden kann. Es können auch die klassischen TE-Diagnosesysteme (z.B. für eine phasenbezogene Darstellung) in Kombination mit Konvertern zur Umwandlung der hochfrequenten Signale des Sensors eingesetzt werden [KÜC09].

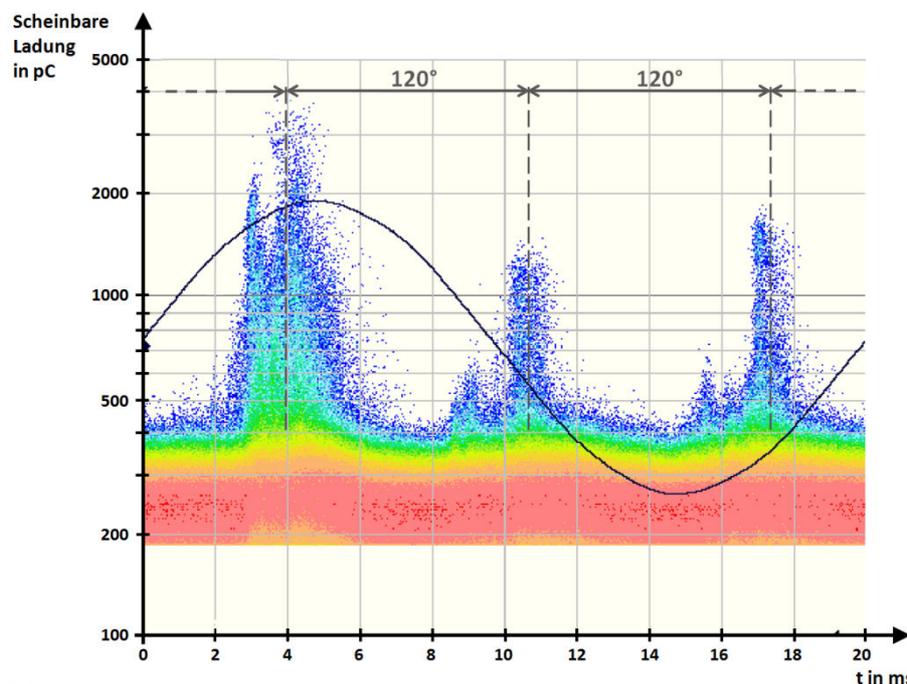
In Abbildung 40 ist ein PRPD Pattern (PRPD: Phase Resolved Partial Discharge) zu sehen, welches mittels UHF-Sensor an einem 333MVA Einphasen-Spartransformator (380kV/220kV/30kV) in einem Umspannwerk aufgenommen wurde [RET09].



**Abbildung 40:** PRPD Pattern, aufgenommen mittels internem UHF-Sensor, Mittenfrequenz: 310MHz, Bandbreite: 1,5MHz, modifiziert nach [RET09]

Die y-Achse mit der pC-Skalierung ist hier jedoch rein rechnerisch bestimmt, weil physikalisch gesehen hier keine Ladung in nC bzw. pC sondern die Spannung in mV bzw.  $\mu\text{V}$  erfasst wird und zusätzlich die UHF-Messung nicht kalibrierbar ist. Nachdem der Sensor durch den Kessel beinahe perfekt abgeschirmt ist, sind keine externen Störer zu erkennen, sondern lediglich ein für Öl-Papier-Isolationssysteme typisches Muster.

Im Gegensatz dazu ist in Abbildung 41 das PRPD Pattern zu sehen, welches am selben Transformator mittels IEC-konformen Messkreis aufgenommen wurde. Das TE-Messsystem wurde dabei an der Messbelagsanzapfung der 245kV Durchführung angeschlossen.



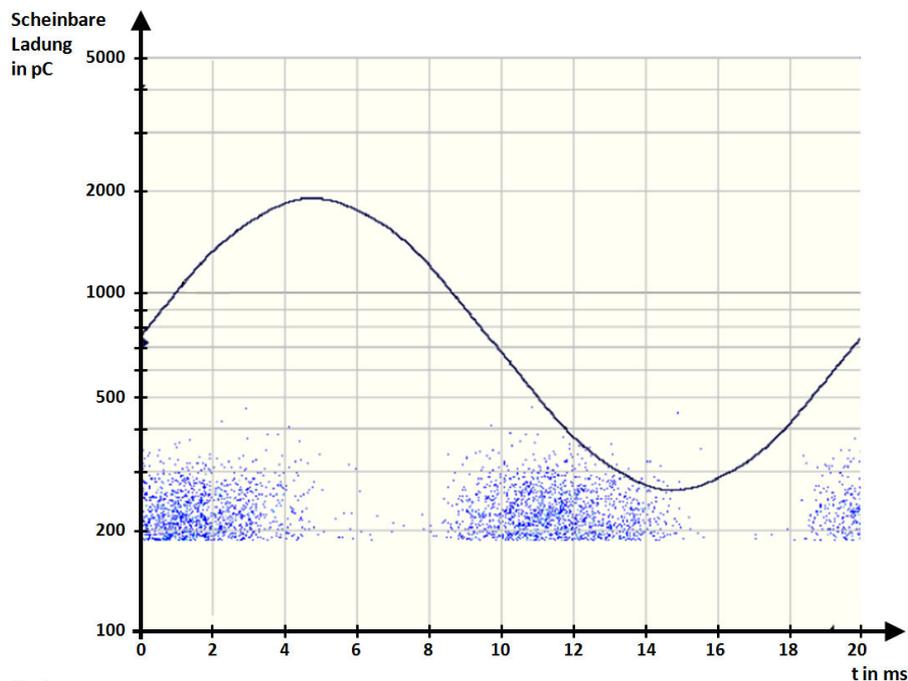
**Abbildung 41:** PRPD Pattern, aufgenommen mittels IEC-konformen Messkreis, Mittenfrequenz: 1MHz, Bandbreite: 1,5MHz, modifiziert nach [RET09]

Wie in Abbildung 41 zu sehen ist, kommt es in der phasenaufgelösten Darstellung alle  $120^\circ$  zu verstärkten TE-Aktivitäten. Da hier aber ein einphasiger Transformator gemessen wurde, kann darauf geschlossen werden, dass es sich dabei um das dreiphasige Übersprechen der Koronaentladungen von Anschlussarmaturen bzw. Freileitungsseilen handelt. Dies ist bei Vor-Ort TE-Messungen in einem Umspannwerk zu erwarten. TE vom Transformator konnten hier wegen des großen Störpegels (2nC) nicht erkannt werden [RET09].

#### 4.6.2 Synchroner Mehrkanal-TE-Messung

Die synchrone TE-Erfassung bietet die Möglichkeit, die Vorteile der UHF-Methode und der IEC-konformen Methode zu vereinen [KÜC09, RET09]. Zu diesem Zweck wird ein digitales, synchron arbeitendes Mehrkanal-TE-Messsystem eingesetzt. Die UHF-Methode

bestimmt alle TE-Impulse, welche für den Transformator relevant sind, während die IEC-Methode für exakt diese Impulse die entsprechende normkonforme Ladung liefert. Mit dem Mehrkanal-Messsystem besteht die Möglichkeit, einen genauen zeitlichen Zusammenhang zwischen den erfassten Pulsen der beiden Messmethoden herzustellen. Dies geschieht auf Basis von Einzelimpulsen und kann in Echtzeit, also schon während der Messung durchgeführt werden. Die Abbildung 42 stellt das bereinigte IEC-PRPD Pattern dar, in dem all jene Einzelimpulse, welche nicht von der UHF-Methode bestätigt sind, entfernt wurden [RET09]. Bei dieser als Gating (dt. Fenstern) bezeichneten Methode wird die elektrische Messung nur dann aktiviert, wenn UHF-Signale auftreten, die aus dem Transformatorinneren kommen [COE06].



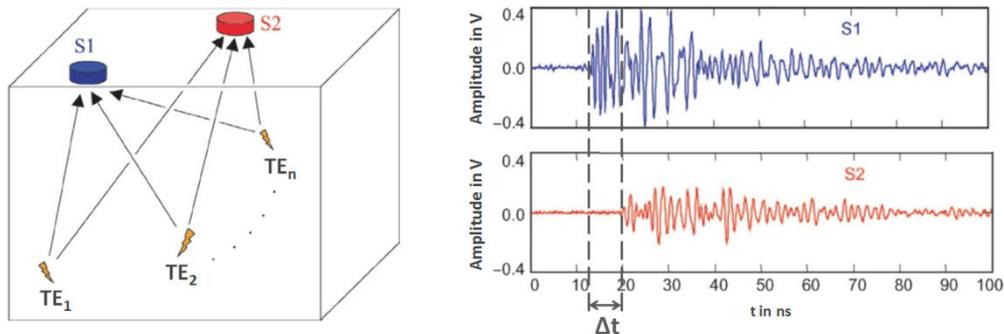
**Abbildung 42:** Bereinigtes IEC-PRPD Pattern der 245kV Durchführung, Messfrequenz: 1MHz, Bandbreite: 1,5MHz, modifiziert nach [RET09]

Durch die Eliminierung aller nicht relevanten Pulse (aus der IEC-konformen Messung) ist es also möglich, die Auswertung auf TE-Pulse zu beschränken, die tatsächlich aus dem Inneren des Transformators kommen [RET09]. Zugleich ist es möglich, deren normgerechte Werte der scheinbaren Ladung zu bestimmen, sogar wenn diese unter der eigentlichen Messempfindlichkeit liegen [KÜC09, RET09].

#### 4.6.3 Unterscheidung mehrerer TE-Quellen

Treten in einem Transformator mehrere TE-Quellen ( $TE_1$ - $TE_n$ ) auf, so können diese nach [JUD05] wie folgt voneinander unterschieden werden:

Zur Aufnahme der UHF-Signale kommen zwei Sensoren ( $S_1$ ,  $S_2$ ) zum Einsatz (siehe Abbildung 43, links). Damit sichergestellt wird, dass die unterschiedlichen Ankunftszeiten der UHF-Signale nur von unterschiedlichen Weglängen innerhalb des Kessels hervorgerufen werden, werden Kabel gleicher Länge verwendet.



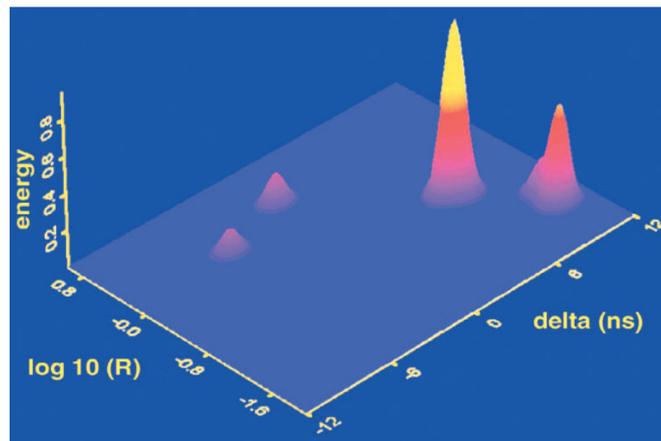
**Abbildung 43:** links: Verwendung eines UHF-Sensorpaares für die Unterscheidung mehrerer TE-Quellen, rechts: UHF-Signale im Zeitbereich, zeitgleich an zwei Sensoren aufgenommen, modifiziert nach [JUD05]

In der Zeitbereichsdarstellung (siehe Abbildung 43, rechts) ist zwischen den zeitgleich aufgenommenen Signalen beider Sensoren ein klarer Zeitversatz  $\Delta t$  zwischen den ansteigenden Flanken zu beobachten. Ist nur eine einzelne Entladungsquelle vorhanden, so bleibt die Zeitdifferenz von einer Signalaufnahme zur nächsten konstant. Werden hingegen zwei oder mehrere eindeutige und sich wiederholende Zeitdifferenzen festgestellt, ist dies ein zuverlässiger Hinweis auf mehrere Entladungsstellen. Wird eine ausreichende Anzahl von UHF-Signalaufnahmen aufgenommen, so werden Gruppen (Clusters) von  $\Delta t$ -Werten ersichtlich, wobei die Anzahl der Gruppen mit der Anzahl der aktiven TE-Quellen übereinstimmen sollte.

Das Verhältnis  $R$  der Signalenergien  $U$ , welche von den zwei Sensoren empfangen werden, liefert einen zusätzlichen positionsabhängigen Parameter, wodurch die Trennung mehrerer Entladungsquellen verbessert werden kann<sup>8</sup>. Ein dritter nützlicher Parameter ist die Energie  $U$  eines TE-Pulses, wobei hier der größere beider Werte herangezogen wird.

Die TE-Messung kann nach Ermittlung der beschriebenen Größen im sogenannten „Partial Discharge Cluster Map“ (PDCM) auf den Achsen  $\{\Delta t, R, U\}$  in 3D-Form abgebildet werden (siehe Abbildung 44).

<sup>8</sup> hier:  $U$       Signalenergie  
 $R$       Verhältnis der Signalenergien zweier Sensoren



**Abbildung 44:** PDCM anhand von Daten aus einer Vor-Ort-Prüfung [JUD05]

Die PDCM gestattet die Aufteilung von Daten verschiedener TE oder Störquellen gemäß ihrer Entstehungsorte. Obwohl weniger leistungsfähig, haben Forschungen gezeigt, dass sogar mit einem einzelnen Sensor, mittels Zeit-Frequenz-Analyse ankommender UHF-Signale, zwischen mehreren TE-Quellen unterschieden werden kann [JUD05].

## 4.7 Ortung

Zur Risikoabschätzung oder für die Ursachenforschung ist es wichtig, den Ort einer TE zu bestimmen bzw. zumindest gewisse Bereiche einzugrenzen um dadurch zeit- und kostenminimale Instandhaltungsmaßnahmen oder Reparaturen zu ermöglichen [MAR04, MAR06b].

Nachdem bei TE neben dem Ladungsumsatz auch elektromagnetische Wellen (UHF-Bereich) und mechanische Wellen (Ultraschallbereich) entstehen, kann eine dreidimensionale geometrische Ortung auf unterschiedliche Arten erfolgen. Somit basiert eine Ortung je nach Anwendungsfall auf der Erfassung von elektrischen, akustischen oder elektromagnetischen Signalen bzw. Kombinationen davon. Durch das Feststellen von Signallaufzeiten und mit Hilfe robuster Ortungsalgorithmen, können die unbekanntes Raumkoordinaten ( $x_{TE}$ ,  $y_{TE}$ ,  $z_{TE}$ ) eines Fehlerortes bestimmt werden [MAR06b]. Die UHF-TE-Messmethode ist dabei sowohl als „stand-alone“ Messung als auch unterstützend zur Bereitstellung von Triggersignalen für akustische Messungen verwendbar [COE11].

Dieses Kapitel befasst sich mit der reinen elektromagnetischen Ortung und dem gemischten Verfahren als Kombination der akustischen und elektromagnetischen Methode.

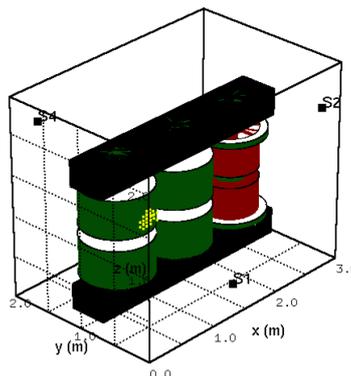
### 4.7.1 Elektromagnetische Ortung von Teilentladungen

Die Ortung von TE in Transformatoren erfordert die Bestimmung von drei unbekanntes Raumkoordinaten. Im Allgemeinen werden vier Sensoren benötigt, die so weit wie

möglich voneinander um den Kessel verteilt sein sollen. Einer der Sensoren stellt dabei eine Referenzzeit zur Verfügung. Die drei anderen hingegen liefern die unabhängigen Variablen für den TE-Ortungsalgorithmus, in Form von unterschiedlichen Ankunftszeiten.

Nach [JUD11] ist die herkömmliche Triangulation bei elektromagnetischer Ortung nicht anwendbar, wenn das zu untersuchende Objekt im Inneren eine große Menge an Metallteilen enthält, da diese für elektromagnetische Wellen undurchdringbar sind. Somit wurde ein alternativer Zugang eingeführt, welcher den grundlegenden Transformatoraufbau (einschließlich Kern und Wicklungen) berücksichtigt und Signalausbreitungseffekte und variierende Signalgeschwindigkeiten in Betracht zieht. Dabei werden ermittelte Zeitdifferenzen mit einer Anhäufung von Punkten im Kessel assoziiert, wenn diese innerhalb einer festgelegten zeitlichen Toleranz liegen [JUD11]. Auf die Beschreibung dieses Verfahrens wird in dieser Arbeit aber nicht eingegangen.

In Abbildung 45 ist der Screenshot einer TE-Ortungs-Software zu sehen, welche dieses Verfahren an einem Laboraufbau anwendet [JUD11].



**Abbildung 45:** Anhäufung von Punkten (gelb) welche die Suchkriterien für alle vier Sensoren ( $S_1$ - $S_4$ ) erfüllen [JUD11]

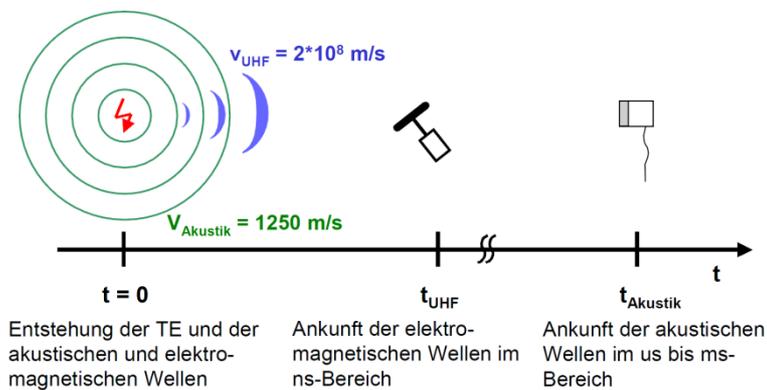
Laut [JUD11] können mittels UHF-TE-Ortung im Allgemeinen TE-Quellen mit einer Genauigkeit von ca. 0,3m lokalisiert werden. In Relation zum Kessel eines großen Transformators (z.B. 4x9x4m) stellt dies eine volumetrische Auflösung von 0,01% dar.

Bei einer begrenzten Anzahl von Sensoren ( $<4$ ) kann lediglich eine Abschätzung des TE-Ortes aufgrund von unterschiedlichen Laufzeiten oder Amplituden erfolgen. Die Genauigkeit mit z.B. zwei UHF-Sensoren scheint aber dennoch ausreichend groß zu sein, um beispielsweise die Phase zu bestimmen, an der sich die TE befindet oder um festzustellen, ob sich die TE am Stufenschalter befinden kann. Eine Abschätzung ist auch hilfreich, um in weiterer Folge für eine akustische oder kombinierte Ortung, die akustischen Sensoren in der Nähe der TE-Quelle am Kessel platzieren zu können. Dadurch wird der Ortungsprozess beschleunigt [COE09, COE10, TEN11].

#### 4.7.2 Kombinierte Ortung (akustisch/elektromagnetisch) von Teilentladungen

Transformatoren weisen im Allgemeinen nicht mehr als drei Ölventile auf, wodurch auch die Anzahl interner Sensoren dementsprechend begrenzt ist. Da bereits bestehende Transformatoren zumeist auch keine dielektrischen Fenster für den Einsatz externer UHF-Sensoren besitzen, findet zur geometrischen Ortung die akustische Methode (siehe Kapitel 3.2.4.1) ihre Anwendung [COE09, TEN11].

Im Gegensatz zur reinen akustischen Ortung wird beim kombinierten Verfahren (akustisch und elektromagnetisch) eine höhere Genauigkeit erzielt oder in einigen Fällen eine Ortung überhaupt erst ermöglicht [MAR05a]. Das UHF-Signal wird dabei als Triggersignal zum Auslösen der akustischen Messung während des Auftretens der TE verwendet [COE09, COE10, HOE12].



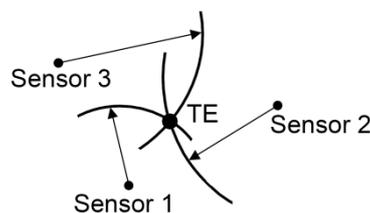
**Abbildung 46:** Zeitliche Perspektive der Ausbreitung der akustischen und elektromagnetischen Signale, ausgehend vom Zeitpunkt ihrer Entstehung [MAR06b]

Durch die Mittelwertbildung mehrfacher Messungen im Zeitbereich („Averaging“), überlagern sich die akustischen TE-Impulse konstruktiv, während das weiße Hintergrundrauschen gegen Null geht [COE09, MAR06b]. So konnte z.B. in [MAR05b] bei einem Aufbau die Empfindlichkeit für die Detektion und Ortung von ca. 100pC (bei akustischer Einzelimpulsmessung; Signal verschwindet im Rauschen) durch UHF-getriggerte akustische Mehrfachimpulse auf 9pC verbessert werden. Durch das „Averaging“ ist die Detektion in der Regel auf eine TE-Quelle beschränkt. Die erreichbare Genauigkeit bei der Ortung liegt dabei aber im Zentimeterbereich [COE10].

Neben der verbesserten akustischen Empfindlichkeit stellt die höhere Aussagensicherheit einen bedeutenden Punkt der kombinierten Messung dar. So zeigen Beobachtungen, dass mechanische Störungen in der Regel keine elektromagnetischen Signale im Transformator hervorrufen. Umgekehrt werden von elektromagnetischen Störungen keine mechanischen Signale hervorgerufen, die eine stabile Phasenlage haben, welche aber notwendig wäre, um nach dem Mittelungsprozess ein Signal zu zeigen. Somit ist

ersichtlich, dass es sich bei akustischen Signalen, welche durch UHF-Triggerung und Mittelwertbildung klar erkennbar gemacht werden, mit hoher Wahrscheinlichkeit um authentische TE-Signale handelt, da nur innere TE beide Signale zugleich erzeugen können [MAR06b].

Für die Ortung an sich gibt es generell zwei Methoden. Zum einen können Veränderungen der Signalamplitude oder Verformungen der Signalhülle entlang des Ausbreitungsweges Hinweise auf einen TE-Ort geben. Zum anderen kann der Signalursprung über die Laufzeiten berechnet werden (oft als Triangulation bezeichnet, siehe Abbildung 47) [MAR08].



**Abbildung 47:** „Triangulation“ mit drei akustischen Signalen (elektromagnetischer Trigger/Zeitbezug) [MAR06b]

Dabei nimmt man an, dass die akustischen Wellen direkt in Fluchtlinie von der TE-Quelle durch das Öl und durch den Stahlkessel, ohne Reflexionen zum Sensor wandern. Der Ortungsprozess muss zudem mit akustischen Wellen umgehen können, die schneller durch den Kessel wandern als durch das Öl. Die Laufzeit der akustischen Signale kann mit Hilfe des sogenannten Hinkley-Kriteriums objektiv berechnet werden. Dieses basiert auf der Signalenergie des gemessenen Signals und resultiert in einem absoluten Minimum für den Startpunkt des Signals [COE10, COE11].

Je nachdem, ob für die Ortung gemischt-akustische oder rein akustische Messungen zum Einsatz kommen, beträgt die Anzahl der Unbekannten der gültigen nichtlinearen Gleichungen entweder drei oder vier. Bei vier Unbekannten ist neben den drei Raumkoordinaten ( $x_{TE}$ ,  $y_{TE}$ ,  $z_{TE}$ ) der TE zusätzlich eine zeitliche Unbekannte vorhanden. Für die Ortung werden drei Ansätze unterschieden, nämlich der Absolutzeit-, der Zeitdifferenz- und der Pseudozeitenansatz welcher auch innerhalb des GPS (Global Positioning System) zur Anwendung kommt [MAR06b, MAR08]. Für eine nähere Beschreibung dieser Ansätze sei auf [MAR04, MAR06b, MAR08] verwiesen.

