

# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006

Zustandserfassung und -beurteilung von  
Betriebsmitteln des elektrischen Netzes

15. und 16. März 2006  
Filderhalle Stuttgart



*Institut für Energieübertragung  
und Hochspannungstechnik*



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006

Zustandserfassung und -beurteilung von  
Betriebsmitteln des elektrischen Netzes

15. und 16. März 2006 Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik IEH  
Universität Stuttgart

Wissenschaftliche Tagungsleitung:

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

Prof. i.R. Dr.-Ing. Dr. h.c. K. Feser

ISBN 3-00-018361-2

© 2006 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Pfaffenwaldring 47  
70569 Stuttgart

Druck: haka print und medien GmbH, 703760 Ostfildern

## **Vorwort:**

Seit der teilweisen Liberalisierung des Energiemarktes stehen die Energieversorgungsunternehmen unter erhöhtem Druck, ihre Betriebsmittel noch leistungs- und kostenorientierter zu nutzen. Von besonderer Bedeutung sind daher einerseits kostenintensive und andererseits für die Sicherung der elektrischen Energieversorgung zentrale Komponenten des Übertragungsnetzes. Ein wettbewerbsfähiger Einsatz, bei dem teilweise die Bemessungsgrenzen überschritten oder Betriebsmittel über ihre projektierte Lebensdauer hinaus betrieben werden, bedingt eine ständige Überwachung und Kontrolle des momentanen Betriebszustandes, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Beim Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006 werden verschiedene in den letzten Jahren entwickelte und verbesserte Verfahren zur Zustandsdiagnose von Leistungstransformatoren und ihrer Komponenten vorgestellt werden. Aber auch durch neue Materialien und Konstruktionsprinzipien beim Bau von Leistungstransformatoren kann das Alterungsverhalten optimiert und so die Nutzungsdauer verlängert werden.

Wir freuen uns auf interessante Beiträge und eine lebhafte Diskussion rund um das Thema „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“.

Stuttgart, im März 2006



Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen







## Ihr professioneller Serviceanbieter



### Unser Portfolio

Aus unserem umfassenden Portfolio können wir u.a. anbieten:

- Zustandsanalyse und -bewertung
- Vor-Ort-Arbeiten (Reparatur, Aufbau, Inbetriebnahme, Ölbehandlung etc.)
- Mobile Ölregeneration
- Reparatur und Leistungserhöhung von Transformatoren bis 1100 MVA / 525 kV
- Serviceverträge, Ersatzteilservice
- Ausbildung und Training
- Engineering und Consulting



### Werksreparaturen

An Transformatoren sämtlicher Hersteller führen wir u.a. durch:

- Befundaufnahme / Inspektion
- Einbau von Stufenschaltern sämtlicher Typen und Fabrikate
- Überholung / Revision des Transformators
- Wicklungserneuerung oder -teileerneuerung mit modernen Wickelkonzepten
- Änderung der Leistung und Spannung z.B. durch Umwicklung oder Anpassung des Kühlsystems
- Alle Arbeiten am Kessel und Zubehör (Anstrich, Ausbesserung)



### Vor-Ort-Arbeiten:

Direkt bei Ihnen vor Ort können wir Ihnen z.B. anbieten:

- Umbau der Lüftersteuerung auf Frequenzsteuerung (Geräuschminderung)
- Austausch aller Lüfter
- Überarbeitung der Schutzeinrichtungen
- Erneuerung aller Schutz und Überwachungsgeräte
- Austausch des Schaltereinsatzes und Motorantriebes
- Nachrüstung von Latchways (Absturzicherungen)
- Überholung des Deckanstriches
- Zustandsbewertung und Diagnose

## Service für eine sorgenfreie Zukunft

ABB AG, Geschäftsbereich Transformatoren  
Deltischer Str. 74  
06112 Halle  
Service-Hotline 0345 5686 333





# Leistungstransformatoren im Hermetik-Design

TRANSMISSION & DISTRIBUTION

T&D



## Von der Vision zur Wirklichkeit 80 MVA, 110/20 kV Hermetik- Leistungstransformator

Wartungsarm · Zukunftsorientiert · Hohe Lebensdauer

**AREVA Energietechnik GmbH**  
**Bereich Schorch Transformatoren**  
Rheinstraße 73 · D-41065 Mönchengladbach  
Tel. (0 21 61) 9 44-0 · Fax (0 21 61) 944 490  
[www.aveva.com](http://www.aveva.com)





## HV TESTING

## MONITORING

## DIAGNOSTICS

### TE-Technologie

Teilentladungsmesssysteme ..... vom Standard bis zur individuellen Lösung.

Dazu existieren hoch entwickelte Messinstrumente auf digitaler und analoger Basis, die vielfältige Messungen gemäß internationaler Normen und Standards erlauben.

„HV DIAGNOSTICS bietet die komplette Palette an Mess- und Prüftechnik zur Erfassung der Teilentladungen. Nennen Sie uns Ihre Messaufgabe, wir haben die Lösung für Sie.“



### TE-Monitoring

Vom zeitbasierten zum zustandsorientierten Asset-Management.

Zustandsabhängige Instandhaltung sowie Asset-Management-Strategien der Betriebsmittel werden durch Aufzeichnung der Teilentladungen über einen längeren Zeitraum realisiert. Dieses so genannte TE-Monitoring erfolgt während des normalen Betriebs und erlaubt die Erkennung eines Langzeitrends im Gegensatz zu einer Aussage zum Zeitpunkt der Prüfung.

„HV DIAGNOSTICS bietet hoch intelligente Monitoringtechnik zum Einsatz an wichtigen Betriebsmitteln. Nennen Sie uns Ihre Monitoringaufgabe, wir realisieren sie“



### Verlustfaktor-Technologie

Als Messgröße für die integrale Zustandsbewertung von Isolierungen spielt der Verlustfaktor Tan Delta eine wesentliche Rolle. Damit lassen sich Alterung und Produktionsfehler als integrale Qualitätsmerkmale diagnostizieren. Ergänzend zur Teilentladungsdiagnose lässt sich somit eine umfassende dielektrische Analyse der Hochspannungsisolierung durchführen.

„HV DIAGNOSTICS bietet hochentwickelte Messtechnik zur Bestimmung des Verlustfaktors. Nennen Sie uns Ihre Messaufgabe und fragen Sie nach den Details.“



### Dienstleistungen

DKD-Kalibrierlabor / Inbetriebnahmen / Vor-Ort-Prüfungen / Consulting und Beratung / Training und Schulungen / Modernisierung

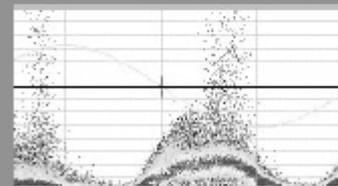
„Testen Sie unser vielfältiges Dienstleistungsangebot und bringen Sie sich damit in eine führende Position in Ihrem Arbeitsbereich. Nennen Sie uns Ihren Wunsch und fragen Sie uns nach den Details.“



### Prüfsysteme

Komplette Hochspannungsprüfsysteme  
Stationäre Prüfsysteme  
Mobile Prüfsysteme  
Kundenspezifische Systemlösungen

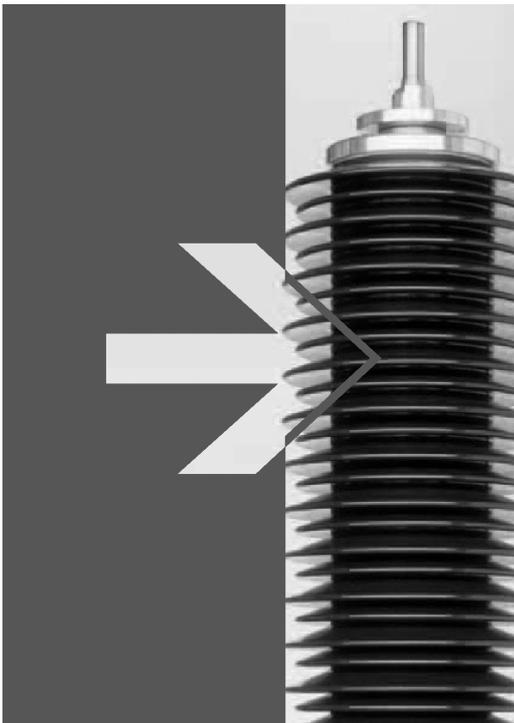
„HV DIAGNOSTICS bietet komplette Prüfsysteme für die Qualitätskontrolle im Werk oder für Vor-Ort-Prüfungen. Nennen Sie uns Ihre Prüfanforderungen und fragen Sie uns nach den Details.“





# Micafil Leading Technology in RIP Bushings

Micafil is the world-wide leader in Resin Impregnated Paper technology for oil-free, dry bushings. Our material corresponds to your utmost requirements for a high grade insulating system.



## *Advantages*

- Low dielectric losses
- Partial discharge free up to double service voltage
- High thermal strength
- Maintenance and check-free
- Compact, space saving
- Low weight
- High earthquake resistance
- Fire resistant
- Transportation and operation in any position allowed
- Dimensions easy adaptable, customized bushings
- Environmental friendly



# PFISTERER



## THE POWER CONNECTION

CABLE SYSTEMS | COMPONENTS | OVERHEAD LINES | RAILWAY CATENARY SYSTEMS

### ■ KABELSYSTEME

HV & MV CONNEX steckbare Kabelgarnituren, IXOSIL Kabelendverschlüsse und Muffen, IXOLINE komplette Kabelsysteme

### ■ KOMPONENTEN

Schraub- & Pressverbinder, flexible Verbindungen, Schaltanlagenklemmen, Sicherheits- und Erdungs-Ausrüstung, Niederspannungsverteiler, Komponenten für isolierte Freileitungen, Steckverbinder

### ■ FREILEITUNGSSYSTEME

Verbundisolatoren, Armaturen, Isolatorenketten, schwingungsdämpfende Produkte

### ■ FAHRLEITUNGSSYSTEME

TENSOREX Feder-Nachspannsystem, Streckentrenner, Komponenten für Fahrleitungen

### PFISTERER

Kontaktsysteme GmbH & Co. KG  
Rosenstraße 44  
73650 Winterbach  
Germany

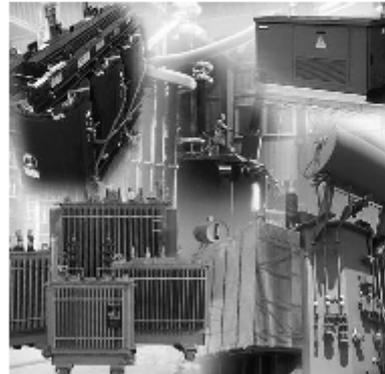
Telefon +49 (0) 71 81 / 7005 - 0  
Telefax +49 (0) 71 81 / 7005 - 565  
info@pfisterer.de  
www.pfisterer.de



## Transformatoren von 50 kVA bis 1.000 MVA

### Alles aus einer Hand

- Wir sind für Sie da von 400 V bis 525 kV
- Transformatoren jeglicher Bauart
- Mehr als 100.000 ausgelieferte Transformatoren
- Lieferung in mehr als 40 Länder



### Lieferprogramm

- Öltransformatoren bis einschließlich 1.000 MVA, Betriebsspannung bis 525 kV nach allen einschlägigen Normen und in Sonderausführung
- Regeltransformatoren mit Regellastschalter
- Gießharz-Transformatoren bis einschließlich 24 MVA und Nennspannung bis 36 kV
- Öl-Verteiltransformatoren
- Vario-Gehäuse für Gießharz-Transformatoren
- Längs- und Querregler
- Masttransformatoren
- Nullpunktbildner und Erdschlusslöschspulen
- Stromrichter- und Ofentransformatoren
- Schwingkreisreaktanzen, Ankopplung und Sperren für Tonfrequenzrundsteueranlagen
- Kompensationsdrosseln
- Compact-Stationen

Starkstrom-Gerätebau GmbH  
Ohmstraße 10  
D-93055 Regensburg

Tel +49 (0)941 7841-0  
Fax +49 (0)941 7172 1  
Email [sgb@sgb-trafo.de](mailto:sgb@sgb-trafo.de)  
[www.sgb-trafo.de](http://www.sgb-trafo.de)

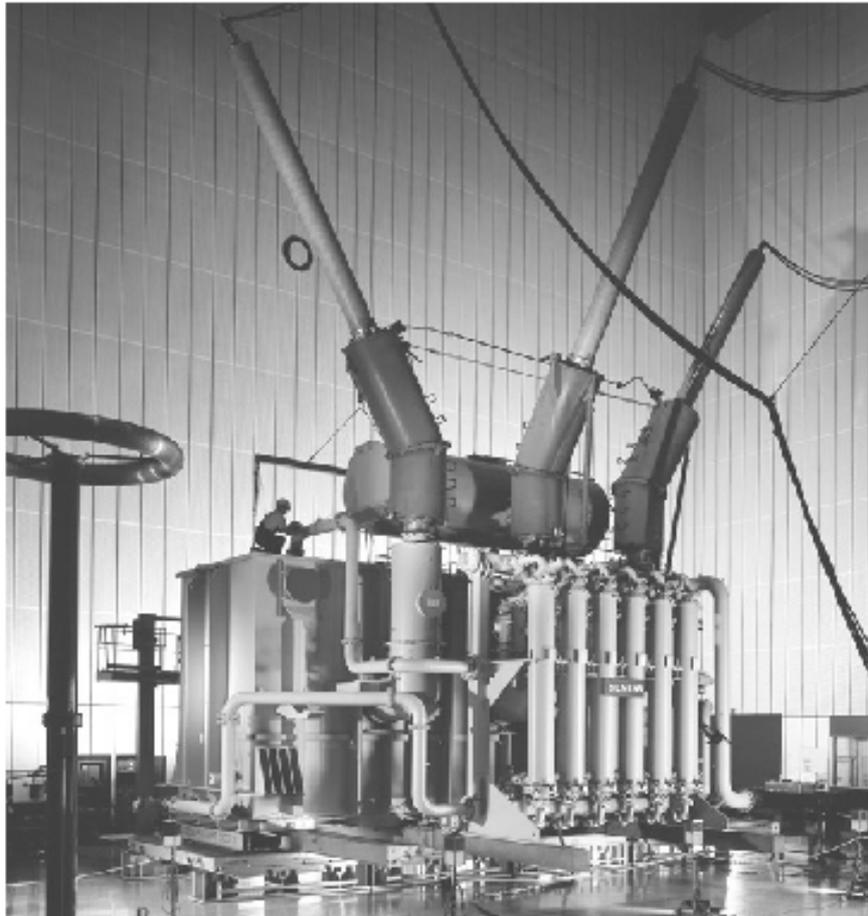
Sächsisch-Bayerische  
Starkstrom-Gerätebau GmbH  
Ohmstraße 1  
D-08496 Neumark

Tel +49(0)3 76 00 83-0  
Fax +49(0)3 76 00 3414  
Email [sgb@sgb-neumark.de](mailto:sgb@sgb-neumark.de)  
[www.sgb-trafo.de](http://www.sgb-trafo.de)

Smit Transformatoren BV  
Groenestraat 336, P.O.Box 9107  
NL-6500 HJ Nijmegen

Tel +31 (0)24 356 8911  
Fax +31 (0)24 356 8764  
Email [sales@smit-trafo.nl](mailto:sales@smit-trafo.nl)  
[www.smittransformers.com](http://www.smittransformers.com)





## Top Transformatoren von Siemens

Transformatoren für jeden  
Einsatzzweck weltweit, u.a.

- Maschinentransfos bis über 1.000 MVA  
(im Bild für das Dre-Schluchten Wasserkraftwerk  
in China 800/1.092 MVA, 550 kV)
- Netztransfos und Drosselspulen für Hoch- und  
Höchstspannungsnetze bis derzeit 800 kV
- Zustandserfassung, Online-Überwachung  
und Service Lösungen
- Spezialtransfos für den überwiegenden Teil der  
HGÜ-Projekte der letzten Jahre
- Phasenschiebereinheiten für eine  
wirtschaftliche Nutzung der Netze
- Umweltfreundliche GEAFOL®  
Gießharztransformatoren



Nürnberg  
Deutschland



Dresden  
Deutschland



Kirchheim  
Deutschland



Weiz  
Österreich



Linz  
Österreich

Power Transmission and Distribution

S



## **Inhaltsverzeichnis:**

<b>Auswirkungen regulatorischer Vorgaben auf die strategische Asset-Planung und die Bedeutung der Betriebsmitteldiagnostik</b> Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG, Stuttgart	<b>13</b>
<b>Schweizer Strommarkt im Zeichen der Liberalisierung</b> Philippe Scheuzger, Axpo Vertrieb AG, Schweiz	<b>27</b>
<b>Standardisierte FRA-Messung</b> Michael Krüger, OMICRON electronics GmbH, Österreich René Wimmer, IEH Universität Stuttgart	<b>33</b>
<b>On-line TE-Messung an Generatoren und Trafo</b> Thomas Strehl, Lemke Diagnostics GmbH, Volkersdorf/Dresden	<b>55</b>
<b>On-site Ortung von TE in Transformatoren</b> Sacha Markalous, IEH Universität Stuttgart	<b>73</b>
<b>Umfassendes Online-Monitoring - Praktische Betriebserfahrungen</b> Tobias Stirl, AREVA Energietechnik GmbH, Mönchengladbach	<b>87</b>
<b>Gas-in-Öl Analyse - Bestandteil der Spezifikation &amp; Prüfung von Transformatoren</b> Cess Sporenberg, SGB Starkstrom-Gerätebau GmbH, Regensburg	<b>107</b>
<b>Vor-Ort Analyse der gelösten Gase nach DIN-Norm</b> Dr. M. Hahn, ECH Elektrochemie Halle GmbH	<b>123</b>
<b>Analytische Erfahrungen mit dem Gashaushalt von Öltransformatoren</b> Dr. Eckhard Bräsel, GATRON GmbH, Greifswald	<b>135</b>
<b>Statische Umrichter für Hochspannungsprüfung an Leistungstransformatoren</b> Wolfgang Hauschild, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	<b>147</b>
<b>Durchführungen aus harzimprägniertem Papier (RIP) auch für schwierige Umgebungs- und Betriebsverhältnisse</b> Karl Frei, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich	<b>157</b>
<b>Neue Technologien in der steckbaren Anschlusstechnik -Entwicklung einer Steckdurchführung und TE-Diagnose an Hochspannungskabelsteckern</b> Dr. Thomas Klein, Pfisterer, Winterbach Denis Denissov, IEH Universität Stuttgart	<b>163</b>
<b>Feuchtigkeit in Leistungstransformatoren -richtig messen und den Zustand beurteilen</b> Maik Koch, IEH Universität Stuttgart	<b>171</b>

<b>Online Aufbereitung und Regeneration von Transformatoren- / Isolationsölen</b>	<b>189</b>
Andreas Guber, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich	
<b>Transformatorenmaterialien – Möglichkeiten und Grenzen</b>	<b>219</b>
Ivanka Höhle, Siemens AG, PTD Transformatoren, Nürnberg	
<b>Leistungstransformatoren in Hermetikausführung Reduzierte Wartung und Alterung im Vergleich zu konventionellen Leistungstransformatoren</b>	<b>225</b>
Frank Hofmann, AREVA Energietechnik GmbH, Mönchengladbach	
<b>HVDC – Transformatoren</b>	<b>231</b>
Thomas Hammer, Siemens AG, PTD Transformatoren, Nürnberg	
<b>Phasenschieber</b>	<b>237</b>
Thomas Schmidt, ABB AG, Bad Honnef	
<b>Modernes Asset Management - Vom Condition Assessment bis zur On-Site Repair</b>	<b>245</b>
Dr. Peter Werle, ABB AG, Geschäftsbereich Transformatoren, Halle	
<b>Abbildung der RCM-Methodik mit Hilfe von SAP</b>	<b>259</b>
Martin Stiegler, SAG Energieversorgungslösungen GmbH, Dortmund	
<b>Anfahrt zum Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik</b>	<b>269</b>





## Auswirkungen regulatorischer Vorgaben auf die strategische Asset-Planung und die Bedeutung der Betriebsmittel-diagnostik

Dr. Thomas Gößmann  
EnBW Regional AG, Stuttgart



### Gliederung

- › Regulierung der Stromnetze
- › Anreizregulierung: Prinzip und Auswirkungen
- › Integrierte Asset-Planung
- › Bedeutung der Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen



## Gliederung

- > **Regulierung der Stromnetze**
- > Anreizregulierung: Prinzip und Auswirkungen
- > Integrierte Asset-Planung
- > Bedeutung der Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen

EnBW

3

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Die Stromnetze werden durch Bundes- und Landesbehörden reguliert

gesetzliche Grundlagen EnWG §21a, 23a, §§ 29-35

- > Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
- > Länderregulierungsbehörden zuständig für Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden

### Aufgaben

- > Genehmigung der Entgelte
- > Vorgaben für effiziente Leistungserbringung: Vergleichsverfahren
- > Entscheidung zu Bedingung und Methoden zum Netzzugang
- > Verfahren gegen mißbräuchliches Verhalten

EnBW



4

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Gliederung

EnBW

- > Regulierung der Stromnetze
- > **Anreizregulierung: Prinzip und Auswirkungen**
- > Strategien im Assetmanagement
- > Bedeutung der Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen

5

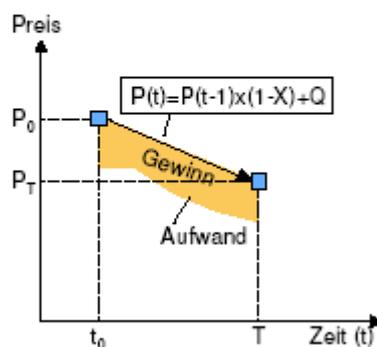
Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Anreize zur Kostensenkung durch Preisregulierung

EnBW

### Grundlagen Anreizregulierung - Preisermittlung

#### Prinzip der Anreizregulierung



#### Erläuterung

$P_0$ : Start-Preis in der Regulierungsperiode

- Auf Basis festgelegter Kalkulationslogik
- Mit Regulator verhandelt

$X$ : Effizienzfaktor

- generell
- individuell
- Berücksichtigung der Inflation (KPI)

$$X = X_{\text{gen}} + X_{\text{ind}} - \text{KPI}$$

$Q$ : Qualitätskomponente

$T$ : Dauer der Regulierungsperiode

6

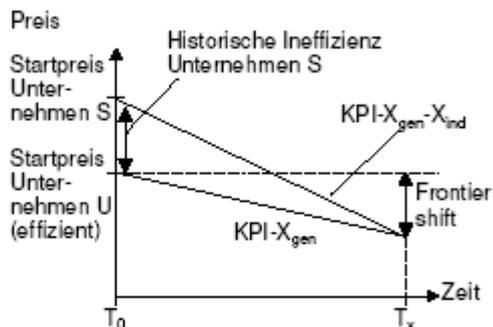
Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Abbau von historischen Ineffizienzen durch individuelle Anpassungsfaktoren

Linearer Verlauf dargestellt



### Schematische Preisentwicklung



### Kommentar

S muss neben  $X_{gen}$  auch eine individuelle Preisanpassung von  $X_{ind}$  vornehmen

Höhe von  $X_{ind}$  abhängig von historischer Ineffizienz

Ziel: S soll am Ende der Regulierungsperiode ebenfalls eine effiziente Kostenbasis haben  
 → Preise ab  $T_x$  orientieren sich auch für S nur noch an effizienter Kostenbasis

7

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Cap- und Yardstick-Modelle zu unterscheiden

Grundlagen Anreizregulierung – Cap-/Yardstick-Modelle



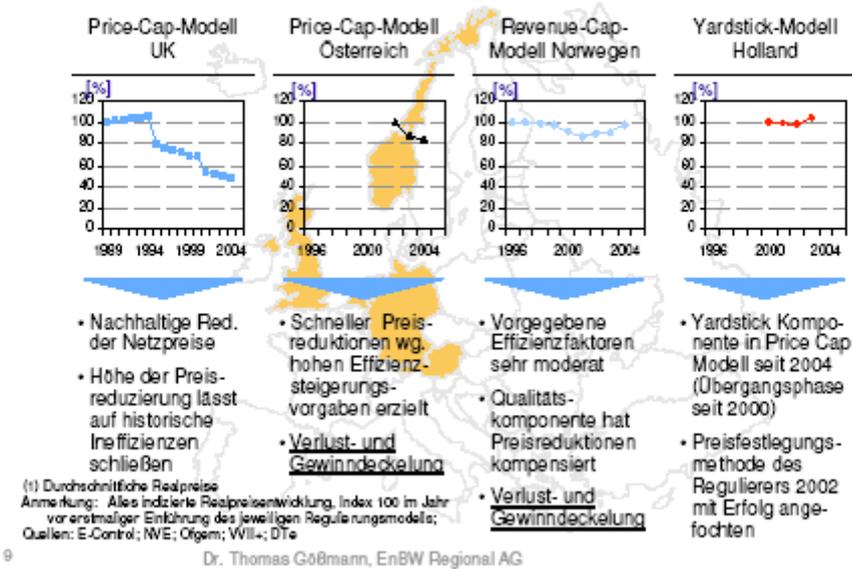
	Cap-Modelle (Obergrenze)	Yardstick						
<b>Wesentliche Unterschiede</b>	Effizienzfaktoren werden vom Regulator festgelegt	Effizienzfaktoren ergeben sich aus dem Vergleich einer Gruppe ähnlicher Unternehmen auf Basis einer vorher festgelegten Berechnungslogik						
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Price-Cap</th> <th>Revenue-Cap</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Preise reguliert</td> <td>Umsatz „reguliert“</td> </tr> <tr> <td>Mengenänderungen fließen in Umsatz mit ein</td> <td>Mengenänderungen in vielen Modellen zusätzlich berücksichtigt</td> </tr> </tbody> </table>	Price-Cap	Revenue-Cap	Preise reguliert	Umsatz „reguliert“	Mengenänderungen fließen in Umsatz mit ein	Mengenänderungen in vielen Modellen zusätzlich berücksichtigt	Price- oder Revenue-Regulierung möglich
Price-Cap	Revenue-Cap							
Preise reguliert	Umsatz „reguliert“							
Mengenänderungen fließen in Umsatz mit ein	Mengenänderungen in vielen Modellen zusätzlich berücksichtigt							
<b>Beispiele</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• UK</li> <li>• Österreich</li> <li>• Italien</li> <li>• Finnland</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Norwegen</li> <li>• Spanien</li> <li>• Niederlande</li> <li>• Schweden (geplant)</li> </ul>						

8

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Preisentwicklungen abhängig von Regulator und Modell-Ausgestaltung

### Netzpreise verschiedener Länder



## Anreiz an Verteilnetzbetreiber zur Senkung der Betriebskosten bei Erhaltung der Qualität



Die im neuen Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) verankerte Anreizregulierung wird den Hauptfokus auf

- Senkung der Betriebskosten und
- Erhaltung der Versorgungsqualität legen

Daraus ergibt sich unser Handlungsrahmen:

- Netze neutral und wettbewerbsfördernd betreiben
- Für den Konzern auch im regulatorischen Umfeld nachhaltig Erträge erwirtschaften
- Die geforderte Versorgungsqualität unter optimalem Ressourceneinsatz gewährleisten
- Im Wettbewerb durch Innovation die führende Rolle übernehmen

## Gliederung

EnBW

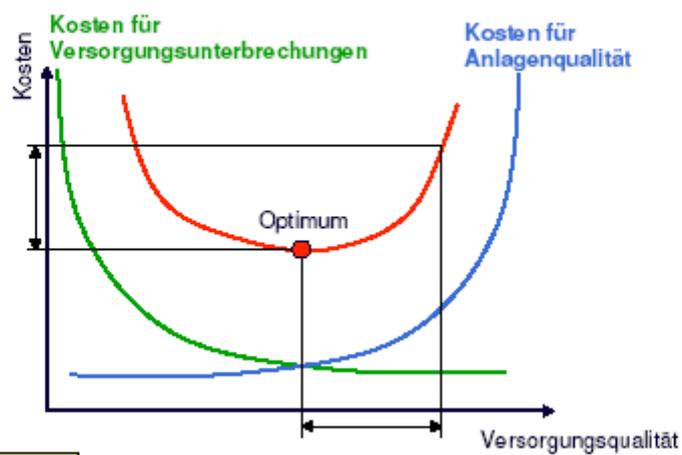
- > Regulierung der Stromnetze
- > Anreizregulierung: Prinzip und Auswirkungen
- > **Integrierte Asset-Planung**
- > Bedeutung der Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen

11

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Inegrierte Asset-Planung: Kostenoptimum unter Einhaltung geforderter Qualität

EnBW

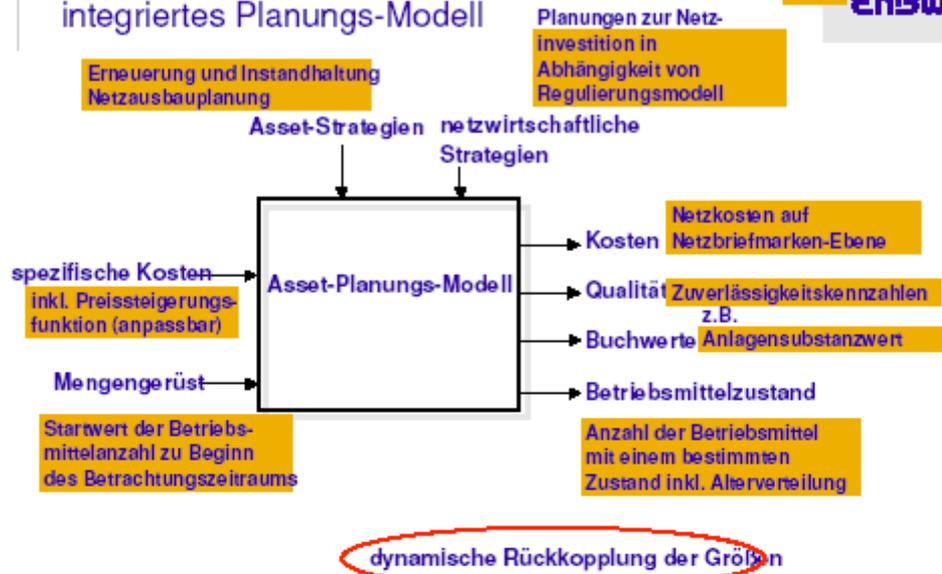


12

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Optimale Asset-Steuerung durch ein integriertes Planungs-Modell

EnBW

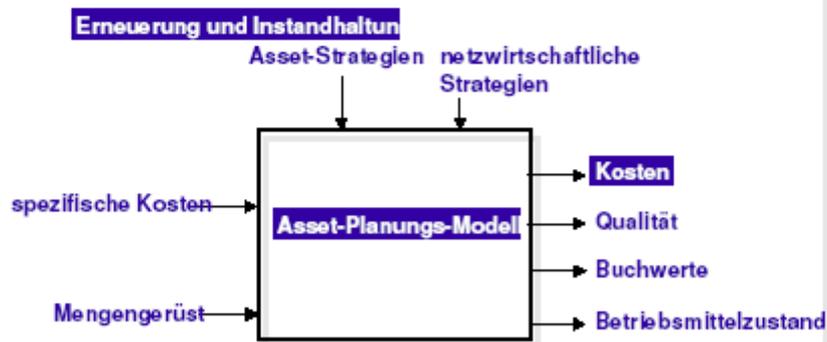


13

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Detaillierte Betrachtung von Strategien, Modellstrukturen und Kosten

EnBW

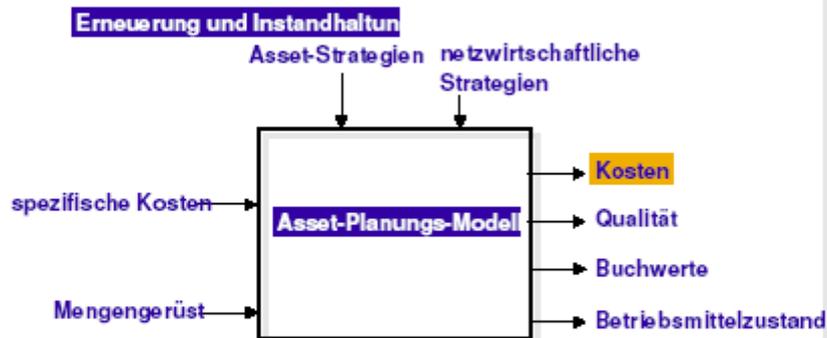


14

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Integrierte Asset-Planung zur detaillierten Simulation von Kosten

EnBW



15

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

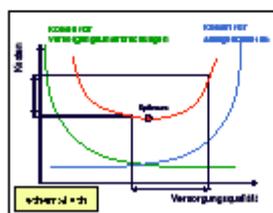
## „Asset-Strategie-Planning“ Eine Methode zur optimierten Asset-Planung

EnBW

### Anwendungsfall 1

#### Kostenoptimum und Versorgungsqualität

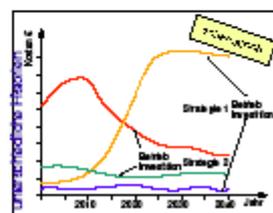
- Finden des Kostenoptimums bei Vorgabe der Versorgungsqualität
- Versorgungsqualität ergibt sich aus Versorgungszuverlässigkeit (UNPEDE / DISQUAL) und Spannungsqualität (im Modell konstant)



### Anwendungsfall 2

#### Geplante und ungeplante Erneuerung

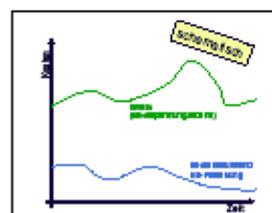
- Simulation verschiedener Varianten der Risikoneigung von geplanter und ungeplanter Erneuerung.
- Risikoneigung kann durch Variation der Alterszustände der Betriebsmittel variiert werden.
- Durch Simulation kann das Kostenoptimum gefunden werden.



### Anwendungsfall 3

#### Differenzierte Darstellung Aufwand und Invest

- Differenzierte Darstellung erfolgt nach:
  - Betriebsmittelgruppen
  - Spannungsebenen
  - Gesamtnetz

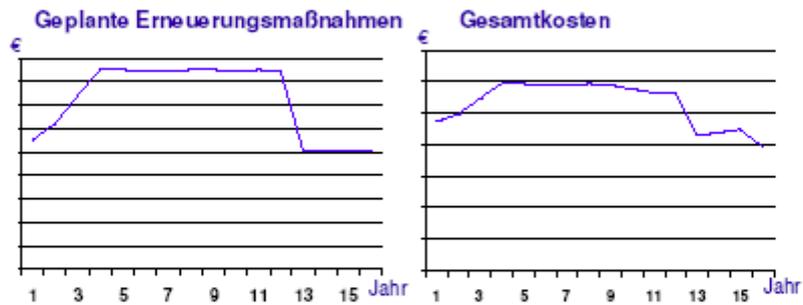


16

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

Beispiel 1:  
Simulation zukünftiger Netzkosten in Abhängigkeit der  
geplanten Erneuerung

EnBW



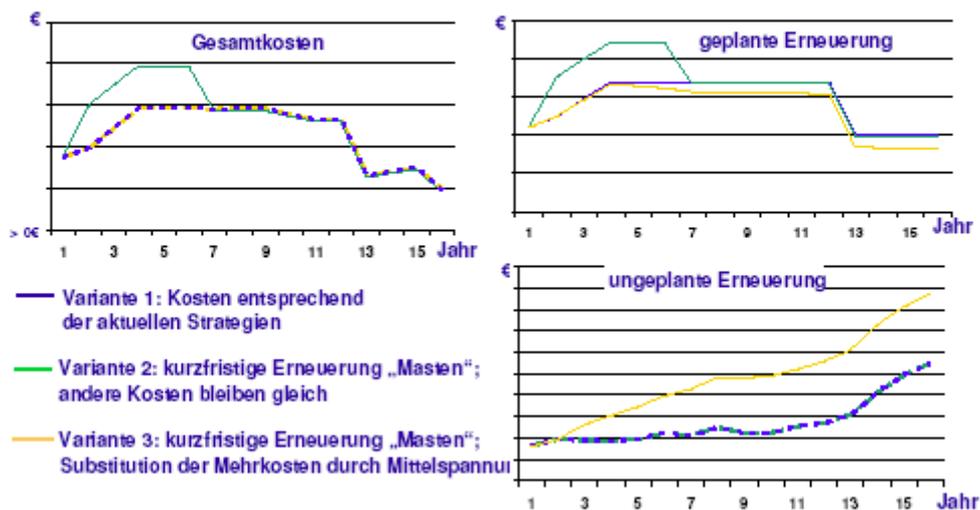
(Geplante Erneuerung  
+ ungeplante Erneuerung  
+ Instandhaltung;  
Strategien konstant)

17

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

Beispiel 2:  
Kurzfristige Erhöhung bei Mastererneuerung – Wie  
entwickeln sich die Netzkosten?

EnBW



- Variante 1: Kosten entsprechend der aktuellen Strategien
- Variante 2: kurzfristige Erneuerung „Masten“; andere Kosten bleiben gleich
- Variante 3: kurzfristige Erneuerung „Masten“; Substitution der Mehrkosten durch Mittelspannung

18

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien als Steuerungsgröße für die integrierte Asset-Planung

EnBW

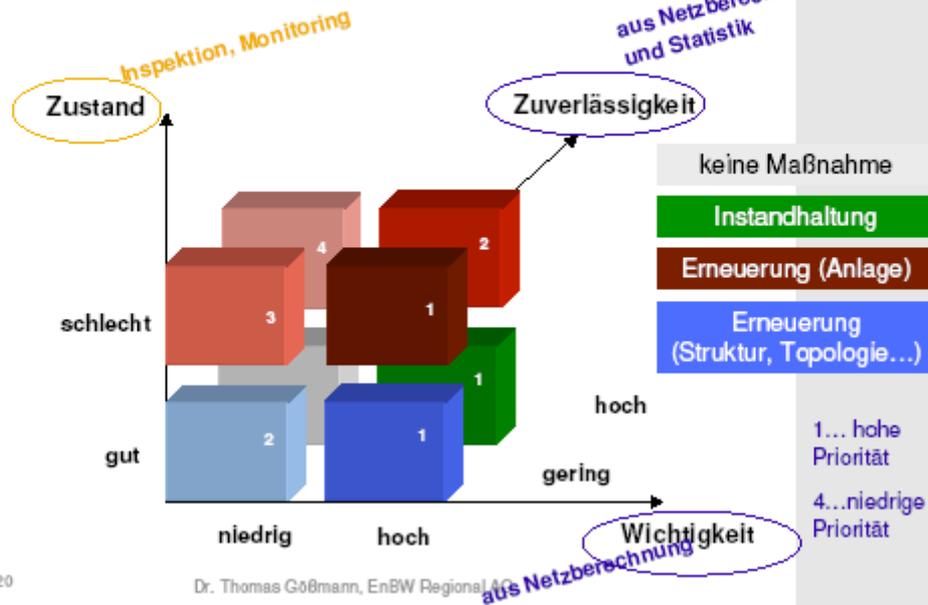


19

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Gezielte Maßnahmensteuerung durch detaillierte Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie

EnBW



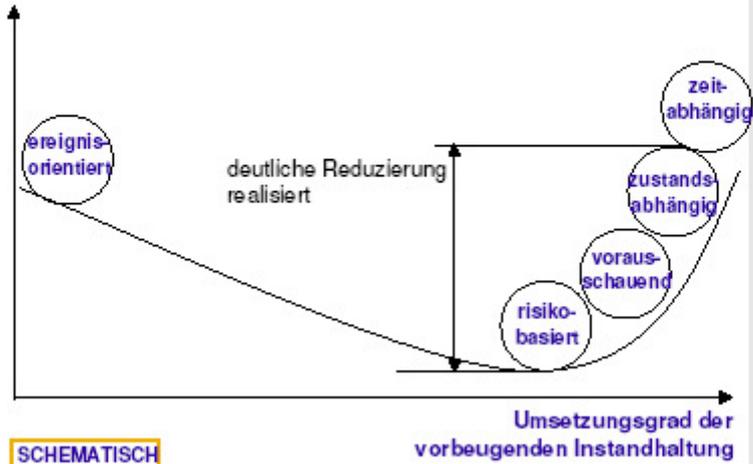
20

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

Die gezielte Anwendung unterschiedlicher Instandhaltungsstrategien führt zu deutlicher Kostenreduzierung

EnBW

Aufwand (abhängig von Betriebsmittel, gesetzl. Vorgaben, Wichtigkeit etc.)



21

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

Optimierung in der Zustandsbewertung durch Monitoring-Systeme – Beispiel „Leistungsschalter“

EnBW

Offline-Leistungsschalterdiagnose mittels Diagnosesystem



22

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Optimierung in der Zustandsbewertung durch Monitoring-Systeme – Beispiel „Großtransformator“



### 1. Online

- Stufenschaltermonitoring:
- › hoher Anteil kostenwirksamer Fehlerfrüherkennung
  - › zustandsabhängige Streckung der Stufenschalterrevisionszyklen (ca. auf die doppelte Zeit)
  - › zusätzlich Betriebsdatenerfassung in optimierter Form
  - › Kühlanlagensteuerung

### 2. Offline

- jährliche Gas-in-Öl-Analysen und Alterungskriterien
- › Zustandserfassung
  - › Fehlererkennung im Aktivteil
- 2-jährige  $\tan(\delta)$ -Messung an Hartpapierdurchführungen

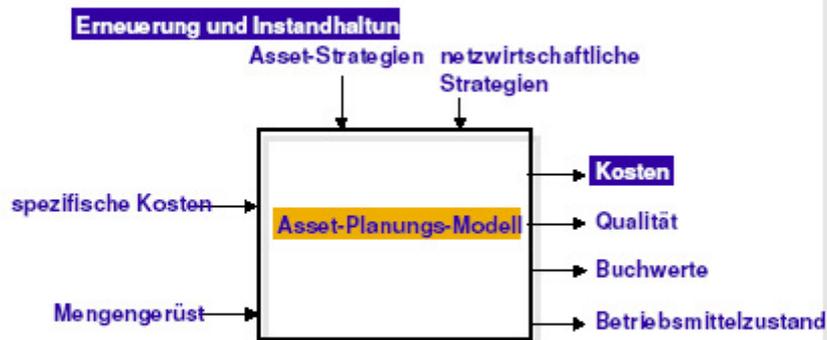
### 3. ergänzende Methoden

- Je nach aufgetretenem Problem:
- › Online H<sub>2</sub>-Messungen
  - › Online Schadgas-Messungen
  - › Offline TE-Messung elektrisch
  - › Offline TE-Messung akustisch
  - › Offline FRA
  - › Widerstandsmessung
  - › Übersetzungsmessung

23

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Wie arbeitet das Modell zur integrierten Asset-Planung?

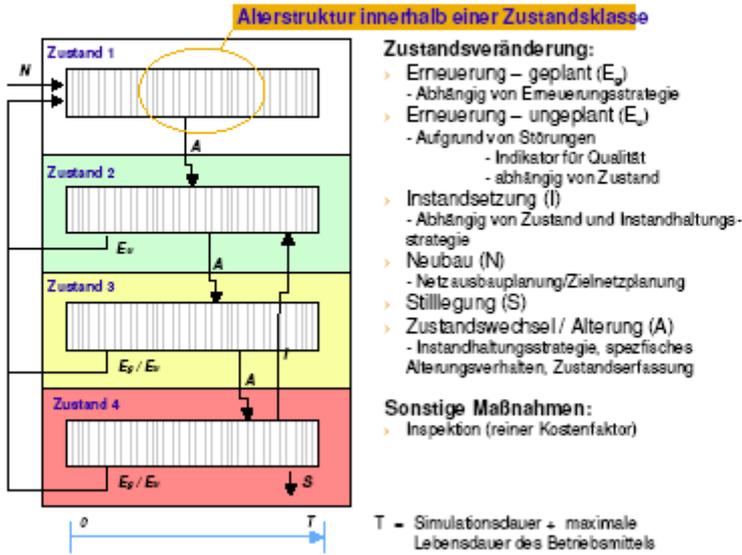


24

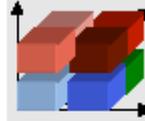
Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Kern des Modells: Zustands-Alterungsketten

Beispiel 1: 110/380 kV – Leistungsschalter



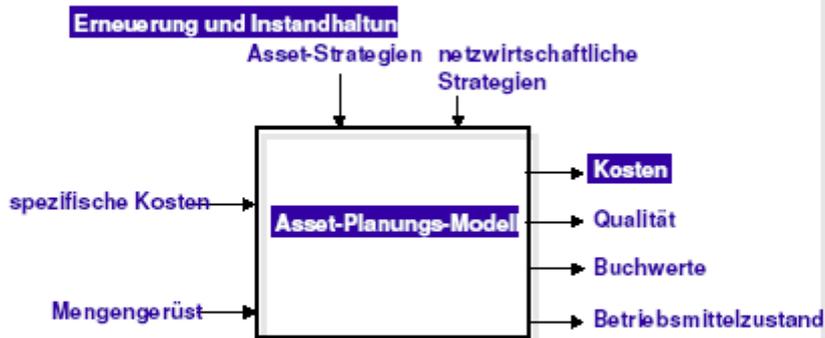
EnBW



25

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Optimale Asset-Steuerung durch ein integriertes Planungs-Modell



EnBW

26

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Gliederung

- › Regulierung der Stromnetze
- › Anreizregulierung: Prinzip und Auswirkungen
- › Integrierte Asset-Planung
- › **Bedeutung der Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen**

EnBW

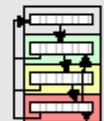
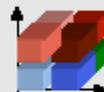
27

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

## Die Prognosefähigkeit von Betriebsmittelzuständen ist ein wichtiges Werkzeug für den effizienten Netzbetrieb

- › Notwendigkeit zur **Effizienzsteigerung** bei gleich bleibenden Qualitätsansprüchen durch zukünftige Vorgaben aus der Anreizregulierung
- › Netzmaßnahmen müssen gezielt, individuell und **zustandsabhängig** erfolgen
- › Aktuelle **Zustände von Betriebsmitteln** und zu erwartende Zustandsänderungen müssen detailliert, in hoher Qualität und bedarfsgerecht im Rahmen der integrierten Asset-Planung zur Verfügung stehen.

EnBW



28

Dr. Thomas Gößmann, EnBW Regional AG

# Schweizer Strommarkt im Zeichen der Liberalisierung

Philippe Scheuzger  
CEO Axpo Vertrieb AG, Zürich

## 1 Liberalisierung im zweiten Anlauf: Stand der Vorbereitungen in der Schweiz

Der Schweizer Strommarkt ist in Bewegung. Die aktuelle parlamentarische Diskussion macht deutlich, dass nach dem „Nein“ des Volkes zum Elektrizitätsmarktgesetz im Jahr 2002, zumindest der politische Wille zur Öffnung des Marktes zu neuem Leben erwacht ist. Wenn nun alles wie angedacht klappt, kann davon ausgegangen werden, dass der Schweizer Strommarkt ab 2007 zu rund 70% geöffnet sein wird. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht den Prozess

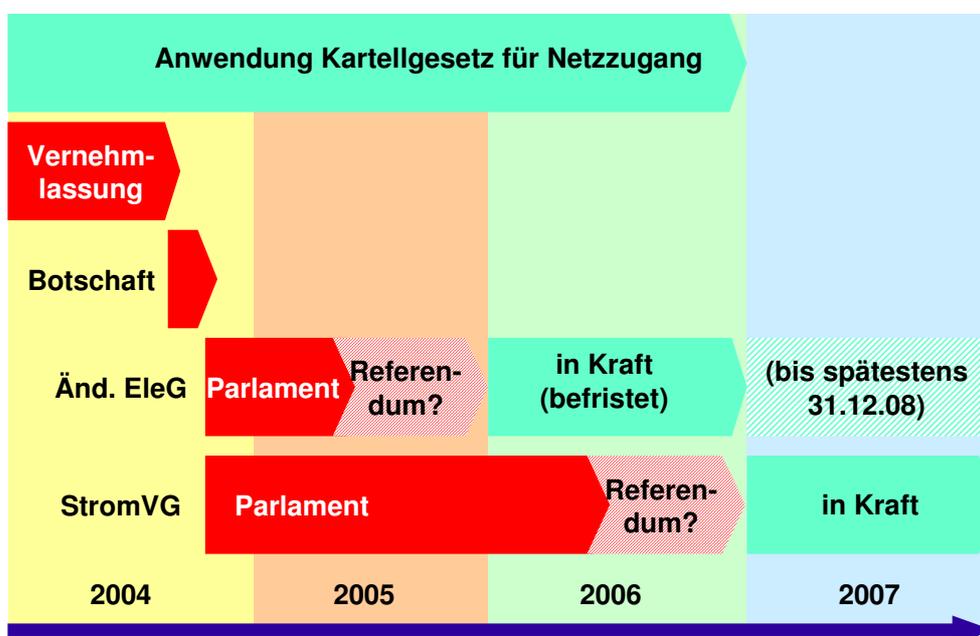


Abbildung 1: Politischer Prozess zur Liberalisierung

Bis zur wirklichen Realisierung müssen noch einige Hürden genommen werden. Insbesondere die Möglichkeit eines Referendums birgt die Gefahr einer weiteren Verzögerung des Prozesses.

Im Jahr 2007 sollen Geschäftskunden die Möglichkeit erhalten, ihren Stromversorger selbständig zu wählen. Zu diesem Zeitpunkt sollte die EU ihre Marktöffnung abgeschlossen haben. Erst 5 Jahre später ist dies in der Schweiz geplant mit der vollständigen Libe-

ralisierung. Das Volk hat zudem die Möglichkeit, den zweiten Schritt auf politischem Weg zu verhindern.

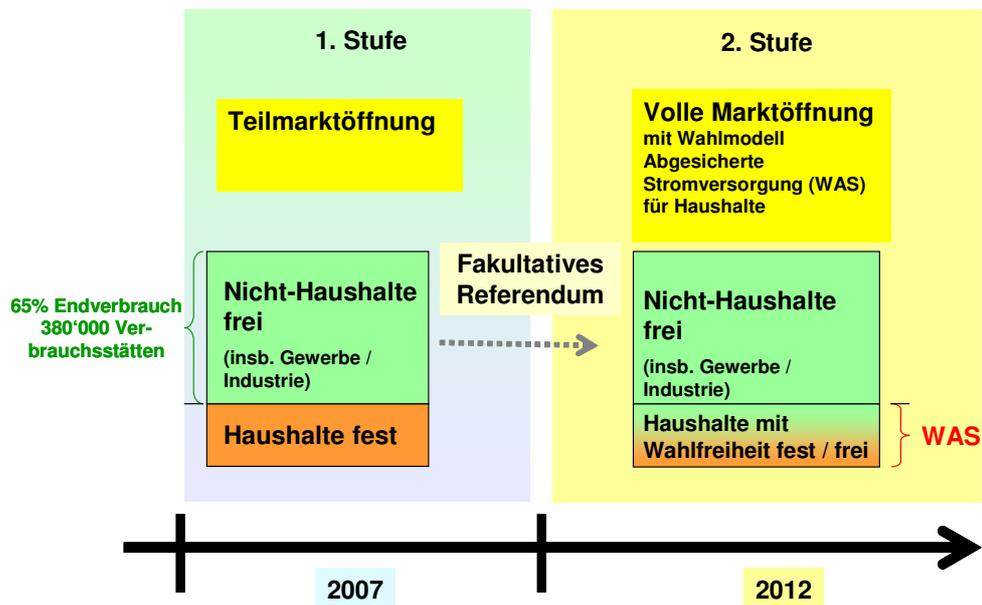


Abbildung 2: Marktöffnung in zwei Schritten

Eine Besonderheit ist gleichwohl noch geplant, so können Haushaltskunden bestimmen, ob sie nicht doch lieber bei ihrem bisherigen Versorger bleiben wollen zu den herkömmlichen Tarifen (das so genannte WAS-Modell). Der Versorger hat dabei keine Wahlfreiheit, er muss diese Kunden bedienen.

## 2 Stand der Liberalisierung in Europa

Damit gesellt sich die Schweiz zu den EU-Ländern, die teilweise bereits seit Jahren liberalisierte Strukturen haben. Einzelne Staaten sind weit fortgeschritten, wie beispielsweise Deutschland oder die Skandinavischen Länder, andere wie Frankreich oder die ehemaligen Ostblock-Länder hinken noch hinterher. Der Liberalisierungs-Durchschnitt der EU-25 Länder betrug per Ende 2005 ca. 75%. Rund drei Viertel des in den genannten Ländern physisch verbrauchten Stroms wird also nach Wettbewerbs-Grundsätzen ver- und angekauft.

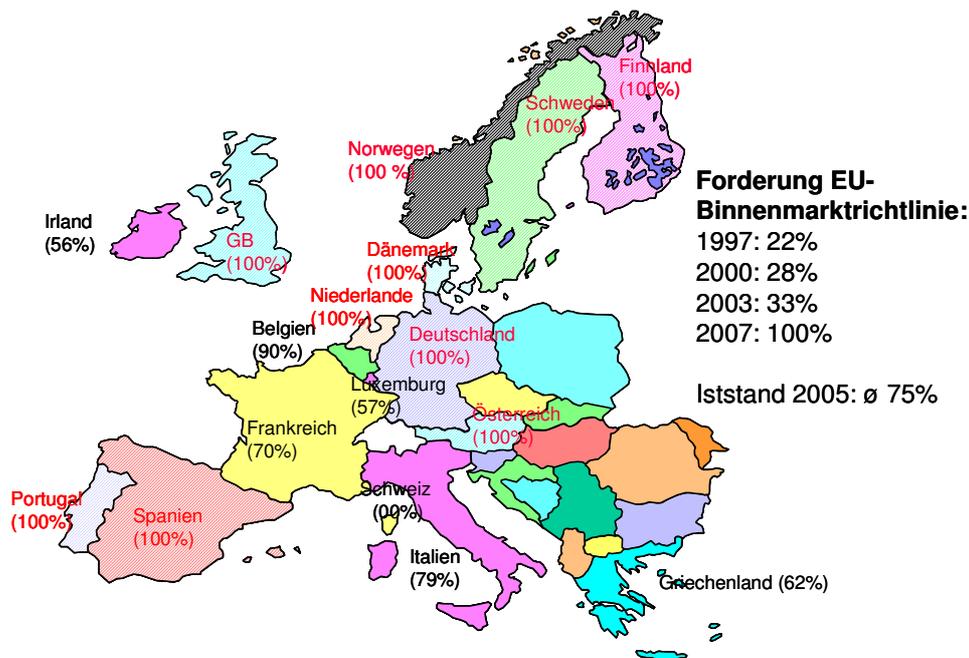


Abbildung 3: Stand Marktliberalisierung in Europa

Das Abseitsstehen der Schweiz in diesem Kontext wiegt umso schwerer, als das Land durch seine strategisch günstige Lage prädestiniert ist, auch weiterhin im Gesamteuropäischen Stromgeschäft aktiv mitzuwirken und eine tragende Rolle zu spielen.

### 3 Schweizer Strombranche ist föderalistisch geprägt

Die Branche gestaltet sich mit gegen 1000 Unternehmungen, die sich in irgendeiner Weise der Versorgung der Bevölkerung mit Strom widmen, überaus dezentralisiert. Der schweizerische Strommarkt ist dadurch stark fragmentiert und unübersichtlich. Im Weiteren ist der Einfluss der Politik auf allen Stufen sehr stark. Die heutige Struktur besteht in einer regionalen Aufteilung der Versorgungsgebiete unter den Verbundunternehmen, in regionalen Monopolen und gebietsweisen Abgrenzungen der Verteilunternehmen.

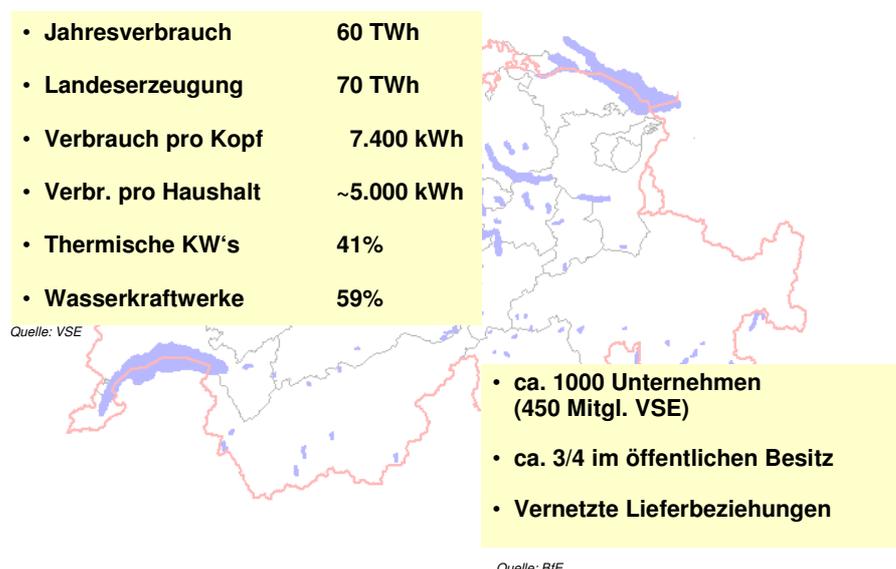


Abbildung 4: Charakteristik des Schweizer Strommarktes

Die Fragmentierung hat zur Folge, dass die Kostenstruktur der Branche unvorteilhaft ist. Bedient ein Schweizer EVU (Energieversorgungsunternehmen) durchschnittlich 5000 Kunden, so sind es in Deutschland rund 12-mal und selbst in Österreich, einem Land vergleichbar mit der Schweiz, rund 7-mal mehr. Vor diesem Hintergrund wird nur schon die gesetzliche Forderung nach „Unbundling“, die Trennung von Netz und Strom, und der damit verbundene höhere administrative und systemtechnische Aufwand zu einem branchenweiten Anpassungsdruck führen. Transparenz-Erfordernisse an die Werteflüsse (z.B. durch die branchen-weite Einführung von Vollkostenrechnungen) und die Notwendigkeit neuer Fähigkeiten im liberalisierten Umfeld machen einen tief greifenden Strukturwandel wahrscheinlich.