Die Beschreibung einer erfolgreichen TE-Ortung mittels kombinierter Messungen an einem 220kV/50MVA Transformators ist in [COE11] zu finden.

Bei einer neuen, genaueren Ortungsmethode kommt zur Ermittlung der erforderlichen Laufzeitunterschiede anstelle des Hinkley-Kriteriums die Kreuzkorrelation zum Einsatz. Dadurch können die Laufzeitunterschiede auch bei höherem Hintergrundrauschen

bestimmt werden. Das „Averaging“ zur Entstörung ist dabei nicht mehr notwendig, wodurch es auch möglich ist, mehr als eine Quelle innerhalb des Transformatorkessels zu lokalisieren [COE10]. Genauere Beschreibungen dieses Verfahrens sind in [COE10] nachzulesen.

#### **4.8 Messgeräte**

Nachfolgend sind die technischen Daten von UHF-Messgeräten und UHF-Sensoren für Leistungstransformatoren gegenübergestellt [MGN01, MGN02, MGN03, MGN04]:

Tabelle 5: UHF-Messgeräte im Vergleich [MGN<sub>1</sub>, MGN<sub>2</sub>, MGN<sub>3</sub>, MGN<sub>4</sub>]

UHF-Messgerät	PD-Guard/UHF [MGN <sub>1</sub> ]	MPD600+UHF620 [MGN <sub>2</sub> ]	DMS PDMT [MGN <sub>3</sub> ]	ICMmonitor+RPA6C [MGN <sub>4</sub> ]
<b>Hersteller</b>	<i>Doble Lemke</i>	<i>Omicron</i>	<i>Qualitrol</i>	<i>Power Diagnostix</i>
<b>Allgemein</b>				
Messgeräteaufbau	UHF-TE-Messgerät	TE-Messgerät + UHF Modul	UHF-TE-Mess- gerät (Master), durch Slave- Units erweiterbar	TE-Messgerät + UHF Modul
Frequenzbereich	100MHz-1GHz	100MHz-2GHz	k.A.	300MHz-2GHz
<b>Eingänge</b>				
TE-Eingänge	4	1 (erweiterbar)	6 (bis 250 erweiterbar)	4
Eingangsimpedanz	k.A.	50Ω	k.A.	50Ω
Anschluss	TNC-Anschluss	Typ-N-Anschluss	k.A.	Typ-N-Anschluss
<b>Betrieb</b>				
Online Monitoring möglich	ja	ja	ja	ja
Digitaler Filter	ja	ja	ja	k.A.
Integriertes Display	nein	nein	nein	ja
Statusanzeige	LED	LED	LED	k.A.
Computer eingebaut	ja (RTOS <sup>9</sup> ), Linux basiert	k.A.	k.A.	ja
Kommunikation	Ethernet (RJ-45 - 10/100MBit/s)	Glasfaser	Ethernet od. Modem	RS232 (57,6kBit/s)
SCADA <sup>10</sup> -System	ja	k.A.	ja	k.A.
Alarmkriterien	TE-Pegel u. TE- Wiederholungsrate	k.A.	Gradient, TE- Trend, System- Kanalfehler	k.A.
Alarmierung	optisch, eMail	k.A.	eMail, SMS	Alarmrelais, Modem (Telefon)
<b>Weitere Angaben</b>				
AC-Stromversorgung	k.A.	AC 110V-240V (50-60Hz)	AC 110V-240V (50/60Hz)	AC 85V-264V (47-440Hz)
DC-Stromversorgung	k.A.	DC 8V-12V	---	---
Batteriebetrieb	k.A.	ja (>20h)	---	---
Abmessungen (BxHxT)	k.A.	110 x 44 x 190mm & 110 x 44 x 190mm	k.A.	305 x 260 x 130mm & 26 x 26 x 86mm
Gehäuse	IP65	k.A.	IP55	IP65
Umgebungs- temperatur (Betrieb)	5°C bis 40°C	0°C bis 55°C	-20°C bis 55°C	0°C bis 55°C
Luftfeuchtigkeit	k.A.	5%-100%, nicht kondensierend	95%	k.A.
Gewicht	6kg	ca. 1,5kg	k.A.	ca. 5-6kg

<sup>9</sup> Real Time Operating System<sup>10</sup> Supervisory Control and Data Acquisition

**Tabelle 6:** UHF-Sensoren im Vergleich [MGN<sup>o</sup>1, MGN<sup>o</sup>2, MGN<sup>o</sup>3]

UHF-Sensor	UHF TE-Sensor [MGN <sup>o</sup> 1]	UVS 610 [MGN <sup>o</sup> 2]	UHF-Sensor [MGN <sup>o</sup> 3]
<b>Hersteller</b>	<i>Doble Lemke</i>	<i>Omicron</i>	<i>Qualitrol</i>
Sensor für	PD-Guard/UHF	MPD 600+UHF620	DMS PDMT
Typ	Ölschieber	Ölschieber	Ölschieber od. Hatch
Drainventil	DN 50 od. DN 80	DN 50 od. DN 80	k.A.
Für permanente Installation geeignet	ja	k.A.	k.A.
Performance Check durchführbar	ja	ja	k.A.
Frequenzbereich	200MHz-1GHz	150MHz-1GHz	500MHz-1,5GHz
Geprüfte Dichtheit	5bar Druck (120 °C)	5bar Druck (-15 °C bis +120 °C)	k.A.
Abdichtung	Viton® FKM (Fluorkautschuk)	k.A.	k.A.
Isoliermaterial	PA GF 30 (Polyamid mit 30% Glasfasersatz)	k.A.	k.A.
Empfohlene Lastimpedanz	50Ω	k.A.	k.A.
Einführtiefe	max. 450mm	55mm-450mm	k.A.
Gewicht	ca. 3kg	3,1kg	k.A.
Abmessung (ØxH)	k.A.	200 x 610mm	k.A.

## 5 Frequency Response Analysis (FRA)

### 5.1 Einleitung

Mechanische Belastungen, die während eines Transports auf den Transformator wirken, sowie Ereignisse im Betrieb, wie z.B. nahe Kurzschlüsse, Blitzschläge, Erdbeben oder einfach nur Materialermüdungen im höheren Alter, können im Transformator folgenschwere, mechanische Veränderungen bewirken. Der innere Zustand eines Transformators ist z.B. durch Sichtkontrollen von außen nur schwer einsehbar. Diese liefern meist unklare Ergebnisse und sind zudem sehr aufwändig und zeitintensiv. Um ein Problem zu orten, muss das Öl dabei oft aufwendig abgelassen oder auch eine teure Demontage durchgeführt werden. Heute ist es mittels FRA (Frequency Response Analysis) aber möglich, mechanische Anomalien in einem Transformator bequem zu diagnostizieren. Das Hauptinteresse liegt dabei bei der Erkennung von Wicklungsdeformationen [CIG342, OHL10].



**Abbildung 48:** Messung in der Praxis [OHL10]

Bei der FRA-Messung wird die elektrische Übertragungsfunktion des Transformators über einen großen Frequenzbereich ermittelt und anschließend mit Referenzdaten verglichen. Sind dabei keine oder nur geringe Differenzen festzustellen, ist dies ein Hinweis darauf, dass keine Veränderung am Aktivteil vorliegt. Kommt es hingegen zu größeren Abweichungen dieser Übertragungsfunktionen, so ist auf eine Veränderung des Transformatornetzwerks zu schließen [HEI09, HOM06, KRA09].

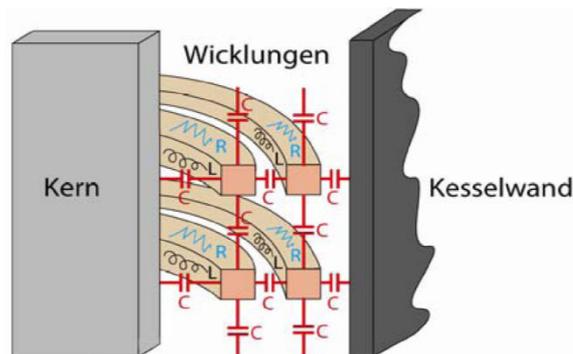
Solche Veränderungen können durch folgende Punkte hervorgerufen werden [HEI10a, SUM10a]:

- Schaden an der Wicklung
  - Spulendeformation (axial oder radial)
  - Stauchung von Wicklungen
  - Teilweiser Wicklungszusammenbruch
  - Windungsschlüsse und -unterbrechungen
- Schaden am Kern
- Schaden an der Leitungsführung
- Klemmenbruch oder lose Klemmen
- Schaden am Stufenschalter.

Für den Erfolg und die Sensitivität dieses Verfahrens spielt die Reproduzierbarkeit eine große Rolle. Wenn die Kurvenveränderungen nämlich durch einen schlecht durchgeführten und nicht reproduzierbaren Messaufbau verursacht werden, kann es zu einer kostenintensiven Fehlinterpretation kommen [WIM06].

## 5.2 Grundlagen

Der Aktivteil von Transformatoren kann als komplexes elektrisches Netzwerk aus ohmschen Widerständen, Kapazitäten zwischen Wicklungen, Kessel und Kern sowie Eigen- und Koppelinduktivitäten der Wicklungen betrachtet werden [FUH12, KRA09, HEI09, HEI10a].



**Abbildung 49:** Netzwerkscharakter eines Transformators [KRA09]

Jedes Netzwerk zeichnet sich durch einen einzigartigen Frequenzgang aus, wodurch es so unverwechselbar ist, wie ein Fingerabdruck. Im englischen Sprachgebrauch findet man daher oft den Ausdruck „Fingerprint data“. Jedoch kann dieser Fingerabdruck durch eine „Verstimmung“ des Netzwerkes verändert werden. Diese Abweichung vom ursprünglichen Fingerabdruck ist ein Indikator für geometrische oder elektrische Veränderungen der internen Transformatorbestandteile. Die Auswirkung verschiedener Fehlerarten auf

unterschiedliche Bereiche des Frequenzgangs kann dabei zu einer Unterscheidung typischer Fehler genutzt werden [KRA09, KRÜ11].

### Quotientenbildung

Der Transformator kann als ein passives, zeitinvariantes, kausales und im interessierenden Wertebereich (>10kHz) lineares System betrachtet werden. Somit ist es möglich, bezüglich zweier massebezogener Klemmen den Transformator als elektrischen Vierpol zu betrachten und die theoretischen Grundlagen der Vierpoltheorie anzuwenden. Die entsprechende Übertragungsfunktion (TF, Transfer Function) kann durch Quotientenbildung eines Anregungssignals  $\underline{X}(f)$  und einer Systemantwort  $\underline{Y}(f)$  erzeugt werden.

$$\underline{TF}(f) = \frac{\underline{Y}(f)}{\underline{X}(f)} \quad (4)$$

Der Transformator wird dabei mit einem Spannungssignal angeregt. Als Antwortsignal können generell alle messbaren Größen herangezogen und für jede eine Systemübertragungsfunktionen gebildet werden [HEI10a, KRÜ06, WIM04].

Übertragungsfunktion des Eingangsstromes [WIM04]:

$$\underline{TF}_{in,I}(f) = \frac{FFT(\underline{I}_{in}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{I}_{in}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (5)$$

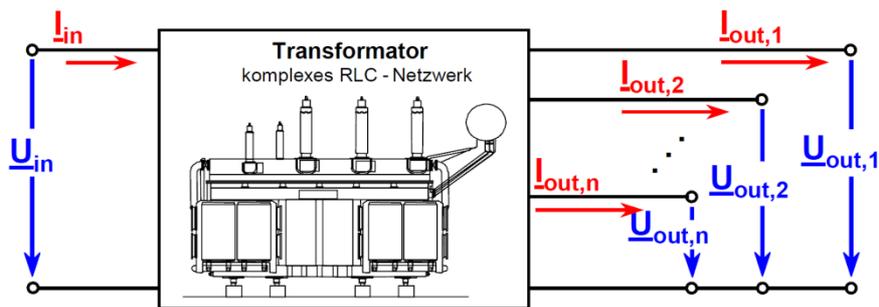
Übertragungsfunktion der Ausgangsströme [WIM04]:

$$\underline{TF}_{out,I,n}(f) = \frac{FFT(\underline{I}_{out,n}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{I}_{out,n}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (6)$$

Übertragungsfunktion der Ausgangsspannungen [WIM04]:

$$\underline{TF}_{out,U,n}(f) = \frac{FFT(\underline{U}_{out,n}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{U}_{out,n}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (7)$$

$I_{in}$	Eingangsstrom (input current)
$I_{out}$	Ausgangsstrom (output current)
$U_{in}$	Eingangsspannung (input voltage)
$U_{out}$	Ausgangsspannung (output voltage)
$n$	Index zur Unterscheidung der Phasen



**Abbildung 50:** Leistungstransformator als Vierpol-Netzwerk [HE110b]

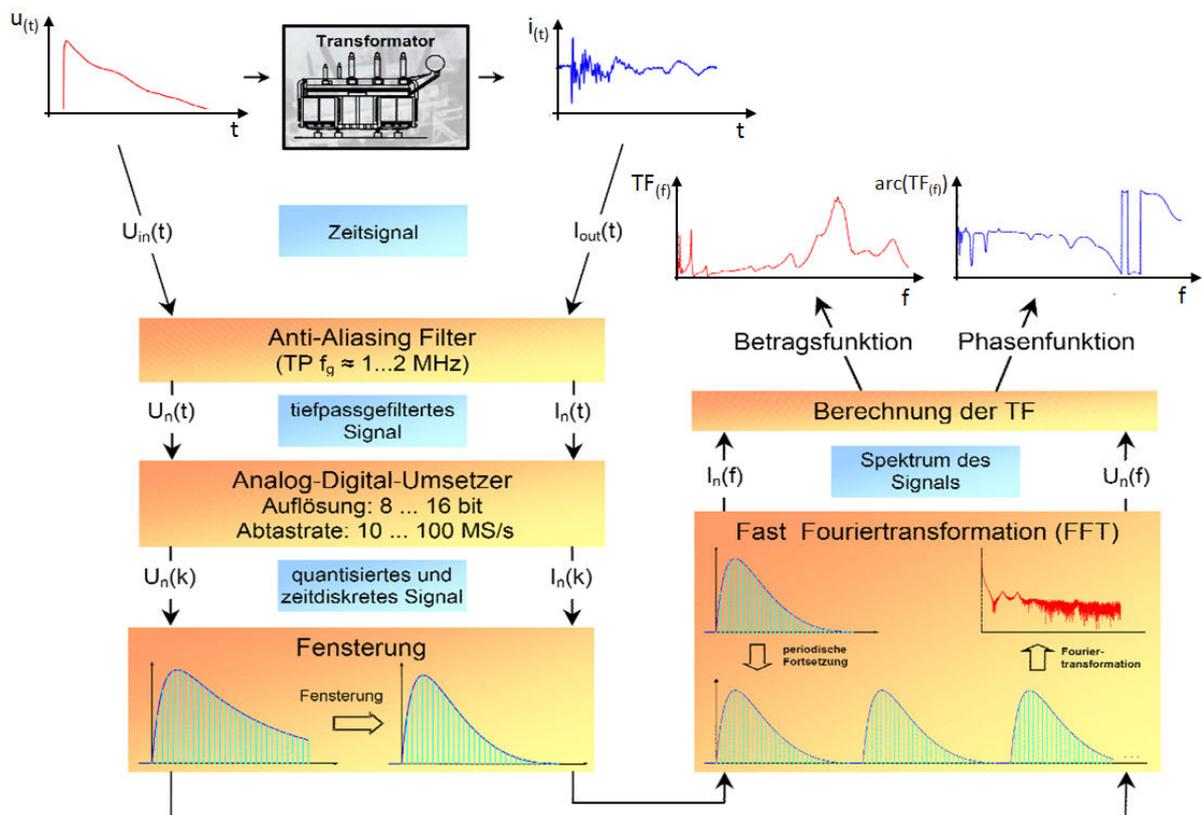
Bei niedrigen Frequenzen ( $<10\text{kHz}$ ) ist die Vierpoltheorie nicht anwendbar, da infolge zu hoher Magnetisierung der nichtlineare Effekt der Eisensättigung auftreten kann. Oberhalb von etwa  $10\text{kHz}$  werden die magnetischen Feldlinien fast zur Gänze aus dem Kerninneren verdrängt, wodurch hier die nichtlinearen Effekte des Kerns nicht mehr relevant sind [KOU06, KRÜ06, WIM06].

Für die Ermittlung der Übertragungsfunktion gibt es zwei verschiedene Methoden, auf die in den nächsten beiden Kapiteln näher eingegangen wird.

### 5.3 Impulse-FRA und Sweep-FRA

#### 5.3.1 IFRA-Übertragungsfunktion im Zeitbereich

Die IFRA (Impulse Frequency Response Analysis) ist eine Weiterentwicklung der LVI (Low Voltage Impulse Method) und wird im Zeitbereich ausgeführt. Dabei wird der Transformator mit einer breitbandigen Impulsspannung angeregt, wodurch am Ausgang entsprechend der Impulsantwort des Transformators ein Antwortsignal zu messen ist. Durch einen Transientenrekorder werden die beiden Signale zeitsimultan erfasst und anschließend mittels FFT (Fast Fourier Transformation) numerisch in den Frequenzbereich übergeführt. Die Übertragungsfunktion erhält man schließlich durch Quotientenbildung der fouriertransformierten Ausgangs- und Eingangssignale [HE110a, KRA08, KRÜ06].



**Abbildung 51:** Signalverarbeitungsschritte zur Bestimmung der TF im Zeitbereich, modifiziert nach [KRÜ06]

Nach der Erfassung der Zeitsignale müssen diese durch einen analogen Tiefpassfilter (Anti-Aliasing-Filter) bandbegrenzt werden. Geschieht dies nicht, kommt es aufgrund der ADU-Abtastung zur Überlagerung der Teilspektren im Frequenzbereich. Da bei der anschließenden Signalaufzeichnung nur ein begrenztes Zeitfenster verfügbar ist, kann es sein, dass die Strom- bzw. Spannungsverläufe abgeschnitten werden. Da die FFT aber ein periodisches Signal impliziert, würden derart abgeschnittene Signale von ihr als Sprung interpretiert werden. Dies würde in weiterer Folge dazu führen, dass die Zeitsignale ein fehlerhaftes Spektrum aufweisen. Um diese Abschneideeffekte zu eliminieren und eine stetig periodische Fortsetzung zu ermöglichen, muss eine Gewichtung der Zeitsignale mit einer abklingenden Fensterfunktion erfolgen [KRÜ06].

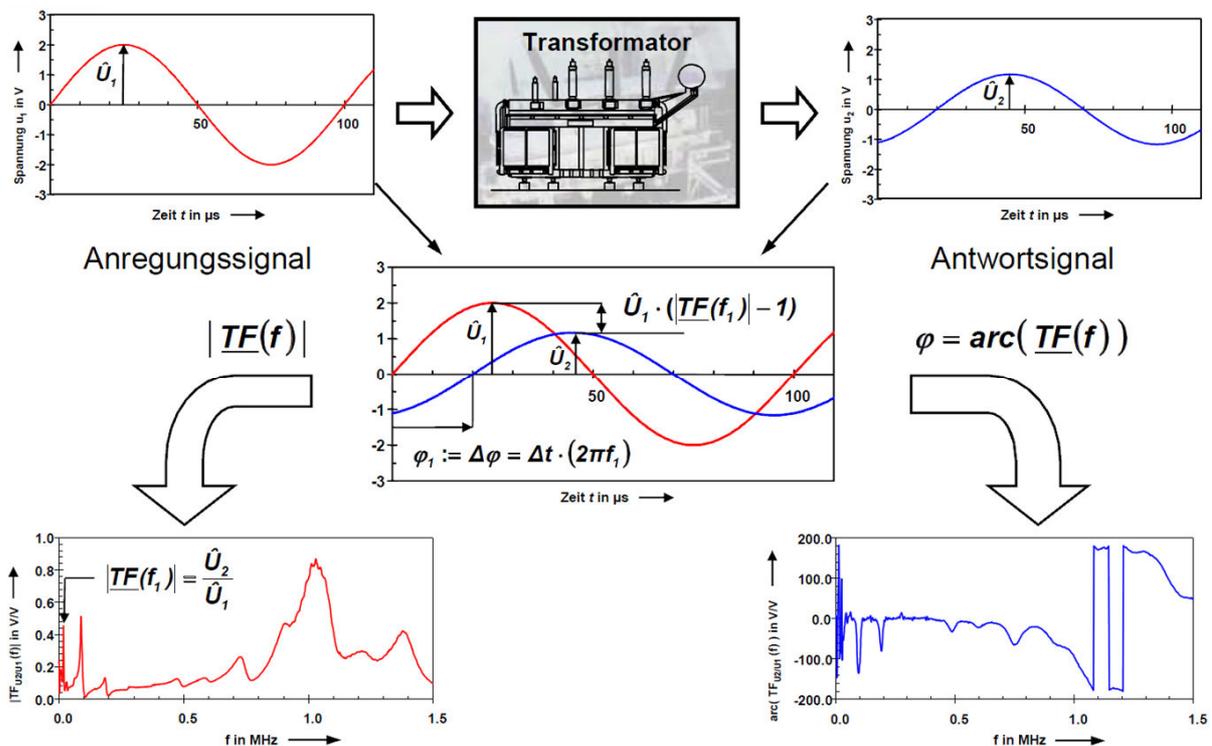
Um trotz der vielen Freiheitsgrade bei der Signalerfassung und -verarbeitung wie z.B. Auflösung der ADU, eingesetzte Filter, Dauer der Aufnahme, Abtastrate und Fensterfunktion, dennoch eine hohe Reproduzierbarkeit zu erreichen, ist es sehr wichtig, immer dieselbe Signalverarbeitung zu verwenden [HEI10a, KRÜ06].

Ein weiteres Problem bei der Zeitbereichsmessung ist das Signal-Rausch-Verhältnis (SNR), welches mit zunehmender Frequenz sinkt. Begründen lässt sich dieser Effekt mit der Signalform des Anregungsimpulses. Dessen Fouriertransformierte enthält nämlich mit

ansteigender Frequenz immer weniger Signalenergie. Um dieser Rauschproblematik entgegenzuwirken, können Methoden zur Entrauschung z.B. über Mittelungsverfahren oder über Wavelet-Transformationen eingesetzt werden, auf welche in dieser Arbeit aber nicht näher eingegangen wird. Da hierbei aber sowohl Komplexität als auch Berechnungsaufwand ansteigen und somit die Möglichkeit weiterer Fehlerquellen eingeräumt wird, hat sich die SFRA (Sweep Frequency Response Analysis) in den letzten Jahren mehr und mehr durchgesetzt [HEI10a, KRÜ06].

### 5.3.2 SFRA-Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

Bei der SFRA handelt es sich um eine Frequenzbereichsmessung. Der Transformator wird hier mit einem sinusförmigen Signal  $U_1$  angeregt, wodurch ebenfalls ein sinusförmiges Antwortsignal  $U_2$  erzeugt wird. Eingangs- und Ausgangssignal unterscheiden sich aber in ihrer Amplitudenhöhe und Phasenlage. Durch das Amplitudenverhältnis und der Phasenverschiebung  $\varphi$ , ergeben sich für die jeweilige Frequenz die Werte für Betrag und Phase. Die frequenzabhängige Übertragungsfunktion lässt sich schließlich durch Verwendung einer Anregungs-Signalquelle mit variabler Frequenz ermitteln [HEI10a, HOM06, KRA08, WIM04].