#### 4 Veränderungen auf dem Weg vom Monopol zum Markt

Die folgende Tabelle verschafft einen Überblick, was von dem zurzeit laufenden Wandel fundamental zu erwarten ist.

<b>Monopolwirtschaft</b>	<b>Liberalisiertes Marktmodell</b>
Stabil, vorhersehbar	Allgemeiner Wettbewerb
Wirtschaftlichkeit der Massenproduktion	Einzelbeziehungen
Vertrauen auf lokale Bindungen, Kapital	Value Migration
Langfristige Planung	Echtzeitabwicklung
Schutz der Produkte, Märkte, Vertriebsstrukturen	Ausschlachten der Produkte, Märkte, Vertriebsstrukturen
Vorhersagen der marktwirtschaftlichen Zukunft	Anpassung an die marktwirtschaftliche Zukunft
Wiederholungen fördern	Fördern von Experimenten
Detaillierte Planung der Aktivitäten	Ausnützen von kurzfristig verfügbaren Opportunitäten
Strukturierte und formell festgehaltene Allianzen	Informelle Allianzen
Risikoaversion	Risiko als Gelegenheit
Optimierungen von Bestehendem	Innovation

*Abbildung 5: vom Monopol zum Wettbewerb*

Unschwer zu erkennen ist, dass sich mit dem Wechsel von der Monopol- zu einer eigentlichen Wettbewerbswirtschaft eine erheblich grössere Dynamik einstellen wird. Aus einer stabilen, auf den Erfahrungen der Vergangenheit regressionsanalytisch vorhersehbaren Lage wird sich eine Situation einstellen, die mehr und mehr auf kurzfristigen Erkenntnissen, auf dem Überprüfen der eigenen Risiko-Positionen und daraus abgeleitet dem Abschöpfen von Opportunitäten aller Arten geprägt sein wird. Möglich machen wird dies die zunehmende Verfügbarkeit von online Daten über die gesamte Wertschöpfungskette

hinweg. Dies wiederum führt dazu, dass innovative Prozess-, Organisations- und Geschäftsmodelle erarbeitet und sukzessive eingeführt werden müssen. Vor dem Hintergrund der grundsätzlichen Möglichkeit des gezielten Markteintritts von ausländischen Unternehmungen mit langjährigen Erfahrungen in liberalisierten Märkten, vor allem in Deutschland und Österreich, sind die Schweizer Unternehmungen gut beraten, diesen Fundamentalwandel aktiv anzugehen und sich laufend fit zu machen für die erwartete verschärfte Gangart im Strommarkt.

## 5 Chancen für die Zulieferindustrie

Das aktuelle und zukünftige Umfeld bietet für Lieferanten von Hoch- und Mittelspannungsanlagen gewinnträchtige Chancen.

Europaweit wird von einem totalen Investitionsbedarf von 300'000 MW Leistung produktionsseitig ausgegangen. Davon sind 2/3 nur für den Ersatz bestehender Kapazitäten notwendig. Kombiniert mit den gestiegenen Anforderungen an die Netzinfrastruktur ist davon auszugehen, dass in den nächsten Jahren und Jahrzehnten mehrere hundert Milliarden Euro durch die Stromwirtschaft an Aufträgen vergeben werden. Die Schweiz bildet hier keine Ausnahme.

Die entsprechenden Anlagenbauer können also einer rosigen Zukunft entgegen blicken.

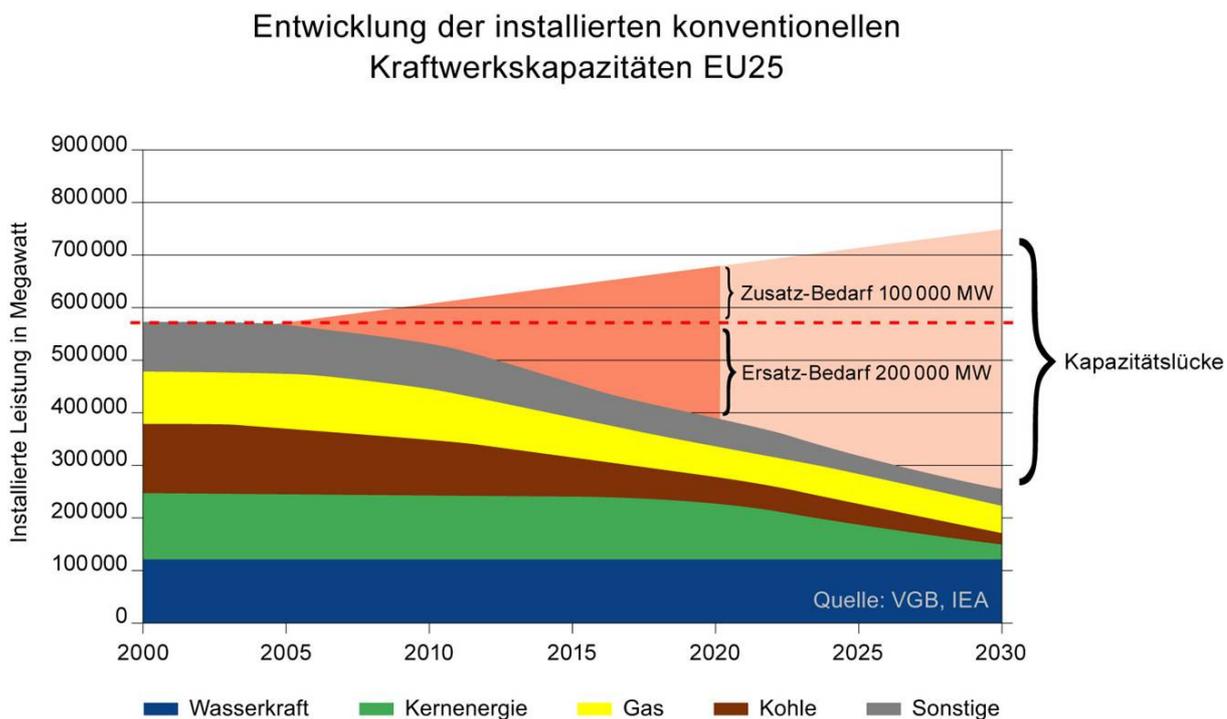


Abbildung 6: Investitionsbedarf der Strombranche



# Erhöhung der Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen durch Standardisierung

Dipl.-Ing. René Wimmer  
Prof. Dr. -Ing. Dr. h. c. Kurt Feser  
Prof. Dr. -Ing. Stefan Tenbohlen  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart

Dr.-Ing. Michael Krüger  
Omicron electronics GmbH, Klaus / Austria

## 1 Einleitung

Hohe Ströme infolge von Kurzschlüssen verursachen hohe mechanische Kräfte in Transformatorwicklungen und können Verformungen und Verschiebungen der Wicklung hervorrufen. Solche Wicklungsschäden führen nicht unbedingt zu einem Ausfall des Transformators, jedoch sind sie aufgrund dieser Vorschädigung einem erhöhten Ausfallrisiko ausgesetzt. Aus diesem Grund ist die messtechnische Erfassung dieser Vorschädigung wichtig um geeignete Maßnahmen einleiten zu können. Ein Diagnoseverfahren hierzu ist die Übertragungsfunktion, auch FRA (**F**requency **R**esponse **A**nalysis) genannt. Die Zustandsbeurteilung der Wicklung erfolgt bei der FRA durch einen Vergleich mit einer Referenzkurve, die idealerweise schon beim Transformatorhersteller gemessen werden sollte. Versuche an einer Versuchswicklung haben allerdings gezeigt, dass die Kurvenänderung der FRA bei einer Wicklungsdeformation gering ausfallen können (vgl. Abb. 1) [Christian - 2002]. Deshalb ist es wichtig, dass der Messaufbau keinen Einfluss auf die FRA besitzt und die Bestimmung der FRA eine hohe Reproduzierbarkeit aufweist.

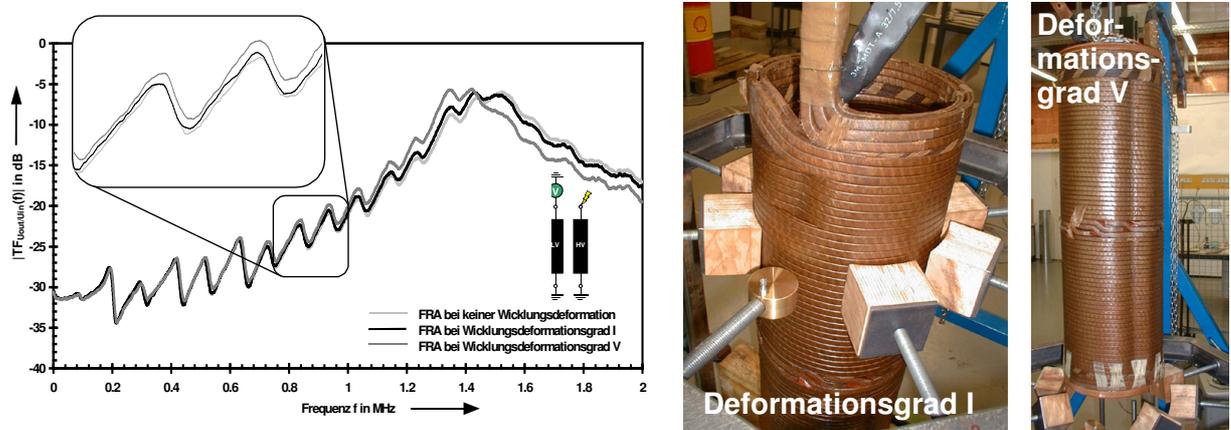


Abb 1: Veränderung der FRA bei unterschiedlichen Deformationsgrade  
(Quelle: Christian - 2002)

## 2 Grundlagen

### 2.1 Die Vierpoltheorie

Der Transformator kann als ein Netzwerk, bestehend aus Widerständen, Eigeninduktivitäten, Erdkapazitäten, Koppelinduktivitäten und Längskapazitäten, betrachtet werden. Das unterschiedliche Verhalten des magnetischen Flusses im Eisenkern führt zu einer Unterteilung des Frequenzbereiches [Bak-Jensen - 1995], [Nothafft - 1994], [Gharehpetian - 1996]:

- Frequenzbereich 1:  $f < 10$  kHz

Die magnetischen Feldlinien treten für niedere Frequenzen senkrecht in den Schenkel ein. Mit zunehmender Frequenz führen Kernpermeabilität und sich ausbildende Wirbelströme zu einer Feldverdrängung aus der Mitte des Kerns [Rahimpour - 2001]. In diesem Bereich kann der nichtlineare Effekt der Eisensättigung infolge zu hoher Magnetisierung auftreten.

- Frequenzbereich 2:  $f > 10$  kHz

Die Feldlinien werden nahezu vollständig aus dem Kerninneren verdrängt und der Eisenkern führt keinen magnetischen Fluss mehr. In diesem Bereich haben daher die nichtlinearen Effekte des Kerns keine Bedeutung mehr.

Aus diesem Grund kann der Transformator für Frequenzen größer 10 kHz als ein passives, kausales, zeitinvariantes und lineares System betrachtet und es können die theoretischen Grundlagen der Vierpoltheorie angewendet werden. Aus einem Anregungssignal  $\underline{X}(j\omega)$  und einer Systemantwort  $\underline{Y}(j\omega)$  kann die entsprechende FRA durch Quotientenbildung berechnet werden.

$$\underline{TF}(j\omega) = \frac{\underline{Y}(j\omega)}{\underline{X}(j\omega)} \quad (1)$$

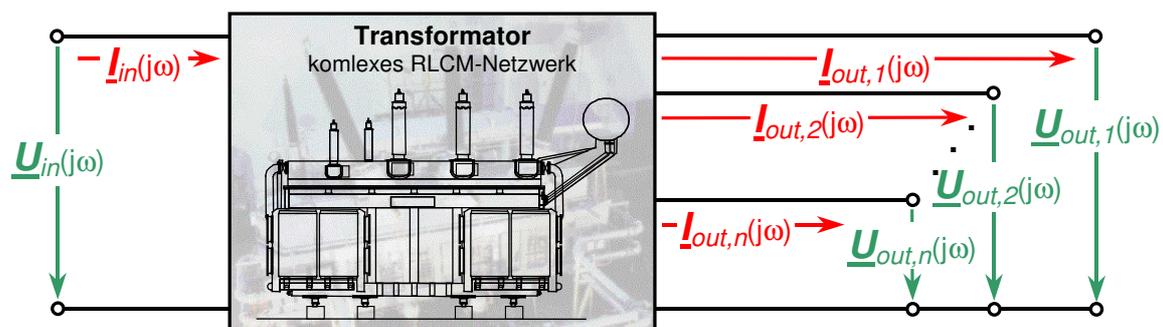


Abb. 2: Beschreibung eines Transformators als Vierpol

Durch die mehrpolige Anordnung eines Transformators erhält man bei einer einphasigen Anregung mehrere Systemantworten. Prinzipiell eignen sich alle messbaren Größen als Antwortsignal. Nach der Darstellung in Abb. 2 kann für jedes Antwortsignal eine Übertragungsfunktion definieren:

$$\underline{TF}(j\omega) = \frac{I_{in}(j\omega)}{U_{in}(j\omega)} \quad (2)$$

$$\underline{TF}(j\omega) = \frac{I_{out,n}(j\omega)}{U_{in}(j\omega)} \quad (3)$$

$$\underline{TF}(j\omega) = \frac{U_{out,n}(j\omega)}{U_{in}(j\omega)} \quad (4)$$

Der Theorie entsprechend verkörpert jede dieser Übertragungsfunktionen eine Systemübertragungsfunktion und ist im Zeitbereich vom Eingangssignal  $\underline{U}_{in}(t)$  unabhängig. Die Übertragungsfunktion wird demzufolge ausschließlich durch das elektrische Netzwerk des Transformators bestimmt [Leibfried - 1996].

## 2.2 Die Bestimmung der Übertragungsfunktion im Zeitbereich

Bei der Zeitbereichsmessung, auch **I**mpuls **F**requency **R**esponse **A**nalysis (IFRA) genannt, wird das Testobjekt mit einer breitbandigen Impulsspannung angeregt. Entsprechend der Impulsantwort des Testobjekts wird am Ausgang ein Antwortsignal zu messen sein. Beide Signale werden simultan erfasst und unter Benutzung der **F**ast **F**ourier **T**ransformation (FFT) numerisch in den Frequenzbereich transformiert. Durch die anschließende Quotientenbildung zwischen dem fouriertransformierten Ausgangs- und Eingangssignal erhält man die Übertragungsfunktion.

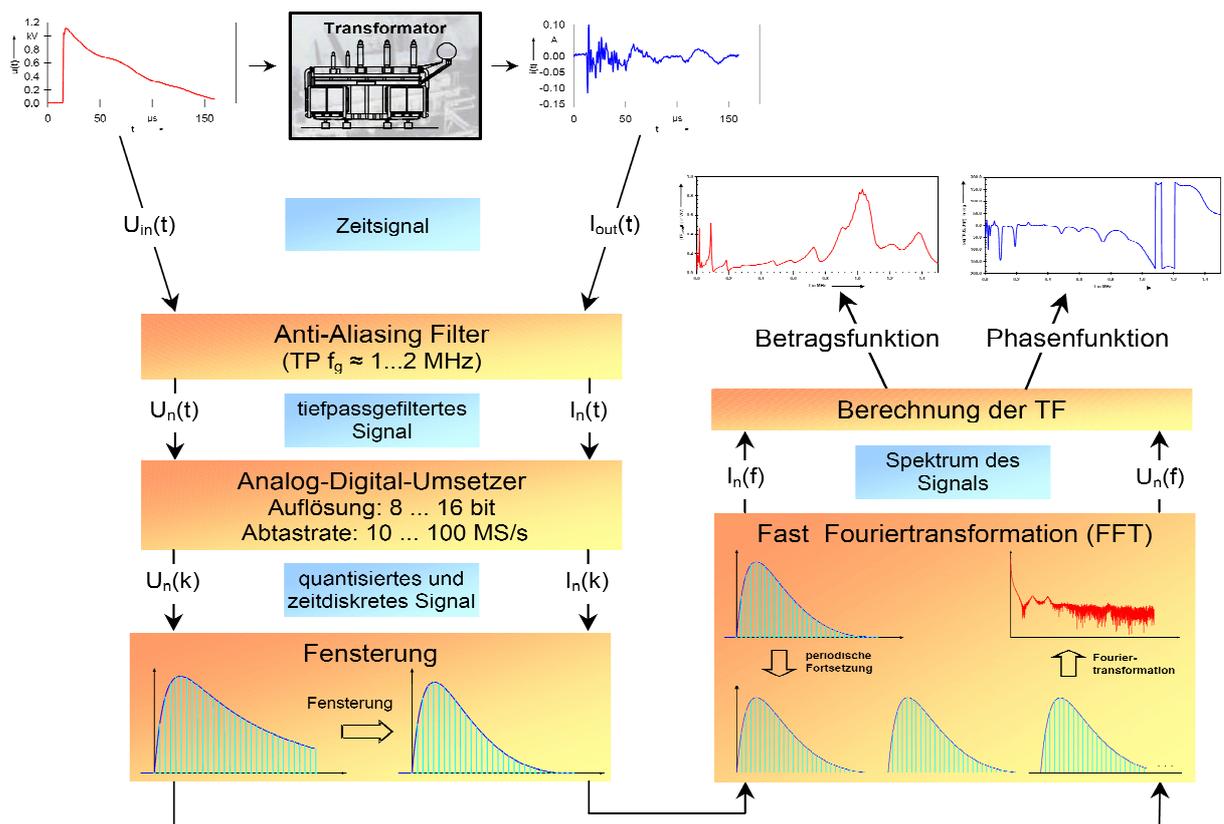


Abb. 3: Die Signalverarbeitungsschritte zur Bestimmung der TF im Zeitbereich

Die Signalverarbeitung hat hierbei einen maßgeblichen Einfluss auf die Übertragungsfunktion [Wimmer - 2003]. Damit sich die Teilspektren nicht im Frequenzbereich auf-

grund der ADU-Abtastung überlagern, müssen die Signale mit einem analogen Tiefpassfilter bandbegrenzt werden. Bei der anschließenden Signalaufzeichnung steht nur ein begrenztes Zeitfenster zur Verfügung und es können daher die Strom- bzw. Spannungsverläufe abgeschnitten sein. Die FFT impliziert jedoch ein periodisches Signal und würde solch abgeschnittene Signale als Sprung interpretieren. Dieser Abschneideeffekt führt zu einem fehlerhaften Spektrum der Zeitsignale. Deshalb müssen diese mit einer abklingenden Fensterfunktion gewichtet werden, damit eine stetig periodische Fortsetzung möglich ist und die Abschneideeffekte eliminiert werden. In Abb. 3 sind die einzelnen Signalverarbeitungsschritte grafisch dargestellt. Aufgrund dieser vielen Freiheitsgrade ist es für eine hohe Reproduzierbarkeit äußerst wichtig immer die gleiche Signalverarbeitung zu verwenden.

Für die korrekte Ermittlung der Übertragungsfunktion ist es wichtig die Signale unverfälscht zu erfassen und weiterzuverarbeiten. Ein Problem bei der Zeitbereichsmessung ist, dass die Impulssignale bandbegrenzt sind und mit steigender Frequenz der Signalzu-Rausch-Abstand (SNR) geringer wird. Selbst unter idealen Bedingungen bzw. einer störungsfreien Signalübertragung vom Testobjekt zum Transientenrecorder besteht das Problem, dass ein wertekontinuierliches Signal dem wertediskreten Bereich der ADU gegenübersteht. Daraus resultiert der Quantisierungsfehler der sich in Form von Rauschen auf das Signal auswirkt. Somit sind die Signale fehlerbehaftet und für die Nutzsignale gilt folgende Min-Max-Abschätzung:

$$\{|\underline{X}(\omega)| - |\underline{X}_S(\omega)|\} < |\underline{X}_N(\omega)| < \{|\underline{X}(\omega)| + |\underline{X}_S(\omega)|\} \quad (5)$$

$$\{|\underline{Y}(\omega)| - |\underline{Y}_S(\omega)|\} < |\underline{Y}_N(\omega)| < \{|\underline{Y}(\omega)| + |\underline{Y}_S(\omega)|\} \quad (6)$$

Darin stellen  $|\underline{X}(\omega)|$  und  $|\underline{Y}(\omega)|$  die Messsignale,  $|\underline{X}_S(\omega)|$  und  $|\underline{Y}_S(\omega)|$  die Störsignalpegel (Rauschpegel) und  $|\underline{X}_N(\omega)|$  und  $|\underline{Y}_N(\omega)|$  die Nutzsignale von Ein- und Ausgang dar [Leibfried - 1996].

Eine Genauigkeitssteigerung kann dadurch erreicht werden, indem der SNR vergrößert bzw. die Signale entrauscht werden. Eine bekannte Methode zur Entrauschung ist das Mittelungsverfahren [Coffeen - 2003]. Das Rauschen strebt hierbei, unter der Annahme, dass es sich um ein weißes Rauschen handelt, zu seinem statistischen Mittelwert null. Der Gewinn des SNR ist mit dem theoretischem Faktor  $\sqrt{N}$  verbunden, wobei  $N$  die Anzahl der Überlagerungen darstellt. Unter der Ausnutzung der linearen Eigenschaften der Fouriertransformation wird der Mittelwert im Frequenzbereich ermittelt. Das hat den Vorteil, dass eventuelle Probleme mit dem Triggerungsjitter vermieden werden. Wichtig hierbei ist, dass der Mittelwert von den komplexen, fouriertransformierten Zeitsignalen berechnet wird und nicht von der Betragsfunktion (Abb. 4).

Eine weitere Entrauschungsmöglichkeit besteht über die Wavelet-Transformation [Lenz - 2003]. Durch eine diskrete Transformation werden die Zeitsignale in den Wavelet-Bereich überführt und die Koeffizienten, die das Rauschen beschreiben, über eine Schwellwertoperation eliminiert. Durch die Rücktransformation erhält man dann die entrauschten Zeitsignale. Allerdings kann durch die Wahl des falschen Schwellwerts für die Schwellwertoperation das Signal zerstört bzw. verfälscht werden. Daher ist die Entrauschung durch Wavelet-Transformation nur bis zu einem bestimmten Grad möglich (Abb. 5).

Die höchste Genauigkeit erhält man bei der Kombination beider Entrauschungsarten. Hierbei wird zuerst der Mittelwert aus den Einzelsignalen berechnet und anschließend einer Waveletentrauschung unterzogen (Abb. 6).

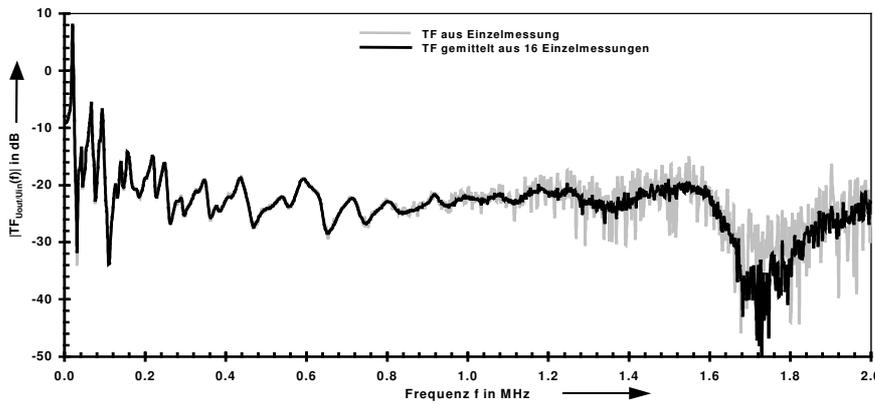


Abb. 4: Vergleich zwischen FRA aus Einzelmessung und FRA ent-rauscht durch Averaging

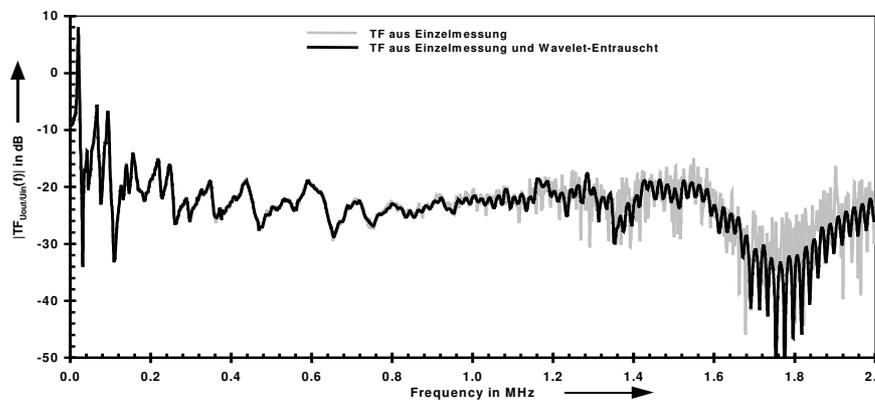
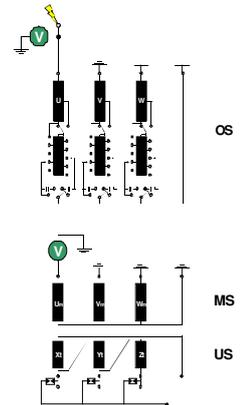


Abb. 5: Vergleich zwischen FRA aus Einzelmessung und FRA ent-rauscht durch Waveletentrauschung

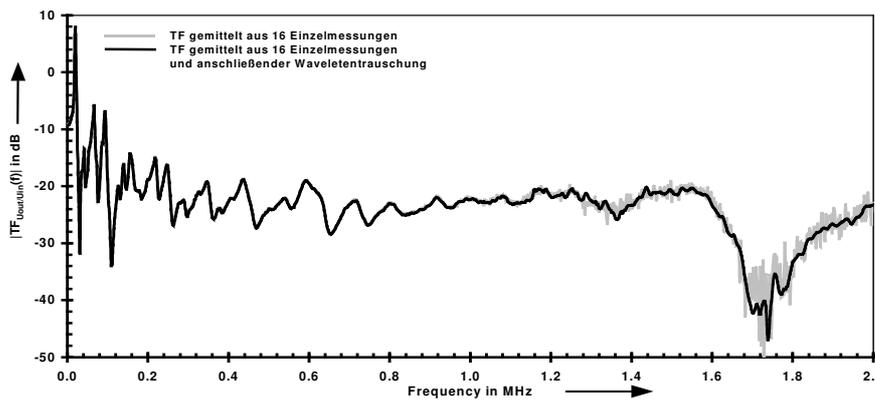
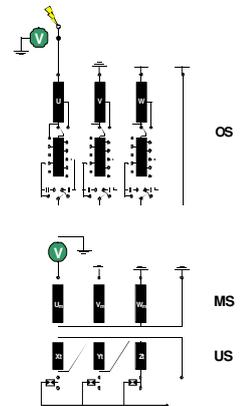
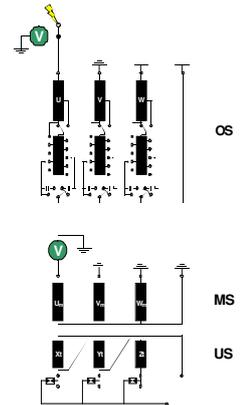


Abb. 6: Vergleich zwischen FRA aus Einzelmessung und FRA ent-rauscht durch Averaging und Waveletentrauschung



### 2.3 Die Bestimmung der Übertragungsfunktion im Frequenzbereich

Bei der Frequenzbereichsmessung, auch **S**weep **F**requency **R**esponse **A**nalysis (SFRA) genannt, wird das Testobjekt mit einem sinusförmigen Signal erregt. Das Antwortsignal bei dieser Anregung ist bei einem passiven und linearen Netzwerk ebenfalls sinusförmig. Es unterscheidet sich jedoch im Vergleich zum Eingangssignal in Amplitudenhöhe und Phaselage. Das Amplitudenverhältnis und die Phasenverschiebung zwischen Aus- und Eingangssignal ergeben den Wert der Betrags- und Phasenfunktion der TF bei der entsprechenden Frequenz (Abb. 7). Erfolgt die Anregung des Testobjekts mit einer variablen Frequenz, kann so die frequenzabhängige Übertragungsfunktion ermittelt werden.