**Abbildung 52:** Bestimmung der TF im Frequenzbereich [HEI10b]

Die Anregung über den betrachteten Frequenzbereich erfolgt bei der SFRA mit konstanter Amplitude. Dies hat gegenüber der IFRA den Vorteil, dass das SNR konstant bleibt und somit trotz ansteigender Frequenz die Genauigkeit der Signale nicht abnimmt. Nachdem

die Übertragungsfunktion bei der SFRA direkt im Frequenzbereich ermittelt wird, sind die Fehler, die hier gemacht werden können, verhältnismäßig gering. Die Freiheitsgrade betreffend der Messung, beschränken sich im Großen und Ganzen auf die Anzahl der aufgenommenen Frequenzpunkte, die Verteilung (linear, logarithmisch) und die Empfangsbandbreite des Messgeräts. Diese wirken sich, im Gegensatz zur IFRA, auf das Ergebnis jedoch viel geringer aus [HEI10a].

### 5.3.3 Gegenüberstellung von SFRA und IFRA

Die Vor- und Nachteile der SFRA und IFRA aus [HEI10a] und [KRÜ06] wurden in der folgenden Tabelle zusammengefasst und gegenübergestellt:

**Tabelle 7:** Gegenüberstellung von SFRA und IFRA [HEI10a, KRÜ06]

SFRA		IFRA	
VT	SNR über den Frequenzbereich konstant → höhere Frequenzbetrachtung möglich	NT	begrenzte Bandbreite der Zeitsignale → nur mittels Entrauschungsverfahren steigerbar
	adaptive Frequenzauflösung		konstante Frequenzauflösung
	geringere Signalverarbeitung, da direkte Ermittlung der TF im Frequenzbereich → weniger Fehlermöglichkeiten		hohe Signalverarbeitungsprozedur → mehr Fehlerquellen möglich
SFRA		IFRA	
NT	Quelle kaum belastbar	VT	Quelle stärker belastbar
	simultane Erfassung mehrerer Signale nur selten möglich		mehrere Signale simultan erfassbar (abhängig von Anzahl der Kanäle)

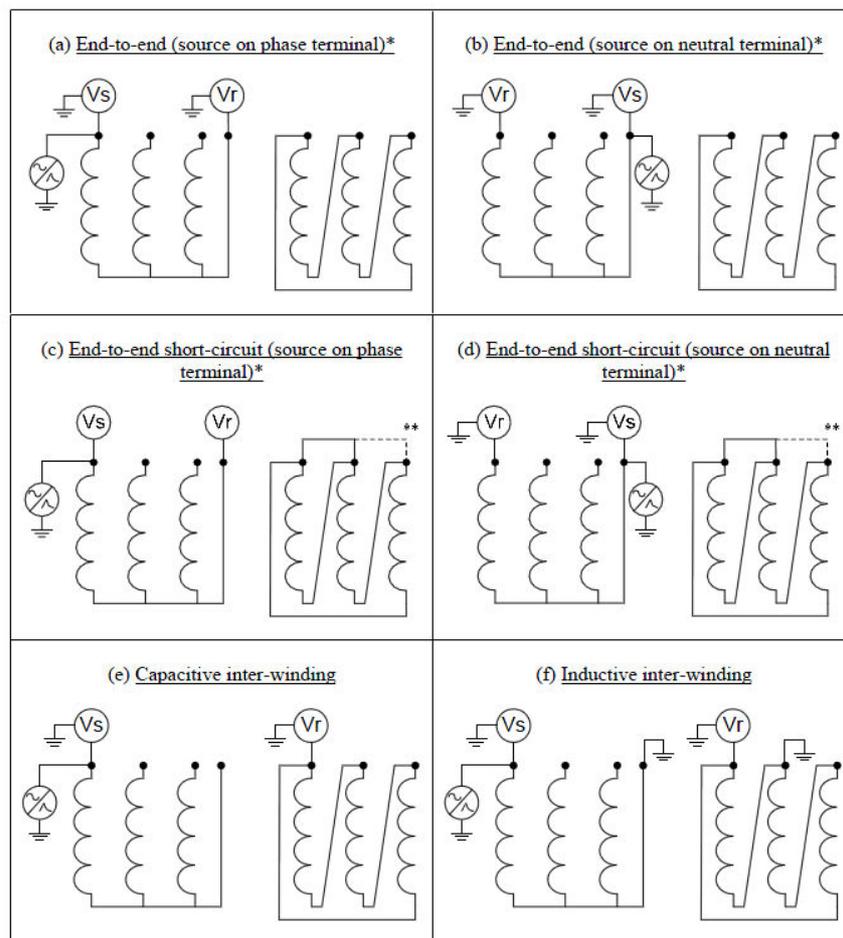
### 5.4 Durchführen von Messungen und dessen Einflüsse

Der Theorie zufolge darf sich das Übertragungsverhalten eines Transformators zwischen zwei Messungen nur dann ändern, wenn sich aufgrund von Schäden im Transformator (siehe Kapitel 5.1) sein elektrisches Netzwerk geändert hat. Wird die Übertragungsfunktion gebildet, so wird nicht nur der Transformator, sondern das gesamte Netzwerk, bestehend aus Messgerät, Zuleitungen und Testobjekt erfasst. Daher ist es wichtig, dass die Einflüsse, welche auf den Messaufbau zurückzuführen sind, gering und konstant gehalten werden [HAN94, HEI10a, HOM06].

Wie der Abbildung 53 und der Abbildung 59 zu entnehmen ist, sind für die Durchführung von FRA-Messungen mehrere Varianten von Prüfschaltungen möglich. So kann

beispielsweise der Anschluss der Signalquelle und der Spannungsabgriff an verschiedenen Klemmen des Transformators erfolgen und nicht verwendete Wicklungsteile kurzgeschlossen, geerdet oder offen gelassen werden. Dies wirkt sich neben der Anschlusstechnik und dem Leitungskonzept, dem Erdungskonzept, dem Einfluss des Eisenkerns und weiteren Einflüssen auf die FRA-Messung aus. Um dennoch Wiederholungsmessungen durchführen zu können, die Veränderungen des Transformatorinneren und nicht einen variierten Messaufbau aufzeigen, wird in den folgenden Kapiteln auf diese Einflüsse näher eingegangen. Im Anschluss daran werden wichtige Punkte für eine gute Reproduzierbarkeit aufgezeigt.

### Varianten für Prüfschaltungen



**Abbildung 53:** FRA Prüfschaltungen [CIG342]

Anm.: in (c) fehlende Erdung der Voltmeter

\* Zwei Möglichkeiten: Quelle an der Phasen- oder Neutraleiterklemme

\*\* Zwei Kurzschluss-Optionen sind möglich: Kurzschluss je Phase oder aller drei Phasen (die kurzgeschlossenen Wicklungen können potentialfrei gelassen oder geerdet werden)

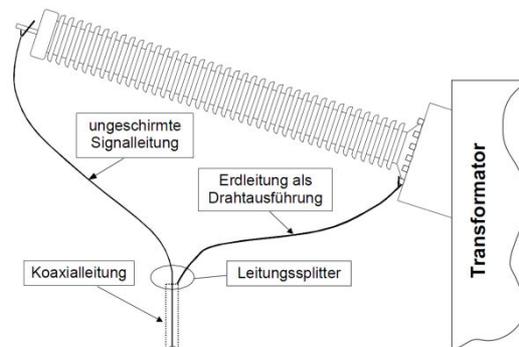
Die End-to-End Messung bei offenen Wicklungen (siehe Abbildung 53a, b) wird am häufigsten eingesetzt. Bei den Messkurven dieser Testart ist der Informationsgehalt über

den Kern- und Wicklungszustand am größten. Eine weitere Möglichkeit ist, wie in Abbildung 53c, d dargestellt, die End-to-End Messung bei kurzgeschlossenen Wicklungen. Diese wird verwendet um Kerneinflüsse im Frequenzgang zu beseitigen (siehe Kapitel 5.4.3). Des Weiteren werden die kapazitive sowie die seltener eingesetzte induktive Kopplungsmessung (siehe Abbildung 53e, f) unterschieden [CIG342, KRA09].

#### 5.4.1 Anschluss technik und Leitungskonzept

Leistungstransformatoren weisen große Dimensionen auf, wodurch zwischen dem Messgerät und den Anschlussklemmen am Transformator weite Wegstrecken zu überwinden sind. Die Länge der Signalleitung kann dabei an die 30m betragen. Um elektromagnetische Einkopplungen zu vermeiden, sollten daher geschirmte Leitungen verwendet werden [KRÜ06, WIM06].

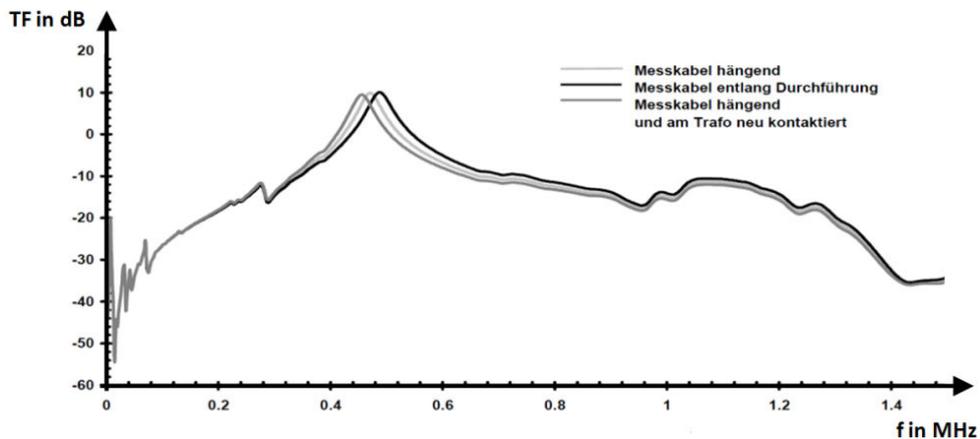
Mit einem Versuch aus [KRÜ06] soll gezeigt werden, wie sich der Kurvenverlauf alleine durch unterschiedliche Anordnung einer ungeschirmten Leitung verändert. Zu diesem Zweck wurde am Ende einer Koaxialleitung ein Leitungssplitter angebracht, an dem der Innenleiter und der Schirm des Kabels extra herausgeführt werden. Während die nun ungeschirmte Signalleitung an der Anschlussklemme des Transformators (220MVA Spartransformator) angebracht wurde, wurde die mit dem Schirm verbundene Leitung am Kessel des Transformators befestigt (siehe Abbildung 54) [KRÜ06, WIM06].



**Abbildung 54:** Anschluss ungeschirmter Leitungen [WIM06]

Nun wurden FRA-Messungen für 3 unterschiedliche Variationen dieser Anordnung durchgeführt:

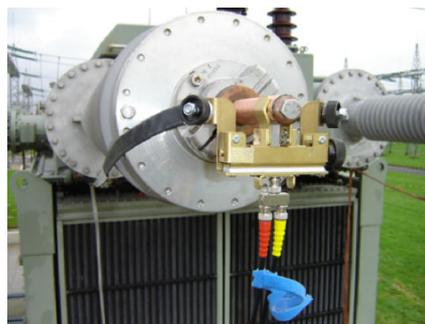
1. Signalleitung hängend unter der Durchführung,
2. Signalleitung entlang der Durchführung,
3. Signalleitung hängend unter der Durchführung und neue Verbindung der Kabel an anderen Stellen des Kessels und des Dorns.



**Abbildung 55:** Einfluss der Anordnung von ungeschirmten Leitungen, modifiziert nach [KRÜ06]

In Abbildung 55 erkennt man, dass sich die Resonanzfrequenz (bei 470kHz) je nach Anordnung der Kabel verschiebt. Damit ist ersichtlich, dass es bei solchen, zum Teil ungeschirmten Leitungen Freiheitsgrade gibt, die zu Messfehlern führen können, welche sich schließlich in Fehlinterpretationen auswirken. Zur Steigerung der Reproduzierbarkeit und Minimierung der Abhängigkeit der Kabelanordnung, sollten die Signalleitungen möglichst bis zur Transformatorklemme hin geschirmt geführt werden [KRÜ06, WIM06].

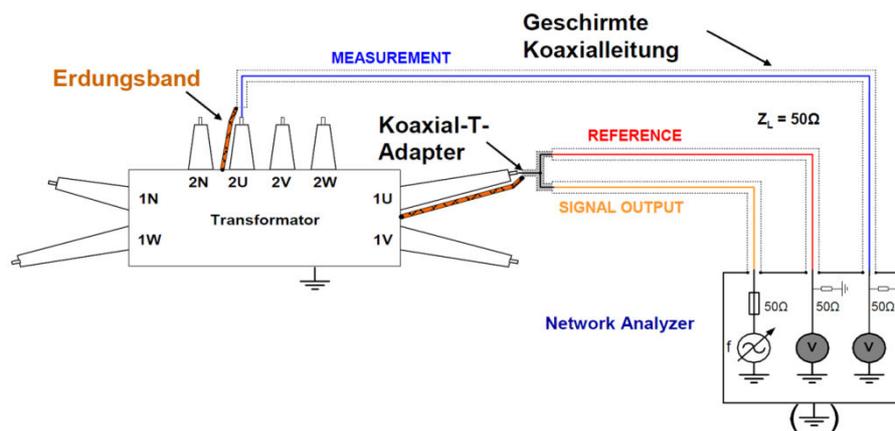
In folgender Abbildung ist ein Anschlussadapter zu sehen, der eine Anbindung von Koaxialkabeln am Transformator ermöglicht. Es ist aber beispielsweise auch eine Anbindung mittels Zange möglich [KRÜ06].



**Abbildung 56:** BNC-Trafoklemmen-Adapter [KRÜ06]

#### 5.4.2 Erdungskonzept

Wegen den in Umspannwerken herrschenden Feldverhältnissen und zum Schutz des Messgerätes sollten die Leitungsschirme neben der transformatorseitigen Erdung auch am Messgerät geerdet werden. Ein empfohlenes Erdungskonzept ist Abbildung 57 zu entnehmen.



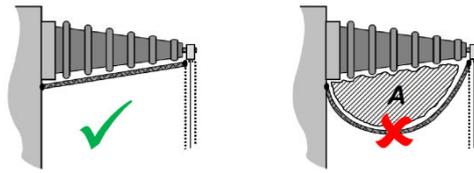
**Abbildung 57:** Empfohlenes Erdungskonzept (schematisch) [HEI10b]

Den kritischen Punkt stellt hier allerdings die Erdung des Messleitungs-Schirms am Transformator dar. Zwischen der Transformator клемme und dem Kessel kann die Distanz mehrere Meter betragen. Im interessierenden Frequenzbereich bis 2MHz ist diese Strecke möglichst niederohmig zu gestalten. Aufgrund des Skin效kts werden der Widerstand der Erdungsleitung sowie deren Induktivität jedoch mit steigender Frequenz größer [HEI10a].

Um diesen Effekt entgegenzuwirken, empfiehlt es sich, anstelle eines Erdungsdrahtes ein Erdungsband zu verwenden. Solche Erdungsbänder, welche aus dünnen, gewebten Einzelleitungen bestehen, weisen eine sehr große Oberfläche auf, wodurch diese in Abhängigkeit der Frequenz eine viel geringere Impedanz haben [HOM06, KRÜ06].

Für höherfrequente Signale weisen die Erdungsbänder also eine viel bessere Leitfähigkeit auf, als normale Drähte. Somit fließen Störungen mit geringerem Widerstand zur Masse ab, wodurch auch die Störfestigkeit gesteigert wird. Weiters wurde experimentell bestätigt, dass Wiederholungsmessungen durch alleiniges Ändern des Aufstellungsortes des Messequipments und erneutes Auslegen und Anschließen der Messleitungen bei Verwendung von Erdungsdrähten variieren, während bei Erdungsbändern bis zu einer Frequenz von 2MHz kein Unterschied zu erkennen war [KRÜ06].

Um den Messkreis vor Störeinkopplungen besser zu schützen und die Reproduzierbarkeit sicherzustellen, ist es wichtig, die Erdungsbänder längs der Durchführung, mit geringstmöglichem Abstand zur Durchführung zu führen und sie unmittelbar an deren Fußpunkt mit dem Transformator kessel zu verbinden (siehe Abbildung 58). Mit dieser Maßnahme wird die Fläche  $A$  minimiert, die der Empfindlichkeit von Störern welche in den Messkreis induktiv eingekoppelt werden, proportional ist [HEI10a, HOM06].



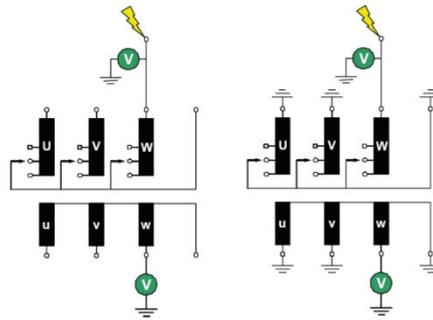
**Abbildung 58:** Führung von Erdungsbändern  
(links: empfohlen, rechts: zu vermeiden) [HEI10a]

In [KRÜ06] wurde experimentell festgestellt, dass sich die Führung von Erdungsbändern (durchhängend oder straff) auf die Verschiebung von Resonanzfrequenzen auswirkt. Ein solches Verhalten tritt auch bei der Verwendung unterschiedlicher Erdungsbandtypen (Aluminium, Kupfer) auf. Weiters konnte gezeigt werden, dass die Verwendung von zwei Erdungsbändern anstelle eines Erdungsbandes ebenfalls eine Resonanzverschiebung, sowie ein verändertes Dämpfungsverhalten zur Folge haben kann. Die Verwendung von zwei Erdungsbändern hat den Vorteil, dass deren Impedanz aufgrund der Parallelschaltung halbiert wird, wodurch eine bessere Störunterdrückung erreicht wird.

Für eine gute Reproduzierbarkeit müssen unbedingt die Querschnitte und Materialien der Erdungsbänder sowie die Anzahl der verwendeten Erdungsbänder im Protokoll angeführt werden [KRÜ06].

### 5.4.3 Kern

Wie bereits in Kapitel 5.2 beschrieben, ist unterhalb von 10kHz den nichtlinearen Eigenschaften des Transformator-kerns Aufmerksamkeit zu schenken. Diese können sich unterschiedlich auswirken, sind aber vor allem von der verwendeten Prüfschaltung abhängig. Wenn die Transformatoranschlüsse der Phasen, die nicht untersucht werden, offen gelassen werden, so wirkt sich der Einfluss des Eisenkerns direkt auf das Messergebnis aus. Betrachtet man beispielsweise die Gegenüberstellung der Frequenzgänge von Transformatoren bei magnetisiertem und unmagnetisiertem Eisenkern (vgl. Abbildung 61), so sind unterhalb von 10kHz deutliche Abweichungen zu erkennen, die zu Fehlinterpretationen führen können, da Wicklungsschäden ein ähnliches Verhalten aufweisen. Erdet man die Transformatoranschlüsse der Phasen, die nicht untersucht werden, verschwindet der Einfluss des Eisenkerns im Kurvenverlauf [KRÜ06].



**Abbildung 59:** Prüfschaltung ohne/mit Erdung der nicht untersuchten Phasen [KRÜ06]

Dieser Effekt lässt sich mit dem Induktionsgesetz erklären. Betrachtet man einen Schenkel, bei dem der Wicklungsanschluss einer Spannungsebene geerdet ist, so kann dieser Schenkel keinen zeitlich veränderbaren magnetischen Fluss mehr führen [KRÜ06]:

$$\frac{d\Phi}{dt} = 0V. \quad (8)$$

Bei einem Dreischenkeltransformator, an dem die Anschlüsse zweier Phasen geerdet werden, existiert für den Fluss kein magnetischer Rückschluss im Kern mehr. Somit führt der gesamte Kern keinen zeitlich veränderbaren Fluss, wodurch die FRA-Untersuchung vom Kern unabhängig wird. Für die zu untersuchende Phase erfolgt die magnetische Kopplung zur Spannungsübertragung nun nur noch über den Fluss in den Streukanälen.

Bei der Fünfschenkel-Ausführung, die hauptsächlich bei großen Leistungstransformatoren eingesetzt wird, würde mit der zuletzt genannten Methode jedoch ein magnetischer Rückschluss über die beiden äußeren Schenkel des Kerns erfolgen. Da diese Transformatoren wegen der Tertiärwicklung aber drei Spannungsebenen je Schenkel aufweisen, können hier alle Anschlüsse einer Ebene geerdet werden, während an den beiden anderen Ebenen gemessen wird. Dies hat den Vorteil, dass der Kern keinen zeitlich veränderbaren magnetischen Fluss führen kann und die Messung somit wieder unabhängig vom Kern wird.

Die Bauweise des Transformators und die verwendete Prüfschaltung bestimmen also den Auswertebereich der Messkurven. Ist es mit der oben beschriebenen Methode möglich, den Einfluss des Eisenkerns zu verhindern, so kann die gesamte Kurve zur Auswertung herangezogen werden. Wenn nicht, sollte eine Auswertung erst ab 10kHz stattfinden. Da sich Veränderungen der Wicklungen eher bei höheren Frequenzen in der Messkurve zeigen, verliert man durch diese Einschränkung kaum Informationen zur Beurteilung des Wicklungszustandes [KRÜ06].

#### 5.4.4 Weitere Einflüsse

##### Kabellänge

Werden unterschiedliche Leitungslängen verwendet und wird dabei auf die Wellenwiderstandsanpassung am Messgerät verzichtet, so kommt es bei einer hochohmigen Spannungsmessung aufgrund von Reflexionsvorgängen zu deutlichen Abweichungen des Frequenzgangs. Werden jedoch Abschlusswiderstände verwendet, die dem Wellenwiderstand der Messkabel entsprechen, so ist der Einfluss der Kabellängen vernachlässigbar gering. Es sind lediglich minimale Abweichungen im Frequenzgang oberhalb von 800kHz erkennbar [HEI10a, KRÜ06].

##### Nicht verwendete Leitungsanschlüsse

Aus Gründen der Bequemlichkeit kann es vorkommen, dass an allen Anschlussklemmen des Transformators Messkabel angeschlossen werden, um bei der nachfolgenden Messung lediglich die gerade benötigten Phasen mit dem Messgerät verbinden zu müssen. Wenn diese Messkabel bei späteren Messungen jedoch nicht mehr verwendet werden, ist hier ein veränderter Kurvenverlauf zu erwarten [KRÜ06].

##### Stufenschalterstellung

Je nach Stufenschalterstellung werden Wicklungsteile weg- oder dazugenommen, was einen bedeutenden Einfluss auf das Übertragungsverhalten zwischen den Wicklungen und somit auch auf die Messung hat. Aber auch die vorhergehende Schalterstellung trägt maßgeblich zum Ergebnis bei, da je nach Schaltrichtung (von oben oder von unten kommend) der Vorwählkontakt eine andere Position aufweisen kann [CHR02].

##### Unterschiedliche Messspannungen bei SFRA

Laut einem Beispiel aus [OHL10] wirken sich unterschiedliche Messspannungen bei der SFRA Messung durch Betragsabweichung bei kleinen Frequenzen, sowie Verschiebung der ersten Resonanzfrequenz aus. Um dies zu vermeiden wird ein „Industriestandard“ mit 10V Spitze-Spitze empfohlen, der auch bei den meisten Geräten verwendet wird [OHL10].

#### 5.4.5 Regeln zur Reproduzierbarkeit

Der Messaufbau, die Messabwicklung und das Messequipment spielen eine große Rolle bei der FRA-Messung. Aufgrund der Vielzahl an Faktoren, welche das Ergebnis der FRA-Messungen massiv beeinflussen können, ohne dass sich aber der Zustand des Transformators geändert hat, sind nachstehend aus [CIG342], [HEI10a], [HOM06], [KRA08], [KRA09], [KRÜ06] und [OHL10] wichtige Regeln für eine gute Reproduzierbarkeit der FRA-Messungen zusammengestellt:

- Entfernen aller Anschlüsse am Transformator, außer der Kesselerde.
- Reinigen der Kontakte der Durchführung und festes Anziehen der Messanschlussklemmen (zur Sicherstellung einer zuverlässigen elektrischen Kontaktierung).
- Verwendung von drei geschirmten Hochfrequenzkabeln (üblicherweise Koaxialkabel; für Eingangsspannung, Referenzspannungs- und Antwortspannungsmessung) gleicher Länge, mit bekannter und konstanter Impedanz. Keine unnötigen Leitungen anschließen.
- Erdung der Koaxialleitungsschirme direkt am Transformator (damit Frequenzgangmessungen von geometrischer Anordnung der Leitungen unabhängig werden).
- Sicherstellen, dass keine elektrische Verbindung zwischen Erdungsverbindungen der Messkabelschirme und der Anschlusskontakte besteht.
- Sicherstellen einer möglichst niederinduktiven Erdungsverbindung der Prüflleitungen (Minimierung des Skin-Effekts bei hohen Frequenzen durch Verwendung geflochtener Litzenbänder mit dünnen Drähten und großer Oberfläche).
- Gewährleisten einer möglichst kurzen Erdungsverbindung zum Fuße der Durchführung, welche die kleinste mögliche Fläche zu Durchführung aufspannt.
- Zuverlässige, möglichst großflächige Kontaktierung zwischen Transformator-kessel und Erdungsbändern herstellen (sehr wichtig, da dieser Punkt die meisten Messfehler verursacht).
- Durchführen der FRA-Messungen vor Wicklungswiderstandsmessungen. Ansonsten sicherstellen, dass der Transformator vorher entmagnetisiert wird.
- Verwendung der gleichen angelegten Prüfspannung für alle SFRA-Messungen.
- Verwendung von qualitativ hochwertigen Geräten hoher Präzision, deren Eingangs- und Ausgangsimpedanzen jenen der Koaxialkabeln ( $50\Omega$ ) entsprechen.
- Die Testbedingungen (Prüfschaltung, Stufenschalterstellung, FRA-Typ, etc.) sollen für Referenz- und Wiederholungsmessungen gleich sein, um eine korrekte Interpretation durchführen zu können.
- Abspeichern von Prüfungsdaten und genauen Informationen zum Prüfaufbau. Empfohlen sind auch detaillierte Fotos der Anschlüsse. Die Messdaten nach

Möglichkeit als Rohdaten abspeichern – vor allem bei der IFRA (abspeichern der Zeitsignale), da die vielen benötigten Signalverarbeitungsschritte bei nachfolgenden Messungen variieren könnten.

- Sofortiges Prüfen der Messkurven auf Plausibilität und Vergleichen mit erwarteten Ergebnissen und ev. vorhandenen Referenzdaten. Messfehler sollten noch vor Ort erkannt werden, damit entsprechende Korrekturmaßnahmen getroffen und die Messungen wiederholt werden können (z.B. stark verrauschte Kurven: oft hervorgerufen durch mangelhafte Kontaktierung zwischen Kessel und Erdungsbändern).

## 5.5 Referenzkurvenvergleich

Sowohl die IFRA als auch die SFRA sind vergleichende Messmethoden. Die Messkurven (Amplitude in dB über die Frequenz) werden dabei für alle Wicklungen möglichst separat aufgenommen und mit Referenzdaten verglichen [KRA08, KRA09].

Folgende 3 Vergleichsmethoden, die sich hinsichtlich ihrer Referenzdaten unterscheiden, sind für die Bewertung möglich [KRA08, KRÜ11, OHL10]:

- **Zeitbasierter Vergleich**  
Referenz: Messergebnisse desselben Transformators zu einem früheren Zeitpunkt
- **Typbasierter Vergleich**  
Referenz: Messergebnisse eines baugleichen Transformators
- **Aufbaubasierter Vergleich**  
Referenz: Messergebnisse einer anderen Phase desselben Transformators

Auf diese 3 Methoden wird in den folgenden Unterkapiteln näher eingegangen.

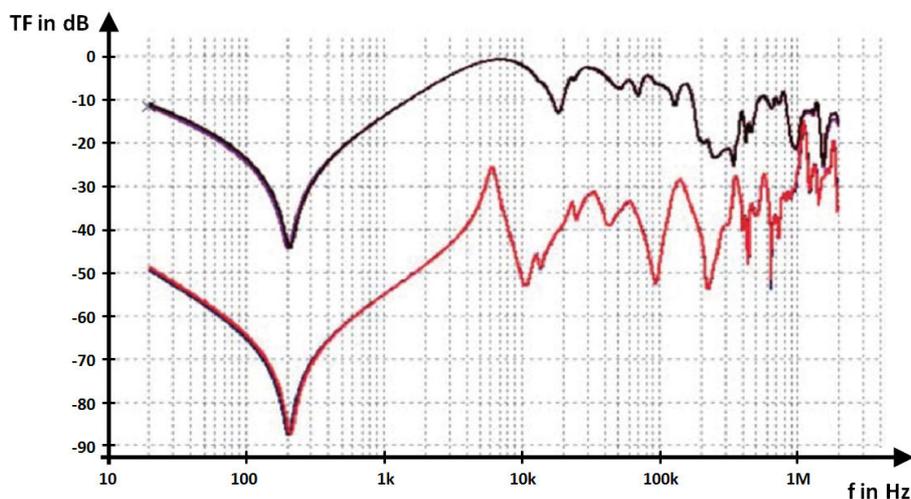
### 5.5.1 Zeitbasierter Vergleich

Vor der Messung an einem Transformator muss abgeklärt werden, ob bereits brauchbare Referenzdaten aus früheren FRA-Messungen dieses Transformators vorliegen [KRA09]. Wenn dies der Fall ist, kann eine aktuelle Kurve einer Wicklung mit einer Referenzkurve derselben Wicklung verglichen werden, die idealerweise zu einem Zeitpunkt aufgenommen wurde, als sich der Transformator nachweislich in gutem Zustand befand. Wenn sich die beiden Kurven nicht voneinander unterscheiden, kann darauf geschlossen werden, dass es intern zu keinem mechanischen Versatz gekommen ist [OHL10]. Vor allem bei dieser Methode sind die Anforderungen an den Messaufbau (Reproduzierbarkeit) sehr groß, da zwischen den Aufnahmen der unterschiedlichen Kurven oft Jahre liegen [WIM06].

Nachstehend sind Beispiele aus der Praxis für zeitbasierende Vergleiche angeführt:

### Beispiel 1

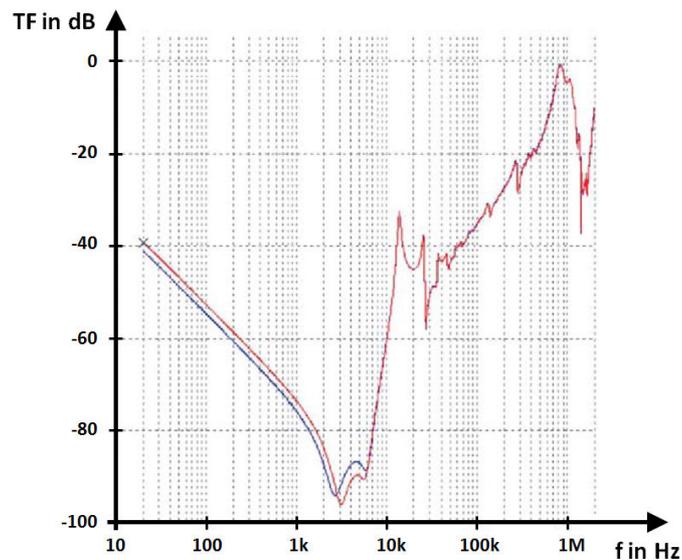
Bei diesem Beispiel handelt es sich um einen einphasigen 105MVA Blocktransformator, der nach einem Kurzschlussfehler gemessen wurde. Für die Ober- und Unterspannungswicklungen konnte aufgrund vorhandener Referenzmessungen dieses Transformators ein direkter Vergleich durchgeführt werden. Wie man in Abbildung 60 erkennt, sind die Frequenzgänge der beiden Wicklungen vor und nach dem Kurzschluss identisch (die Kurven liegen jeweils übereinander). Dadurch ist erwiesen, dass der Transformator durch die Kurzschlusskräfte nicht beschädigt wurde [OHL10].



**Abbildung 60:** Frequenzgänge der OS- und US-Wicklung, vor und nach einem Kurzschluss, modifiziert nach [OHL10]

### Beispiel 2

Hier handelt es sich um die Messung an einem einphasigen Dreiwicklungstransformator (403kV / 16kV / 16kV, 103MVA / 51,5MVA / 51,5MVA) vor und nach einer Reparatur. Der Eingriff umfasste das Ablassen des Transformatoröls, Verschiebung des Transformators um 10m, Austauschen der Hochspannungsdurchführung, weitere Wartungstätigkeiten, Rückbringen an den ursprünglichen Ort und Wiederbefüllung mit Öl. Gemessen wurde die Hochspannungswicklung, während beide Niederspannungswicklungen offen waren. In Abbildung 61 ist der Frequenzgang vor der Instandhaltungsarbeit (blau) und danach (rot) zu sehen. Man erkennt, dass die beiden Kurven über ca. 10kHz identisch sind, was ein sehr gutes Ergebnis darstellt [OHL10].

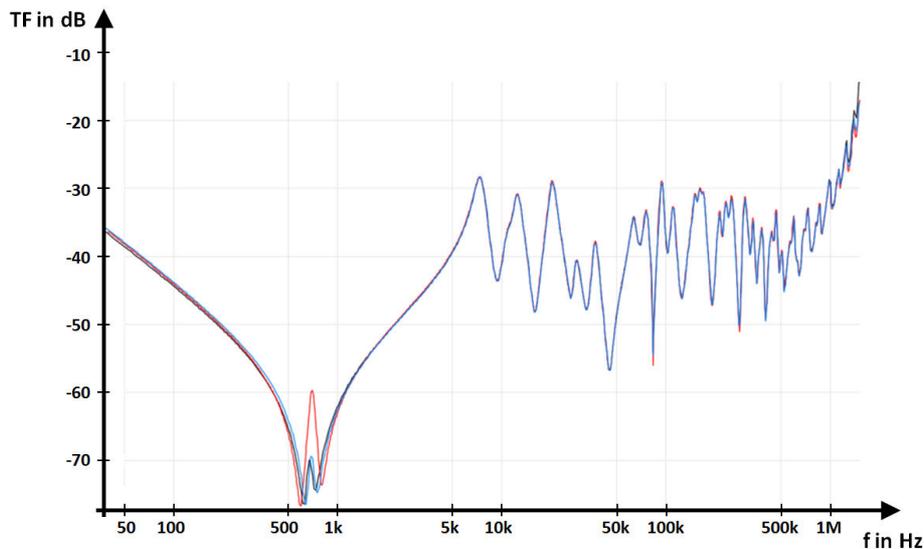


**Abbildung 61:** Frequenzgang der OS-Wicklung, vor und nach einer Reparatur, modifiziert nach [OHL10]

Die Abweichung bei niedrigen Frequenzen bis ca. 10kHz ist auf den Kern zurückzuführen. In diesem Fall wurde vor der zweiten FRA-Messung eine Wicklungswiderstandsmessung durchgeführt, bei welcher ein hoher Gleichstrom zum Einsatz kam. Dadurch wurde im Kern eine Restmagnetisierung verursacht, die schlussendlich zu dieser Veränderung im Kurvenverlauf führte. Es handelt sich hier also nicht um einen Fehler, sondern lediglich um den Unterschied zwischen einem unmagnetisierten und einem magnetisierten Kern (siehe Kapitel 5.4.3). Um diese Abweichung in der Darstellung aber zu vermeiden, empfehlen SFRA-Normen (siehe Kapitel 5.7), die Messung von Wicklungswiderständen erst im Anschluss an die FRA-Messungen durchzuführen [OHL10].

### Beispiel 3

Hier wurde die OS-seitige Phase W eines 8MVA Transformators (keine näheren Angaben) innerhalb von drei Jahren dreimal gemessen und deren Messkurven gegenübergestellt (siehe Abbildung 62). Die erste Messkurve wurde im April 2006 aufgenommen (schwarz), die zweite im Mai 2007 (rot) und die dritte im November 2008 (blau). In der Abbildung erkennt man Abweichungen unterhalb von 1kHz, welche wiederum auf unterschiedliche Kernremanenz zurückzuführen sind. Zwischen 1kHz und 1,5MHz stimmen die Kurven gut überein, was auf eine unveränderte Geometrie des Transformatorinneren deutet. Da der Transformator in diesem Beispiel bereits zu Beginn der Messungen in einem ordnungsgemäßen Zustand war, wurde durch Vergleich mit den nachfolgenden Messungen der weiterhin gute Zustand der betrachteten Wicklung bestätigt [KRA09].



**Abbildung 62:** Frequenzgang einer Phase im Vergleich über 3 Jahre, modifiziert nach [KRA09]

### 5.5.2 Typbasierter Vergleich

Wenn keine Referenzkurven aus früheren Zeiten vorhanden sind, können baugleiche Transformatoren (Zwillingstransformatoren) als Referenz herangezogen werden [OHL10]. Dabei unterscheidet sich hier die Handhabung der Messdaten prinzipiell nicht vom zeitbasierten Vergleich [KRA09]. Allerdings kann es bei gleichen Transformatoren alleine durch unterschiedliche Spezifikationen und Herstellungstoleranzen schon zu Abweichungen in deren Kurvenverläufen kommen, ohne dass dabei einer oder beide betrachtete Transformatoren beschädigt sind [KRA09, WIM06]. Deshalb ist es wichtig, dass zwei zu vergleichende Transformatoren nicht nur gleich aussehen, sondern „Zwillinge“ sind [OHL10].

In [OHL10] wurde daher folgende Liste zur Erkennung von „Zwillingen“ herausgegeben:

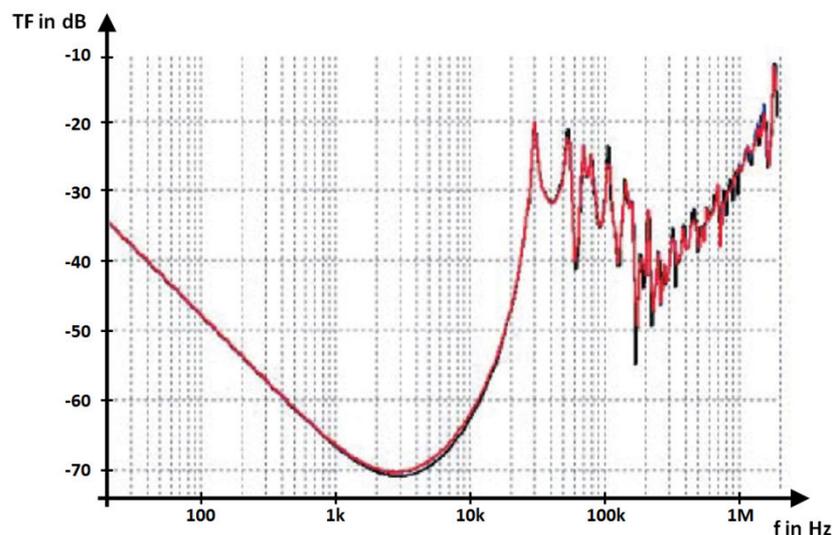
- Gleicher Hersteller
- Gleiches Herstellungswerk
- Original-, Kunden- bzw. technische Spezifikationen
- Keine Reparatur oder Modernisierung
- Gleiches Herstellungsjahr,  $\pm 1$  Jahr für größere Einheiten
- Das Gerät gehört zu einer Serienbestellung (Fortlaufende ID-Nummer)
- Bei einem Projekt mit mehreren Einheiten, welche einen neuen Aufbau aufweisen, sollte der Referenz-Transformator nach Möglichkeit nicht zu den ersten Geräten des Herstellungsprozesses zählen.

Da es sehr unwahrscheinlich ist, dass zwei baugleiche Transformatoren den exakt gleichen mechanischen Schaden haben, ist eine gute Übereinstimmung derer Kurvenverläufe ein Hinweis auf den guten Zustand beider Transformatoren [KRA09].

Im Folgenden sind für den typbasierten Vergleich Beispiele aus der Praxis angeführt:

### Beispiel 1

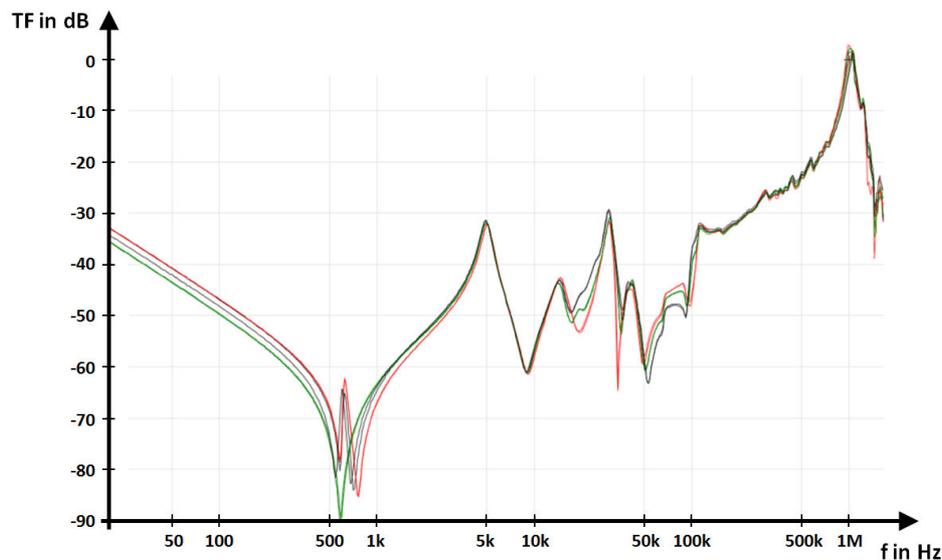
Hier wurden Messungen an „Drillingen“ durchgeführt. Es handelt sich dabei um einphasige 160MVA Generatortransformatoren. In Abbildung 63 sind die Kurvenverläufe für die OS-Wicklungen dieser drei baugleichen Geräte zu sehen. Wie man eindeutig erkennt, liegen diese drei Kurven exakt übereinander. Dies lässt darauf schließen, dass keiner dieser Transformatoren Wicklungs- oder Kernprobleme hat [OHL10].



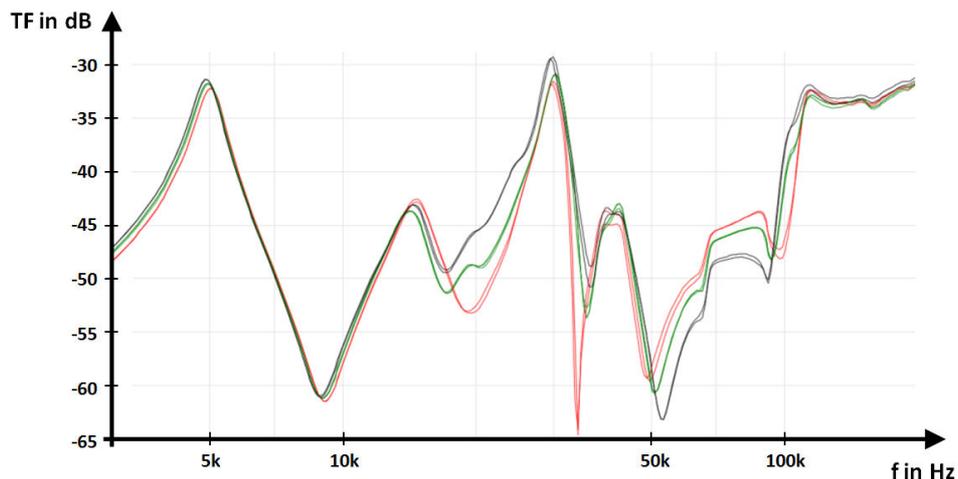
**Abbildung 63:** Frequenzgänge der OS-Wicklungen dreier baugleicher Transformatoren (drei Kurven), modifiziert nach [OHL10]

### Beispiel 2

Dieses Beispiel zeigt den erfolgreichen Vergleich eines dreiphasigen 30MVA Transformators mit einem baugleichen Transformator. Verglichen wurden hier jeweils die Messungen der drei Phasen der OS-Wicklungen (siehe Abbildung 64). Die gleichen Phasen der beiden Transformatoren sind dabei in gleicher Farbe dargestellt. Um die gute Übereinstimmung der Kurvenverläufe beider Transformatoren zu verdeutlichen, wurde in Abbildung 65 der Frequenzbereich zwischen 3kHz und 200kHz vergrößert dargestellt. Es ist hier zu ersehen, dass die jeweils gleichen Phasen beinahe deckungsgleiche Kurven aufweisen [KRA09].



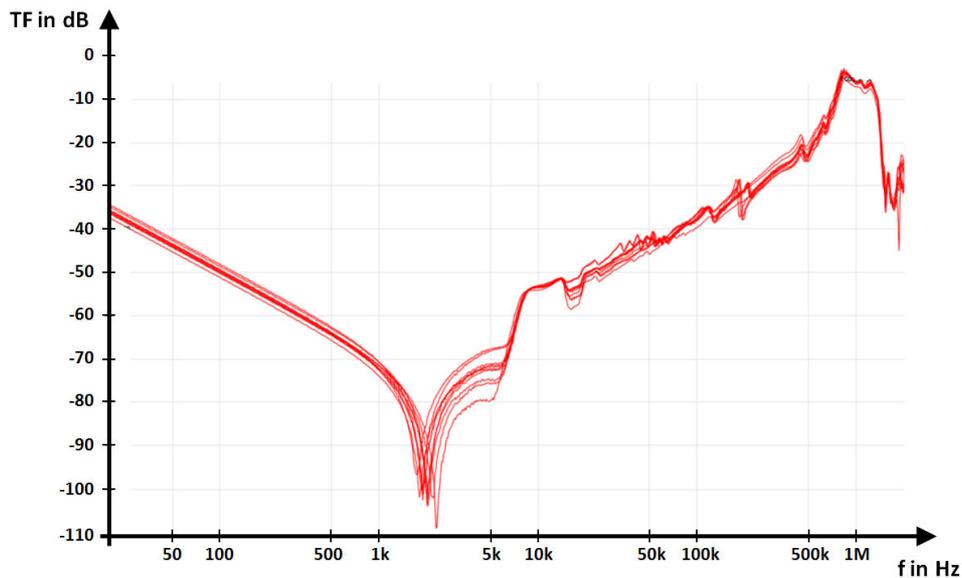
**Abbildung 64:** Frequenzgänge der drei Phasen der OS-Wicklungen zweier baugleicher Transformatoren, modifiziert nach [KRA09]



**Abbildung 65:** Frequenzgänge der drei Phasen der OS-Wicklungen zweier baugleicher Transformatoren (Frequenzbereich: 3kHz-200kHz), modifiziert nach [KRA09]

### Beispiel 3

In diesem Beispiel wurden zehn baugleiche Transformatoren untersucht. Dabei handelte es sich um einphasige 60MVA Blocktransformatoren mit derselben Spezifikation und fortlaufenden Seriennummern. Wie man in Abbildung 66 erkennen kann, stimmen die Kurven aber nicht überein, obwohl der einwandfreie Zustand der Transformatoren nachgewiesen werden konnte. Diese Abweichungen wurden schlussendlich auf eine mögliche Designänderung der Wicklungen während der Produktion dieser Transformatorserie zurückgeführt, was auch durch den Hersteller bestätigt wurde [KRA09].