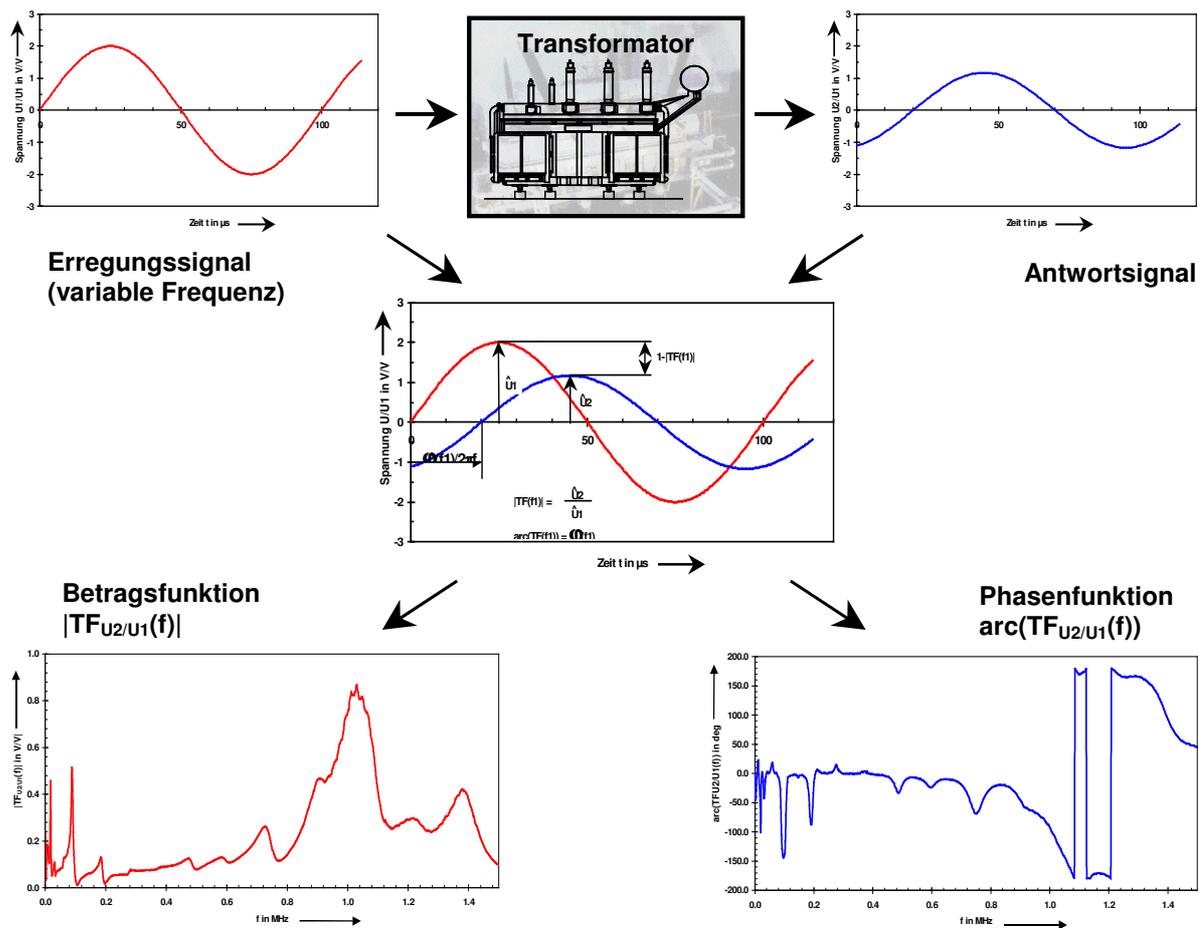


Abb. 7: Die Bestimmung der TF im Frequenzbereich

Die SFRA hat gegenüber der IFRA den Vorteil, dass die Anregung mit einer konstanten Amplitude und die Messung bei den einzelnen Frequenzpunkte über eine bestimmte Zeitdauer erfolgt. Demzufolge hat die Eingangsbeschaltung der Networkanalyzer-ADUs genügend Zeit sich auf die Eingangssignale einzustellen, um so eine bessere dynamische Performance zu erzielen. Die Eingangsbeschaltung besteht hauptsächlich aus Verstärkerstufen und einem einstellbaren Bandpassfilter, dessen Mittenfrequenz sich nach der Sweep-Frequenz richtet. Im Idealfall lässt es nur die Frequenz von Interesse durch. Praktisch muss ein Kompromiss gefunden werden zwischen Messzeit und der Genauig-

keit der Messung, denn je geringer die Bandbreite des Bandpassfilters ist, desto mehr Zeit wird für die Messung benötigt. Es hängt aber auch davon ab, in welchem Frequenzbereich gemessen werden soll. So darf bei der Betrachtung tiefer Frequenzen die Breite des Bandpassfilters nicht zu groß eingestellt sein, weil ansonsten Nebenfrequenzen bei der FRA mitgemessen werden, die zu nicht reproduzierbaren Ergebnissen führen (Abb. 8).

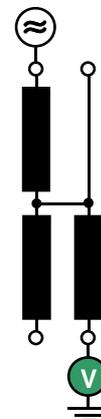
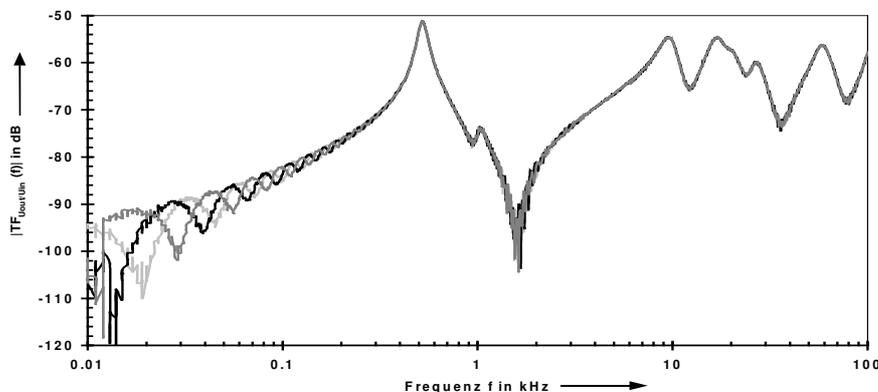


Abb. 8 a): FRA an einem 30 kVA Verteiltransformator mit einer Bandpassbreite von 10 Hz

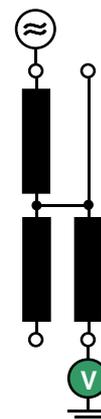
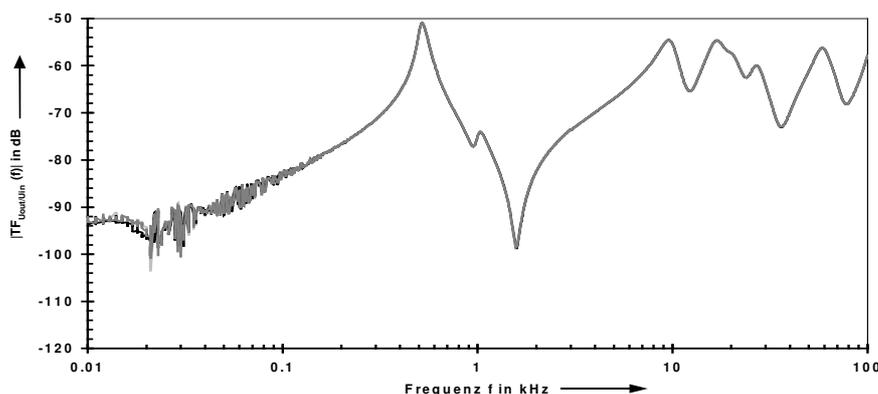


Abb. 8 a): FRA an einem 30 kVA Verteiltransformator mit einer Bandpassbreite von 1 kHz

## 2.4 Vergleich zwischen IFRA und SFRW

Der Theorie nach ergibt sich unter idealen Voraussetzungen eine deckungsgleiche Kurve der Übertragungsfunktionen aus Zeit- (IFRA) und Frequenzbereichsmessung (SFRA). Es zeigt sich jedoch, dass bei dem Vergleich der beiden Bestimmungsmethoden sich lediglich die gleichen Resonanzfrequenzen einstellen und sich die FRA hinsichtlich der Dämpfung unterscheidet (Abb. 9 a)). Ein großer Vorteil der SFRA ist, dass sie ein konstanten Signal-zu-Rausch-Abstand besitzt. Damit sind Spektrenbetrachtungen bis in die höchsten Frequenzen möglich. Hier liegt auch der entscheidende Nachteil der IFRA: die Bandbreite der Signale ist begrenzt. Durch geeignete Entrauschungsverfahren (Averaging und Waveletentrauschung) kann die Bandbreite der Zeitsignale gesteigert

werden. In Abb. 9b) ist im Vergleich zu der SFRA zu erkennen, dass durch die Entrauschung der Auswertebereich der IFRA um 400 kHz auf 1,2 MHz erhöht werden konnte.

Weitere Vorteile der SFRA sind die adaptive Frequenzauflösung und die direkte Ermittlung der FRA im Frequenzbereich (geringere Signalverarbeitung). Die Nachteile bei der SFRA sind, dass die Quelle kaum belastbar ist und dass nur selten die Möglichkeit besteht mehrere Signale simultan zu erfassen. Diese Dinge müssen bei der Prüfschaltung entsprechend berücksichtigt werden

Die Vorteile der IFRA sind, dass mehrere Signale simultan aufgenommen werden können (abhängig von der Anzahl der Kanäle) und dass die Quelle stärker belastbar ist. Die Nachteile der IFRA sind die bandbegrenzten Zeitsignale, die konstante Frequenzauflösung und die hohe Signalverarbeitungsprozedur.

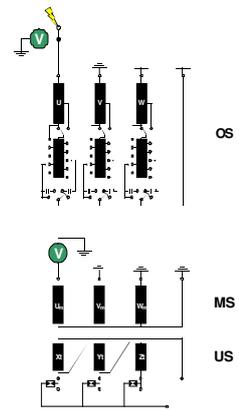
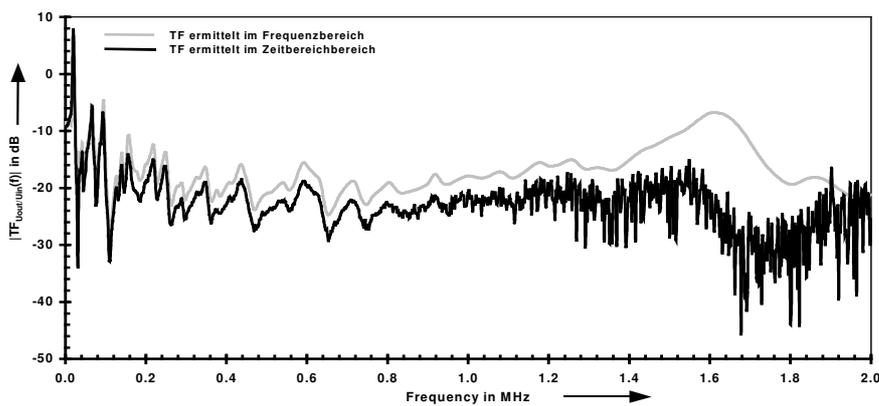


Abb. 9 a): Vergleich zwischen SFRA und IFRA

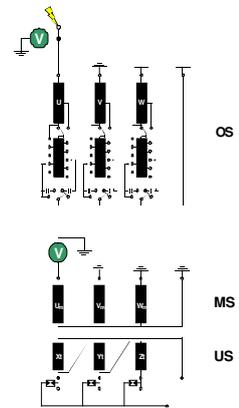
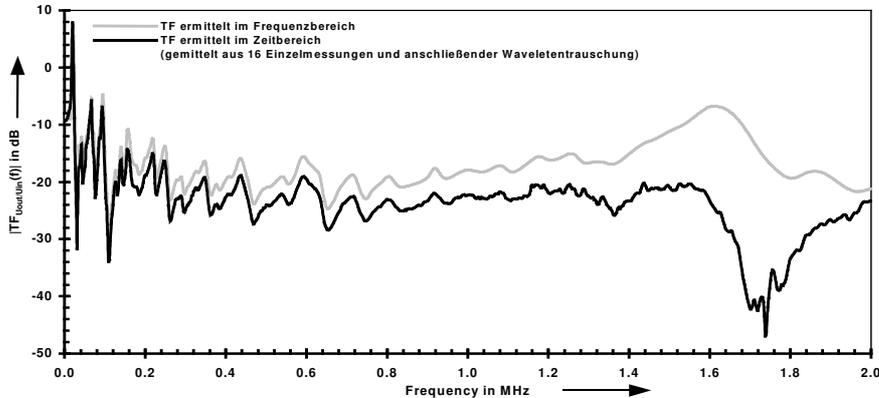


Abb.9 b): Vergleich zwischen SFRA und enträuschter IFRA

### 3 Einflussfaktoren bei der FRA

Die FRA ist eine vergleichende Messmethode und muss auf eine Referenzkurve bezogen werden. Es gibt drei Vergleichsarten für die FRA:

- Durch einen zeitabhängigen Vergleich, bei dem die Referenzkurve (Fingerprint) in einer vorangegangene Messung erhalten worden ist.
- Durch einen Konstruktionsvergleich, bei dem die Schenkel untereinander verglichen werden.
- Durch einen Typenvergleich, bei dem der Vergleich anhand eines typgleichen Transformators erfolgt.

Voraussetzung bei allen Methoden ist, dass die Messungen weitestgehend vom Messaufbau unabhängig sind. Insbesondere bei der zeitabhängigen Vergleichsmethode ist diese Anforderung unverzichtbar, weil zwischen den einzelnen Messungen Jahre liegen können. Dem Erdungskonzept, der Leitungsführung und der Anschlusstechnik kommt daher eine besondere Bedeutung zu.

#### 3.1 Messaufbau

Aufgrund der großen Dimensionen von Leistungstransformatoren sind weite Wegstrecken zwischen den Anschlussklemmen des Transformators und dem Messgerät zu überwinden. Für die Überwindung dieser Distanz werden in der Regel bis zu 30 m lange Koaxialkabel zur Signalübertragung eingesetzt. Dies führt allerdings dazu, dass bei einer nachfolgenden Untersuchung die Koaxialleitungen zwischen Transformator und Messgerät nicht gleich verlegt werden können wie bei der Erstmessung. Die Forderung, die sich daraus ergibt ist, dass die FRA von der Anordnung der Leitungen unabhängig sein muss.

##### 3.1.1 Anschlusstechnik

Eine Anforderung an die Anschlusstechnik ist, dass die Leitungen für den Anwender möglichst schnell und einfach montiert werden können. Des weiteren sollte der Anwender keine ungeschirmten Leitungen verwenden, um elektromagnetische Einkopplungen in die Signalleitungen zu verhindern. Diese Einkopplungen bewirken, dass die FRA von der Kabelanordnung abhängt.

An einem 220 MVA Spartransformator wird mit folgender Signalleitungstechnik die FRA bei unterschiedlichen Kabelanordnungen ermittelt: Ab einem Leitungssplitter wird der Innenleiter und der Schirm eines Koaxialkabels in ungeschirmten, separaten Leitungen geführt. Während die Leitung, die mit dem Innenleiter des Koaxialkabels verbunden ist, zur Anschlussklemme des Transformators führt, wird die Leitung, die mit dem Schirm des Koaxialkabels verbunden ist, mit dem Kessel des Transformators verbunden. Die elektrische Verbindung an der Transformator-klemme und an dem Kessel findet jeweils mit Zangen statt. Drei Fälle werden für die Untersuchung des Einflusses der Leitungsp-position herangezogen:

- 1) Die Kabel hängen unter der Durchführung, so dass sich eine Kabelanordnung nach Abb. 10 ergibt.
- 2) Das Koaxialkabel wird entlang der Durchführung zum Kessel geführt (Abb. 11), wobei die Position der elektrischen Verbindung zum Kessel und zum Dorn nicht verändert wird.
- 3) Die Kabel hängen unter der Durchführung wie bei Fall 1), allerdings werden die Kabel an einer anderen Stelle mit dem Kessel und dem Dorn verbunden (Abb. 12)

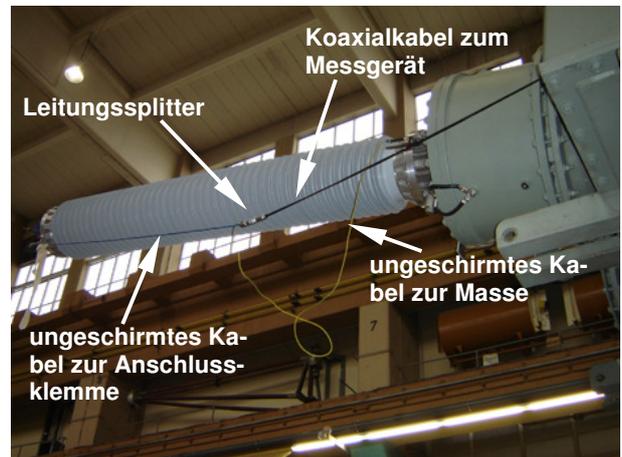
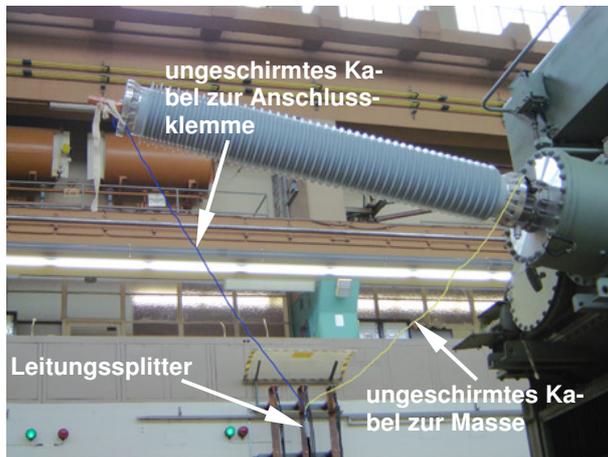


Abb. 10: Signalleitung unter der Durchführung hängend

Abb. 11: Signalleitung entlang der Durchführung geführt

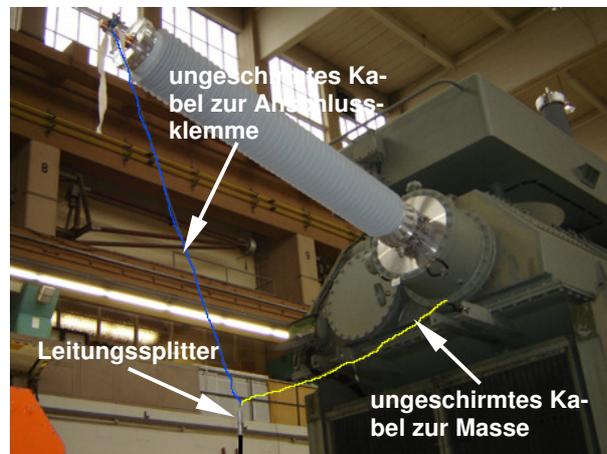


Abb. 12: Signalleitung unter der Durchführung hängend und neuer Anbindung an den Trafo

Wie in Abb. 13 zu erkennen ist, verschiebt sich je nach Kabelanordnung die Resonanzfrequenz bei 470 kHz. Bei dieser z.T. ungeschirmten Leitung gibt es demnach Freiheitsgrade, die zu Messfehlern und folglich zu Fehlinterpretationen führen können. Die Signalleitungen sollten daher möglichst bis zur Klemme des Transformators geschirmt geführt werden, um die Abhängigkeit der Kabelanordnung zu minimieren und die Reproduzierbarkeit zu steigern.

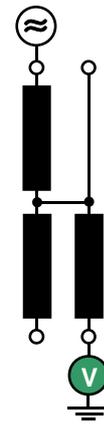
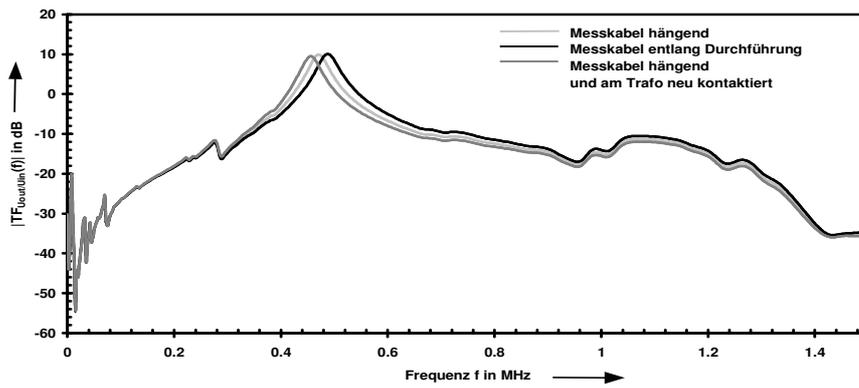


Abb. 13: Einfluss ungeschirmter Leitungen auf die FRA in Abhängigkeit ihrer Anordnung

In Abb. 14 sind entsprechende Anschlussadapter an die Trafoklemmen zu sehen, die eine Anbindung der Koaxialkabel ermöglichen. Es sind aber auch andere Anschlussverbindungen vorstellbar wie z.B. mit einer Zange.



Abb. 14 a): Massiver Messing-Klotz als N-Trafoklemme-Adapter

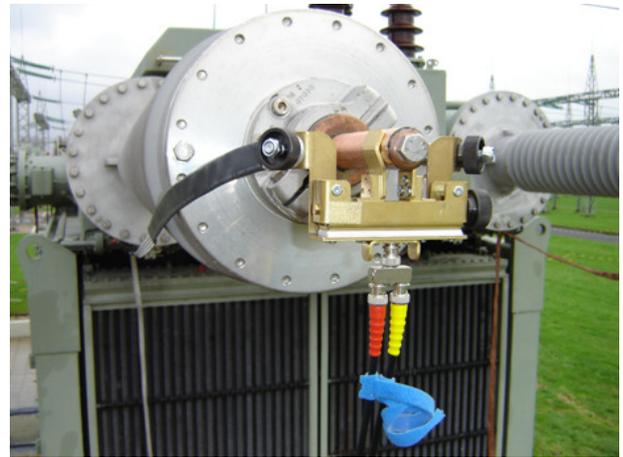


Abb. 14 b): BNC-Trafoklemmen-Adapter leichter Bauweise mit einstellbaren Bolzenumklammerung

### 3.1.2 Das Erdungskonzept

In früheren Untersuchungen wurde festgestellt, dass sowohl bei einer beidseitigen Erdung der Leitungsschirme, als auch bei einer einseitigen Leitungsschirmerdung am Prüfling, kein bedeutender Unterschied im Verlauf der FRA in Abhängigkeit der Leitungsanordnung festzustellen ist [Christian - 2002]. Allerdings sollte auf Grund der Feldverhältnisse in einem Umspannwerk sowie zum Schutz des Messgerätes auf die zusätzliche Erdung am Messgerät nicht verzichtet und die Leitungsschirme daher beidseitig geerdet werden.

Um die Koaxialkabelschirme am Transformator erden zu können muss eine Leitung vom Kessel des Transformators zum Trafoklemmen-Adapter geführt werden. Prinzipiell kann diese Distanz mit jeder Art von Leitung überwunden werden, solange die Leitung die Reproduzierbarkeit der FRA Ergebnisse nicht gefährdet. Dabei ist zu beachten, dass in einem Umspannwerk immer mit externen Störgrößen zu rechnen ist, die eine FRA-Messung beeinflussen können.

In einer Versuchsanordnung wird zunächst die Auswirkung der Störimpfindlichkeit von einem Draht und einem gewebten Erdungsband auf die FRA ermittelt. Als Prüfkreis dient ein normaler FRA-Messaufbau mit den jeweiligen Erdungsleitungen. Unterhalb der Durchführung eines 333 MVA Spartransformators ist eine Schleife mit einer Windung aufgebaut, die ein sinusförmiges Störsignal von 80 kHz emittiert. Die Erzeugung des 80 kHz Signals erfolgt mit einem Signalgenerator und wird von einem Audioverstärker entsprechend verstärkt. Bei einer Gesamtlänge der Schleife von ca. 12 m und einem Leitungsquerschnitt von 2,5 mm<sup>2</sup> wird am Ausgang des Verstärkers ein Strom von 1,8 A gemessen.

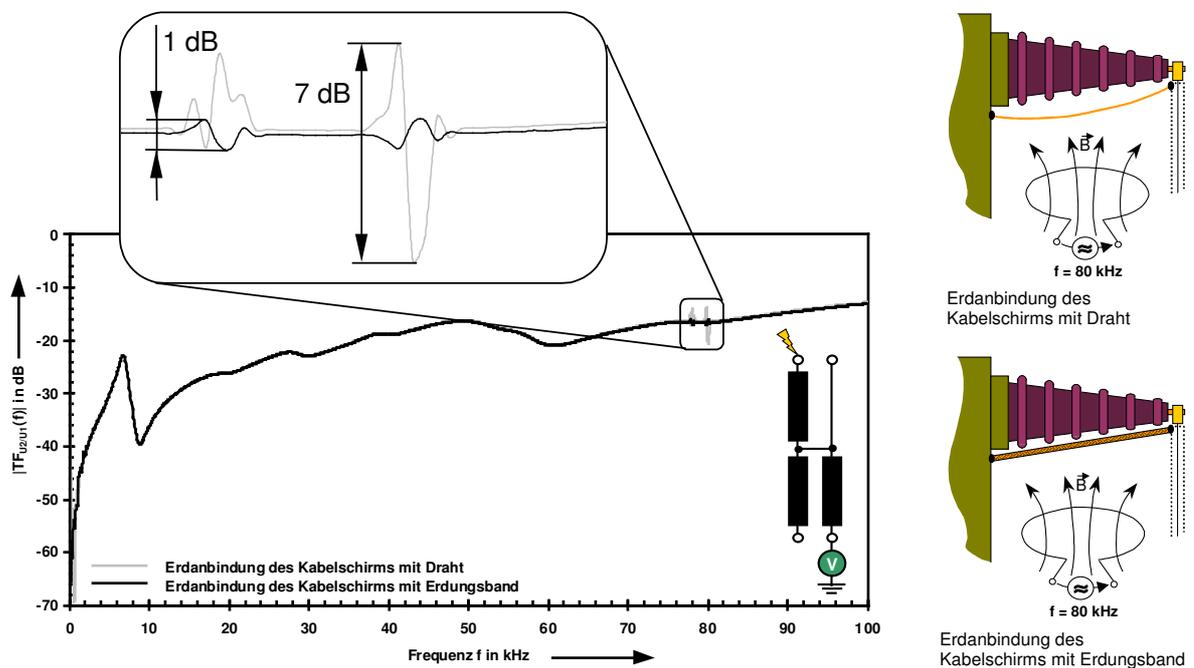


Abb. 15: Störimpfindlichkeit gegenüber der FRA bei Erdanbindung mit Draht und Erdungsband

In Abb. 15 ist das Störsignal ist bei einer Erdanbindung mit Draht deutlich in Form von zusätzlichen Resonanzfrequenzen im FRA-Verlauf zu erkennen. Die maximale Schwankungsbreite beträgt hierbei 7 dB. Da der Audioverstärker bei 80 kHz nicht in seinem Nennfrequenzbereich betrieben wird, verzerrt er das Signal derart, dass neben der 80 kHz Störung auch eine 78 kHz Störung erkennbar ist.

Bei einer Erdanbindung mit Erdungsband ist das Störsignal im FRA-Verlauf zwar auch erkennbar, jedoch mit einer maximalen Schwankungsbreite von 1 dB stärker gedämpft. Die daraus abzuleitende Schlussfolgerung ist, dass das Erdungsband nicht so störanfällig ist wie der Draht. Dieser Effekt ist mit der Eigeninduktivität der jeweiligen Erdverbindung zu erklären. Gewebte Leitungen aus dünnen Einzelleitungen besitzen eine

sehr große Oberfläche und weisen, abhängig von der Frequenz, eine erheblich geringere Impedanz als vergleichbare Kabel auf. Vermutlich trägt auch der Skineneffekt zu der besseren Störfestigkeit des Erdungsbandes bei, da bei 80 kHz schon eine erhebliche Stromverdrängung stattfindet und das Störsignal je nach Material eine Eindringtiefe von nur 0,25 mm bis 0,3 mm hat. Das gewebte Erdungsband besitzt aufgrund der genannten Eigenschaften die bessere Leitfähigkeit bei höherfrequenten Signalen als normale Kabel, und Störungen fließen mit einem geringeren Widerstand zur Masse ab.

In einer weiteren Untersuchung wird die Abhängigkeit der FRA-Ergebnisse bezüglich der Signalleitungsanordnung und den Masseleitungen untersucht. Der Messaufbau ist auch hier wie bei einer normalen FRA-Untersuchung. Nach einer ersten FRA-Messung mit den jeweiligen Erdanbindungen werden die Messleitungen entfernt, das Messequipment an einen anderen Ort gestellt, die Messleitungen neu ausgelegt und angeschlossen. Die anschließende FRA-Messung mit den jeweiligen Erdverbindungen wird dann mit der ersten FRA-Messung verglichen.