**Abbildung 66:** Abweichungen der Frequenzgänge der OS-Wicklung von 10 gleichen Transformatoren, modifiziert nach [KRA09]

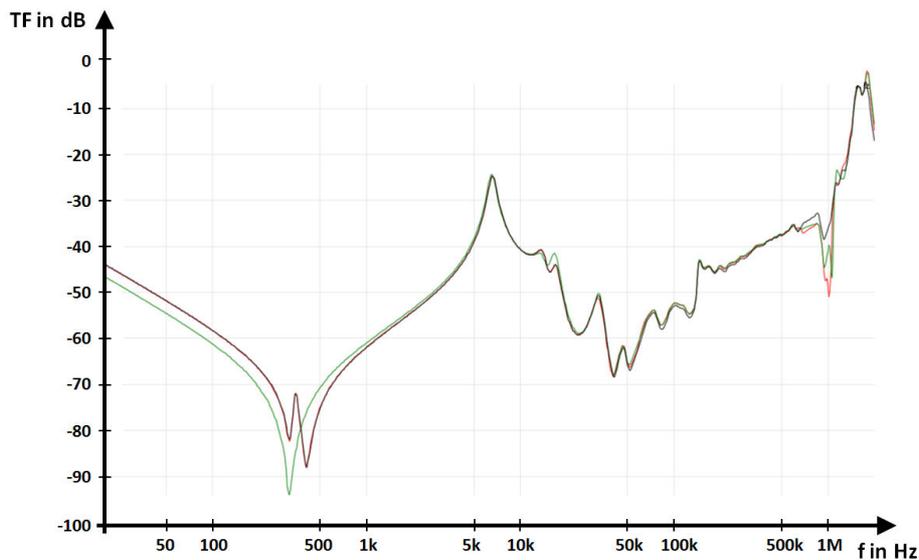
### 5.5.3 Aufbaubasierter Vergleich

Gibt es keine Referenzkurven aus früheren Zeiten und auch keinen baugleichen Transformator, der als Referenz herangezogen werden kann, so können die Phasen der Wicklungen des Transformators untereinander verglichen werden [OHL10]. Weicht dabei eine Phase von den beiden anderen signifikant ab, so könnte dies ein Hinweis auf eine Beschädigung der dazugehörigen Wicklung sein [KOU06]. Es ist hier allerdings zu berücksichtigen, dass der Aufbau des Transformators selbst auch einen Einfluss auf die Übereinstimmung der Kurvenverläufe der einzelnen Phasen hat, wie in den folgenden beiden Beispielen demonstriert wird.

Laut [KRA09] kann durch den Phasenvergleich mittels SFRA bei 60% der Messungen eine belastbare Aussage über den Zustand des Aktivteils gemacht werden.

#### Beispiel 1

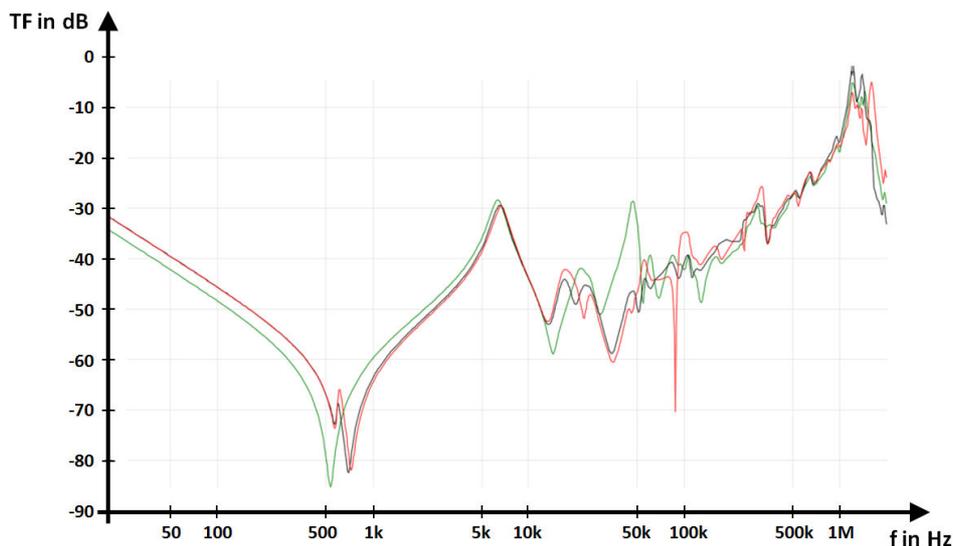
Bei dreiphasigen Transformatoren weicht der mittlere Schenkel üblicherweise für Frequenzen bis zu einigen kHz (Kernbereich) und bei höheren Frequenzen (Wicklungsresonanzen) von den beiden äußeren ab. Diese Abweichungen sind in Abbildung 67 sehr gut zu sehen. Es handelt sich hier um die Kurvenverläufe der drei OS-Wicklungen eines 350MVA Blocktransformators in intaktem Zustand. Die mittlere Phase ist in grün, die beiden äußeren sind in schwarz und rot dargestellt. Wie man eindeutig erkennt, stimmen die Resonanzen und Antiresonanzen gut überein, was ein Indiz für einen guten Zustand der Wicklungen ist [KRA09].



**Abbildung 67:** Vergleich der drei OS-Wicklungen eines intakten 350MVA Transformators, modifiziert nach [KRA09]

### Beispiel 2

Es ist allerdings zu beachten, dass auch alleine aufgrund des Wicklungsaufbaus Abweichungen der Frequenzgänge der Phasen auftreten können, obwohl der Transformator nachweisbar in gutem Zustand ist. Dies ist in Abbildung 68 zu erkennen, in der die Kurvenverläufe der OS-Wicklungen eines neuen 63MVA Transformators abgebildet sind.



**Abbildung 68:** Vergleich der drei OS-Wicklungen eines intakten 63MVA Transformators, modifiziert nach [KRA09]

Laut [KRA09] treten solche Effekte aber häufiger an US- und vor allem an Tertiärwicklungen auf, als an OS-Wicklungen. Um hier dennoch eine Aussage über den Aktivteilzustand machen zu können, sind weitere Untersuchungen wie z.B. ein Typvergleich (siehe 5.5.2) notwendig [KRA09].

## 5.6 Interpretation von Messungen

In [HEI10a] ist von Nachholbedarf bei der Interpretation der Abweichungen von Übertragungsfunktionen die Rede. Bisher ist eine Bewertung der Kurven durch Experten Stand der Technik. Algorithmen, die eine automatische Interpretation erlauben, sind nur in Ansätzen vorhanden. Werden diese auf bestehende Daten aus der Praxis angewendet, treten Unzulänglichkeiten auf. Die Interpretation durch Experten kann bisher also noch nicht ersetzt werden. Dies wurde auch von der Cigré Working Group A2.26<sup>11</sup> bestätigt. Bevor für die Interpretation standardisierte, objektive Vorgehen möglich sein werden, ist laut Cigré Working Group A2.26 noch zusätzlicher Forschungsbedarf notwendig. Das künftige Ziel ist es, gewisse Fehlerarten (Schäden an Wicklungen, Kern, Ausleitungen) durch typische Veränderungen von Übertragungsfunktionen ausfindig zu machen. Dies wird beispielsweise durch den Algorithmus nach Standard DL 911/2004<sup>12</sup> aus China nicht berücksichtigt, welcher auf den reinen Unterschieden zwischen Test- und Referenzkurve beruht (siehe Kapitel 5.7.1). Auswertungen von Kurven, welche die physikalischen Gegebenheiten berücksichtigen, stellen weiterentwickelte Ansätze dar [HEI10a].

### Frequenzbereich

In der Regel werden Frequenzen von 20Hz bis höchstens 2MHz betrachtet. Die Frequenzantwort eines Leistungstransformators kann aber bis in einen Frequenzbereich von 5MHz reproduzierbar gemessen werden, wenn die vorangegangene Messung mit exakt den gleichen Bedingungen durchgeführt wurde. Allerdings nimmt das Risiko einer Fehlinterpretation aufgrund von Abweichungen des Kurvenverlaufs, welche auf den Messaufbau zurückzuführen sind, bei Frequenzen über 2MHz deutlich zu [HOM06, KOU06, KRA09].

Die Zuordnungen unterschiedlicher Fehlereinflüsse auf bestimmte Frequenzbereiche wie sie in den Papers [KOU06], [HEI09], [OHL10] und [HEI10a] angegeben werden, sind nachfolgend gegenübergestellt:

*nach [KOU06]:*

Im Bereich über 10kHz sind nichtlineare Effekte aufgrund der Kernsättigung auszuschließen. Daher wird der Frequenzbereich von mehreren Autoren

---

<sup>11</sup> „Mechanical condition assessment of Transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)“, [CIG342]

<sup>12</sup> „Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers“, The Electric Power Industry Standard of People’s Republic of China, (siehe Kapitel 5.7.1)

wissenschaftlicher Arbeiten in die zwei Abschnitte kleiner als 10kHz und größer als 10kHz unterteilt. Werden dem Frequenzbereich unterschiedliche physikalische Prozesse zugeordnet, so ist es manchmal sinnvoll, den zweiten Abschnitt bei 600kHz wiederum in zwei Teile zu gliedern. Die Übertragungsfunktion wird im Bereich von 10kHz bis 600kHz vor allem durch das induktive Übertragungsverhalten beeinflusst. Bereiche höherer Frequenzen werden dagegen insbesondere durch kapazitive Übertragung geprägt.

nach [HEI09]:

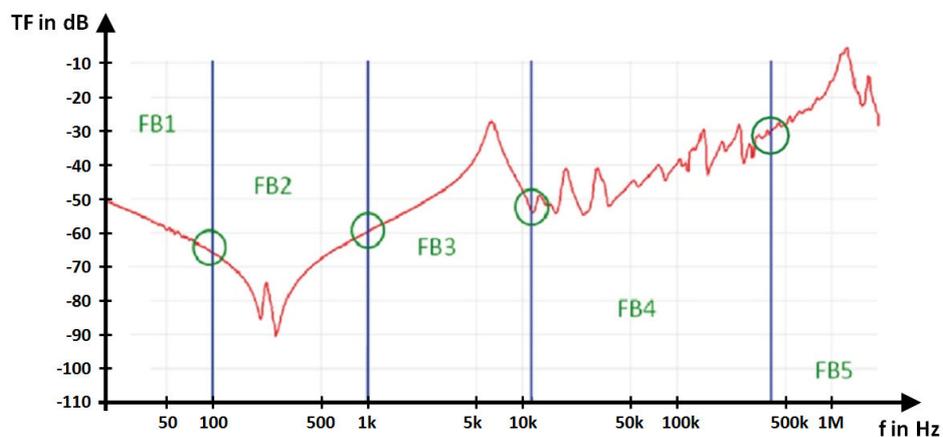
Der Kerneinfluss wirkt sich insbesondere bei niedrigen Frequenzen aus. Veränderungen, welche die Geometrie der Wicklungen betreffen, wie radiale Deformation, Verschiebung, oder Leiterverkipfung bei Scheibenspulenwicklungen bewirken eine Abstandsveränderung zwischen Körpern unterschiedlichen Potentials wodurch sich deren Kapazitäten ändern. Von den kapazitiven Verhältnissen werden vor allem die Bereiche höherer Frequenzen beeinflusst.

nach [OHL10]:

Kernprobleme, Restmagnetismus, offene oder kurzgeschlossene Wicklungen/Windungen äußern sich nach [OHL10] durch Differenzen bei kleinen Frequenzen. Kurzgeschlossene oder offene Windungen machen sich des Weiteren neben anderen Wicklungsproblemen im Bereich mittlerer Frequenzen bemerkbar. Als typische Wicklungsfehler wären hier Deformationen oder Masseverschiebungen zu nennen. Differenzen im Bereich hoher Frequenzen deuten typischerweise auf interne Anschlussprobleme hin.

nach [HEI10a]:

Bei einer anderen Vorgehensweise wird der Kurvenverlauf an charakteristischen Stellen in verschiedene Frequenzbereiche (FB) aufgeteilt, wobei deren Grenzen je nach Transformator verschieden sein können (Abbildung 69).



**Abbildung 69:** Frequenzgang mit charakteristischen Frequenzbändern, modifiziert nach [HEI10a]

Laut [VEL09] spiegelt der Frequenzbereich FB1 das induktive Verhalten der Hauptfeldinduktivität wider. Die Schwingkreise aus der Erd- bzw. Serienkapazität der Wicklungen und der Streuinduktivität werden in FB2 und FB3 durch die Resonanzen dargestellt. Der FB4 repräsentiert die Kopplung von einzelnen Windungen als auch gesamten Wicklungsröhren, der FB5 die Kopplungen aus FB4 zusammen mit dem Frequenzverhalten von Ausleitung und Messkabel. Einflüsse, die auf den Kern zurückzuführen sind, treten nur bei Frequenzen kleiner als 10kHz auf [HEI10a].

Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass sich Kerneinflüsse vor allem im niedrigen Frequenzbereich (<10kHz) der Kurvenverläufe zeigen. Der mittlere Bereich (ca. 10kHz bis 600kHz) wird hauptsächlich vom induktiven Verhalten der Anordnung dominiert, während sich kapazitive Einflüsse eher im oberen Frequenzbereich (>600kHz) bemerkbar machen.

Wie empfindlich die Übertragungsfunktion bei Frequenzen zwischen 10kHz und 1MHz auf gewisse Deformationsarten von Wicklungen reagiert, konnte bisher vorwiegend durch Simulationen und Versuche ermittelt werden. Die Frage, wie sehr unterschiedliche Fehlerarten durch die von ihnen hervorgerufenen Abweichungen des Frequenzgangs unterschieden werden können, ist Teil der Forschung [HEI10a].

## 5.7 Normen und Richtlinien

Nach aktuellem Stand sind folgende Normen und Richtlinien zur FRA zu finden:

- **IEC 60076-18**, Power Transformers – Part 18: Measurement of Frequency Response, 2012-07
- **Cigré Report Nr. 342 (2008)**, Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings Using Frequency Response Analysis (FRA), Cigré Study Committee (SC) A2.26 – Transformers
- **IEEE PC57.149**, Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil Immersed Transformers, 2007 (Draft)
- **DL 911/2004**, Frequency Response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers, The Electric Power Industry Standard of People's Republic of China (siehe Kapitel 5.7.1)
- **Interne Standards der Transformatorhersteller**

### 5.7.1 Standard DL 911/2004

Die Norm DL 911/2004, welche im Jahre 2005 in China veröffentlicht wurde, ist weltweit gesehen die erste verbindliche Norm für die FRA. Sie wurde durch Zusammenarbeit von sechs nationalen Energietechnik-Instituten entwickelt und wird von der *Technology Commission for Electric Power Industry & High Voltage Test Technology Standardization* zentral verwaltet. Themen wie das Testprinzip, Anforderungen an Prüfmittel, Prüfverfahren und die Auswertung der Ergebnisse werden darin behandelt. In zwei Anhängen sind verschiedene Test-Beispiele angeführt [KRA08, KRA09].

Die Norm bezieht sich ausschließlich auf die SFRA, wobei nur die End-To-End Messungen bei offenen Wicklungen (vgl. Abbildung 53b) berücksichtigt werden. Die Messrichtung bei Wicklungen in Sternschaltung wird dabei mit Stern zu Phase vorgegeben. Die Signaleinspeisung erfolgt also am Stern, während die Frequenzantwortmessung bei der Phase gemessen wird [KRA09].

Die Messergebnisse können mit Hilfe eines in der Norm angeführten Algorithmus bewertet werden. Dieser Bewertungsalgorithmus beruht auf den reinen Unterschieden zwischen Test- und Referenzkurve. Die Art der Übertragungsfunktion und die physikalischen Gegebenheiten (elektrischen Eigenschaften, Geometrie) die den Verlauf der Kurve ausmachen, werden dabei also nicht berücksichtigt. Ausgewertet wird ein Frequenzbereich von 1kHz bis 1MHz. Der Algorithmus gliedert den Frequenzgang in drei Bereiche (LF: 1kHz~100kHz, MF: 100kHz~600kHz, HF: 600kHz~1000kHz) und berechnet für jeden Abschnitt den Korrelationsfaktor  $\rho(TF1, TF2)$ <sup>13</sup> zwischen den beiden Kurven, der die Ähnlichkeit der Kurven als integrale Maßzahl ausdrückt [HE110a, KRA08]. Dieser Korrelationsfaktor kann nur Werte zwischen -1 und +1 annehmen. Während bei +1 (-1) eine vollständige positive (negative) lineare Korrelation besteht, ist bei 0 keine lineare Korrelation gegeben. Aus den Korrelationsfaktoren der betrachteten Frequenzbereiche können schließlich die sogenannten *Relative Factors*  $R_{xy}$  zur Beurteilung der Transformatorwicklungen berechnet werden.

$$R_{xy} = \begin{cases} 10, & 1 - \rho(TF1, TF2) < 10^{-10} \\ -\log_{10}(1 - \rho(TF1, TF2)), & \text{andere} \end{cases} \quad (9)$$

In der Norm sind Schwellwerte für die *Relative Factors*  $R_{xy}$  ( $R_{LF}$ ,  $R_{MF}$ ,  $R_{HF}$ ) definiert, die eine Beschreibung des Wicklungszustands erlauben. Die Unterscheidung erfolgt in

<sup>13</sup> Berechnung des Korrelationsfaktors  $\rho(TF1, TF2)$ : siehe [WIM07]

massiver, deutlicher und leichter Deformation sowie normaler Wicklung (siehe Tabelle 8) [WIM07].

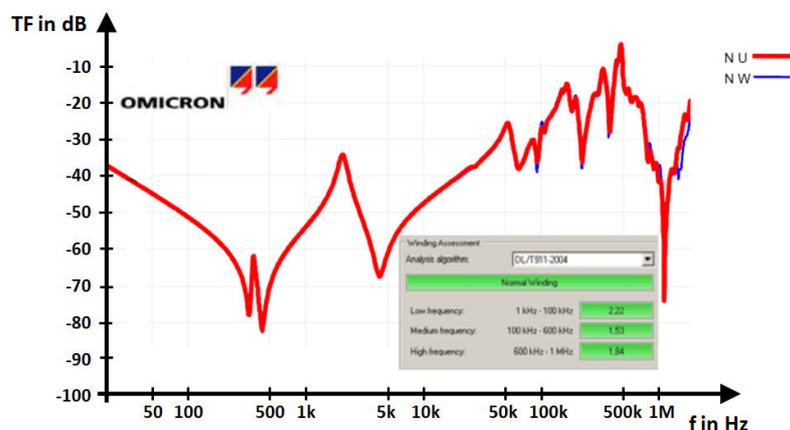
**Tabelle 8:** Zusammenhang zwischen den *Relative Factors*  $R_{xy}$  und dem Deformationsgrad [WIM07]

Grad der Wicklungsdeformation	Grenzen für die <i>Relative Factors</i> $R_{xy}$
massive Deformation	$R_{LF} < 0,6$
deutliche Deformation	$1,0 > R_{LF} \geq 0,6$ oder $R_{MF} < 0,6$
leichte Deformation	$2,0 > R_{LF} \geq 1,0$ oder $0,6 \leq R_{MF} < 1,0$
normale Wicklung	$R_{LF} \geq 2,0$ , $R_{MF} \geq 1,0$ und $R_{HF} \geq 0,6$

Im Folgenden sind zwei Beispiele gezeigt, in denen diese Bewertung angewendet wird.

### Beispiel 1

In diesem Beispiel wurde ein 36 Jahre alter Transformator nach einer Überholung untersucht, wobei die beiden äußeren Phasen der Oberspannungsseite dieses 40MVA-Transformators verglichen wurden.

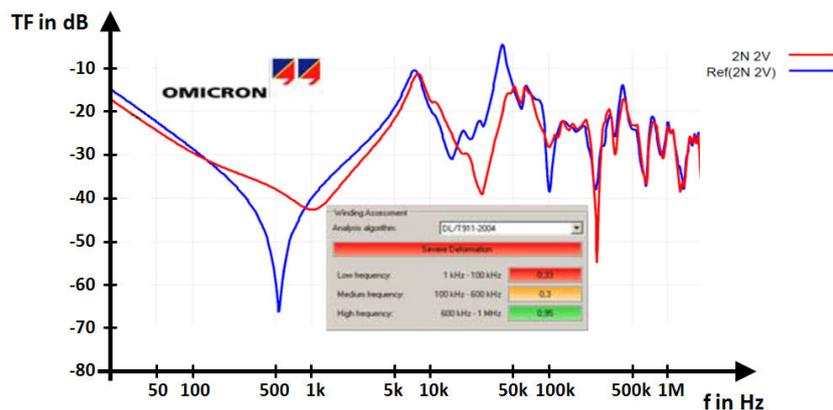


**Abbildung 70:** Bestätigung des guten Zustands durch das Bewertungstool, modifiziert nach [KRA09]

Wie in Abbildung 70 zu sehen ist, stimmen die beiden Kurven gut überein. Der gute Zustand der Wicklungen wurde auch durch die Bewertung nach der chinesischen Norm bestätigt (grün: normale Wicklung) [KRA09].

### Beispiel 2

Hier handelt es sich um einen 63MVA-Transformator, dessen mittlere Phase der Oberspannungsseite, mit jener eines Transformators derselben Baureihe verglichen wurde. Bei einem der beiden Transformatoren wurde schon im Vorfeld ein Windungsschluss festgestellt.



**Abbildung 71:** Durch das Bewertungstool klar erkannter Fehler, modifiziert nach [KRA09]

Dies wurde, wie in Abbildung 71 ersichtlich, wiederum von der Bewertung nach der chinesischen Norm bestätigt (rot: massive Deformation) [KRA09].

## 5.8 Monitoring

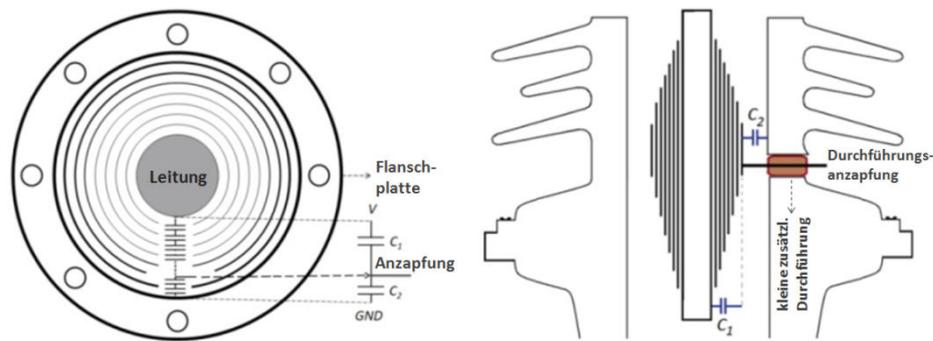
Das Konzept der online TF-Messung ist das gleiche wie bei der offline Messung. Das Problem hier ist aber, dass der Transformator während dem Messvorgang aktiv ist und am Netz angeschlossen ist [BAG11].

### 5.8.1 Signal-Ein-/Auskopplung

Für die Signaleinspeisung wäre ein direkter Anschluss an eine Hochspannungssammelschiene oder Freileitung, zwischen Transformator und Überspannungsschutz, aufgrund der Isolationsanforderungen zu kompliziert und zu kostspielig [BAG11].

### Verwendung der Durchführungszapfung

In Transformatordurchführungen sind typischerweise einige, gegeneinander isolierte, leitende Schichten eingebaut, welche den Zweck haben, die Verteilung des elektrischen Feldes zu steuern [BEH11]. An der letzten Schicht der kapazitiven Abstufung ist eine sogenannte Durchführungszapfung angeschlossen, welche am Durchführungsflansch durch eine kleine zusätzliche Durchführung, isoliert herausgeführt ist (siehe Abbildung 72). Diese Zapfung liefert aufgrund des kapazitiven Spannungsteilers eine weitaus reduzierte Klemmenspannung [BAG11].



**Abbildung 72:** Schnittdarstellung einer kapazitiven Durchführung, nach [BAG11]

Eine zweckmäßige Lösung wäre daher, die Durchführungsanzapfung des Transformators als Eingang/Ausgang für dessen Untersuchung zu verwenden. Obwohl diese Anzapfung in der Vergangenheit nur als Ausgangsport für TE-Messungen verwendet wurde, ist sie für die Niederspannungssignaleinspeisung bei der TF-Messung auch als Eingang verwendbar [BAG11].

### Verwendung des NICS

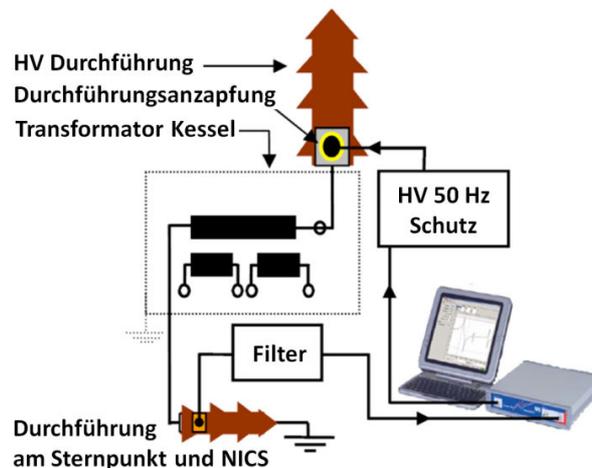
Besitzt der Transformator jedoch keine Durchführungsanzapfung, so kann ein sogenannter NICS (Non-Invasive Capacitive Sensor) verwendet werden (siehe Abbildung 73) [SET06].



**Abbildung 73:** An der Porzellanoberfläche der Durchführung befestigtes Kupferband zur Signalabkopplung (NICS) [SET06]

Dieser NICS ist eine Leiterdünnschicht bestehend aus einem Kupferband, welches an der Porzellanoberfläche der Durchführung nahe dem Erdpotential, aber von Erde isoliert, befestigt ist. Die grundlegende Arbeitsweise des NICS ist die kapazitive Kopplung zwischen diesem Sensor und den Durchführungsschichten [BEH11].

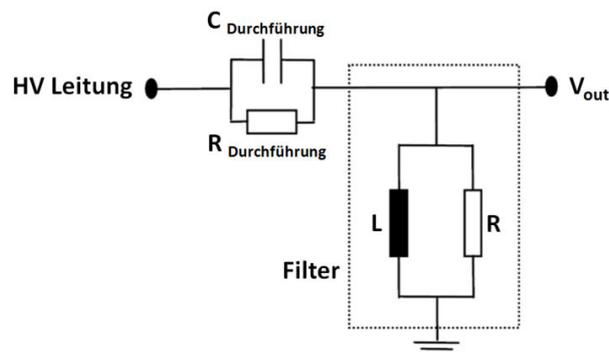
Durch die Durchführungsanzapfung oder NICS kann die Transformatorwicklung mit einem sinusförmigen Signal oder einem Impuls erregt werden. Das Ausgangssignal kann mittels Rogowski Spule oder kapazitiver Kopplung (siehe Abbildung 74) am Sternpunkt gemessen werden [BEH11, SET09].



**Abbildung 74:** Beispiel für ein online Messsystem, nach [SET09]

### 50Hz Filterung

Durchführungen können generell als Serien- oder Parallelschaltung von Kondensator und Verlustwiderstand dargestellt werden. Um den Einfluss der 50Hz Spannung am Messsystem zu vermeiden wird eine Parallelschaltung aus Drossel und Widerstand in Serie mit der Durchführungsanzapfung oder NICS verwendet (Abbildung 75). Diese Kombination ergibt ein Hochpassfilter, wodurch auch die TF des Transformators beeinflusst wird. Dies nimmt aber keinen Einfluss auf die Zustandsbewertung der Transformatorwicklung [SET06].



**Abbildung 75:** Ersatzschaltbild der Durchführung und RL-Filtereinheit, nach [SET06]

### Sensitivität

Nach [BEH11] ist die Sensitivität für die Erkennung von Windungsschlüssen bei der online Methode geringer als bei der offline Methode. Trotzdem liefert die TF, welche aus der online Messung hervorgeht, genug Informationen in Bezug auf den Fehlerfall und ist ausreichend empfindlich um kurzgeschlossene Windungen einer Wicklung zu erkennen.

### Probleme bei online Monitoring

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Transformator beim online Monitoring während dem Messvorgang aktiv ist und am Netz angeschlossen ist. Damit ergeben sich,

gegenüber der offline Messung, neben den bereits oben genannten noch einige weitere Probleme, wie z.B. Trennen der Transformatorantwort vom externen System, Beeinflussung der TF aufgrund der Belastungsänderung des Transformators im Betriebszustand und/oder durch die Rogowskispule, Veränderung der Wicklungstemperatur, Ölzirkulation, etc. auf welche in dieser Arbeit aber nicht näher eingegangen wird [BAG11].

### 5.8.2 Ausnutzung transienter Wanderwellen und Blitzüberspannungen

Für online Monitoring besteht nach [WIM04] auch die Möglichkeit, transiente Wanderwellen, die durch Blitzüberspannungen oder Schaltheftungen hervorgerufen werden, auszunutzen. Da nach den Formeln ( 5 ) bis ( 7 ) der Ursprung der transienten Signale unbedeutend ist, können diese Wanderwellen, welche nach Ausbreitung über elektrische Energieversorgungsleitungen in den Transformator einlaufen, zur Berechnung der TF herangezogen werden. Statistische Auswertungen zeigen, dass pro Monat im Schnitt 19 verwertbare Ereignisse auftreten. Für die genauere Beschreibung dieser Methode sowie die Benennung und Behandlung von dabei auftretenden Problemen sei aber auf [WIM04] verwiesen.

## 5.9 Messgeräte

Wie in Kapitel 5.3.1 bereits erwähnt, weisen die Zeitbereichsmethoden eine geringere Wiederholbarkeit auf. Daher wird von internationalen Normen und Empfehlungen die SFRA-Methode empfohlen und heute auch bei den meisten FRA-Messungen verwendet [OHL10].

Für die Anforderungen an SFRA-Messgeräte wurden in [HEI10a] aus der Sicht praktischer Anwender folgende konkrete Empfehlungen angegeben:

- *Einstellbarer Frequenzbereich  $<50\text{Hz} \dots \geq 2\text{MHz}$*
- *Dynamikbereich  $\leq -80\text{dB} \dots < 10\text{dB}$*
- *$\geq 1600$  Frequenzpunkte im zu vermessenden Frequenzbereich*
- *Einstellbare Verteilung der Messpunkte*
- *Dynamische Empfängerbandbreite  $\leq 30\text{Hz} \dots \geq 300\text{Hz}$*
- *Feste Terminierung der Messleitungen im Messgerät (50 $\Omega$ -System).*

Die meisten am Markt verfügbaren Geräte erfüllen heutzutage bereits diese Anforderungen [HEI10a].

Nachfolgend sind die technischen Daten der SFRA-Messgeräte von 4 Herstellern gegenübergestellt [MGN05, MGN06, MGN07, MGN08]:

Tabelle 9: SFRA-Messgeräte im Vergleich [MGN<sup>05</sup>, MGN<sup>06</sup>, MGN<sup>07</sup>, MGN<sup>08</sup>]

SFRA-Messgerät	FRAAnalyzer [MGN <sup>05</sup> ]	FRAX 101 [MGN <sup>06</sup> ]	FRA 5310 [MGN <sup>07</sup> ]	M5400 [MGN <sup>08</sup> ]
Hersteller	Omicron	Megger	Tettex	Doble Lemke
<b>Allgemein</b>				
Frequenzbereich	10Hz-20MHz (einstellbar)	0,1Hz-25MHz (einstellbar)	10Hz-10MHz (einstellbar)	10Hz-25MHz
Messpunktabstand	log., lin. od. beides	log., lin. od. beides	log. od. lin.	log. od. lin.
Anzahl von Messpunkten	max. 3201 (einstellbar)	Standard: 1046 max. 32000 (einstellbar)	max. 2000 (einstellbar)	Standard: 1000 max. 1800 (einstellbar)
Messzeit	k.A.	37s (20Hz-2MHz)	k.A.	k.A.
<b>Ausgang</b>				
Ausgangsimpedanz	50Ω	50Ω	50Ω	50Ω
Anschluss	BNC (doppelt geschirmt)	k.A.	k.A.	k.A.
Amplitude	2,83V p-p = 1Vrms bei 50Ω Last	0,1V-12V p-p bei 50Ω	max. 12V p-p (50Ω) max. 24V p-p (1MΩ)	20V p-p bei 50Ω
<b>Eingänge</b>	Referenz-Kanal 1 Messung-Kanal 2	2	k.A.	2
Impedanz	niedrig 50Ω, hoch 1MΩ (einstellbar)	50Ω	50Ω od. 1MΩ (einstellbar)	50Ω
Anschluss	BNC (doppelt geschirmt)	k.A.	k.A.	k.A.
Empfängerbandbreite	anpassbar	Zwischenfrequenz Bandbreite wählbar (10% voreingest.)	k.A.	<10% der aktiven Frequenz
Dynamikbereich/ Störuntergrenze	> 120dB	> 130dB	> 100dB	> 90dB
Verstärkungsfehler/ Genauigkeit	< 0,1dB (bis zu -50dB) und ±1dB zw. -50dB u. -80dB	±0,5dB (bis zu -100dB) (10Hz-10MHz)	±0,1dB, zero calibr.; ±0,5dB (bis zu -90dB)	< 0,1dB (bis zu -80dB) und ±1dB (unter -80dB)
<b>Weitere Angaben</b>				
DC-Stromvers.	DC 10V-24V	DC 11V-16V	---	---
AC-Stromvers.	AC 100V-240V (50-60Hz)	AC 90V-135V u. AC 170V-264V (47-63Hz)	AC 90V-265V (50/60Hz))	AC 100V-240V
Abmessungen (BxHxT)	26 x 5 x 26,5cm	25 x 5,2 x 16,9cm	41 x 17 x 31cm	46,2 x 17,0 x 34,0cm
Gewicht	< 2kg	1,4kg	8kg	6kg
Conroller eingebaut	nein	nein	ja	nein
Schnittstelle	USB 1.1	USB, Bluetooth	USB 2.0, RS232	USB, Netzwerkanschluss
Bewertung nach DL911/2004	ja	ja	ja	k.A.

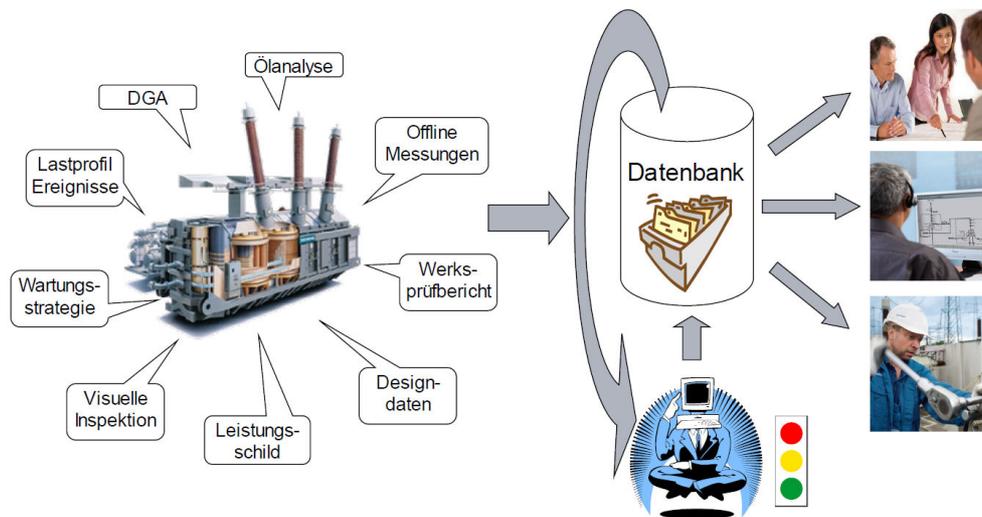
Durch eine anpassbare Empfängerbandbreite kann ein optimaler Rauschabstand (SNR) erzielt werden [MGN<sup>05</sup>].

## 6 Ausblick

Dieses Kapitel befasst sich mit aktuellen Entwicklungen und neuen Erkenntnissen im Bereich der Öl-Papier-Isolierung und Diagnostik von Transformatoren.

### 6.1 Datenmanagement- und Zustandsbewertungssystem

Da sich die Datenmenge bei der Diagnostik von Transformatoren alle zwei Jahre verdoppelt und mehr Daten nicht unbedingt auch mehr Information bedeutet, ist es sinnvoll, ein Datenmanagement- und Zustandsbewertungssystem einzusetzen.



**Abbildung 76:** Datenmanagement für Transformatoren [LAB12]

Ein Beispiel dafür ist der „Condition Assessment Manager“ von Siemens, bei dem statische Daten (Informationen zum Transformator, etc.), wie auch zeitabhängige Daten (Diagnosemessungen, Ereignisse am Transformator, etc.) erfasst werden. Ergebnisse durchgeführter Zustandsbeurteilungen von Transformatoren werden zur Ermöglichung eines digitalen Vergleichs mit anderen Geräten mit einer Bewertungszahl versehen. Durch eine intelligente Software werden die gesammelten Informationen an historischen und aktuellen Ereignis- und Betriebsinformationen gespiegelt. Der Anwender ist in der Lage, gezielte Abfragen durchzuführen und Instandhaltungsempfehlungen abzufragen.

An das Datenmanagement-System werden dabei folgende Anforderungen gestellt: Archivierung der Daten, direkter Import von Daten aus Messgeräten, Eingabe von Datensätzen aus Einzelmessungen, Zugriffe aus diversen Software-Applikationen, Selektions- und Filtermöglichkeit, Übersicht der Bewertungsergebnisse, automatisierte Berichts- und Diagrammerstellung [KUE12a, LAB12].

Abbildung 77 zeigt ein Bewertungsprogramm, mit dem die Aufbereitung der Messdaten und die Analyse durchgeführt wird:

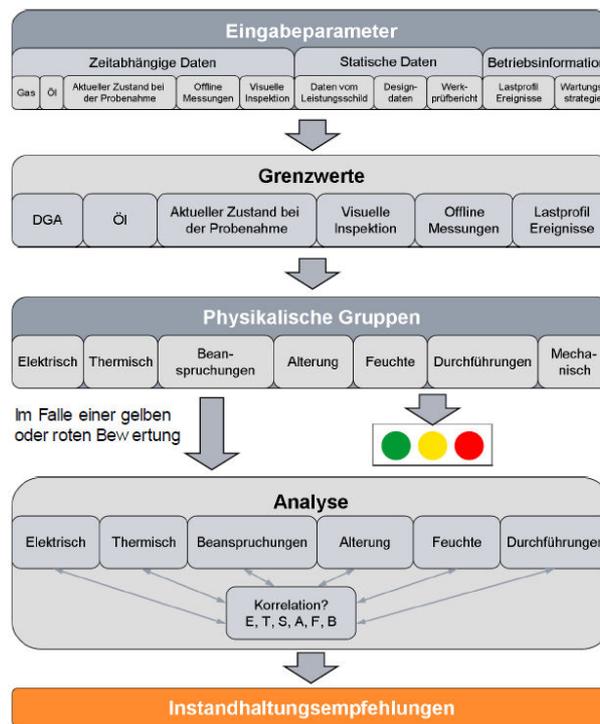


Abbildung 77: Condition Assessment Tool, Siemens [LAB12]

## 6.2 Transformatorpapier

### 6.2.1 Papierdiagnostik mit elektronischer Nase

Die elektronische Nase kann zur Charakterisierung der Isolierpapieralterung eingesetzt werden. Zurzeit müssen Transformatoren zur Bestimmung des Zustandes der Feststoffisolation entleert werden, um Papierproben für die Laboranalyse entnehmen zu können. Indirekte Methoden (Ölanalysen) erfordern ein aufwendiges Trennsystem und exakte Kalibrierung eines Detektors.

Die elektronische Nase ist in verschiedenen Industriebereichen zur Erkennung der Zustandsverschlechterung verschiedener Verbrauchsgüter (z.B. Wein, Kaffee, Käse usw.) bereits weit verbreitet. Basierend auf Metalloxid-Halbleiter-Sensoren ist sie darauf konzipiert, Gerüche wie eine menschliche Nase wahrzunehmen. Je nach Einstellung kann die elektronische Nase verschiedene Arten von Verschlechterungsprozessen erkennen und stellt somit ein effizientes Diagnosewerkzeug dar.

Verglichen mit Gaschromatographen identifiziert die elektronische Nase keine spezifischen Gase, sondern erkennt Spuren eines Produktes, um herauszufinden, ob

diese einem Referenzprodukt entsprechen. Im Gegensatz zur ASTM D 4243<sup>14</sup>, ist die elektronische Nase einfacher anzuwenden [LES12]. Die ASTM D 4243 bzw. IEC 60450<sup>15</sup> erfordert die Entfernung des Öls vom Papier, bevor dies aufgelöst und dann der Polymerisationsgrad (siehe Kapitel 6.2.1.1) durch Viskositätsmessung bestimmt wird [KÜC09, LES12]. Mit der elektronischen Nase wird ebenso der Polymerisationsgrad von Papierproben ermittelt. Durchgeführt wird dies aber mittels „Head Space“ System mit automatischem Sampler, wobei das Öl nicht entfernt werden muss. Das Verfahren ist reproduzierbar und nicht so zeitaufwendig wie die Methode mittels Viskositätsmessung, aber derzeit leider noch ungenauer (20% vs. 5%). Weitere Forschungstätigkeiten sind für die Optimierung des Kalibriermodells erforderlich, welche u.U. eine Genauigkeitssteigerung mit sich bringt [LES12].

### **6.2.1.1 Durchschnittlicher Polymerisationsgrad**

Der durchschnittliche Polymerisationsgrad (DP-Wert) gibt Auskunft über die durchschnittliche Anzahl der Glukosemoleküle im Kettenmolekül der Zellulose. Im Neuzustand liegt der DP-Wert bei ca. 1300-1400. Durch die thermische Alterung, v.a. in Gegenwart von Feuchtigkeit, sinkt dieser ab, wodurch die Zellulose spröde bzw. brüchig wird. Die Grenze für die Betriebssicherheit liegt bei Transformatoren zwischen 150 und 200 [KÜC09].

### **6.2.2 CO<sub>2</sub>/CO und 2-FAL als Alterungsindikatoren**

In einer aktuell durchgeführten Untersuchung von Papieralterungsindikatoren [THE12] wurden die CO<sub>2</sub>/CO Quotienten den 2-FAL-Konzentrationen (Furfural) im Isolieröl gegenübergestellt.

Kohlenmonoxid (CO) sowie Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) können zum einen aufgrund der Zersetzung von Zelluloseisolierung und zum anderen durch Öloxidation entstehen. Bei der Gas-in-Öl-Analyse (DGA) kann eine Messung dieser Kohlendioxide durchgeführt werden. Allerdings ist deren Herkunft (Zelluloseisolierung und/oder Isolieröl) hier nur

---

<sup>14</sup> „Standard Test Method for Measurement of Average Viscometric Degree of Polymerization of New and Aged Electrical Papers and Boards“, 2009 (ASTM: American Society for Testing and Materials)

<sup>15</sup> „Measurement of the average viscometric degree of polymerization of new and aged cellulosic electrically insulating materials“, 2004

eingeschränkt bestimmbar. Nach IEC 60599<sup>16</sup> stellen korrigierte CO<sub>2</sub>/CO-Quotienten < 3 ein Anzeichen für eine wahrscheinliche Papierbeteiligung an einem Fehler dar. Wird ein übermäßiger Papierabbau (CO<sub>2</sub>/CO < 3) vermutet, so empfiehlt diese Norm die Messung des Polymerisationsgrades von Papierproben oder eine Furan-Analyse (IEC 61198<sup>17</sup>).

Nach einer Gegenüberstellung der aus dem Isolieröl gewonnenen CO<sub>2</sub>/CO-Quotienten und der 2-FAL-Konzentrationen von über 350 Transformatoren (Eigenbedarfs- und Maschinentransformatoren), hat sich allerdings gezeigt, dass für dieses Transformatorenkollektiv die Hinweise auf Zellulosezersetzung (nach EN 60599 CO<sub>2</sub>/CO < 3) nicht anwendbar sind. Es wurde kein direkter Zusammenhang gefunden. Erst bei CO<sub>2</sub>/CO-Quotienten > 6,5 wurden erhöhte 2-FAL-Konzentrationen nachgewiesen.

Als Schlussfolgerung der Untersuchung geht die Furananalytik nach IEC 61198 als die derzeit beste indirekte Analysemethode für gesicherte Hinweise auf Zersetzungen von Zelluloseisolierungen hervor [THE12].

An dieser Stelle sei aber auf neue Erkenntnisse aus Post-Mortem-Untersuchungen (Kapitel 6.6.2) hingewiesen, aus denen ersichtlich wird, dass bei der Furananalytik noch Verbesserungsbedarf besteht.

### 6.2.3 Neue Erkenntnis: Kapillarbrücken als Bindemechanismus

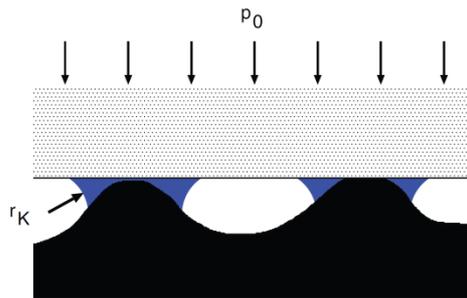
Bindemechanismen von Papierfasern sind das Schlüsselthema für eine gesteigerte Papierfestigkeit. Neben den fünf bekannten Bindemechanismen von Papier (mechanische Verflechtung, Interdiffusion, Wasserstoffbindung, Van der Waals Bindung, Coulomb Wechselwirkung) wurde nun ein weiterer Mechanismus, nämlich die Kapillarbrücken entdeckt.

Mit abnehmendem Kapillarradius steigt die Kraft, die zwei Oberflächen zusammendrückt. Wird Papier in Vakuum ( $2 \times 10^{-7}$  mbar) getrocknet, so führt dies zu einem signifikanten Anstieg der Papierfestigkeit. Weitere Trocknung führt beim Brechen der Kapillarbrücken zu einer markanten Abnahme der Papierfestigkeit.

---

<sup>16</sup> „In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte – Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase“, 1999 + A1:2007, (2008)

<sup>17</sup> „Isolieröle auf Mineralölbasis - Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen“, 1993, (1995)



**Abbildung 78:** Kapillarbrücken an zwei rauen Kontaktflächen  
( $p_0$ : Nenndruck,  $r_K$ : Kapillarradius) [PER08]

Zusammenfassend ist anzumerken, dass der Bindemechanismus von Papier, welches bereits 2000 Jahre bekannt ist, bis heute immer noch nicht vollständig verstanden wird. Zum Erreichen einer gesteigerten Papierfestigkeit sind weitere Forschungen erforderlich, wobei diese nur in einem fächerübergreifenden Team erfolgreich durchgeführt werden können [SCH12].

## 6.3 Transformatoröl

### 6.3.1 Online Monitoring von Transformatoröl

Ein zukünftiges Ziel ist es, über Smart Grids ein zustandsorientiertes Online Monitoring von Transformatoren zu erreichen. Laut [FRI12] wurde eine Methode entwickelt, mit der es möglich ist, Öl-Parameter mittels multi-frequenter Ultraschall zu bestimmen. Die Inferenz zwischen Ultraschalldaten und Ölparametern konnte bereits erfolgreich hergestellt werden. Durch weitere Forschungsarbeiten rückt eine realistische Online Detektion der alterungsbedingten Veränderungen von Transformatoröl in immer greifbarere Nähe [FRI12].