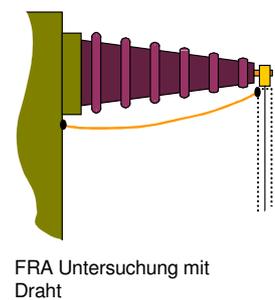
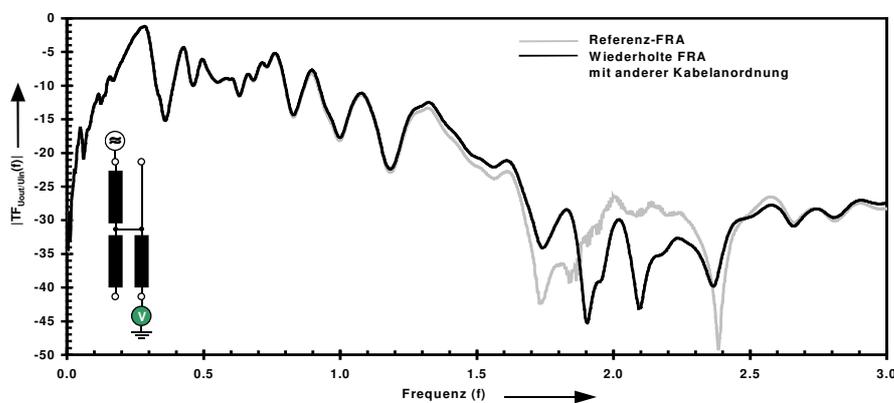


Abb. 16: FRA-Messungen mit Draht für die Erdungsanbindung des Kabelschirms

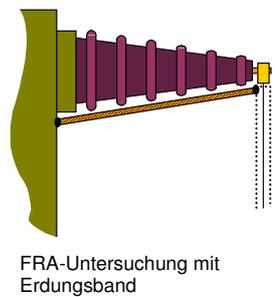
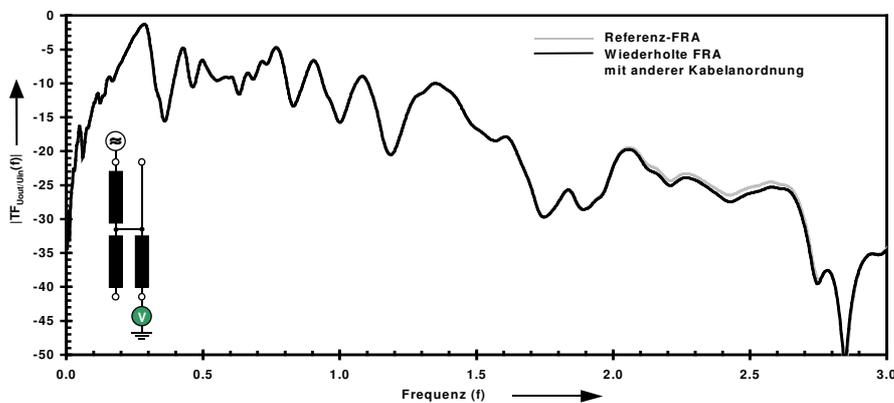


Abb. 17: FRA-Messungen mit Erdungsband für die Erdungsanbindung des Kabelschirms

Wie schon bei der Untersuchung der Störfestigkeit zeigt sich auch hier, dass die Erdanbindung mit Draht schlechter ist als mit dem Erdungsband (Abb. 16 und 17). Ab ca. 550 kHz stellt sich bei der FRA mit Draht als Kabelschirmerdung eine andere Dämpfung bei einer neuen Leitungsanordnung ein. Mit steigender Frequenz nimmt dieser Dämpfungsunterschied zu, bis sich bei ca. 1,6 MHz auch eine Verschiebung der Reso-

nanzfrequenz einstellt. Diese Effekte sind bei der Kabelschirmerdung mit Erdungsband bis zu einer Frequenz von 2 MHz nicht zu erkennen. Erst im darüber liegendem Frequenzbereich stellt sich eine andere Dämpfung ein. Dieser Frequenzbereich ist aber für die Beurteilung des Wicklungszustandes nicht mehr wichtig, da die Resonanzstellen der Wicklungen von Leistungstransformatoren im Frequenzbereich kleiner 1 MHz liegen.

Das Ziel eines standardisierten Messaufbaus ist, dem Anwender möglichst wenig Freiheitsgrade zu überlassen, die zur Verschlechterung der Reproduzierbarkeit der FRA führen. Ein Freiheitsgrad wäre die Wahl des Erdungsbandes, denn sie sind mit unterschiedlichen Maßen und Materialien erhältlich. Bei der nachfolgenden Untersuchung werden zwei Erdungsbandertypen in folgender Konfiguration verglichen.

1. 1 Erdungsband aus Aluminium und straff gezogen mit den Maßen (Breite x Dicke): (22 x 2) mm
2. 2 Erdungsbänder aus Aluminium parallel verlaufend und straff gezogen (Abb. 18 a) mit den Maßen (Breite x Dicke): (22 x 2) mm
3. 1 Erdungsband aus Kupfer und straff gezogen mit den Maßen (Breite x Dicke): (35 x 3) mm
4. 1 Erdungsband aus Kupfer und durchhängend (Abb. 18b)) mit den Maßen (Breite x Dicke): (35 x 3) mm

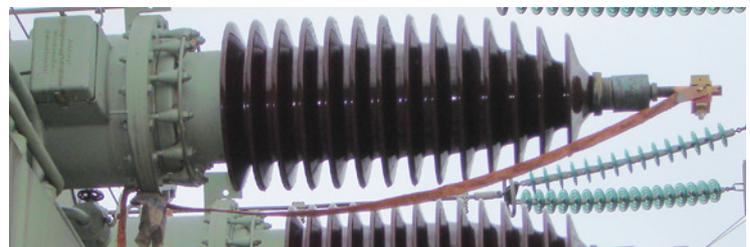


Abb. 18 a): Erdungsbänder entlang der Durchführung straff gezogen

Abb. 19 b): Erdungsband unter der Durchführung durchhängend

Abb. 20 zeigt, dass die FRA eine Abhängigkeit von Konfiguration und Typ des Erdungsbandes aufweist. So wandert die Resonanzfrequenz bei 570 kHz um 30 kHz nach oben, wenn statt einem zwei Erdungsbänder verwendet werden. Ein ähnliches Verhalten zeigt die Verwendung eines anderen Erdungsbandtyps. Hier verschieben sich die Resonanzfrequenz um 8 kHz. Selbst bei der Verwendung des gleichen Erdungsbandes, welches bei der zweiten Messung unter der Durchführung durchhängt anstatt wie bei der ersten Messung entlang der Durchführung straff gezogen zu sein, ist die Resonanzfrequenz bei 570 kHz um 20 kHz verschoben (Abb. 20). Eine Veränderung der Anbindung des Kabelschirms zum Trafokessel hat nicht unbedingt eine Verschiebung der Resonanzfrequenz zur Folge. Abb. 22 zeigt wiederholt den Einfluss eines zweiten, parallel verlaufenden Erdungsbandes auf die FRA jedoch an einem anderen Testobjekt. Darin ist zu erkennen,

dass sich ab ca. 660 kHz ein anderes Dämpfungsverhalten einstellt. Verschiebungen einzelner Resonanzfrequenzen sind hingegen nicht feststellbar.

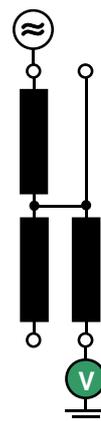
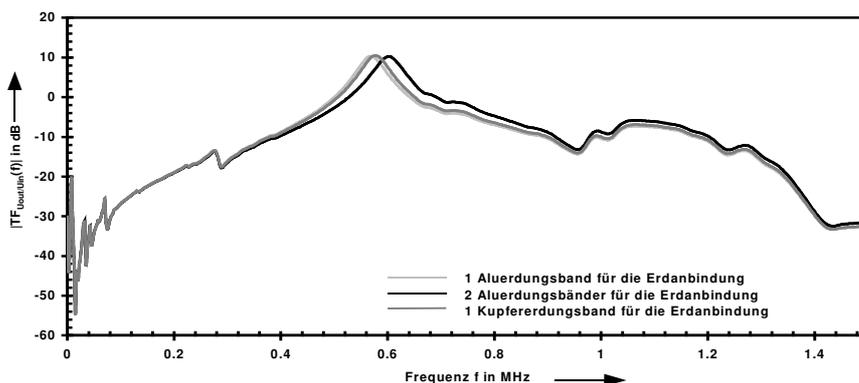


Abb. 20: Einfluss mehrerer Erdungsbander auf die FRA

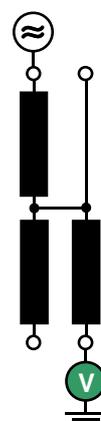
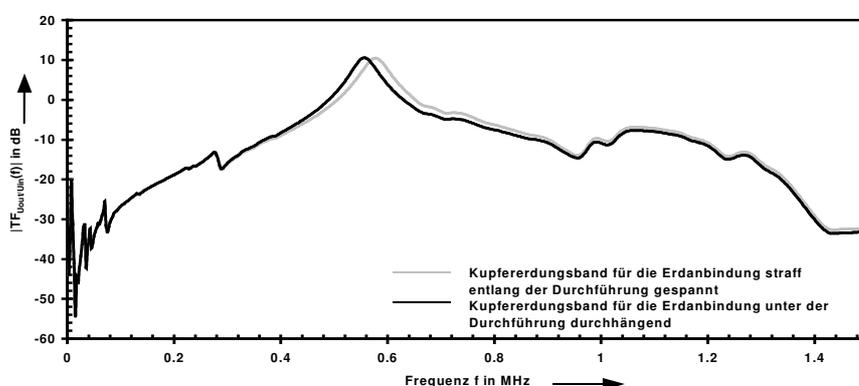


Abb. 21: Einfluss unterschiedlicher Konfigurationen und Typen bei Erdungsbander auf die FRA

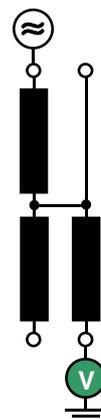
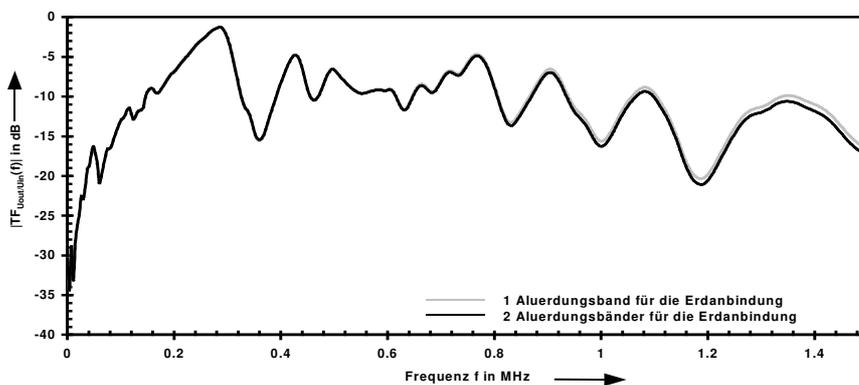


Abb. 22: Einfluss mehrerer Erdungsbander auf die FRA an einen anderen Testobjekt

Diese Untersuchungen zeigen, dass der Reproduzierbarkeit wegen mit mindestens einem Erdungsband für die Kabelschirmerdung gearbeitet werden muss, das entlang der Durchführung straff zu ziehen ist. Durch die Verwendung eines zweiten Erdungsbandes hat man den Vorteil, dass sich aufgrund der Parallelschaltung die Impedanz der Erdanbindung halbiert und sich daher eine bessere Störunterdrückung herstellen lässt. Die

Wahl des Erdungsbandes und die Konfiguration der Erdanbindung können die FRA beeinflussen. Daher muss unbedingt in einem Prüfprotokoll angegeben sein, welchen Querschnitt das Erdungsband besitzt und aus welchem Material es besteht. Ferner muss noch angegeben werden ob für die Erdanbindung der Kabelschirme ein oder zwei Erdungsbander verwendet wurden.

### 3.2 Der Einfluss des Kerns auf die FRA

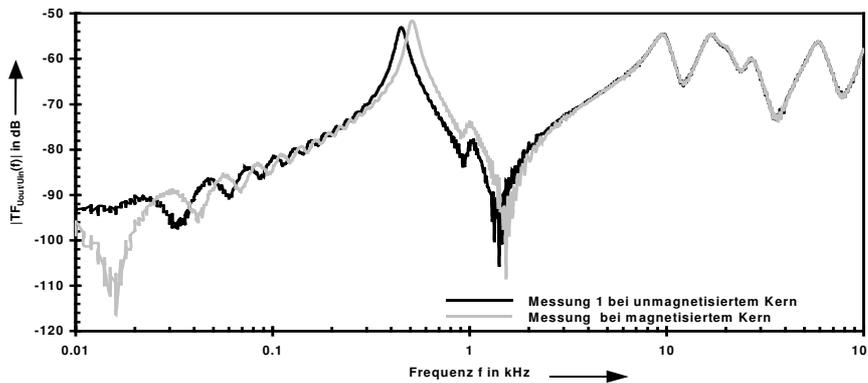


Abb. 23: Einfluss des Kerns auf die FRA bei offenen Anschlüsse der nichtuntersuchten Phasen

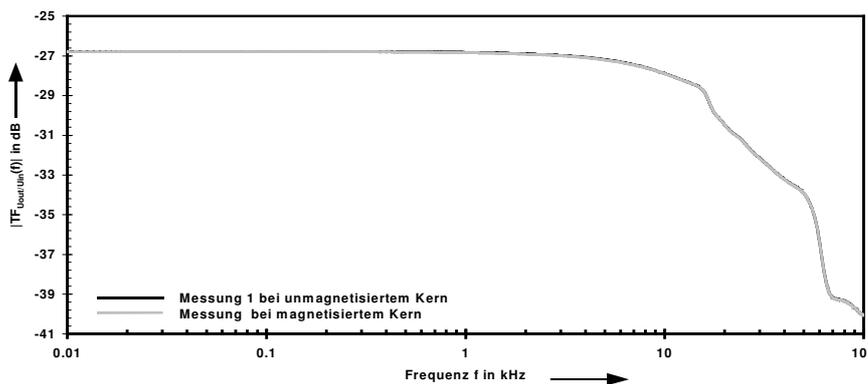


Abb. 24: Einfluss des Kerns auf die FRA bei geerdeten Anschlüsse der nichtuntersuchten Phase

Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, sind bei Frequenzbetrachtungen unterhalb von 10 kHz die nichtlinearen Eigenschaften des Eisenkerns vom Transformator zu beachten. Sie können sich unterschiedlich äußern und sind stark von der Prüfschaltung abhängig. Werden bei einer FRA-Untersuchung die Trafoklemmen, an denen keine Untersuchung erfolgt, offen gelassen (Schaltbild in Abb. 23), wirkt sich der Kerneinfluss direkt auf die FRA aus.

Am Beispiel eines magnetisierten Kerns ist in Abb. 23 deutlich zu erkennen, dass sich im Vergleich zu einem unmagnetisiertem Kern die Resonanzfrequenz bei 470 Hz um 70 Hz nach rechts verschiebt. Im weiteren Frequenzverlauf nähern sich die Kurven wieder an und sind ab ca. 6 kHz deckungsgleich. Dieser Effekt des Kerns kann zu einer Fehlinter-

pretation führen, denn Wicklungsschäden weisen ein ähnliches Verhalten der FRA auf (vgl. Abb. 1). Werden hingegen alle nichtuntersuchten Klemmen geerdet (Schaltbild in Abb. 24) hat der Kern, wie in Abb. 24 zu erkennen ist, keinen Einfluss auf die FRA.

Der Grund, dass der Kern bei geerdeten Anschlussklemmen keinen Einfluss auf die FRA hat ist folgender: Sind die Wicklungsanschlüsse einer Spannungsebene auf Masse gelegt, kann aufgrund des Induktionsgesetzes in diesem Schenkel des Eisenkerns kein zeitlich veränderbarer magnetischer Fluss mehr fließen. Es gilt:

$$\frac{d\Phi}{dt} = 0V \quad (7)$$

Werden bei einem Transformator die Wicklungsanschlüsse zweier Phasen auf Masse gelegt, existiert bei einem Dreischenkel-Kern kein magnetischer Rückschluss für den Fluss. Demzufolge fließt im gesamten Kern kein zeitlich veränderbarer Fluss und die FRA-Messung wird unabhängig vom Kern. Die magnetische Kopplung für die Spannungsübertragung erfolgt bei der zu untersuchenden Phase ausschließlich über den Fluss der Streukanäle.

In großen Leistungstransformatoren wird hauptsächlich eine Fünfschenkel-Kern-Technologie eingesetzt. Werden bei diesem Kerntyp die Wicklungsanschlüsse zweier Phasen auf Masse gelegt, könnte immer noch aufgrund der äußeren Schenkel ein magnetischer Rückschluss erfolgen. Allerdings weisen solche Transformatoren aufgrund der Tertiärwicklung drei Spannungsebenen pro Schenkel auf. Wird bei der FRA darauf geachtet, dass nur an den Anschlüssen zweier Spannungsebenen simultan gemessen wird, können alle Anschlussklemmen der übriggebliebenen Spannungsebene geerdet werden. Somit kann kein zeitlich veränderbarer magnetischer Fluss im Kern entstehen und die FRA-Messung wird auch in diesem Fall unabhängig vom Kern.

Der Auswertebereich der FRA hängt demnach von der Prüfschaltung und der Bauweise des Transformators ab. Kann durch eine äußere Beschaltung ein magnetischer Fluss im Kern verhindert werden, gibt es zu den niedrigeren Frequenzen hin keine Einschränkung hinsichtlich des Auswertebereichs der FRA. Kann hingegen der magnetische Fluss im Kern nicht verhindert werden, sollte die Auswertung der FRA-Kurven erst ab 10 kHz erfolgen. Durch die Einschränkung des Auswertebereichs gehen kaum Informationen für die Bewertung des Wicklungszustandes verloren, weil sich Wicklungsveränderungen eher in einem höherfrequenten Bereich bemerkbar machen.

### 3.3 Weitere Einflussgrößen

Neben den Einflussgrößen des Erdungskonzeptes und der Anschluss technik gibt es eine Reihe weiterer Faktoren, die sich auf die FRA auswirken. So können z.B. aus Bequemlichkeitsgründen an den offenen nichtuntersuchten Klemmen Koaxialleitungen angebracht werden, um bei der Untersuchung der jeweiligen Phase nur noch die entsprechenden Messleitung mit dem Messgerät verbinden zu müssen (Abb. 25). Wird in einer späteren Nachuntersuchung auf diese Leitungen verzichtet, wirkt sich das, wie es der Abb. 26 zu entnehmen ist, direkt auf die FRA aus. Daher sollte schon im Vorfeld auf unnötige Leitungsanschlüsse verzichtet werden.

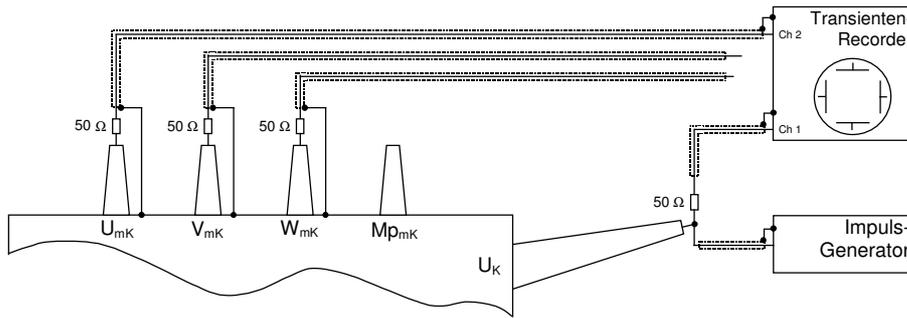


Abb. 25:  
Messaufbau mit zu-  
sätzlichen, unbenutz-  
ten Leitungen

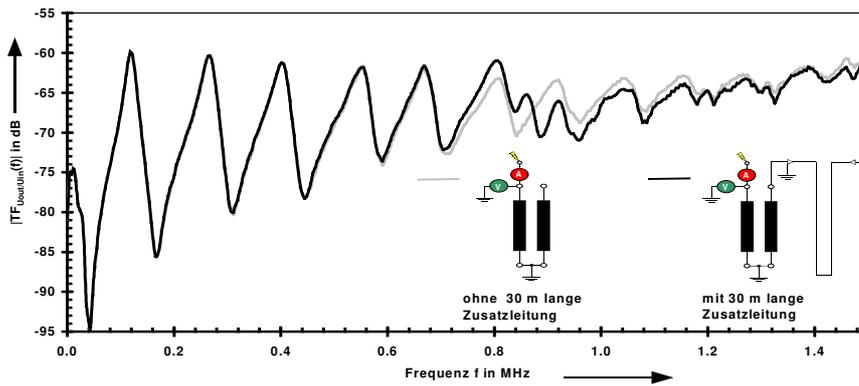


Abb. 26:  
Einfluss auf die FRA  
bei zusätzlichen Lei-  
tungen

Die Leitungslängen haben bei einer hochohmigen Spannungsmessung aufgrund von Reflektionsvorgängen auch einen Einfluss auf die FRA und können bei der Frequenzbereichsmessung nicht durch eine 0-dB-Kalibration eliminiert werden. Wird hingegen eine Wellenwiderstandsanpassung am Messgerät vorgenommen, so hat die Leitungslänge keinen Einfluss mehr auf die FRA. Beide Sachverhalte sind in der Abb. 27 und Abb. 28 dargestellt.

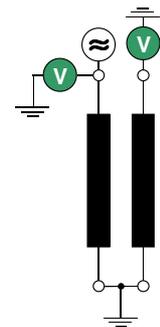
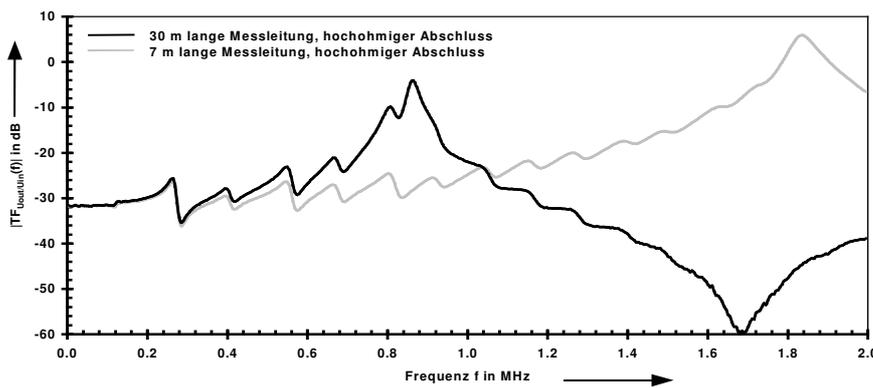


Abb. 27: Einfluss der Kabellänge auf die FRA bei hochohmigem Abschluss

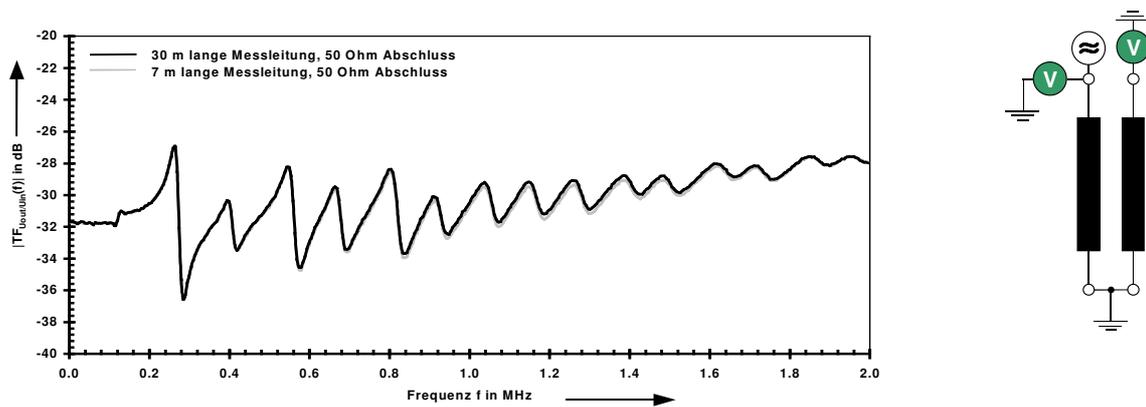


Abb. 28: Einfluss der Kabellänge auf die FRA bei angepasstem Abschluss

Die Stufenschalterstellung hat einen großen Einfluss auf die FRA, denn je nach Stellung werden Wicklungsteile hinzu- oder weggenommen. Durch die Vorwählkontakte des Stufenschalters hat nicht nur die aktuelle sondern auch die vorangegangener Schalterstellung einen Einfluss auf die FRA [Christian -2002]. Je nach Schaltrichtung ergeben sich unterschiedliche Positionen des Vorwählkontaktes. Bei der Nennstellung ergeben sich die größten Unterschiede. Es stellen sich dabei folgende Kontaktanordnungen her:

Von der oberen Schalterstellung kommend:

Die Anbindung der Stammwicklung an die Feinregelwicklung erfolgt vor der Grobstufenwicklung. Ein Vorwählkontakt steht dabei am Ende der Feinstufenwicklung.

Von der unteren Stufenschalterstellung kommend:

Die Anbindung der Stammwicklung an die Feinstufenwicklung erfolgt über die Grobstufenwicklung. Ein Vorwählkontakt steht dabei am Anfang der Feinstufenwicklung.

Keine Unterschiede ergeben sich bei der ersten und letzten Stufenschalterstellung. Sollen mit einer FRA-Untersuchung Rückschlüsse auf den Wicklungszustand gezogen werden, empfiehlt es sich die Stufenschalterstellung 1 zu wählen, weil hier alle Wicklungsteile der OS-Wicklung erfasst werden.

## 4 Zusammenfassung

Bei einer späteren FRA-Untersuchung sollte auf das gleiche Messverfahren zurückgegriffen werden. Aus dem Vergleich zwischen SFRA und IFRA geht hervor, dass es kaum Verschiebungen der Resonanzfrequenzen gibt aber erhebliche Unterschiede bezüglich der Dämpfung. Dies kann zwischen Kunden und Anwender zu unnötigen Diskussionen führen. Die Daten der FRA-Messung sollten möglichst als Rohdaten abgespeichert werden. Insbesondere bei der IFRA sollten die Zeitsignale abgespeichert werden, weil für die Bestimmung der FRA viele Signalverarbeitungsschritte notwendig sind. Werden hingegen die aufgearbeiteten Daten abgespeichert, darf sich die Signalverarbeitungsprozedur nicht ändern, weil das wiederum eine Veränderung der FRA-Kurve nach sich ziehen würde.

Für die Signalübertragung dürfen, bei einer potentialgebundenen Übertragung, ausschließlich nur geschirmte Leitungen verwendet werden, um elektromagnetische Einkopplungen zu unterbinden. Selbst für die Ankopplung von Sensoren sollte weitestgehend auf ungeschirmte Leitungen verzichtet werden. Am Besten wird für die Sensorik eine entsprechende Aufnahme an dem Trafoklemmenadapter für die Koaxialkabel angebracht.

Neben der Anschluss- und Leitungstechnik kommt auch dem Erdungskonzept eine besondere Bedeutung zu. Ein schlechtes Erdungskonzept kann dazu führen, dass die FRA-Ergebnisse nicht reproduzierbar und damit unbrauchbar sind. Um möglichst gute FRA-Messungen zu erzielen sollten die Erdverbindungen eine möglichst große Oberfläche haben. Daher sind Erdungsbänder einem drahtähnlichen Leiter vorzuziehen. Diese sind weniger störanfällig und die FRA ist unabhängig von der Kabelanordnung. Um ein hohes Maß der Vergleichbarkeit zu haben, sollte die Anbindung des Kabelschirms an den Kessel nur mit Erdungsbändern erfolgen, welche entlang der Durchführung straff zu ziehen sind. Des weiteren müssen in einem Prüfprotokoll die Anzahl, das Material und der Querschnitt des Erdungsbandes festgehalten werden.

Ob die Trafoklemmen, an denen keine Untersuchung stattfindet, geerdet oder offengelassen werden, muss von Fall zu Fall entschieden werden und bleibt dem Anwender überlassen. Bei einer SFRA-Untersuchung kann eine Erdung dieser Klemmen auch deswegen scheitern, weil die Eingangsimpedanz der Wicklung so gering ist, dass der Networkanalyzer nicht mehr die dafür benötigte Leistung aufbringen kann.

Bei einer FRA-Nachuntersuchung ist es generell wichtig, dieselbe Messkonstellation herzustellen wie bei der Referenzmessung. Gerade, wenn gewisse Freiheitsgrade bei Prüfschaltung, Kabellänge und -typ, Stufenschalterstellung, Sensortyp und Ort der Erfassung bei einer Strommessung existieren, sollte das in einem Prüfprotokoll genau dokumentiert sein. Unnötige Leitungsanschlüsse können bei einer Nachuntersuchung zu Fehlern führen. Deswegen sollte bei einer FRA-Untersuchung nach dem Minimalprinzip verfahren und nur solche Leitungen und Sensoren angeschlossen werden, die für die Messung nötig sind.

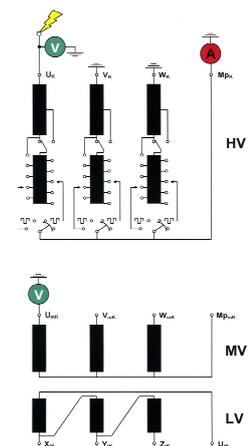
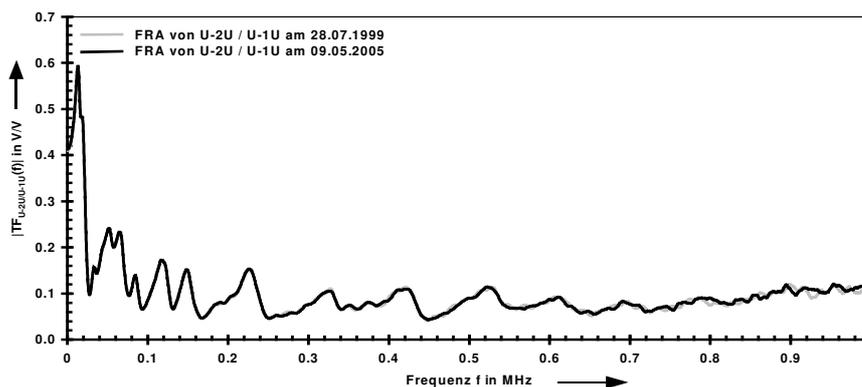


Abb. 29: Wiederholungsmessungen der FRA nach 6 Jahren

Mit dem hier vorgestellten Messaufbau können, wie in Abb. 29 zu sehen ist, reproduzierbare FRA-Messkurven erzielt werden.