### 6.3.2 Alternative Isolierflüssigkeiten

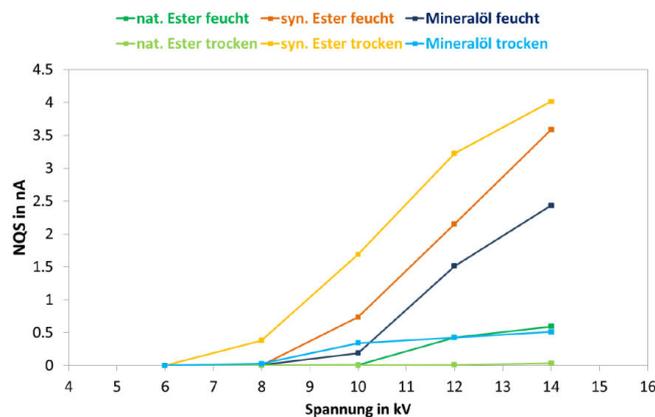
Aufgrund der geringen biologischen Abbaubarkeit von Mineralöl und seiner Feueranfälligkeit, ist seit den letzten Jahren eine Zunahme bei der Verwendung von umweltfreundlichen Flüssigkeiten wie z.B. künstlichen und natürlichen Estern zu beobachten. Um die Personensicherheit zu erhöhen und die Umweltauswirkungen der elektrischen Energieversorgung zu verringern, werden alternative Isolierflüssigkeiten für große Leistungstransformatoren gefordert. Diese werden im Bereich von Verteiltransformatoren bereits erfolgreich eingesetzt – bei Leistungstransformatoren gibt es zurzeit jedoch erst wenig Erfahrung.

Alternative Isolierflüssigkeiten weisen im Gegensatz zu Mineralöl auch eine höhere Dielektrizitätszahl (relative Permittivität) auf und sind in der Lage, mehr Feuchtigkeit aufzunehmen. Somit ist auch das TE-Verhalten bedeutend unterschiedlich und es ist

notwendig, die Anwendbarkeit dieser Flüssigkeiten zu prüfen, bevor das herkömmlich verwendete Mineralöl in Leistungstransformatoren ersetzt wird [FAB12b].

### TE-Verhalten

Aus den Ergebnissen der Untersuchungen in [FAB12b] geht hervor, dass Mineralöl und natürlicher Ester keine hohen TE-Aktivitäten aufweisen, wenn das Öl trocken gehalten wird. Bei synthetischem Ester wurde interessanterweise festgestellt, dass hier die TE-Aktivität im trockenen Zustand höher ist, als im feuchten. Betreffend Mineralöl und natürlichem Ester kann allgemein gesagt werden, dass bei höherer Feuchtigkeit des Öls auch eine höhere TE-Aktivität vorherrscht. Verglichen mit anderen Flüssigkeiten scheint der natürliche Ester sowohl im trockenen als auch im feuchten Zustand die geringste TE-Aktivität zu haben [FAB12b].



**Abbildung 79:** TE-Aktivität (NQS-Wert)<sup>18</sup> an einer Spitze-Platte Elektrodenanordnung (10mm Abstand) mit Board; neue trockene und feuchte Isolierflüssigkeiten [WIE12]

Hier sind weitere Untersuchungen notwendig um sinnvolle Aussagen bei relativen Feuchtegehalten der unterschiedlichen Isolierflüssigkeiten treffen zu können.

### Ausblick bei alternativen Isolierflüssigkeiten

Um Leistungstransformatoren richtig planen zu können, bedarf es der Aufstellung von Modellen und Computersimulationen. Die Kenntnisse der Parameter der Materialien und ihr Verhalten sind besonders wichtig (dielektrische und chemisch-physikalische Eigenschaften). So sind beispielsweise die teilweise deutlich höhere Viskosität und verminderte elektrische Festigkeit der alternativen Isolierflüssigkeiten zu berücksichtigen. Um Kosten zu reduzieren, werden Optimierungen der Transformatoren stark begrüßt. Daneben muss aber auch die Betriebssicherheit gewährleistet bzw. gesteigert werden. Generell ist ein besseres Verständnis von Isolationsproblemen und Isolationsmaterialien gefordert.

<sup>18</sup> N: number, Q: charge, S: per second

Bei alternativen Isolierflüssigkeiten ist auch die Analytik anzupassen – Grenzwerte sind neu zu definieren. Zukünftige Forschungen am TE-Verhalten sind bei Betriebstemperaturen (-20°C bis +90°C) und an großen Ölspalten erforderlich. Ein steigendes Interesse besteht auch bei HVDC Belastung – daher sollten alternative Isolierflüssigkeiten betreffend ihres Verhaltens bei DC Belastung untersucht werden [FAB12b, PAG12].

#### 6.4 Hot Spots im Transformator

Zur Bestimmung des Hot Spots einer Wicklung wurde in den Normen ursprünglich ein Hot Spot-Faktor (H-Faktor) festgelegt, welcher als Multiplikationsfaktor auf die gemessene Durchschnittstemperatur angewendet wird. Von der IEC 60076 (und IEC 60354<sup>19</sup>) wurde ein H-Faktor von 1,1 für Verteiltransformatoren und 1,3 für mittlere und große Leistungstransformatoren vorgeschlagen. Die CIGRE WG 12-09<sup>20</sup> fand aber heraus, dass eine größere Variation der H-Werte (bis 2,1) möglich ist. Es herrschen nämlich große Unterschiede bei Wicklungsgeometrien und Kühlmaßnahmen vor. Angefangen von axialen Kühlkanälen für Lagewicklungen bis zu radialen Kanälen für Scheibenwicklungen, mit oder ohne Maßnahmen um die Strömungen des Öls in bestimmte Richtungen zu lenken und mit erzwungenen oder natürlichen Strömungsverhältnissen [LAP12].

Einige Hersteller verwenden neuerdings bereits genaue thermische Modellierungen und die Erfahrung zeigt, dass der H-Faktor oft sehr stark von den Werten, welche in den Normen festgelegt sind, abweicht. Für Berechnungs- und Modellierungsansätze ist auch die Art des Kühlmediums zu berücksichtigen, da heute alternative Isolierflüssigkeiten (natürlicher Ester, synthetischer Ester) eine immer größere Rolle spielen [KAI12, LAP12].

Die gegenwärtig laufende Cigré Arbeitsgruppe A2.38<sup>21</sup> hat sich zum Ziel gesetzt, den aktuellen Stand der thermischen Modellierung von Transformatoren zu beschreiben um die Hot Spots von Wicklungen und anderen metallischen Teilen außerhalb der Wicklung zu bestimmen. Neben der Ableitung typischer H-Faktoren für diverse gebräuchliche Kühlanordnungen sollen u.a. auch Anwendungsbeispiele zur direkten Hot Spot Messung mit einbezogen und optimale Vorgehensweisen daraus beschrieben werden [LAP12].

---

<sup>19</sup> „Loading guide for oil-immersed power transformers“, 1991  
(heute: IEC 60076-7, 2005)

<sup>20</sup> „Experimental determination of power transformer hot-spot factor“, 1995

<sup>21</sup> „Transformer Thermal Modelling“, Start: Januar 2009, Final Report: Ende 2013

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass es mittlerweile die revidierte Norm IEC 60076-2<sup>22</sup> gibt, welche die Basis für die Berechnung und das Design moderner Leistungstransformatoren bildet. In dieser Norm wird auch der H-Faktor neu interpretiert und definiert. Die starren Werte der „alten Norm“ bilden dabei die Ausgangsbasis. Die „neue Norm“ befasst sich nun auch mit designbasierten Werten bis hin zu Ergebnissen aus detaillierten thermischen Berechnungen [KAI12].

## 6.5 TE-Messung bei Gleichspannung

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung gewinnt aufgrund der Fähigkeit, große Mengen elektrischer Energie über weite Entfernungen zu übertragen, immer mehr an Bedeutung. HGÜ<sup>23</sup>-Stromrichter-Transformatoren sind dabei wesentliche Bestandteile. Deren Isolationssystem wird von Wechsel- und Gleichspannungskomponenten wie auch repetierenden impulsförmigen Spannungen beansprucht.

Im Falle von Wechselspannung können phasenaufgelöste Muster (finger prints) zur Interpretation der TE-Art verwendet werden. Diese Methoden sind bereits seit vielen Jahren in Gebrauch und haben sich erfolgreich bei der Interpretation möglicher TE-Quellen bewährt. Im Falle von Gleichspannungen ist hingegen keine Phaseninformation verfügbar. Zur Interpretation des Verhaltens von TE bei HVDC müssen somit andere Methoden gefunden werden.

Die TE-Aktivität kann hier beispielsweise über die Zeit aufgenommen werden. Nachdem bei inneren Entladungen ein Nachladen zumeist über sehr große Isolationswiderstände erfolgt, treten die TE-Impulse in der Regel aber selten, jedoch regelmäßig auf. Die Identifizierung von Störern bei Gleichspannung mittels konventionellen Messsystemen ist schwierig. Daher werden auch Ergänzungen mit anderen Methoden (wie z.B. akustisch, optisch) empfohlen. Durch den Einsatz einer synchronen Mehrkanalmessung kann die Identifikation von TE- und Störquellen wesentlich erleichtert werden. Ein Ansatz für eine bessere Beschreibung des TE-Verhaltens bei DC ist die Verwendung einer energiebasierenden Kenngröße (NQS-Wert, N: number, Q: charge, S: per second) aufgrund ihrer integrierenden Charakteristik [FAB12a, FAB12c, KÜC09].

---

<sup>22</sup> „Leistungstransformatoren – Teil 2: Übertemperaturen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren“, 2011

<sup>23</sup> Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

## 6.6 Post-Mortem-Untersuchungen

### 6.6.1 Durchführung von Post-Mortem-Untersuchungen

Das Ziel von Post-Mortem-Untersuchungen ist es, die Kenntnisse der Zusammenhänge von diagnostischen Zustandsbeurteilung und der tatsächlich vorherrschenden Verhältnisse zu verbessern. Dadurch ist es möglich, Diagnosebewertungen und -techniken zu kalibrieren und Anpassungen (z.B. von Alterungsformeln) durchzuführen. Am ausgefallenen Transformator müssen daher so viele Betrachtungen bzw. Beobachtungen wie möglich durchgeführt und alle relevanten Informationen (aktuell und historisch) gesammelt werden. Derzeit ist in der Literatur und in Normen aber keine standardisierte Vorgehensweise zu finden.

Die aktuell laufende Cigré Arbeitsgruppe A2.45<sup>24</sup> beschäftigt sich mit der Entwicklung einer strukturierten Vorgehensweise bei Post-Mortem-Analysen. Diese erstreckt sich von der Entscheidung der Außerbetriebnahme bis hin zur sorgfältigen Zerlegung der Transformatoren [KUE12b].

### 6.6.2 Neue Erkenntnisse aus Post-Mortem-Untersuchungen

Kürzlich durchgeführte Post-Mortem-Untersuchungen an alten Transformatoren [BIN12] liefern bereits neue Erkenntnisse bezüglich der Beurteilung der Papierfestigkeit über den Furan Gehalt des Öls.

Ist die mechanische Festigkeit der Papierisolierung aufgrund der Alterung so weit abgebaut, dass die Sicherheitsmargen für KS-Beanspruchung aufgebraucht sind, so sind Transformatoren am theoretischen Ende ihrer Lebensdauer angelangt. Über den durchschnittlichen Polymerisationsgrad (DP, siehe Kapitel 6.2.1.1), der einfach zu messen ist, kann die Festigkeit von Papier definiert werden. Der Alterungszustand von Papierisolierungen lässt sich mit zerstörungsfreien Methoden nicht direkt bestimmen. So können z.B. Furanderivate, welche als Abbauprodukt der Zellulose im Öl gelöst sind, für die Bestimmung des Fortschrittes der Alterung herangezogen werden. Durch internationale Versuche wurde bestätigt, dass sich 2-FAL (Furfural), aufgrund seiner hohen Konzentration im Öl und seiner Langzeitstabilität, dafür besonders gut eignet (gute Korrelation mit den DP-Werten).

Aktuelle Post-Mortem-Untersuchungen an Transformatoren, die beim Verbund durchgeführt wurden, zeigen jedoch, dass auch relativ niedrige Furanwerte ein Indikator

---

<sup>24</sup> „Transformer failure investigation and post-mortem analysis“, 2011-2014

für eine weit fortgeschrittene Alterung sein können. So sind die minimalen DP-Werte, die tatsächlich vorgefunden wurden, viel niedriger, als mit sämtlichen in der Literatur vorhandenen Formeln berechnet wurde. Dies wirft die Frage nach dem Nutzen dieser Formeln auf.

Verbesserungen bei der Abschätzung des minimalen DP-Wertes können laut den Untersuchungen erreicht werden, indem auch die Betriebsdaten, das Design, der Trend der Furane und weitere Alterungsmarker verstärkt berücksichtigt werden. Zu beachten ist auch, dass die Furankonzentration nicht selektiv für die stärkste Alterung (minimaler DP-Wert) ist, da diese eine integrale Kenngröße darstellt.

In nachfolgenden Post-Mortem-Untersuchungen sollen Austauschprozesse der Furane zwischen Papier und Öl, welche eine Feuchte-, Konzentrations- und Temperaturabhängigkeit aufweisen könnten, näher untersucht werden. Des Weiteren sollen neue Alterungsmarker (Methanol) erprobt und in künftige Post-Mortem-Analysen mit einbezogen werden [BIN12].

## 6.7 Aktuelle Arbeitsgruppen

Abschließend werden noch einige Cigré Arbeitsgruppen aufgelistet, die sich aktuell u.a. mit speziellen Teilgebieten der Diagnostik von Transformatoren beschäftigen [<http://www.cigre.org>]:

- WG A2.38: „Transformer Thermal Modelling“, Convenor: J. Lapworth (UK), 2009-2013
- WG A2.40: „Copper sulphide long-term mitigation and risk assessment“, Convenor: J. Lukic (Serbien), 2009-2012
- JWG A2/D1.41: „HVDC transformer insulation – Oil conductivity“, Convenor: A. Küchler (DE), 2010-2013
- WG A2.43: „Transformer bushings reliability“, Convenor: A. Mikulecky (HR), 2010-2013
- WG A2.44: „Transformer Intelligent Condition Monitoring“, Convenor: C. J. Dupont (BR), 2011-2014
- WG A2.45: „Transformer failure investigation and post-mortem analysis“, Convenor: M-C. Lessard (CA), 2011-2014
- JWG A2/D1.46: „Field experience with transformer solid insulating ageing markers“, Convenor: R. Mertens (BE), 2011-2015
- JWG D1/A2.47: „New frontiers of Dissolved Gas Analysis (DGA) interpretation for power transformers and their accessories“, Convenor: M. Duval (CA), 2011-2014

## 7 Zusammenfassung

Den Leistungstransformatoren kommt in der elektrischen Energietechnik aufgrund der seriellen Energieübertragungskette eine besondere Bedeutung zu. Um Aussagen über ihren Zustand tätigen zu können, bedient man sich verschiedenster Diagnosemethoden. In dieser Arbeit wurde im Speziellen auf die „Ultrahochfrequente Teilentladungsmessung“ (UHF-TE-Messung) und die „Frequency Response Analysis“ (FRA) eingegangen, da diese Diagnosemethoden bei Leistungstransformatoren in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen haben.

Die UHF-TE-Messung beruht auf der Tatsache, dass es beim Auftreten von TE auch zur Abstrahlung von elektromagnetischen Wellen im ultrahochfrequenten Bereich kommt. Diese können mit geeigneten Sensoren empfangen werden. Das Wirkungsprinzip der Sensoren, sowie die Sensorarten mit deren Vor- und Nachteilen wurden in der Arbeit in Kapitel 4 behandelt. Mittels eines Performance Checks lässt sich der Messaufbau einfach überprüfen. Nachdem die Empfindlichkeit der Messungen von vielen Faktoren beeinflusst wird, ist eine Kalibrierung nicht durchführbar. Aussagen über die scheinbare Ladung lassen sich daher nur in Kombination mit der elektrischen TE-Messung treffen, wobei hier eine synchrone Teilentladungserfassung angewendet werden muss. Die Ausbreitung der UHF-Signale im Transformator unterliegt einem starken Einfluss der inneren Aufbauten. Die UHF-TE-Messung ist allerdings sehr unempfindlich gegen externe Störer. Mittels UHF-TE-Messung ist es möglich, TE im Inneren des Transformators zu orten. Durch Kombination einer akustischen TE-Ortung mit der UHF-TE-Messung, lässt sich diese in Bezug auf ihre Empfindlichkeit und Genauigkeit verbessern.

Mittels der FRA können mechanische Veränderungen, welche im Transformator aufgrund unterschiedlicher Ereignisse (wie z.B. Kurzschlüsse, Blitzschläge, Materialermüdungen etc.) auftreten können, erkannt werden. Dabei wird der Transformator als komplexes elektrisches Netzwerk betrachtet, welches aus ohmschen Widerständen, Kapazitäten und Induktivitäten besteht. Die ermittelten Frequenzgänge (Fingerabdrücke) des Transformators werden mit Referenzdaten verglichen, wodurch Aussagen über mechanische Veränderungen gemacht werden können. Unterschieden wird zwischen zeit-, typ- und aufbaubasierenden Vergleichen, zu denen auch Beispiele aus der Praxis angeführt wurden. Hinsichtlich der Messtechnik unterscheidet man generell zwischen der IFRA (Impulse Frequency Response Analysis) und der SFRA (Sweep Frequency Response Analysis), wobei die SFRA in der Praxis bevorzugt angewendet wird. Aufgrund der Vielzahl an möglichen Einflüssen auf die Messergebnisse, spielt die Reproduzierbarkeit eine sehr große Rolle für den Erfolg dieses Verfahrens. Daher wurden

in dieser Arbeit Regeln zur Reproduzierbarkeit zusammengefasst. Nachholbedarf besteht bei der Interpretation der Frequenzgänge. So sind Algorithmen, welche die automatische Interpretation erlauben, derzeit nur in Ansätzen vorhanden, wodurch Expertenwissen nach wie vor gefordert ist. Mit dem beschriebenen Algorithmus nach DL 911/2004 ist es bereits möglich, den Grad der Wicklungsdeformation anhand von Kurvenvergleichen bestimmen zu lassen.

Durch aktuelle Forschungen im Bereich der technischen Diagnostik werden neue Diagnosemöglichkeiten für Leistungstransformatoren eröffnet. Neue Erkenntnisse erlauben es auch, bereits bekannte Methoden zu verbessern bzw. an neue Gegebenheiten anzupassen. In Kapitel 6 dieser Arbeit wurden daher aktuelle Entwicklungen und Erkenntnisse im Bereich der Öl-Papier-Isolierung und Diagnostik von Transformatoren behandelt.

## Symbolverzeichnis

$d_B$	Barrierendicke in m
$d_{\text{Öt}}$	Ölspaltweite in m
$f$	Frequenz in Hz
$f_g$	Grenzfrequenz in Hz
$k$	Zählindex für quantisiertes und zeitdiskretes Signal
$n$	Anzahl, Zählindex
$p_0$	Nennndruck in Pa
$r_K$	Kapillarradius in m
$t$	Zeit in s
$\tan \delta$	Verlustfaktor
$v$	Geschwindigkeit in m/s
$A$	Fläche in $\text{m}^2$
$C$	Kapazität in F
$C_S$	Sensorkapazität in F
$D$	elektrische Flussdichte (dielektrische Verschiebung) in $\text{As}/\text{m}^2$ bzw. $\text{C}/\text{m}^2$
$E$	Elektrische Feldstärke in V/m
$I$	Strom in A
$I_{\text{in}}$	Eingangsstrom (input current) in A
$I_{\text{out}}$	Ausgangsstrom (output current) in A
$L$	Induktivität in H
$M$	Gegeninduktivität in H
$MP$	gemessene Leistung (Measured Power) in VA
$Q$	elektrische Ladung in As bzw. C
$R$	Widerstand in $\Omega$
$R_S$	Sensorlast in $\Omega$
$R_{xy}$	Relative Factors ( $R_{LF}$ , $R_{MF}$ , $R_{HF}$ )
$S_{rD}$	Durchgangsleistung in VA
$S_{rE}$	Eigenleistung in VA
$U$ (V)	Spannung (Voltage) in V
$U_{\text{in}}$	Eingangsspannung (input voltage) in V

---

$U_m$	<i>höchste zulässige Spannung für Betriebsmittel in V</i>
$U_{out}$	<i>Ausgangsspannung (output voltage) in V</i>
$U_r$	<i>Bemessungsspannung (rated voltage) in V</i>
$U_z$	<i>Zündspannung in V</i>
$V_r$	<i>Antwortspannung (response voltage) in V</i>
$V_s$	<i>Signalspannung (signal voltage) in V</i>
$X$	<i>Anregungssignal in V</i>
$Y$	<i>Systemantwort in A bzw. in V</i>
$Z_L$	<i>Leitungswellenwiderstand in <math>\Omega</math></i>
$\epsilon_r$	<i>rel. Permittivität, Permittivitätszahl, Dielektrizitätszahl, veraltet: rel. Dielektrizitätskonstante</i>
$\lambda$	<i>Wellenlänge in m</i>
$\rho(TF1,TF2)$	<i>Korrelationsfaktor zwischen 2 Übertragungsfunktionen</i>
$\varphi$	<i>Phasenverschiebung, Winkel in Grad</i>
$\Delta t$	<i>Zeitdifferenz in s</i>
$\Phi$	<i>magnetischer Fluss in Vs bzw. in Wb</i>

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (Alternating Current)
ACLD	Langzeit-Wechselspannung (AC Long Duration)
ACSD	Kurzzeit-Wechselspannung (AC Short Duration)
ADU (ADC)	Analog-Digital-Umsetzer (Analog-to-Digital-Converter)
AG (WG)	Arbeitsgruppe (Working Group)
ASTM	American Society for Testing and Materials
B	Barriere
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DP	Durchschnittlicher Polymerisationsgrad
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
EN	Europäische Norm
ESA	Entladestromanalyse
ESU	Entladespannungsanalyse
FB	Frequenzbereich
FDS	Frequenzbereichs-Spektroskopie (Frequency Domain Spectroscopy)
FFT	Fast Fourier Transformation
FRA	Frequency Response Analysis
FS	Funkenstrecke
GIS	Gasisolierte Schaltanlage
GPS	Global Positioning System
H	Hot Spot
HF	High Frequency
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HV	Hochspannung (High Voltage)
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFRA	Impulse Frequency Response Analysis
JWG	Gemeinsame Arbeitsgruppe (Joint Working Group)
KS	Kurzschluss
LF	Low Frequency