## Referenzen

- [Bak-Jensen – 1995] J. Bak-Jensen, B. Bak-Jensen, S.D. Mikkelsen: "Detection of Faults and Aging Phenomena in Transformers by Transfer Functions", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan. 1995, pp. 308-314
- [Christian – 2002] J. Christian: "Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion", Dissertation, Universität Stuttgart, 2002
- [Coffeen – 2003] L. T. Coffeen, J. A. Britton, J. Rickmann, E. Gockenbach: "A New Objective Technique to Detect Winding Displacements in Power Transformers Using Frequency Response Analysis, Without the Need for Historical Data", 13th ISH 2003, Delft
- [Gharehpetian – 1996] G. B. Gharehpetian: "Modellierung von Transformatorwicklungen zur Untersuchung schnellveränderlicher transients Vorgänge", Dissertation, RWTH Aachen und Universität Teheran, 1996
- [Leibfried – 1996] T. Leibfried: "Die Analyse der Übertragungsfunktion als Methode zur Überwachung des Isolationszustandes von Großtransformatoren", Dissertation, Universität Stuttgart, 1996
- [Nothaft – 1994] M. Nothaft: "Untersuchung der Resonanzvorgänge in Wicklungen von Hochspannungsleistungstransformatoren mittels eines detaillierten Modells", Dissertation, Technische Hochschule Karlsruhe
- [Rahimpour 2001] E. Rahimpour: "Hochfrequente Modellierung von Transformatoren zur Berechnung der Übertragungsfunktion", Dissertation, Universität Stuttgart und Universität Teheran, 2001
- [Wimmer – 2003] R. Wimmer, K. Feser, J. Christian: "Reproducibility of Transfer Function Results", 13th ISH 2003, Delft



## Zustandserfassung und –beurteilung von Betriebsmitteln des elektrischen Netzes

### On-line TE-Messung an Generatoren und Transformatoren

*Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006*

Thomas Strehl  
LEMKE DIAGNOSTICS  
Germany

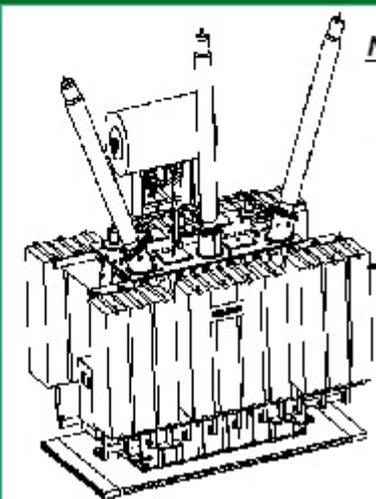
## Lebensdauer von Transformatoren und Generatoren

- Erwartete Lebensdauer beträgt 20-35 Jahre
- Betrieb bis zu 60 Jahre bei fachgerechten Instandhaltungsarbeiten möglich
- bei zunehmender Alterung nimmt das Isoliervermögen ab und das Risiko eines Ausfalls steigt
- Defekte an Generatoren und Transformatoren verursachen Ausfallraten und Reparaturkosten, die gravierende finanzielle Verluste nach sich ziehen

## Zustandsbeurteilung

- Die Anlagen, die in Nordamerika und Europa vorwiegend in Betrieb sind, erreichen das Ende ihrer Lebensdauer
- Die traditionelle Methode der zeitabhängigen Wartung (TBM) tritt gegenüber der zustandsorientierten Instandhaltung (CBM) in den Hintergrund - wachsender Kostendruck
- Optimierte Technologien der Zustandsüberwachung sind notwendig

## Überblick über Möglichkeiten der Zustandserfassung an Transformatoren



### Nicht elektrische Diagnose Verfahren



#### Physikalisch-chemische Analyse

Siedepunkt, Gasdruck, Dichte, relative Dichte, gelöstes H<sub>2</sub>O, Feuchtegehalt, Viskosität, Verminderte Polymerisation, Furanwerte



#### Chromatographische Öl Analyse

Gelöstes Gas In Öl Analyse, DGA

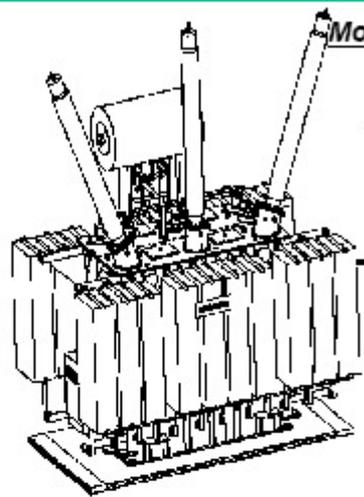
High Performance Liquid Chromatography



#### Visuelle Inspektion

Endoskopie, Lichtwelleiter

## Überblick über Möglichkeiten an Zustandserfassung an Transformatoren



### Moderne elektrische Diagnoseverfahren



#### Teilentladungs-Messungen

Elektrische Beanspruchung, Lokale Defekte der HS-Isolation, Papier Alterung, Alterung der Isolation



#### Messung der Kapazität und der dielektrischen Verluste

Tan $\delta$ , C – Alterung unter thermischer Belastung, Feuchtigkeit der Cellulose



#### Messung des Relaxationstroms

PDC, RVM, FDS, IRC, Isolations Widerstand –Alterung unter thermischer Belastung, Feuchtigkeit in der Cellulose



#### Messung der Sprungfunktion

FRA, Sprungfunktion, LVI – Mechanische Belastung, Verformung der Wicklungen

## Ziele von TE Messungen an Maschinen

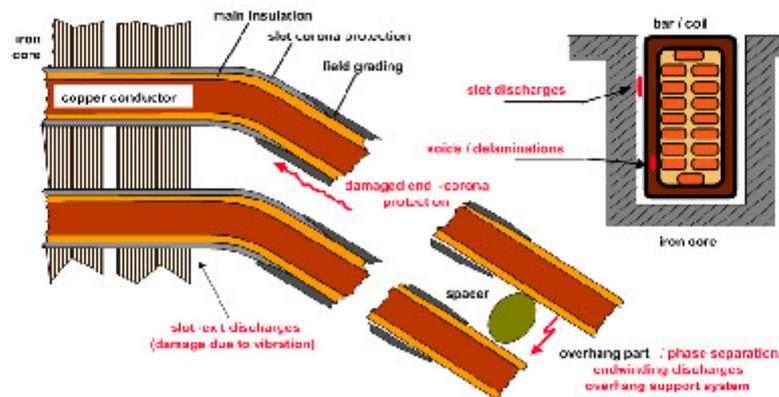
- Frühzeitiges Erkennen von Verschleiß an Isolation
- Planung vorbeugender Maßnahmen
- Reduzierung von Betriebsausfällen
- Reduzierung von Ausfall- und Reparaturkosten
- Optimierung von Reinvestitionsplanungen
- Eingrenzung des Fehlerortes innerhalb des Isoliersystems
- Ermittlung des Fehlstellentypes
- Abgabe qualitativer und quantitativer Fehlerbeschreibungen

## Ursachen für Teilentladungen an rotierenden Maschinen



- Maschinenstabschwingungen
- Nut- und Wickelkopfentladungen
- Ablösung halbleitender Schichten
- Kontaktprobleme
- Oberflächenentladungen
- Gebrochene oder beschädigte Halterungen
- Defekte an Zusatzkomponenten

## TE-Quellen rotierender Maschinen Wickelkopfbereich - Nutbereich



## Typische Teilentladungseffekte in rotierenden Maschinen

- Lose Keile führen zu Vibrationen und Abnutzung des Nutenglimmschutzes  
 Nutentladungen – Durchschlag der Statonwicklung
- Oberflächenverschmutzung u. Beschädigung des Wickelkopfes / Endbereiches  
 Lokale Feldüberhöhung – Entladung im Wickelkopfbereich und im Übergangsbereich des Enden-Nutenglimmschutzes
- Vibrationen u. ungenügende Dimensionierung der Stababstände  
 Entladungen zwischen den unterschiedlichen Phasen
- Überhitzung und Alterung der Hauptisolation  
 Entstehung von Gasspalten – TE zwischen den Isolierbändern
- Häufige Lastwechsel, unterschiedliche Ausdehnung von Hauptisolation und Kupfer  
 Trennung Hauptisolation und Leiter – Entladungen zw. Leiter und Isoliermaterial

## Teilentladungs-Nachweis Messprinzipien

**Für den Nachweis von TE gibt es phänomenologisch bedingt folgende Detektionsprinzipien:**

- Elektrische TE-Messung
- Optische Verfahren
- Gasanalysen
- Akustische TE-Messung
- Elektromagnetische TE-Messung
- *Bewegte Ladung*
- *Emission von Licht*
- *Ausbildung chemischer Reaktionen*
- *Emission von Geräuschen*
- *Aussendung von elektromagnetischen Wellen*

**Die verschiedenen Detektionsverfahren basieren auf Energieumwandlungsprozessen, die während einer Entladung stattfinden.**

## Moderne Monitoring Technik

### Teilentladungsmesstechnik

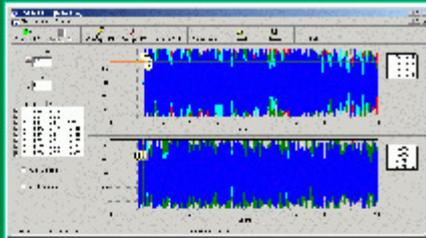
- Teilentladungen verschlechtern die Eigenschaften von Isolierungen und führen zu potentiellen Fehlstellen.
- **Direkte elektrische Messverfahren**
  - Akustische Emission
  - Strom / Ladungs Impulse
- Indirekte Messverfahren
  - Chemische physikalische Analysen des Öls

## Moderne Monitoring Technik

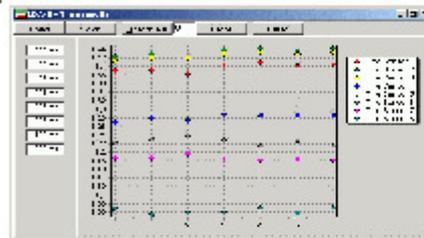
### Teilentladungsmesstechnik

- **Akustische Ortung**
  - Teilentladungen verursachen mechanische Schwingungen, die mit akustischen Sensoren - von außen oder im Inneren des Tanks angebracht - detektiert werden.
  - Akustische Bandbreite: 100 bis 300 kHz
  - Empfindlichkeit der Messung hängt vom Ort der Teilentladung ab

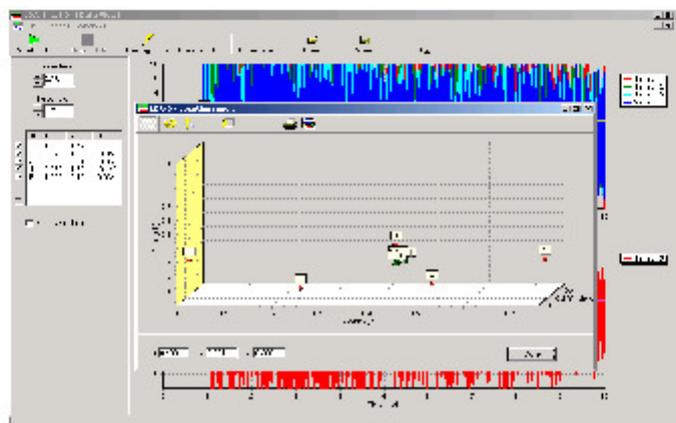
## Akustische Messung + Ortung



Auswertung der Laufzeitunterschiede der akustischen Signale



## Ortung mit Impuls-Averaging + elektrischer Triggerung



## Vorbereitung und Messung eines 500 kV Transformators für die Teilentladungsmessungen vor Ort



High Voltage Testing, Monitoring and Diagnostics is our business

Copyright © 2006 HV DIAGNOSTICS

## TE-Auskopplung an der Bushing-Tap für Monitoring an Transformatoren



### Möglichkeiten:

- Entkopplung von TE-Signalen aus der Durchführung im Frequenzbereich von 30 MHz
- Untere Grenzfrequenz < 60 kHz
- Zusätzliches Spannungssignal für phasenbezogene Messungen
- Korrelierte Darstellung von TE-Signal und Prüfspannung
- Schneller und sicherer Überspannungsschutz
- TNC-Anschluss für Signalverarbeitung
- Abmessungen: Durchmesser 125 mm, Länge 120 mm; Gewicht: 2 kg
- Hervorragende Eignung für permanentes TE-Monitoring (IP 68)

High Voltage Testing, Monitoring and Diagnostics is our business

Copyright © 2006 HV DIAGNOSTICS

## Teilentladungsmessung an rotierenden Maschinen (Off-Line) TE-Messsystem mit kompakter Hochspannungsquelle



20 kV - Hochspannungsgenerator



Auskopplungseinheit:  $C_K = 2 \text{ nF}$   
sowie Messimpedanz LDM-5/U

## Kapazitiver Koppler für Generatoren / Maschinen Auskopplungseinheit PDDC-24



- TE-Auskoppeleinheit mit integrierter Messimpedanz zur Auskopplung der TE-Signale aus dem TE-Meßkreis nach IEC 60270, speziell entwickelt für dauerhafte Installation
- Spannungssignal für phasenaufgelöste Messungen
- TE- und Spannungssignal sind überlagert
- mit eingebauter Hochspannungssicherung, Koppler wird im Fehlerfall hochohmig
- Nennspannung: 24 kV, Nennkapazität: 2 nF
- Bandbreite: 20 MHz, Untere Grenzfrequenz: ca. 50 kHz
- Signalausgang: TNC-Buchse
- Maße (ca.): Durchmesser 110 mm, Länge 300 mm, Masse 6 kg

## Klassifikation der TE-Mess- Bandbreiten

Klasse	Messungen im Frequenzbereich		Messungen im Zeitbereich
Mode	Zero Span	Full Spectra	Ultra Wide Band
Frequenz Band			
TE Muster			

## PDM System LDS-6/UHF

### Spezifikation LDS-6/UHF

#### SPEZIFIKATION - UHF-PROCESSING für Flansch und Fenstersensoren

- Frequenzbereich von TE-Messungen 50 MHz - 1700 MHz
- Eingangswiderstand 50 Ohm
- Attenuator 0 - 62 dB, 2 dB steps
- Vertikale Auflösung desdigitalen Signals 12 bits

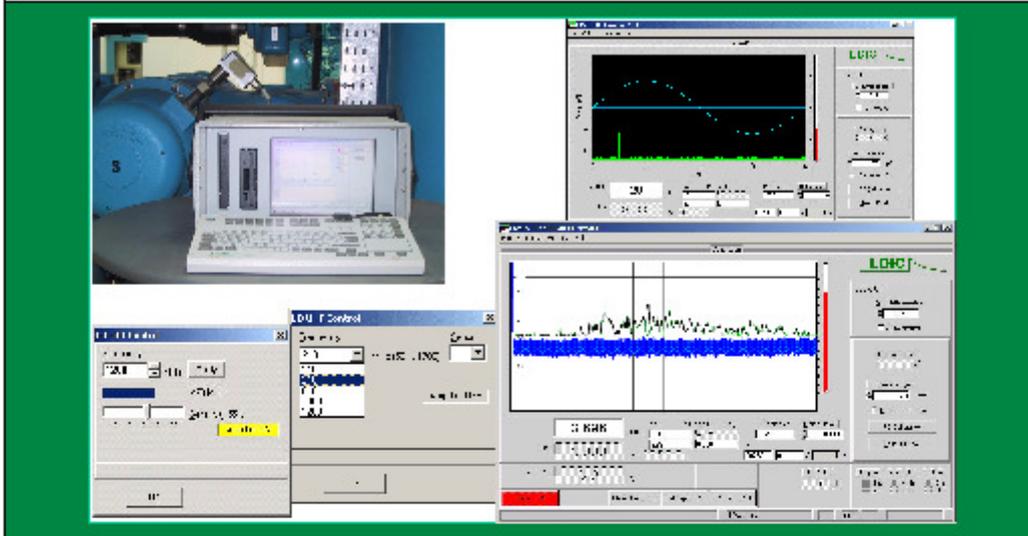


- N - type Signal Eingang
- Software gesteuerte 62 dB Dämpfung, 2 dB Stufen
- Bandbreite der Signalverarbeitung (FULL SPAN) 50 MHz bis 1700 MHz
- Frequenzselektive Messung, Auflösung Bandbreite (RBW) 7 MHz
- Zwei Zwischenfrequenzen, 479 MHz bzw. 36 MHz
- Zwischenfrequenz Ausgang 36 MHz, Ausgangswiderstand 50 Ohm
- Frequenz-SPAN Software gesteuert



## PDM System LDS-6/UHF

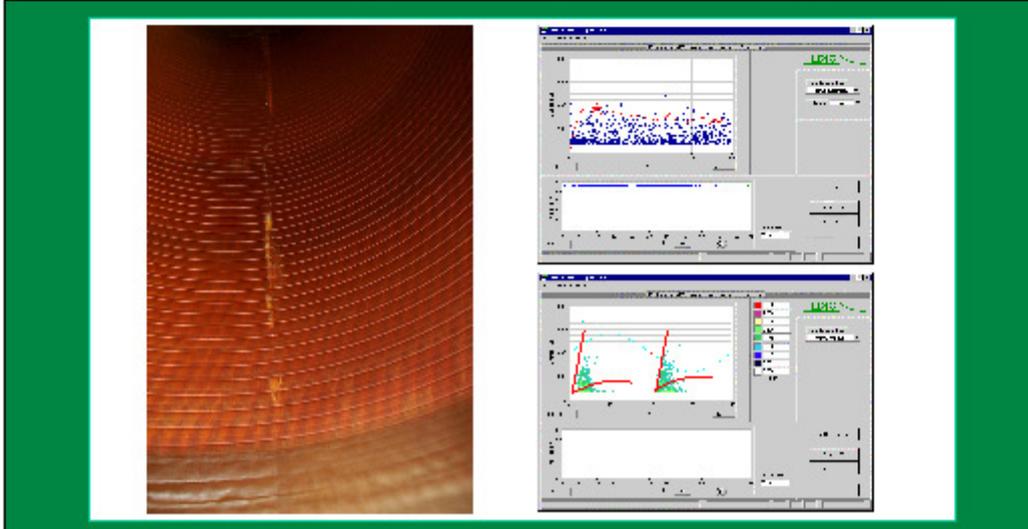
Frequenz selektive TE-Messung



High Voltage Testing, Monitoring and Diagnostics is our business

Copyright © 2005 HV DIAGNOSTICS

Leistungstransformator: 3150 kVA -  $U_m$ : 12 / 1.1 kV  
Schadhafte Windungsisolierung - Phase V -  $q_s, IEC \approx 964$  pC



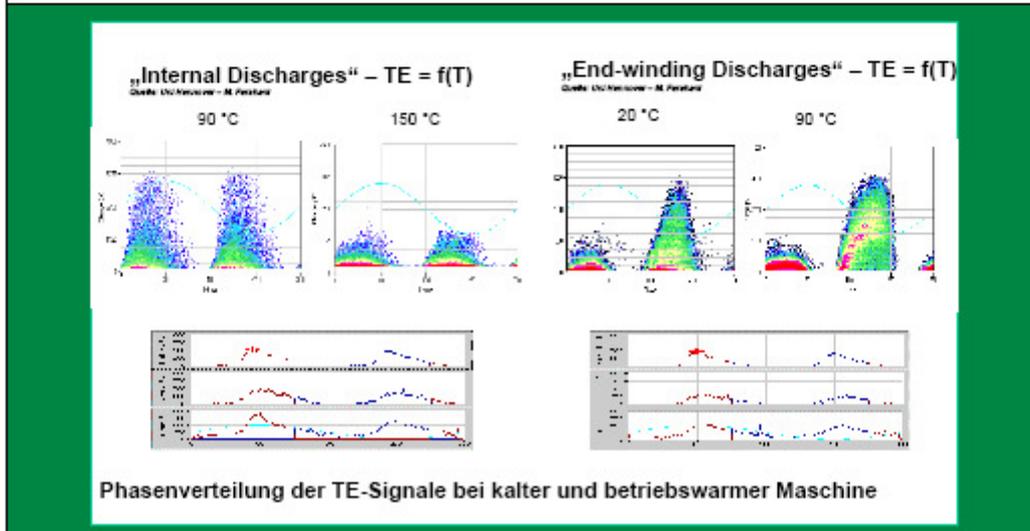
High Voltage Testing, Monitoring and Diagnostics is our business

Copyright © 2005 HV DIAGNOSTICS

## Detektierte TE-Fehler in Generatoren



## Vergleich von TE-Kenngrößen bei kalter und betriebswarmer Maschine

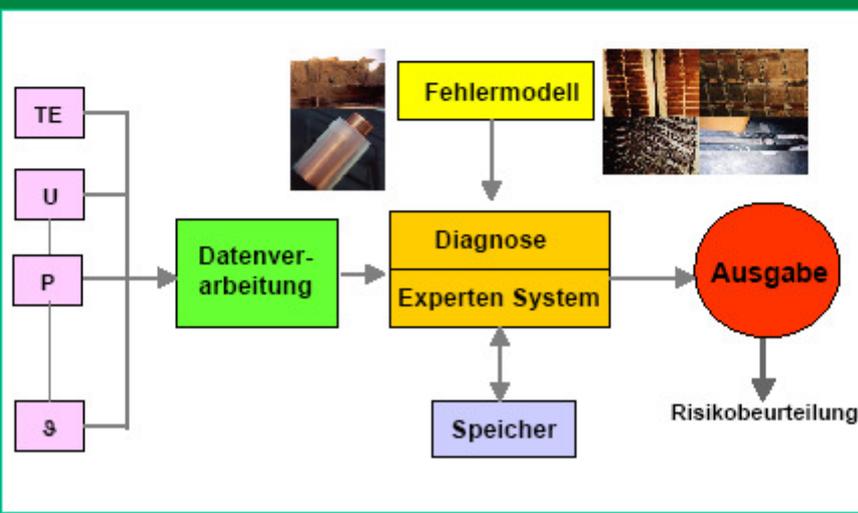




## Trends in Monitoring und Diagnose Techniken

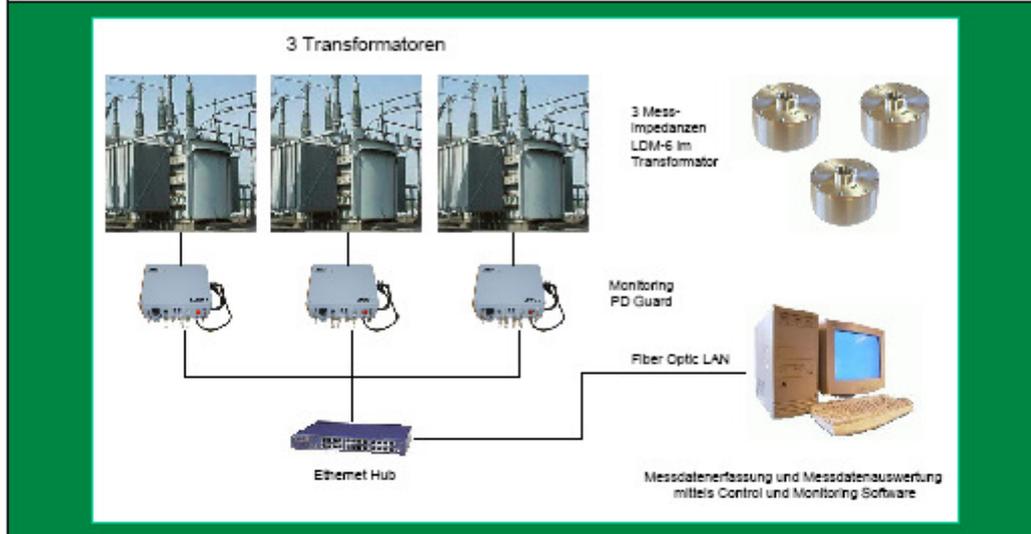
- Zuverlässige Sensoren zu günstigen Preisen
- Kontinuierliche Überwachung durch Monitoring Systeme
- Interpretation der Messdaten
- **Bedarf an Online Monitoring steigend**
- Optimierte Datenauswertung durch verbesserte Modelle und gute Analysetechniken

## Aufbau eines TE-Monitoring-Systems



## TE-Monitoring an Transformatoren

Anwendung mit skalierbarer Netzwerkkonfiguration



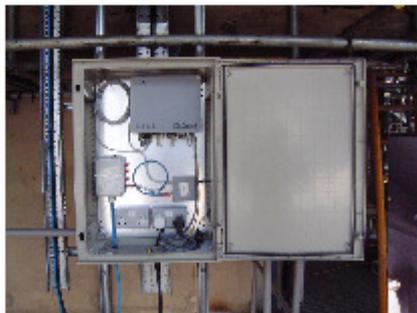
## TE-Monitoring System "PD GUARD" am Transformator Bushing Tab



## Typische Installation eines TE-Monitoring Systems

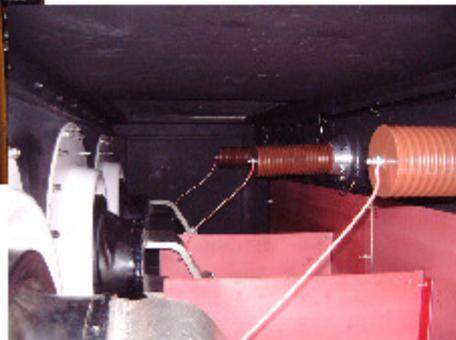


## Teilentladungsmessung an rotierenden Maschinen (On-Line) TE- Auskopplung mit kapazitiven Kopplern



Kopplerinstallation an der  
Generatorsammelschiene

PD Guard Installation am Generator,  
mit Anschluss ans lokale Ethernet



## PD Guard für Teilentladungs-Monitoring



**Signal Verarbeitung:**

- FPGA basierte digitale Signalverarbeitung
- Vorkonfig. dig. Filter (niedrige und hohe Grenzen)
- Integrierte RTOS-Computer
- TE Signal Auflösung: 12 bit bipolar, 40 MHz
- Genauigkeit bei 50/60 Hz: 0.3 Grad
- Pulsiederholrate: 50 kHz
- TE-Signal und Synchronspannung überlagert, nur 1 Signalkabel notwendig, Spaltung im Gerät

**Messgerät:**

- Schutzgrad IP65 für industrielle Umgebung
- Gewicht: 6 kg
- Abmessungen: 330 x 280 x 110 mm
- Power Supply: 100 V to 240 VAC, 50/60Hz, < 25 W

**Schnittstellen:**

- TCP/IP Interface 10 Mbps / 100 Mbps
- Triggerquellen: gemessene Phase, Netzintern, Extern
- Externer Triggereingang
- 4 TE-Eingänge mit TNC Anschlüssen
- 1 Gating Kanal zur Störunterdrückung
- TE-Sensoren: Kapazitive, Induktive, Durchführungen (Transformatoren)

**Anwendungen:**

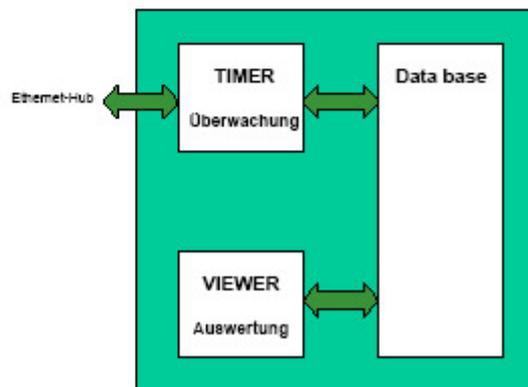
- Transformatoren
- Rotierende Maschinen & Generatoren
- GIS

**Software Interfaces:**

- ActiveX Control
- DCOM-Interface (Objektorientiert)

## TE Monitoring

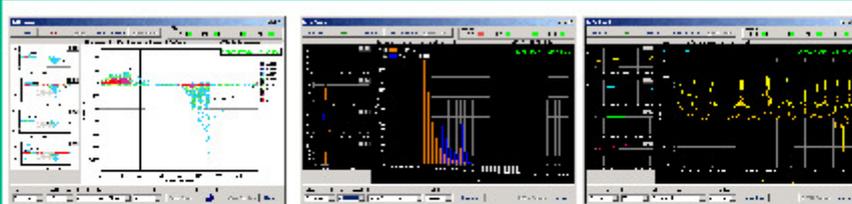
Software Application Interface - Klare einfache Software Struktur



Messdatenerfassung und Auswertung auf eigenem Server mittels Control and Monitoring Software

## PD GUARD-Monitoring-Software

### Softwaremerkmale der Datenerfassungs- und Auswertesoftware



Phase resolved PD Pattern

Alarm Defining PRC Diagram

Q-Trending

- jeder PD Guard ist adressiert mit einer IP-Adresse für die Kommunikation mit dem Server
- IP-Adresse für Identifikation des ankommenden Datenstroms und den zu erledigenden Aufgaben für jeden PD Guard, kontrolliert durch den Datenerfassungsserver
- Konfigurieren der PD Guards durch die Monitoringsoftware
- einfache Alarmeinrichtung für jedes Monitoringgerät und jeden Monitoringkanal
- Alarmausgabe: optisch in der Monitoringsoftware und via E-Mail (konfigurierbar)
- Alarmkriterien: TE-Pegel und TE-Wiederholrate (einstellbar)

## Schlussfolgerungen

1. Geringe Ausfallwahrscheinlichkeit - Früherkennung von Schädigungen
  - hochsensitive Messungen
  - lange Beobachtungszeiten
  - große Datenmengen
2. Sichere Diagnoseentscheidungen
  - eindeutiges Messergebnis oder
  - Vielzahl von Messergebnissen zur Trendanalyse
3. Leistungsfähige Messtechnik verfügbar
  - Innovative Sensorik
  - Messsysteme basierend auf modernen Lösungen der Digital-, Computer- und Kommunikationstechnik
4. Weiterentwicklungen erforderlich auf den Gebieten
  - Signalunterdrückung
  - Interpretation und Bewertung der Messergebnisse

# Neues Verfahren zur On-site Ortung von TE in Transformatoren

Dipl.-Ing. Sacha M. Markalous

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart

## **1 Einführung**

In zunehmendem Maße entsteht der Bedarf die bestehende Isolationsqualität von Öl/Papierisolierten Transformatoren nicht nur bei der Abnahmeprüfung im Werk, sondern auch beim (gealterten) Betriebsmittel vor Ort oder im Betrieb zu überprüfen. Dies ermöglicht beispielsweise eine zustandsabhängige Wartung oder die Risikobewertung des Betriebs. Zur Überprüfung der Transformatorisolation wird in den Prüflabors der Hersteller klassischerweise auch die elektrische Messung von Teilentladungen (TE) nach IEC 60270 durchgeführt. Bei in-Betrieb-Messungen ist allerdings aufgrund von möglichen Störungen ein TE-Messverfahren allein u.U. nicht in der Lage eine gesicherte Zustandsbeurteilung zu liefern. Infolge dessen finden vor Ort derzeit verschiedene TE-Messmethoden an Öl/Papierisolierten Transformatoren Verwendung. Die elektrische, die akustische und auch die bislang eher aus dem Bereich der gasisolierten Schaltanlagen (GIS) bekannte elektromagnetische UHF-Methode werden zu TE-Aktivitätstests eingesetzt. Mittels Gas-in-Öl-Analysen sind eher integrale Aussagen über eine TE-Tätigkeit möglich. Gleichwohl werden bisher weitergehende TE-Untersuchungen der erwähnten anderen Verfahren häufig über Auffälligkeiten bei diesen Schadgasanalysen angestoßen. Für eine umfassende Teilentladungsdia gnose (Aktivitätstest und speziell für die Ortung der Fehlerstelle) ist eine Ergänzung der elektrischen Methode durch die akustische und/oder elektromagnetische Messung (UHF-Bereich) meist sinnvoll. Die Vorteile dieser sogenannten unkonventionellen TE-Meßmethoden sind die weitgehende Unabhängigkeit von äußeren Störsignalen vor Ort und das die Sensorik ohne elektrische Verbindung zum Hochspannungskreis auskommt. Die Montage der Sensoren (kapazitive elektromagnetische Sensoren, die über die vorhandenen Ölschieber appliziert werden bzw. außen am Transformator kessel angebrachte piezoelektrische akustische Sensoren) während des Betriebs wird damit ermöglicht.

Bei der (Online-)TE-Messung ist eine klare Entscheidung über eine TE-Aktivität des Prüflings zu treffen. Eine Information über den TE-Ort liefert zusätzlich entscheidende diagnostische Hinweise für die Ursachenforschung und Risikoabschätzung. Für eine dreidimensionale geometrisch exakte Ortung der TE-Fehlerstelle sind das empfindliche Messen der akustischen Laufzeiten und verlässliche Ortungsalgorithmen erforderlich. Bei sehr kleinen TE-Pegeln helfen empfindliche UHF-TE-Messungen unter Öl bis dato akustisch nicht erfassbare Fehler durch Mittelwertbildung (Averaging) sicher zu erkennen. Eine gesteigerte oder empfindlichere akustische Detektion führt dann auf eine neuartige, gesichertere on-site Ortung der Fehlerstelle.

## **2 Detektion von Teilentladungen**

Zwei Seiten von TE-Messungen an hochspannungstechnischen Geräten, die natürlicherweise nacheinander erfolgen, sind der Nachweis von TE innerhalb des Testobjekts

(TE-Detektion) und die nachfolgende Ortung der TE-generierenden Fehlerstelle. Die TE-Detektion vor-Ort oder im-Betrieb betreffend, sind die maximal erreichbare Empfindlichkeit und die Unterscheidung störender externer Einflüsse von authentischen TE-Signalen Hauptprobleme aller Methoden (elektrisch, akustisch und elektromagnetisch) – für die einzelnen Methoden allerdings in unterschiedlichem Ausmass. Soll zum Beispiel die akustische Empfindlichkeit mittels Mitterwertbildung erhöht werden, oder in anderen Worten das vorhandene Stör- und Rauschniveau gesenkt werden, benötigt man ein weiteres TE-Signal mit einer höheren Empfindlichkeit [Markalous... 05-2]. Ein Ansatz die Vieldeutigkeit der Ergebnisse, die eine einzelne Methode liefern kann, zu reduzieren, liegt in der kombinierten Verwendung mehrerer, mindestens zweier, Methoden mit unterschiedlicher Empfänglichkeit für Störungen.

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die Eigenschaften der akustischen und elektromagnetischen TE-Messung im einzelnen diskutiert. Daran anknüpfend wird die gemischt elektromagnetisch-akustische TE-Messung, mit den empfindlichkeitssteigernden und Aussagenverlässlichkeit erhöhenden Möglichkeiten, vorgestellt.

## 2.1 Akustische und elektromagnetische TE-Messung

Verschiedene TE-Arten in Transformatoren emittieren u.a. mechanische Druckwellen im Ultraschallbereich mit spektralen Anteilen bis ca. 1 MHz [Harrold 75]. Aufgrund störender sogenannter Kerngeräusche (bis ca. 50 kHz) [Harrold 75] und der ungefähr mit dem Quadrat der Frequenz ansteigenden akustischen Dämpfung der Isolationsmaterialien und – strukturen [Grossmann 02], sollte der mit Hilfe externer piezoelektrischer Sensoren ausgenutzte Frequenzbereich zwischen 50 – 300 kHz liegen. Die Montage der piezoelektrische Sensoren, die ankommende mechanische Druckwellen in elektrische Signale wandeln, geschieht nicht-destruktiv auf der Aussenseite des Transformators und kann aufgrund der nicht notwendigen elektrischen Verbindung zum Hochspannungskreis im Betrieb erfolgen.

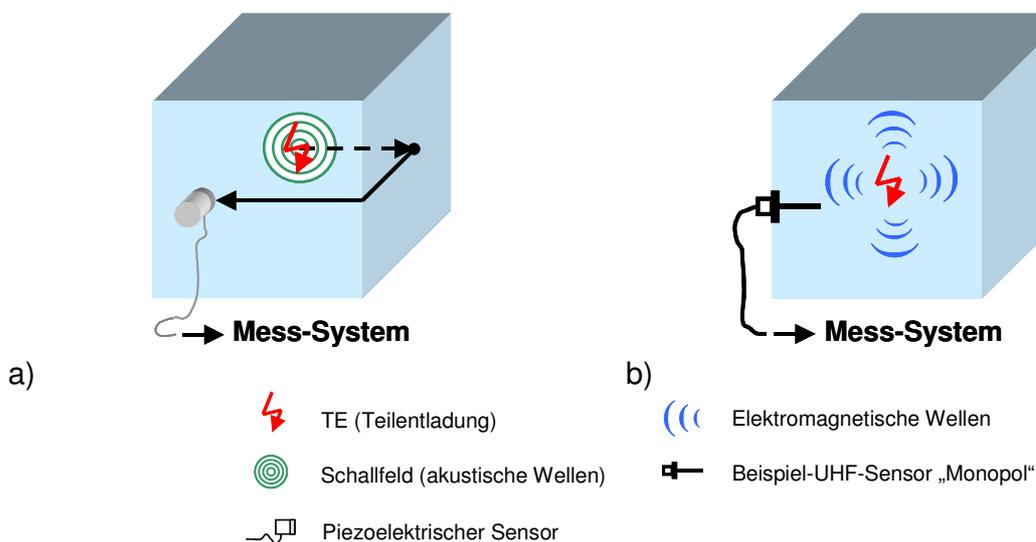


Abbildung 1: Schematische Darstellung der akustischen und elektromagnetischen TE-Detektion im Transformator (stark vereinfacht): a) Ausbreitung akustischer Wellen (direkter Weg gestrichelt, möglicher Stahllaufweg durchgezogene Linie); b) Ausbreitung elektromagnetischer Welle )

In Abbildung 1a) ist die akustische TE-Detektion schematisch dargestellt. Der direkte Ausbreitungsweg von der Quelle zu einem darbüberliegenden Sensor (nicht gezeigt) ist mit einer gestrichelten Linie symbolisiert. Der sogenannte (mögliche) Stahllaufweg, der zu verfrühten Signalanteilen führen kann und innerhalb der TE-Ortung auf Basis akustischer Laufzeiten gesondert behandelt werden muss, ist durch eine durchgezogene Linie dargestellt.

Die elektromagnetische UHF-Messtechnik ist im Bereich der Transformatoren eine relativ junge Methode. Festgehalten werden kann, dass mehrere Untersuchungen gezeigt haben, dass alle TE-Arten unter Öl (Hohlräume (Voids), Oberflächenentladungen, nicht angelenkte Partikel, leitende Spitzen, o.ä.), als sehr schnelle elektrische Prozesse, elektromagnetische Wellen mit Frequenzen, die bis in den unteren ultra-hohen Bereich (300 – 3000 MHz) reichen, abstrahlen [Rutgers... 97], [Judd... 99], [Kuppuswamy... 02], [Kuppuswamy... 02-2], [Babnik... 03], [Chen... 03], [Marangoni... 03]. In Abbildung 1b) ist die elektromagnetische UHF-TE-Detektion schematisch dargestellt. Ein UHF-Sensor (im Bild als Beispiel ein Monopol) befindet sich, elektromagnetisch gesehen, im Innern des Transformators. Zur Auskopplung der transienten UHF-Signale aus dem Transformatorinneren wurden neben monopol-förmigen auch scheibenförmige Sensoren entwickelt, die über einen normalerweise zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber bei laufendem Betrieb in den Transformator eingeführt werden können (Abbildung 2).

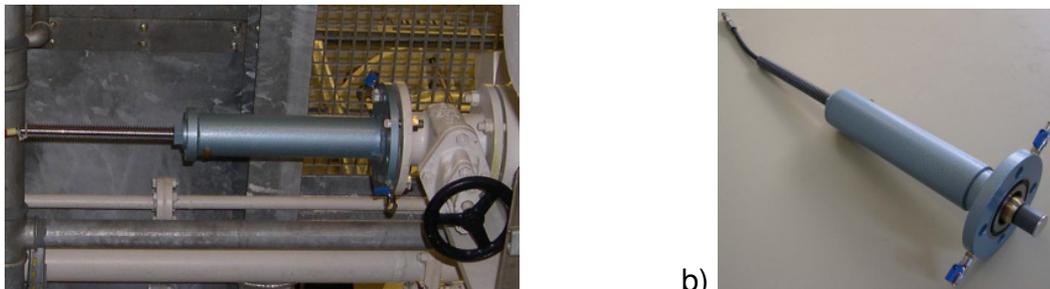


Abbildung 2: UHF-Sensoren, die über zur Ölbefüllung benutzte Flachkeilschieber ins Transformatorinnere geschoben werden: a) Aussenansicht (Sensor an DN 80 Schieber); b) Scheibenförmiger Sensor (für DN 50 Schieber)

Gegenüberstellende Experimente von UHF und akustischen TE-Signalen zeigten, verglichen mit den akustischen Signalen, moderate Dämpfungen für die UHF Signale in Öl und in der Feststoffisolation [Kuppuswamy... 02]. Die elektromagnetische UHF-Methode hat somit Empfindlichkeitsvorteile besonders bei durch Feststoffisolation verdeckten TE. Unklar war zunächst allerdings die Wirkung von Spulen auf die UHF-Signale. Die Ausbreitung innerhalb des Transformator-kessel ist stark von Reflektionen an den metallenen Wänden geprägt. In Laborversuchen wurden in den UHF-Signalen analytisch berechenbare Hohlraumresonanzen nachgewiesen [Markalous... 05], [Markalous... 05-2].

Während konventionelle elektrische TE-Messtechnik, nach IEC 60270, für in-Betrieb-Messungen (und somit außerhalb eines geschrimten Labors) Nachteile hinsichtlich der Aufnahmefähigkeit für verschiedene Störungen (z.B. Koronaentladungen in der näheren Umgebung) [Beyer 84] und des Anbringens und Konfigurieren der für die Messung erforderlichen Ausrüstung zeigt, weisen die akustische und elektromagnetische Methoden gerade hier Vorteile auf. Korona als stark störender elektrischer Vorgang behindert beispielsweise die akustische Messung aus Gründen des Messprinzips nicht. Bei der UHF-

Messtechnik werden durch die Schirmungseigenschaften des Transformatorbessels externe Störungen, beispielsweise innerhalb einer Schaltanlage, minimiert und Messungen mit sehr gutem Signal-Rausch-Abstand ermöglicht. Nachteilig wirkt sich bei den unkonventionellen Methoden aus, dass bislang keine sinnvolle Kalibration möglich ist.

## 2.2 Empfindlichkeitsuntersuchung der elektromagnetischen UHF-TE-Messung – Dämpfungsfaktoren verschiedener Materialien und Strukturen

Thema der Untersuchung war der generelle Einfluss von verschiedenen Isolationmaterialien oder gesamter Strukturen (z.B. einer Wicklung) auf UHF-TE-Signale, die diese passieren. Weniger die komplette frequenzabhängige Dämpfung, als eher eine integrale Aussage über die Art und Weise und wie stark diese Materialien und Strukturen die detektierbaren UHF-Impulse beeinflussen, sollte untersucht werden. Mit den Experimenten wurden die Materialien und Strukturen, die einen Großteil von Öl/Papierisolierten Transformatoren ausmachen, modelliert. In einzelnen waren das 8.4 cm Pressboard, eine 0.5 cm Spalt in einer Metallplatte und ein Teil einer Scheibenwicklung. Zusammen mit Öl stellen diese drei Elemente beinahe die Gesamtheit der Materialien eines Transformators dar, die relevant für die Ausbreitung (oder Nicht-Ausbreitung) der UHF-TE-Impulse sind. Alle Messungen wurden so durchgeführt, dass ein auftretendes UHF-TE-Signal eine simultan laufende elektrische TE-Messung (nach IEC 60270) triggerte. Die Beziehung zur standardisierten elektrischen Messung, und damit zur scheinbaren Ladung der jeweiligen UHF-Impulse, war zu jedem Zeitpunkt gegeben. Um die unverstärkten UHF-Impulse zu messen, wurde ein Transientenrekorder mit einer analogen Bandbreite von 3 GHz verwendet.

Eine wichtiger Aspekt der Versuche, war die Bedingung das immer ein und derselbe UHF-TE-Impuls mit zwei unabhängigen Scheibensensoren gemessen wurde. Die gesamten Ausbreitungswege, Scheibensensoren und Anschlusskabel mussten so ähnlich und symmetrisch wie möglich sein. So konnte der Einfluss einer Struktur, die in einen Ausbreitungsweg eingebracht wurde, direkt durch Vergleich der beiden gleichzeitig gemessenen Impulse analysiert werden. Drei Arten des Vergleichs wurden angewendet: 1) Vergleich der Zeitsignale, 2) Vergleich der Signalspektren und 3) Vergleich der Signalenergie der Impulse.

Der experimentelle Aufbau bestand hauptsächlich aus einem halb geschlossenen metallischen Kessel (1.0 m x 0.5 m x 0.5 m), einer TE-Quelle (Spitze-Kugel), zwei identischen Scheibensensoren und dem Transientenrekorder. Die zwei Sensoren waren, durch eine Metallwand zwischen ihnen, elektromagnetisch entkoppelt. Die geschlossene Hälfte des Kessels war so in zwei Teile, mit jeweils einem UHF-Sensor, geteilt. In Abbildung 3 ist der sogenannte „2-Wege-Aufbau“, mit dem Vorteil unabhängig ein und denselben UHF-Impuls messen zu können, illustriert. Das alternative Experiment, zwei nacheinander (mit einem Sensor) aufgezeichnete UHF-TE-Impulse mit der gleichen scheinbaren Ladung zu analysieren, setzt eine klare Beziehung der UHF-Signale zu deren scheinbarer Ladung voraus. Es würde ein große Unsicherheit in die Aussagen der Tests einbringen, da zwei Impulse gleicher scheinbarer Ladung nicht notwendigerweise elektromagnetisch identisch sein müssen (dies wurde in früheren Experimenten beobachtet).

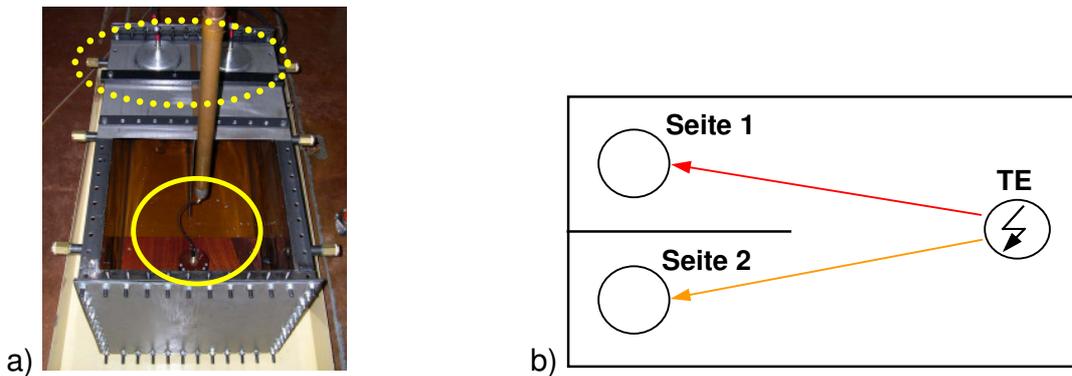


Abbildung 3: a) Experimenteller Aufbau mit halb geschlossenem metallischem Kessel, zwei Scheibensensoren (hervorgehoben durch eine gepunktete Ellipse) und der Spitze-Kugel-TE-Quelle (hervorgehoben durch eine durchgezogene Ellipse); b) schematische Draufsicht der Anordnung mit den symmetrischen Ausbreitungswege (Seite 1 und Seite 2)

Den verschiedenen Tests mit Materialien vorausgehend, wurden zunächst Referenzmessungen bei reiner Ölfüllung des Kessels durchgeführt. In diesem Fall konnte abgeschätzt werden bis zu welchem Grad sich die Signale ähneln, wenn sie, aufgrund der Tatsache, das es keine Feststoffisolation oder Struktur gab mit der sie interagieren konnten, identisch sein sollten.

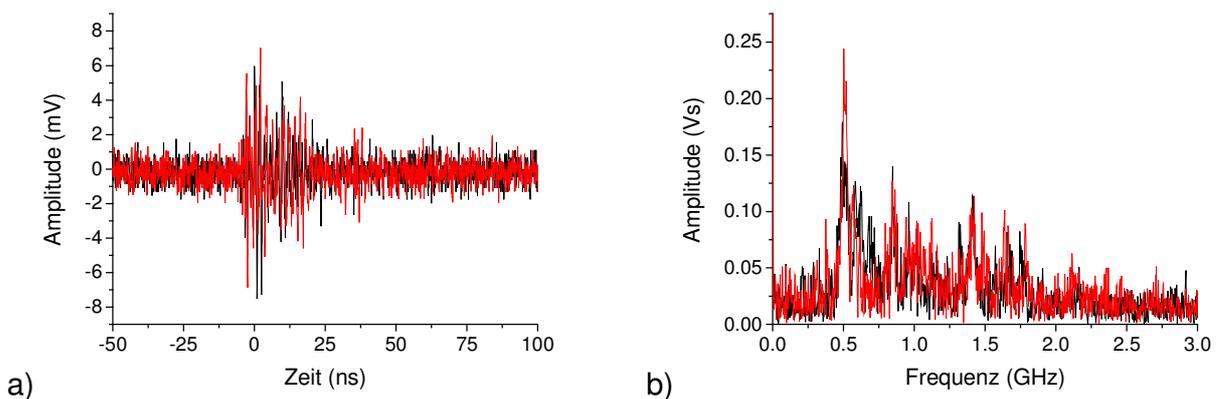


Abbildung 4: a) UHF Impulse der 3.7 pC Spitze-Kugel- TE-Quelle im „2-Wege-Aufbau“ (schwarz: nur Öl – Seite 1, rot: nur Öl – Seite 2); b) zu den Signalen von a) gehörige Spektren bis 3 GHz

In Abbildung 4 sind die simultan aufgezeichneten UHF-Impulse einer 3.7 pC TE im „2-Wege-Aufbau“ und deren dazugehörige Spektren gezeigt. Die hohe Ähnlichkeit der Signale – im Zeit- und Frequenzbereich – war offensichtlich, jedoch fehlte eine unmittelbar vorhandene quantitative Bewertung. Als einfache Beurteilung der Vergleichbarkeit der Signale auf einer quantitativen Basis, wurden jeweils die Signalenergien der Impulses berechnet und verglichen. Da bei den Experimenten eine Seite – in Abbildung 3 als Seite 1 bezeichnet - stets unverändert blieb, agierte die jeweilig berechnete Energie  $E_1$  als Bezugswert. Als relativer Faktor, der zeigt wie stark die verschiedenen Materialien und Strukturen die Impulsenergie beeinflussen, wurde  $\frac{E_2 - E_1}{E_1} \cdot 100\%$  herangezogen. Inner-

halb einer Messreihe von sieben Entladungen (1.8 – 3.7 pC) wurde ein relativer Faktor von 4.36 % mit einer Standardabweichung von 4.27 % ermittelt. Diese Standardabweichung des

relativen Faktors kann als Unsicherheit für die nachfolgenden Materialtest gesehen werden (die vorhandene Unsymmetrie lag wahrscheinlich größtenteils in der stochastischen Natur der elektromagnetischen Abstrahlung der TE-Quelle selbst und weniger im Aufbau).

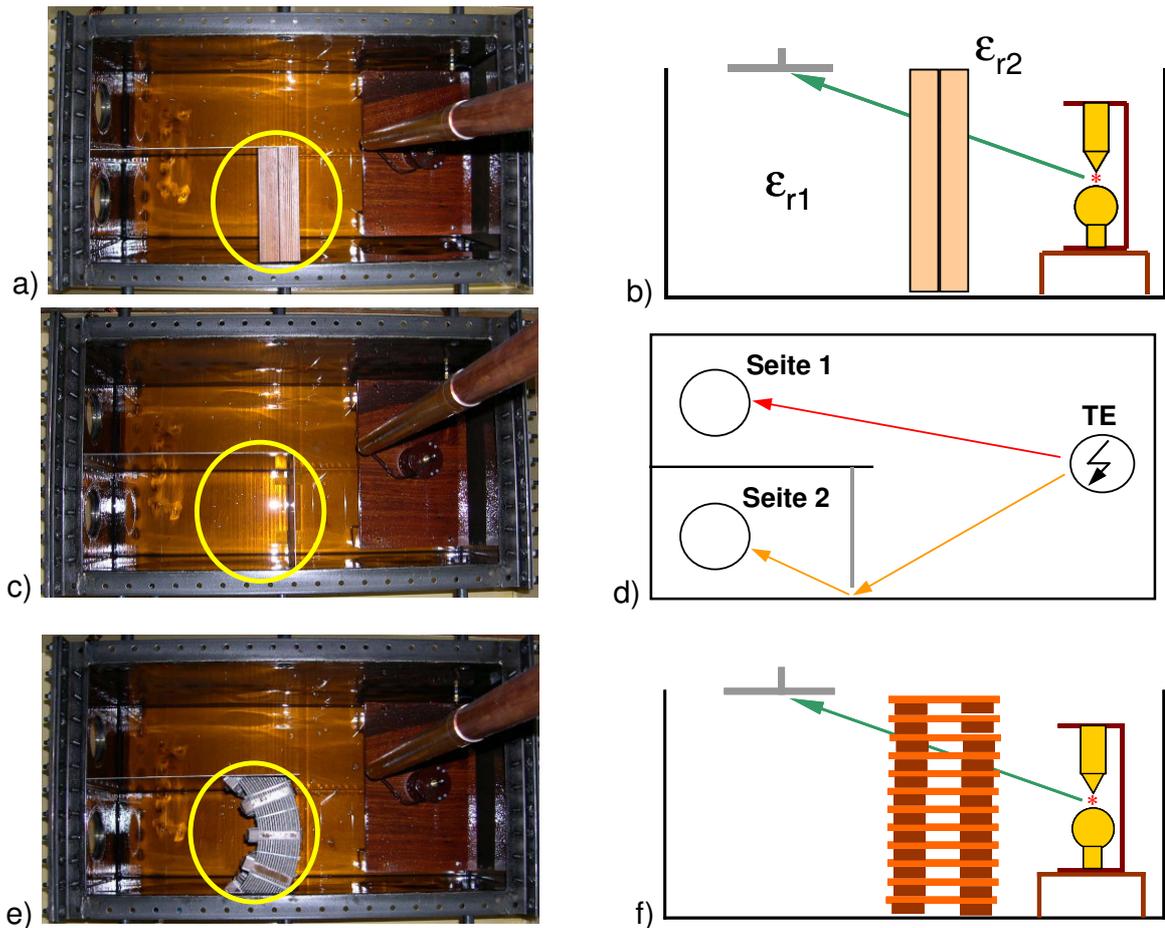


Abbildung 5: „2-Wege-Aufbau“ mit verschiedenen Materialien und Strukturen in Seite 2: a) 8.4 cm Pressboard (hervorgehoben durch eine durchgezogene Ellipse); b) schematische Seitenansicht der Anordnung mit Pressboard; c) 0.5 cm Spalt in Metallplatte (hervorgehoben durch eine durchgezogene Ellipse); d) schematische Draufsicht der Anordnung mit den Ausbreitungswegen; e) Teil einer Scheibenwicklung (hervorgehoben durch eine durchgezogene Ellipse); f) schematische Seitenansicht der Anordnung mit der Scheibenwicklung

In Abbildung 5 sind die durchgeführten Experimente mit verschiedenen Materialien und Strukturen illustriert. Die Zeitsignale und Spektren der Test mit Pressboard und mit der Scheibenwicklung wiesen weiterhin eine große Ähnlichkeit auf (eine zeitliche Verschiebung aufgrund der unterschiedlichen involvierten  $\epsilon_r$  war sichtbar und lag im Bereich 200 – 300 ps). Die Signale, die den 0.5 cm Spalt passierten, hatten eine stärkere Beeinflussung erfahren. In Abbildung 6 sind die simultan aufgezeichneten UHF-Impulse einer 4 pC TE und deren dazugehörige Spektren gezeigt. Die zeitlichen Verzögerungen lagen hier zwischen 2.9 und 5 ns. Auch die Spektren zeigten eine gewisse Dämpfung. Bezüglich der Dämpfung der Signalenergien wurden für die drei Experimente die folgenden Werte ermittelt:

- 34.46 % für das 8.2 cm dicke Pressboard (Standardabweichung 4.28 % bei einer Messreihe von sieben Entladungen (2.7 – 6.9 pC)).
- 46.31 % für den 0.5 cm Spalt in der Metallplatte (Standardabweichung 8.30 % bei einer Messreihe von vierzehn Entladungen (2.7 – 6.9 pC)).
- 38.25 % für die Scheibenwicklung (Standardabweichung 8.87 % bei einer Messreihe von elf Entladungen (2.1 – 7.1 pC)).