---

<i>LI</i>	<i>Blitzstoßspannung (Lightning Impulse)</i>
<i>LSA</i>	<i>Ladestromanalyse</i>
<i>LVI</i>	<i>Niederspannungsimpulsantwort (Low Voltage Impulse Method)</i>
<i>LWL</i>	<i>Lichtwellenleiter</i>
<i>MF</i>	<i>Medium Frequency</i>
<i>MS</i>	<i>Mittelspannung</i>
<i>NICS</i>	<i>Nichtinvasiver kapazitiver Sensor (Non-Invasive Capacitive Sensor)</i>
<i>NQS</i>	<i>N: number, Q: charge, S: per second</i>
<i>OS</i>	<i>Oberspannung</i>
<i>PDC</i>	<i>Polarisations- und Depolarisationsstrom (Polarisation and Depolarisation Current)</i>
<i>PDCM</i>	<i>Partial Discharge Cluster Map</i>
<i>PRPD</i>	<i>Phase Resolved Partial Discharge</i>
<i>PT-100</i>	<i>Platin Temperatursensor (100Ω bei 0 °C)</i>
<i>RTOS</i>	<i>Real Time Operating System</i>
<i>RVM</i>	<i>Rückkehrspannungsanalyse (Recovery Voltage Method)</i>
<i>RW</i>	<i>Regulierungswicklung</i>
<i>S</i>	<i>Sensor</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
<i>SFRA</i>	<i>Sweep Frequency Response Analysis</i>
<i>SI</i>	<i>Schaltstoßspannung (Switching Impulse)</i>
<i>SNR</i>	<i>Signal-Rausch-Verhältnis (Signal-to-Noise-Ratio)</i>
<i>TD</i>	<i>Technische Diagnostik</i>
<i>TE (PD)</i>	<i>Teilentladung (Partial Discharge)</i>
<i>TEAM</i>	<i>thermisch, elektrisch, ambient (umgebungsbedingt), mechanisch</i>
<i>TF</i>	<i>Übertragungsfunktion (Transfer Function)</i>
<i>TOS</i>	<i>Oberspannungsseite des Transformators</i>
<i>TP</i>	<i>Tiefpass</i>
<i>U, V, W, N</i>	<i>bezeichnet die Phasen U, V, W und den Neutralleiter N</i>
<i>UHF</i>	<i>Ultrahochfrequenz</i>
<i>US</i>	<i>Unterspannung</i>
<i>VHF</i>	<i>sehr hohe Frequenz (Very High Frequency)</i>

**Literaturverzeichnis**

- [ABT06] Abts H. J.: „Verteil-Transformatoren“, Hüthig Verlag, 2006, ISBN 978-3-7785-3998-9
- [AGO07] Agoris P., Meijer S., Smit J. J.: „Sensitivity Check of an Internal VHF/UHF Sensor for Transformer Partial Discharge Measurements“, 2007 IEEE Lausanne Powertech, Lausanne, Juli 2007
- [BAG11] Bagheri M., Naderi M. S., Blackburn T., Phung T.: „Practical Challenges in Online Transformer Winding Deformation Diagnostics“, 2<sup>nd</sup> International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), Sharjah, United Arab Emirates, November 2011
- [BEH11] Behjat V., Vahedi A., Setayeshmehr A., Borsi H., Gockenbach E.: „Diagnosing Shorted Turns on the Windings of Power Transformers Based Upon Online FRA Using Capacitive and Inductive Couplings“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 26, No. 4, Oktober 2011, ISBN 978-1-4577-0804-6
- [BIN12] Binder E.: „Post Mortem-Untersuchungen an drei baugleichen Transformatoren“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Verbund), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012
- [CHR02] Christian J.: „Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion“, Dissertation, Universität Stuttgart, Shaker Verlag GmbH, 2002, ISBN 978-3832204808
- [CIG227] Sokolov V., Lapworth J., Harley J., Guinic P., Alcantara G., Astrom B., Aubin J., Austin P., Baehr R., Balma P., Bengtsson C., Berler Z., Boss P., Cabezon F., Carrander K., Christensen P., Csepes G., Domzalski T., Lhorbe R., Eckholz K., Fantana N., Fujita H., Gibeault J., Goosen P., Griffin P., Hall S., Jiroveanu G., Isecke J., Kachler A., Kanters J., Kazmierski M., Kelly J., Lachman M., Lackey J., Larsen P-G., Leemans P., Lindgren S., Lokhanin A., Magallanes L., McIntosh A., Monzani O., Noirhomme B., Noonan T., Pahlavanpour B., Polovick G., Posada L. J., Samoilis V., Savio L., Sobocki R., Stefanski C., Sundermann U., Svensson M., Thaden M., Traub T., Valenta L., Vanin B., Van Wyk S., Zafferani G.: „Life Management Techniques For Power Transformers“, Working Group A2.18, CIGRE Report 227, Juni 2003

- [CIG342] Picher P., Lapworth J., Noonan T., Christian J., Alpatov M., Bormann D., Breytenbach R., Dick P., Drobyshevski A., Dumbrava I., Fisher R., Hoidalén H. K., Jarman P., Kispal I., Kraetge A., Leibfried T., Malewski R., Ocon R., Perez E., Rickmann J., Shirasaka Y., Tenbohlen S., Tiberg M., Wang Z., Werelius P., Zaleski R.: „Mechanical condition assessment of Transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA)”, Working Group A2.26, CIGRE Report 342, April 2008, ISBN 978-2-85873-030-8
- [COE06] Coenen S., Tenbohlen S., Markalous S.: „Elektromagnetische Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7
- [COE07] Coenen S., Tenbohlen S., Markalous S. M., Strehl T.: „Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers“, 15<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2007), Ljubljana, 2007
- [COE08] Coenen S., Tenbohlen S., Markalous S. M., Strehl T.: „Sensitivity of UHF PD Measurement“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2008
- [COE09] Coenen S., Tenbohlen S., Strehl T., Markalous S.: „Detection and Localization of Partial Discharges with UHF Measuring Method“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 119, Düsseldorf, Oktober 2009, ISBN 978-3-8007-3195-4
- [COE10] Coenen S., Tenbohlen S., Werner F.-R., Markalous S.: „Localization of PD Sources inside Transformers by Acoustic Sensor Array and UHF Measurements“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2010), Tokyo, Japan, September 2010
- [COE11] Coenen S., Müller A., Beltle M., Kornhuber S.: „UHF and Acoustic Partial Discharge Localisation in Power Transformers“, 17<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2011), Hannover, August 2011
- [DAH98] Dahinden V., Schultz K., Küchler A.: „Function of Solid Insulation in Transformers“, Transform 98, München, 1998
- [FAB12a] Fabian J.: „Dielektrische Kennwerte von Isolierstoffen bei Gleichspannungsbeanspruchung – Leitfähigkeits- und Teilentladungsverhalten von mineralischem Isolieröl und Transformer-Board“, Dissertation, Institut

- für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, OVE, 2012, ISBN 978-3-85133-072-4
- [FAB12b] Fabian J., Wieser B., Muhr M., Schwarz R., Pukel G. J., Stössl M.: „Partial discharge behavior of environmentally friendly and hardly inflammable ester liquids compared to mineral oil for power transformers”, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2012), Bali, Indonesien, September 2012
- [FAB12c] Fabian J., Muhr M., Jaufer S., Exner W.: „Partial discharge behavior of mineral oil and oil-board insulation systems at HVDC”, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2012), Bali, Indonesien, September 2012
- [FIS09] Fischer R.: „Elektrische Maschinen“, 14. Auflage, Carl Hanser Verlag, 2009, ISBN 978-3-446-41754-0
- [FRI12] Fritsch R.: „Transformer Condition Monitoring – TranSCoM Online!“, 4. Regensburger Transformator Symposium, Fachvortrag (Yucoya Energy Safety GmbH), Regensburg, 2009
- [FUH12] Fuhr J.: „Condition Assessment of Power Transformers”, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2012), Bali, Indonesien, September 2012
- [GOC07] Gockenbach E., Borsi H.: „Aktueller Stand der Monitoring- und Diagnoseverfahren für Leistungstransformatoren“, e&i, Jg. 124 (2007), Heft 12, S.435-442
- [HAN94] Hanique E.: „A Transfer Function is a Reliable Tool for Comparison of Full an Chopped Lightning Impulse Tests”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, No. 3, Juli 1994
- [HEI09] Heindl M., Tenbohlen S., Krüger M, Kraetge A., Velásquez J. L.: „Algorithmische Bestimmung der Pol-Nullstellen-Darstellung von Transferfunktionen bei Leistungstransformatoren zur Bewertung von FRA-Messungen“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 119, Düsseldorf, Oktober 2009, ISBN 978-3-8007-3195-4
- [HEI10a] Heindl M., Wimmer R., Christian J.: „FRA – Ein neuer Standard zur Wicklungsdiagnose“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2010

- [HEI10b] Heindl M.: „Frequency Response Analysis (FRA), Detektion von Wicklungsschäden mit der Übertragungsfunktion“, Leistungstransformatoren, VDE Seminar, Stuttgart, März 2010
- [HEU10] Heuck K., Dettmann K. D., Schulz D.: „Elektrische Energieversorgung“, 8. Auflage, Vieweg+Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2010, ISBN 978-3-8348-0736-6
- [HOE12] Hoek S. M., Kraetge A., Kessler O., Broniecki U.: „Time-based partial discharge localization in power transformers by combining acoustic and different electrical methods“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2012), Bali, Indonesien, September 2012
- [HOM06] Homagk C., Leibfried T.: „Praktische Aspekte bei der Messung der Übertragungsfunktion an Leistungstransformatoren“, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7
- [IEC60076-1] Leistungstransformatoren – Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-1:1993, modifiziert + A1:1999); Deutsche Fassung EN 60076-1:1997 + A1:2000 + A12:2002, Januar 2003
- [IEC60076-3] Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft (IEC 60076-3:2000 + Corrigendum 2000); Deutsche Fassung EN 60076-3:2001, November 2001
- [IEC60270] Hochspannungs-Prüftechnik – Teilentladungsmessungen (IEC 60270:2000); Deutsche Fassung EN 60270:2001, August 2001
- [JUD05] Judd M. D., Yang L., Hunter I. B. B.: „Partial Discharge Monitoring for Power Transformers Using UHF Sensors Part 1: Sensors and Signal Interpretation“, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 21, No. 2, März/April 2005, ISSN 0883-7554
- [JUD11] Judd M. D.: „Experience with UHF Partial Discharge Detection and Location in Power Transformers“, Electrical Insulation Conference, Annapolis, Maryland, Juni 2011, ISBN 978-1-4577-0279-2
- [KAI12] Kaineder K.: „Übertemperaturen in Leistungstransformatoren – Veränderungen in der Normung, Berechnung und Messung“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Siemens Transformers Austria GmbH & CO KG), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012

- [KIN95] Kind D., Feser K.: „Hochspannungs-Versuchstechnik“, 5. Auflage, Vieweg Verlag, 1995, ISBN 3-528-43805-3
- [KÖR04] Körbler B.: „Zustandsbewertung von Betriebsmitteln in der elektrischen Energietechnik“, Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2004
- [KOU06] Kouzmine O., Werle P., Steiger M., Krüger M., Pichler W., Szczechowski J.: „Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen als Diagnosemethode an Leistungstransformatoren“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7
- [KOZ10] Kozako M., Morita A., Ohtsuka S., Hikita M., Yamada S., Taniguchi Y.: „Propagation Properties of Electromagnetic Waves Emitted by Partial Discharge in Oil for Model Transformer Tank with a Practical Coil“, Fachvortrag, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2010), Tokyo, Japan, September 2010
- [KRA08] Kraetge A., Krüger M., Fong P.: „Frequency Response Analysis – Status of the worldwide standardization activities“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2009), Beijing, China, April 2008, ISBN 978-1-4244-1622-6
- [KRA09] Kraetge A., Krüger M., Velásquez J. L., Heindl M., Tenbohlen S.: „Erfahrungen mit dem praktischen Einsatz der Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) zur Messung von Leistungstransformatoren“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 119, Düsseldorf, Oktober 2009, ISBN 978-3-8007-3195-4
- [KRÜ06] Krüger M., Wimmer R.: „Erhöhung der Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen durch Standardisierung“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2006
- [KRÜ11] Krüger M., Kraetge A., Rethmeier K., Koch M.: „Diagnostic Measurements on Power Transformers“, Highvolt Kolloquium '11, Dresden, Mai 2011
- [KUE12a] Kuen C.: „Zustandsbeurteilung von Transformatoren“, Gastvortrag im Zuge der Vorlesung „Diagnostik an Hochspannungskomponenten“ an der Technischen Universität Graz, 2011
- [KUE12b] Kuen C.: „Transformer failure investigation and post-mortem analysis, Internationale Aktivitäten zum Thema Post Mortem, Cigré Working Group

- A2.45", 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Siemens, Cigré), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012
- [KÜC09] Küchler A.: „Hochspannungstechnik“, 3. Auflage, Springer Verlag, 2009, ISBN 978-3-540-78412-8
- [LAB12] Labric S.: „TLM Condition Assessment Manager – Eine Datenbanklösung zur Archivierung und Visualisierung der statischen und zustandsabhängigen Trafodaten“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Siemens), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012
- [LAP12] Lapworth J. (Convenor): „Transformer Thermal Modelling“, aktuell laufende Cigré Working Group A2.38, Start: 2009, Final Report: 2013
- [LES12] Lessard M-C., Noirhomme B., Larocque G., Vienneau M.: „Use of an Electronic Nose to Estimate Paper Insulation Degradation“, International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Puerto Rico, 2012
- [LIU10] Liu M., Li Z.: „An Online UHF PD Monitoring System for Power Transformers and Its Applications“, Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Chengdu, China, März 2010
- [LOP08] Lopez-Roldan J., Tang T., Gaskin M.: „Optimisation of a Sensor for Onsite Detection of Partial Discharges in Power Transformers by the UHF Method“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, Dezember 2008, ISSN 1070-9878
- [MAR04] Markalous S. M.: „Online TE-Überwachung und Ortung an Transformatoren“, Micafil Symposium, Stuttgart, 2004
- [MAR05a] Markalous S. M., Tenbohlen S.: „Diagnose und Ortung von Teilentladungen in Leistungstransformatoren auf der Basis akustischer und elektromagnetischer UHF-Signale“, Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, Fachtagung ETG 99, Hanau, März 2005, ISBN 3-8007-2879-6
- [MAR05b] Markalous S., Tenbohlen S., Feser K.: „Improvement of Acoustic Detection and Localization Accuracy by Sensitive Electromagnetic PD Measurements under Oil in the UHF Range“, 14<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2005), Beijing, China, August 2005

- [MAR06a] Markalous S. M.: „Neues Verfahren zur On-site Ortung von TE in Transformatoren“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2006
- [MAR06b] Markalous S. M., Zieschang R., Strehl T., Tenbohlen S.: „Neue Ansätze zur laufzeit-basierten Ortung von Teilentladungen in Transformatoren“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7
- [MAR08] Markalous S. M., Tenbohlen S., Feser K.: „Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers Using Acoustic and Electromagnetic Signals“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, Dezember 2008
- [MEI08] Meijer S., Judd M. D., Tenbohlen S.: „Sensitivity Check for Radio Frequency Partial Discharge Detection for Power Transformers“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 2008
- [MGNº01] Technische Daten: PD-Guard/UHF (Doble Lemke):  
[http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product\\_id=66](http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product_id=66),  
Technische Daten: UHF TE-Sensor (Doble Lemke):  
[http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product\\_id=52](http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product_id=52),  
Download am: 20.08.2012
- [MGNº02] Technische Daten: MPD 600 (Omicron):  
[http://www.omicron.at/fileadmin/user\\_upload/files/pdf/de/MPD-600-Brochure-DEU.pdf](http://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/files/pdf/de/MPD-600-Brochure-DEU.pdf),  
Technische Daten: UHF 620 (Omicron):  
[http://www.omicron.at/fileadmin/user\\_upload/files/pdf/de/UHF-620-Datasheet-DEU.pdf](http://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/files/pdf/de/UHF-620-Datasheet-DEU.pdf),  
Technische Daten: UVS 610 (Omicron):  
[http://www.omicron.at/fileadmin/user\\_upload/files/pdf/de/UVS-610-Datasheet-DEU.pdf](http://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/files/pdf/de/UVS-610-Datasheet-DEU.pdf),  
Download am: 20.08.2012
- [MGNº03] Technische Daten: DMS PDMT (Qualitrol):  
[http://www.qualitrolcorp.com/uploadedFiles/Siteroot/Products/PD-D27-01A-01E\\_PDMT\(1\).pdf](http://www.qualitrolcorp.com/uploadedFiles/Siteroot/Products/PD-D27-01A-01E_PDMT(1).pdf), Download am: 21.08.2012
- [MGNº04] Technische Daten: ICMmonitor + RPA6C (Power Diagnostix):  
[http://www.pd-systems.com/pdf/mon\\_sp\\_8.pdf](http://www.pd-systems.com/pdf/mon_sp_8.pdf),

- [http://www.power-diagnostics.com/pdf/brochure\\_851\\_small.pdf](http://www.power-diagnostics.com/pdf/brochure_851_small.pdf),  
Download am: 20.08.2012
- [MGN05] Technische Daten: FRAnalyzer (Omicron):  
[http://www.omicron.at/fileadmin/user\\_upload/files/pdf/de/FRAnalyzer-Brochure-DEU.pdf](http://www.omicron.at/fileadmin/user_upload/files/pdf/de/FRAnalyzer-Brochure-DEU.pdf), Download am: 18.01.2012
- [MGN06] Technische Daten: FRAX 101 (Megger):  
[http://www.megger.com/common/documents/FRAX101\\_DS\\_ger\\_V03.pdf](http://www.megger.com/common/documents/FRAX101_DS_ger_V03.pdf),  
Download am: 19.01.2012
- [MGN07] Technische Daten: FRA 5310 (Tettex):  
[http://www.haefely.com/pdf/LL\\_FRA5310.pdf](http://www.haefely.com/pdf/LL_FRA5310.pdf), Download am: 17.11.2011
- [MGN08] Technische Daten: M5400 (Doble Lemke):  
[http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product\\_id=114](http://www.doble-lemke.eu/fpdf/product.pdf.php?product_id=114),  
[http://pdf.directindustry.com/pdf/doble-lemke/m5400/Show/55765-208941-\\_2.html](http://pdf.directindustry.com/pdf/doble-lemke/m5400/Show/55765-208941-_2.html), Download am: 19.01.2012
- [MOR12] Morita N., Kozako M., Hikita M., Yoshida S., Uchiyama M., Yamada S.: „Study of Partial Discharge Induced Electromagnetic Wave Propagation Property in Power Transformer Model“, International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD 2012), Bali, Indonesien, September 2012
- [MUH02] Muhr M., Pack S., Schwarz R., Körbler B.: „Monitoring und Diagnostik in der Hochspannungstechnik“, e&i, Jg. 119 (2002), Heft 5, S.158-164
- [MUH06] Muhr M., Strehl T., Gulski E., Feser K., Gockenbach E., Hauschild W., Lemke E.: „Sensors and Sensing used for Non-Conventional PD Detection“, CIGRE, Session contribution D1.102, 2006
- [MUH07] Muhr M., Schwarz R.: „Experience with Optical Partial Discharge Detection“, International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials (APTADM), S.26-29, Polen, September 2007
- [OED04] Oeding D., Oswald B. R.: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, 6. Auflage, Springer Verlag, 2004, ISBN 3-540-00863-2
- [OHL10] Ohlen M., Spitzenberg K.: „Der gläserne Transformator“, Frequenzantwort-Analyse bei Leistungstransformatoren, ew – das Magazin für die Energiewirtschaft, Jg.109 (2010), Heft 14-15, S.64-68

- [PAG12] Pagger E., Pukel G.: „Alternative Isolierflüssigkeiten – Ergebnisse, offene Punkte, Ausblick“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Verbund-Umwelttechnik GmbH, St. Andrä; Siemens, Weiz), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012
- [PER08] Persson B. N. J.: „Capillary adhesion between elastic solids with randomly rough surfaces“, Journal of Physics: Condensed Matter 20, 2008, ISSN 0953-8984/08/315007
- [POR96] Porzel R., Neudert E., Sturm M.: „Diagnostik der elektrischen Energietechnik“, Expert Verlag, 1996, ISBN 3-8169-1364-4
- [RET09] Rethmeier K., Hoek S., Krüger M., Kraetge A., Weissenberg W., Vogelsang R., Plath R.: „IEC-konforme Bewertung von Teilentladungen im UHF-Bereich durch synchrone Impulserfassung an mehreren TE-Sensoren“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 119, Düsseldorf, Oktober 2009, ISBN 978-3-8007-3195-4
- [SAC04] Schachenhofer A.: „Diagnostik an Transformatoren der elektrischen Energietechnik“, Diplomarbeit, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2004
- [SCH02] Schwarz R.: „Optische Teilentladungsdagnostik für Betriebsmittel der elektrischen Energietechnik“, Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2002
- [SCH09] Schwarz R.: „Messtechnik und Diagnostik an elektrischen Betriebsmitteln“, Habilitationsschrift, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2009
- [SCH12] Schennach R.: „A surface science view on paper – the unnoticed high tech material“, Fachvortrag (Christian Doppler Labor für Oberflächenphysikalische und chemische Grundlagen der Papierfestigkeit), Institut für Festkörperphysik, Technische Universität Graz, 2012
- [SET06] Setayeshmehr A., Akbari A., Borsi H., Gockenbach E.: „On-line Monitoring of Power Transformer via Measuring of Transfer Function“, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7

- [SET09] Setayeshmehr A., Borsi H., Gockenbach E., Fofana I.: „On-line Monitoring of Transformer via Transfer Function“, IEEE Electrical Insulation Conference, Montreal, Canada, Mai/Juni 2009
- [SIE12] Siegel M., Kornhuber S., Beltle M., Müller A., Tenbohlen S.: „Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2012
- [SUM10a] Sumereder C.: „Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik“, Habilitationsschrift, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, 2. Auflage, OVE, 2010, ISBN 978-3-85133-058-8
- [SUM10b] Sumereder C.: „Diagnostik an Transformatordurchführungen“, 3. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Technische Universität Graz), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juli 2010
- [TEM07] Templeton D., Brinzer R., Pearson J. S., Reid A. J., Judd M. D.: „Sensitivity Testing of a UHF Power Transformer Monitoring System“, 15<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2007), Ljubljana, 2007
- [TEN06] Tenbohlen S., Hoek S. M., Denissov D., Huber R., Riechert U., Markalous S. M., Strehl T., Klein T.: „Electromagnetic (UHF) PD Diagnosis of GIS, Cable Accessories and Oil-paper Insulated Power Transformers for Improved PD Detection and Localization“, Proceedings CIGRE Session D1.104, 2006
- [TEN08] Tenbohlen S., Denissov D., Hoek S. M., Markalous S. M.: „Partial Discharge Measurement in the Ultra High Frequency (UHF) Range“, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, Dezember 2008
- [TEN11] Tenbohlen S., Pfeffer A., Coenen S.: „On-site Partial Discharge Measurement in Power Transformers by UHF Sensors“, Highvolt Kolloquium '11, Dresden, Mai 2011
- [THE12] Theuermann J.: „Papieralterungsindikatoren CO<sub>2</sub>/CO vs. 2-FAL in Isolieröl“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Verbund-Umwelttechnik GmbH, St. Andrä), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012

- [VEL09] Velásquez Contreras J. L., Sanz-Bobi M. A., Gutiérrez M., Alexander A.: „Knowledge Bases for the Interpretation of the Frequency Response Analysis of Power Transformers“, Congreso Internacional en Alta Tensión y Aislamiento Eléctrico, ALTAE 2009, Colombia, November 2009
- [WIE12] Wieser B., Fabian J., Pukel G., Schwarz R.: „Teilentladungsverhalten mineralischer sowie alternativer Isolierflüssigkeiten bei Wechselfpannungsbeanspruchung“, 4. Verbund-Workshop, Fachvortrag (Technische Universität Graz, Siemens), Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Juni 2012
- [WIM04] Wimmer R., Feser K.: „Berechnung der Übertragungsfunktion aus Online-Messdaten“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 97, Köln, März 2004, ISBN 3-8007-2817-6
- [WIM06] Wimmer R., Tenbohlen S., Feser K., Krüger M.: „Richtlinien für den Messaufbau für eine hohe Reproduzierbarkeit der FRA-Messergebnisse“, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Fachtagung ETG 104, Kassel, September 2006, ISBN 978-3-8007-2977-7
- [WIM07] Wimmer R., Tenbohlen S., Feser K., Kraetge A., Krüger M., Christian J.: „Development of Algorithms to Assess the FRA“, International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2007), Paper T7-523, Ljubljana, 2007