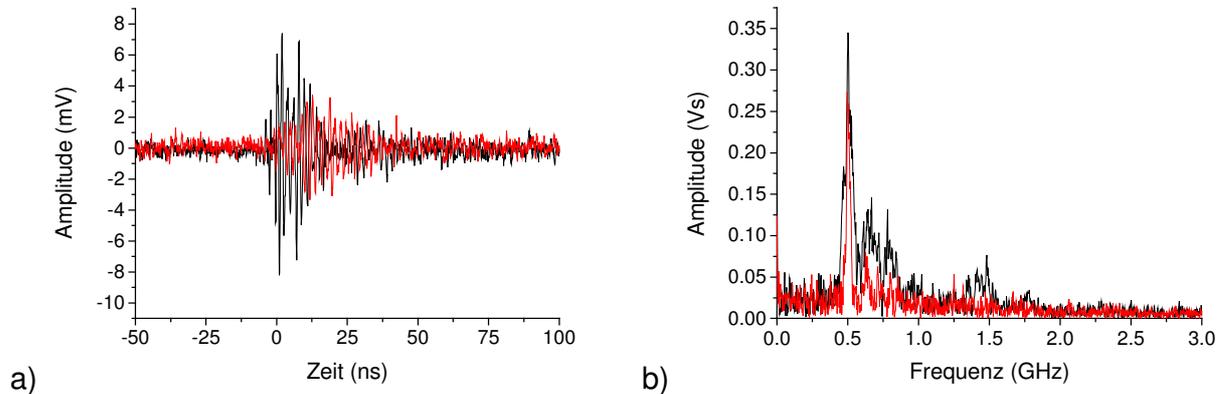


Abbildung 6: a) UHF Impulse der 4 pC Spitze-Kugel- TE-Quelle im „2-Wege-Aufbau“ (schwarz: nur Öl – Seite 1, rot: 0.5 cm Spalt in Metallplatte – Seite 2); b) zu den Signalen von a) gehörige Spektren bis 3 GHz

Zusammenfassend folgt aus den durchgeführten Experimenten die Annahme, dass sich elektromagnetische UHF-TE-Signale innerhalb des gesamten Transformators mit vergleichsweise kleinen Dämpfungsfaktoren ausbreiten können. Für TE, die zwischen den Wicklungen entstehen, sind zwei Ausbreitungswege denkbar. Zum Einen ist die Ausbreitung im Streuspalt (zwischen Unter- und Oberspannungswicklung), zum Anderen sogar durch eine Scheibenwicklung möglich. Die UHF-TE-Impulse stehen somit als empfindliche Triggersignale für akustische online TE-Messungen zur Verfügung.

### 2.3 Gemischt elektromagnetisch-akustische TE-Messung

Da die UHF-Methode im Transformator eine erheblich höhere Empfindlichkeit als die akustische Methode besitzt, kann durch die Kombination der beiden Messmethoden mit Hilfe von „Averaging (dt. Mittelwertbildung oder Überlagerung)“ eine erhebliche Verbesserung der akustischen Signale erreicht werden. Die Anhebung des Signal/Rausch-Verhältnisses, durch Entfernung von im Signal enthaltenem Rauschen, mittels Mittelwertbildung ist sehr effektiv, wenn die folgenden Randbedingungen erfüllt sind: 1) das zu entauschende Signal ist repetitiv, 2) Signal und Rauschen sind unkorreliert und 3) es handelt sich um sogenanntes „weißes Rauschen“ (das Rauschen sollte im betrachteten Frequenzbereich eine konstante spektrale Dichte aufweisen). Während dem Averaging-Prozess wird von sehr vielen akustischen Messungen kontinuierlich der Mittelwert gebildet. Das im Signal enthaltene Rauschen läuft gegen seinen statistischen Mittelwert, der Null ist, wenn man weißes Rauschen voraussetzt. Das Signal selbst (oder sein sich wiederholender Anteil) wird konstruktiv überlagert und bleibt unberührt. Theoretisch ist so

maximal eine Anhebung des Signal/Rausch-Verhältnisses um den Faktor  $N^{0.5}$  möglich (mit  $N$  als Anzahl der Überlagerungen) [Howells... 81].

Die entauschende Wirkung der UHF-getriggerten Mittelwertbildung (Averaging) akustischer TE-Signale wurde in einer Labormessung untersucht [Markalous... 05], [Markalous... 05-2]. Als Versuchsaufbau diente ein Scheibenwicklungspaket an Hochspannung, umgeben von einem doppelten Pressboard-Zylinder innerhalb eines Transformatorkegels mit den Abmessungen 1.77 m in x-Richtung (Länge), 0.77 m in y-Richtung (Tiefe) und 1.56 m in z-Richtung (Höhe). Während des Versuchs wurde auf der Innenseite der auf Hochspannungspotential liegenden Spule an bekannter Stelle eine TE generiert. Die Triggerung der mit 60 dB verstärkten akustischen Kanäle erfolgte mit den UHF-Signalen der TE, die unverstärkt mit einer analogen Bandbreite von 1 GHz aufgezeichnet wurden. Parallel wurde eine IEC 60270-konforme TE-Bewertung vorgenommen, um korrespondierende scheinbare Ladungen zu erhalten.

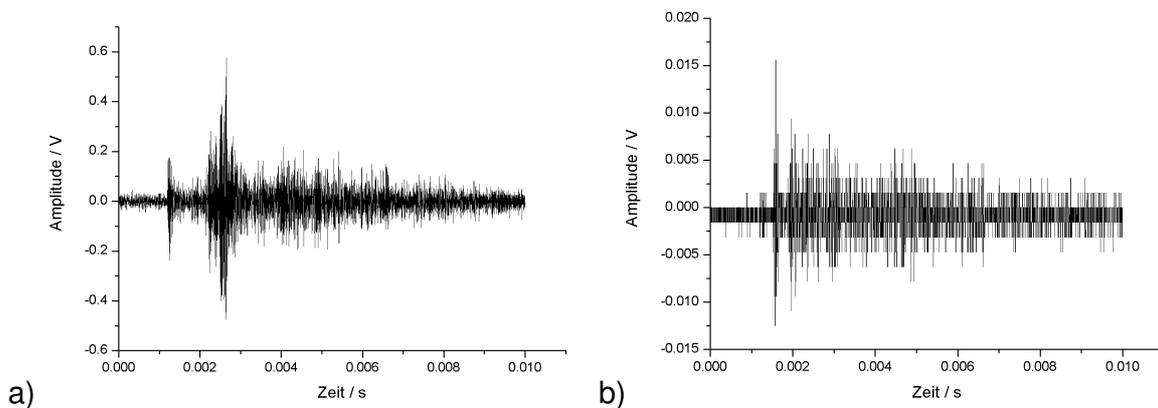


Abbildung 7: Akustischer Impuls einer 575 pC TE (a) und geaveragtes akustisches Signals des gleichen Kanals mit maximalem TE-Pegel von 9 pC nach 500 Überlagerungen (b))

Abbildung 7 a) zeigt einen akustischen Impuls einer TE mit der scheinbaren Ladung 575 pC. Ab ca. 100 -130 pC waren in dem unveränderten Aufbau keine akustischen Einzelimpulse mehr erfassbar. Durch Anwendung des Averaging-Verfahrens mit UHF-Triggerung konnten nach 500 Überlagerungen akustische Signale von maximal 9 pC großen TE aufgezeichnet werden (Abbildung 7 a)). Ein Vergleich der Amplituden zeigt, dass Signale deutlich unter dem vorherigen akustischen Rauschpegel messbar wurden (Rauschpegel ca. 0.038 V der „Referenz-Messung“ mit 575 pC verglichen mit der maximalen Amplitude des geaveragten Signals von 0.0156 V). In diesem Experiment lag die UHF-basierte Verbesserung der akustischen Detektion bei einem Faktor von mindestens 10.

Die höhere akustische Empfindlichkeit ist nur ein Aspekt der kombinierten UHF-Akustik TE-Detektion. Ein weitere wichtige Eigenschaft ist die gesteigerte Aussagensicherheit. Mechanische Störquellen generieren normalerweise keine elektromagnetischen Signale im Innern des Transformators, und umgekehrt, verursachen elektromagnetische Störungen keine mechanischen Signale mit einer stabilen Phasenlage, die essentiell ist, um nach dem Überlagerungsprozess ein Signal zu zeigen. Dies bedeutet, dass sichtbare, klare akustische Signale nach einem UHF-getriggerten Überlagerungsprozess, sehr

wahrscheinlich authentische TE-Signale sind, da eine innere TE das einzige Phänomen ist, das beide Signale zum gleichen Zeitpunkt hervorruft.

Ein weitere mögliche Plausibilitätsbetrachtung betrifft die gemessenen akustischen Laufzeiten. Die Ausbreitungsgeschwindigkeiten für die elektromagnetischen UHF ( $2 \cdot 10^8$  m/s) und die akustischen (1240 m/s - 1300 m/s) TE Signale bestimmen einen typischen Laufzeitenbereich, der von den geometrischen Dimensionen des Transformators abhängt. Die Laufzeiten der elektromagnetische Signale liegen im Nanosekundenbereich (absolut, mit Bezug auf ihren Entstehungszeitpunkt), während die akustischen Signale typischerweise Mikro- bis Millisekunden Laufzeiten besitzen. Abbildung 8 zeigt, startend bei der Entstehung der TE und den dazugehörigen akustischen und elektromagnetischen Wellen, den kompletten Signalweg bis zu den jeweiligen Sensoren, in einer zeitlichen Perspektive.

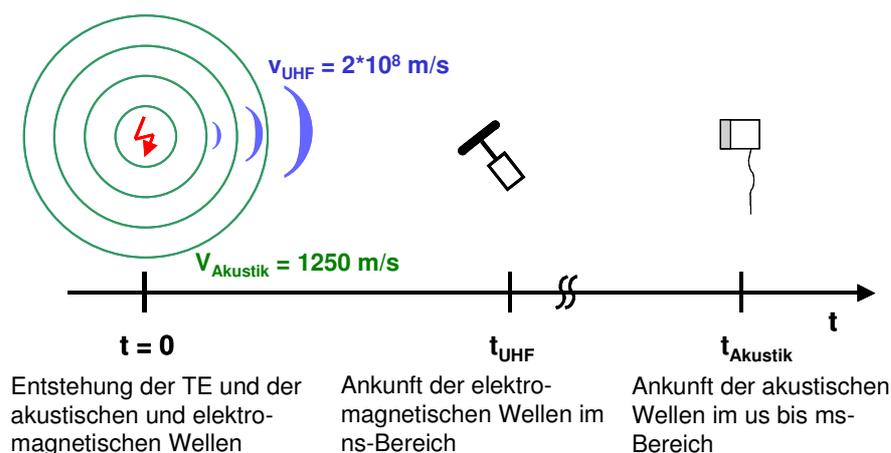


Abbildung 8: Eine zeitliche Perspektive der Ausbreitung der akustischen und elektromagnetischen Signale, ausgehend vom Zeitpunkt ihrer Entstehung

### 3 Teilentladungsortung auf Basis elektromagnetischer und akustischer TE-Signale

#### 3.1 Mathematische Beschreibung der räumlichen TE-Ortung mittels akustischer Laufzeiten

Für die Ortung können zwei grundsätzliche Ausgangspunkte gefunden werden. Zum Einen kann über die Veränderung der Amplitude bzw. die Deformation von Signalen der Ort einer Quelle bestimmt werden (dies ist nicht Gegenstand dieses Beitrags). Zum Anderen ist der Ursprung von Signalen über gemessene Laufzeiten errechenbar.

In Abbildung 9 a) ist eine schematische Ansicht eines Transformatorbessels mit  $i$  angebrachten akustischen Sensoren, einer inneren TE und den entsprechenden Abständen der Sensoren zum TE-Ursprung gezeigt. Solche Anordnungen sind die geometrische Basis für die Beobachtungsgleichungen, die mit Hilfe von gemessenen akustischen Laufzeiten den Ort der TE bestimmen. Eine TE wird also als punktförmige Quelle, die akustische und elektromagnetische Wellen in ein „homogenes“ Medium abstrahlt (es wird beispielsweise eine mittlere Schallgeschwindigkeit benutzt), modelliert. Abhängig

davon ob gemischt-akustische (d.h. Triggerung durch elektrische oder elektromagnetische TE-Signale) oder rein-akustische (akustisches Triggern) Messungen benutzt werden, ist die Anzahl von Unbekannten in den gültigen nichtlinearen Gleichungen drei - Raumkoordinaten  $(x, y, z)$  der TE – oder vier – zusätzliche zeitliche Unbekannte, abhängig von der Variante des Gleichungssystems. Dadurch benötigt man für eine räumliche Ortung der TE – im bestimmten Fall – mindestens drei oder vier akustische Sensorsignale mit nutzbarer Laufzeitinformation. In Abbildung 9 b) ist der (klassische) Fall mit vorhandenem elektrischem oder elektromagnetischem TE-Triggersignal, der drei sich im TE-Ort schneidenden Kugelfunktionen, dargestellt.

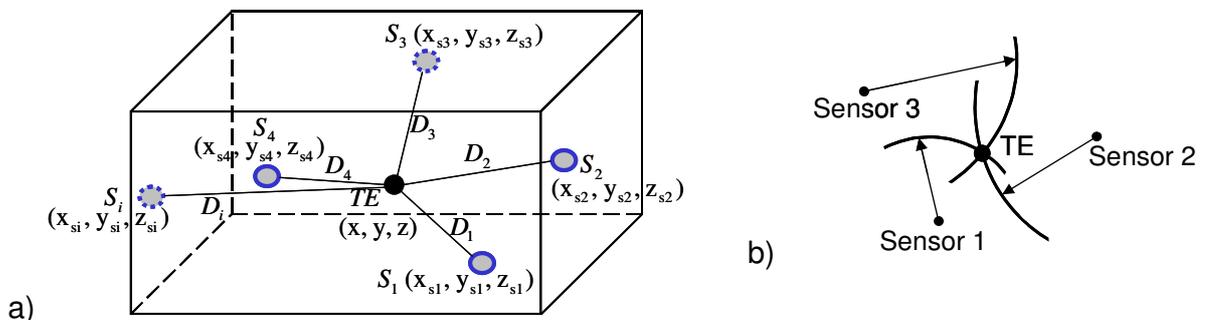


Abbildung 9: a) Schematische räumliche Darstellung des Problems Transformator-kessel mit innerer TE mit  $i$  akustischen Sensoren  $S_i$  und den TE-Sensor-Abständen  $D_i$  in kartesischen Koordinaten; b) "Triangulation" mit drei akustischen Signalen (elektromagnetischer oder elektrischer Trigger)

Für rein-akustische Messungen kommen zwei Varianten – der Laufzeitdifferenz- und der Pseudozeitenansatz – zur Anwendung. Im TE-Ursprung kommen dann nicht mehr Kugeln, sondern Hyperboloide zum Schnitt. Diese geometrische Betrachtung tritt, in Anbetracht der verfügbaren numerischen Lösungsverfahren, allerdings häufig in den Hintergrund. Ein grundsätzlicher Unterschied jedoch besteht zwischen den beiden Varianten des Gleichungssystems: der Pseudozeitenansatz kann auf das Gleichungssystem, das innerhalb des „Global Positioning Systems (GPS)“ verwendet wird zurückgeführt werden, und ermöglicht die Anwendung direkter, nicht-iterativer Lösungsverfahren, die für diesen Bereich der Geodäsie entwickelt worden sind. Die den drei Varianten des Gleichungssystems zugrunde liegenden Gleichungen sind in [Markalous 04], [Markalous... 05], [Markalous... 05-3] dargestellt und erläutert. Wichtig in Anbetracht der diskutierten UHF-akustischen Messungen, ist die Tatsache, dass unter Ausnutzung eines algorithmischen Sonderfalls auch die gemischt-akustischen TE-Messungen mit den direkter, nicht-iterativen Lösungsverfahren behandelt werden können [Markalous... 05-3].

### 3.2 Beispiel-Ortung

Durch die Anwendung automatischer, objektiver Laufzeitbestimmungskriterien (z.B. einer signalenergie-basierten statistischen Methode [Markalous... 05]) konnte das in Abbildung 7 a) gezeigte Signal zusammen mit drei weiteren ähnlichen Kanälen zur Ortung der TE-Stelle benutzt werden. Mit dem Pseudozeiten-Ansatz und dem direkten Lösungsverfahren [Bancroft 85] ergab sich bei der 575 pC Einzelimpulsmessung eine räumliche Abweichung von 1.6 cm. Für den Fall der maximal 9 pC Überlagerungsmessung (Abbil-

dung 7 b)) wurden die Signalanfänge „von Hand“ abgeschätzt. Der Ortungsfehler betrug dann 10.4 cm [Markalous... 05-2].

#### **4 Zusammenfassung**

Die gemeinsamen Vorteile der unkonventionellen akustischen und elektromagnetischen UHF TE-Messmethoden, die im Besonderen für die vor-Ort oder in-Betrieb Anwendung Bedeutung haben, sind:

- Sensoren können, ohne elektrische Verbindung zum Hochspannungskreis, im Betrieb montiert werden.
- weitgehende Unempfindlichkeit gegen elektrische Störungen vor-Ort.
- inhärent vorhandene Möglichkeit, die Fehlerstelle geometrisch mit Hilfe von Signallaufzeiten zu lokalisieren.

Durch die Kombination der UHF und der akustischen Methode kann die akustische Empfindlichkeit, mittels Mittelwertbildung und der einhergehenden Entrauschung, signifikant gesteigert werden (im Experiment mindestens Faktor 10). Darüberhinaus wird die Sicherheit der Aussage über eine TE-Aktivität durch die möglichen kombinierten Plausibilitätsbetrachtungen erhöht. Untersuchungen von Materialien und Strukturen, die im Transformator Verwendung finden, bezüglich ihrer Dämpfungscharakteristika für UHF-TE-Impulse, zeigten moderate Dämpfungen der Signalenergien der UHF-Impulse (bis ca. 50 %). Es wird aufgrund dessen die Annahme getroffen, das sich UHF-TE-Signale innerhalb des gesamten Transformators mit vergleichsweise kleinen Dämpfungsfaktoren ausbreiten können. Somit stehen die UHF-TE-Impulse als empfindliche Triggersignale für akustische online TE-Messungen zur Verfügung.

#### **5 Literatur**

[Babnik... 03]

Babnik, T.; Aggarwal, R. K.; Moore, P. J.; Wang, Z. D.: Radio Frequency Measurements of Discharges. IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italien, 23.-26. Juni 2003

[Bancroft 85]

Bancroft, S.: An algebraic solution of the GPS Equations. IEEE Transactions on Aerospace and Electronic Geodaetica, Vol. AES-21, 1985

[Beyer 84]

Beyer, M.: Probleme bei der Teilentladungs(TE)-Überwachung von Großtransformatoren im Betrieb. Elektrizitätswirtschaft, Heft 8, Jg. 83 (1984)

[Chen... 03]

Chen, Q.; Gong, X.; Gao, W.; Tan, K.; Raghuvier, M. R.: Experimental study on UHF measurement for Partial Discharge in oil-impregnated insulation. 13th International Symposium on High Voltage Engineering, Delft, Niederlande, 25.-29- August 2003

[Grossmann 02]

Grossmann, E. : Akustische Teilentladungsmessung zur Überwachung und Diagnose von Öl/Papier-isolierten Hochspannungsgeräten. Dissertation, Universität Stuttgart, 2002

[Harrold 75]

Harrold, R. T.: Ultrasonic Spectrum Signatures of Under-Oil Corona Sources. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. EI-10, Nr. 4, Dezember, 1975, S. 109-112

[Howells... 81]

Howells, E.; Norton, E. T.: Location of Partial Discharge sites in on-line transformers. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, Nr. 1, Januar 1981, S. 158-161

[Judd... 99]

Judd, M. D.; Pryor, B. M.; Kelly, S. C.; Hampton, B. F.: Transformer Monitoring Using the UHF Technique 11th International Symposium on High Voltage Engineering, London, Großbritannien, 23.-27. August 1999

[Kuppuswamy... 02]

Kuppuswamy, R; Floribert, T.: Source Characterization of Discharges in Transformers using UHF PD Signatures. IEEE 2002

[Kuppuswamy... 02-2]

Kuppuswamy, R.; Devaux, F.; Lelaidier, S.: Recognition of Discharge Sources Using UHF PD Signatures. IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 18, Nr. 5, September/Okttober 2002

[Marangoni... 03]

Marangoni, F.; Reynders, J. P.; de Klerk, P. J.: Investigation into the Effects of Different Antenna Dimensions for UHF Detection of Partial Discharges in Power Transformers. IEEE Bologna Power Tech Conference, Bologna, Italie, 23.-26. Juni 2003

[Markalous 04]

Markalous, S. M.: Online akustische TE-Überwachung und Ortung an Transformatoren. Micafil Symposium, Stuttgart, Deutschland, 24.-25. August 2004

[Markalous... 05]

Markalous, S. M.; Tenbohlen, S.: Diagnose und Ortung von Teilentladungen in Leistungstransformatoren auf der Basis akustischer und elektro-magnetischer UHF-Signale. ETG-Fachtagung, Hanau, 2005, ETG Fachbericht 99, S. 229 – 234

[Markalous... 05-2]

Markalous, S. M.; Tenbohlen, S.; Feser, K.: Improvement of acoustic detection and localization accuracy by sensitive electro-magnetic PD measurements under oil in the UHF range. 14. International Symposium on High Voltage Engineering, Peking, China, 2005

[Markalous... 05-3]

Markalous, S. M.; Tenbohlen, S.; Feser, K.: New robust non-iterative algorithms for acoustic PD-localization in oil/paper-insulated transformer. 14. International Symposium on High Voltage Engineering, Peking, China, 2005

[Rutgers... 97]

Rutgers, W. R.; Fu, Y. H.: UHF PD-Detection in a Power Transformer. 10th International Symposium on High Voltage Engineering, Québec, K anada, 25.-29. August 1997



# Umfassendes Online-Monitoring - Praktische Betriebserfahrungen

Dipl.-Ing. Tobias Stirl\*  
Dipl.-Ing. (FH) Raimund Skrzypek

AREVA Energietechnik GmbH Bereich Schorch Transformatoren  
Rheinstrasse 73, 41065 Mönchengladbach, Deutschland  
Tel.: 02161 944554, Fax: 02161 944591, \*E-Mail: tobias.stirl@areva-td.com

## Kurzfassung

Ein umfassendes Online-Monitoring von Leistungstransformatoren ist durch seine heute erreichte hohe Zuverlässigkeit Basis fortschrittlicher Zustandserfassung und Diagnostik. In diesem Beitrag wird detailliert auf ausgewählte praktische Betriebserfahrungen aus Systemen im Feldeinsatz eingegangen. Es werden die Entwicklungsschritte erläutert, welche beim Design und der Leistungsfähigkeit der eingesetzten Systeme stattgefunden haben. Messungen an allen Komponenten des Transformators zur Bestimmung des Betriebszustandes, die in der Vergangenheit erfolgreich offline durchgeführt werden konnten, stellen heute den Stand der Technik bei Online-Messungen dar. Anhand praktischer Beispiele ist im einzelnen verdeutlicht, wie sich so anbahnende Transformator Schäden aufgedeckt werden konnten. Neben der vielfältigen Möglichkeiten bei der Betriebsoptimierung liegt hierin das Ziel des Online-Monitoring. Wie die Beispiele verdeutlichen, konnten katastrophale Schäden mehrfach vermieden werden.

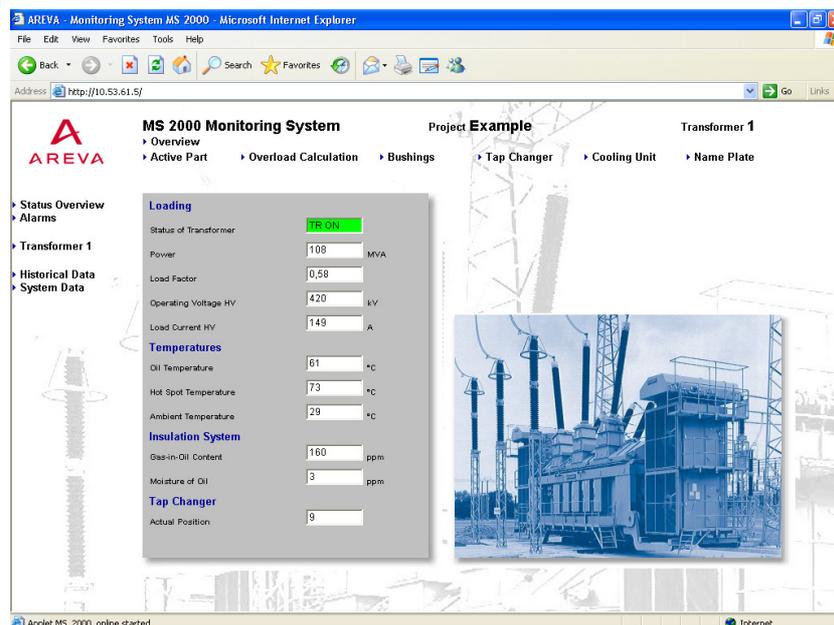


Abbildung 1: Online-Datenvisualisierung eines Transformators, Übersichtsdarstellung und Links zu Online-Daten der einzelnen Baugruppen, Alarm-Management Funktionen, historische Daten und Systemdaten sowie detaillierte Zustands-, Trend- und Diagnoseinformationen

## 1 Online-Monitoring-Konzept – Zustandserfassung und Diagnostik

Basierend auf der hohen Zuverlässigkeit moderner, umfassender Online-Monitoring-systeme [Stirl 04, Stirl... 02, Tenbohlen... 02, Tenbohlen... 00], entwickelt speziell für den robusten Einsatz an Leistungstransformatoren, können sich anbahnende Transformator-

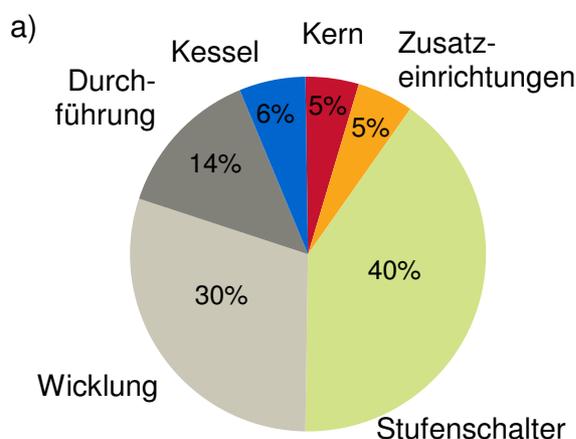
schäden zunehmend zielgerichteter aufgedeckt werden als dies noch in der Vergangenheit möglich war und somit Ausfälle vermieden werden. Zudem lässt sich ein fortschrittliches Life-Management des Betriebsmittels realisieren. Durch Kenntnis der Lebensgeschichte und des momentanen Zustandes des Transformators lassen sich eine hohe und kontrollierte Ausschöpfung der Restnutzungsdauer erreichen und im Bedarfsfall Hinweise geben, durch gezielte Eingriffe die Nutzungsdauer zu verlängern. Dies beinhaltet ebenso die Anwendung moderner Werkzeuge, wie beispielsweise die Nutzung von Alarm-Management Funktionen und Zustands-, Trend- und Diagnoseinformationen, die in heutigen Systemen implementiert sind (**Abbildung 1**). Ein weiterer Vorteil der Nutzung umfassender Systeme bietet die Möglichkeit, die einzelnen Baugruppen des Transformators mit intelligenten Auswertelgorithmen zu modellieren und diese Module untereinander intelligent zu verknüpfen. Diese ermöglicht in zusätzlichen Gegenprüfungen die Zuverlässigkeit der Interpretation weiter zu erhöhen und bildet die Basis des Monitoring-Konzepts und hierdurch Realisierung eines zukunftsorientierten Expertensystems.

### 1.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungsschritte

In der Vergangenheit wurden Offline-Messungen, wie beispielsweise die Messung von Durchführungskapazitäten, erfolgreich zur Bestimmung des Betriebszustandes von Hochspannungsdurchführungen durchgeführt [Stirl 04]. Heute erlaubt es die moderne Mikroprozessor- und Rechnertechnologie, diese Methoden online durchzuführen. Daneben steht die Erhöhung der Flexibilität sowie Implementierung weiterer Diagnosemodule im Fordergrund heutiger Entwicklungsschritte. Trotz erweiterter Funktionalität und dem zunehmenden Ausbau der Analysemodule wird die Handhabung für den Anwender dieser Systeme immer einfacher. Dies wird durch den Einsatz von zukunftsorientierten Soft- und Hardwarekomponenten sowie den heutzutage schon selbstverständlich zum Stand der Technik gehörenden Internettechnologien und den Einsatz einer weborientierten Datenkommunikation und –visualisierung (**Abbildung 1**) ermöglicht. Auch bekommt die Verknüpfung von Überwachungs- und Steuerfunktionen, wie beispielsweise eine optimierte Kühlanlagensteuerung, eine immer höhere Bedeutung.

### 1.2 Fehlerursachen und Fehlerraten von Leistungstransformatoren

Statistiken über Ausfallraten von Transformatoren [CIGRE 83, VDEW 98] weisen Stufenschalter, Aktivteil und Durchführungen als die häufigsten Ursachen für lang anhaltende Ausfälle aus (**Tabelle 1**). Daher ist die Installation eines umfassenden Monitoringsystems zur Detektion und Warnung vor einer drohenden Störung ratsam für strategisch wichtige Leistungstransformatoren.



b)

$U_N$ [kV]	Anzahl [n]	f [%]
123	3.674	0,35
245	419	1,19
420	258	2,33
Ø 245 + 400	677	1,63

*Tabelle 1: a) Fehlerursachen von Leistungstransformatoren mit Ausfallzeiten > 1 Tag [CIGRE 83], b) Fehlerraten von Leistungstransformatoren in Deutschland (west) 1998 [VDEW 98]*

Eine Kosten-Nutzen-Analyse für ein Online-Monitoringsystem, wie sie beispielsweise in der Literatur [Tenbohlen... 02] durchgeführt wurde, hat ergeben, dass die Fehlerrate (**Tabelle 1**) deutlich reduziert werden kann. Mit der Reduzierung der Fehlerrate verringern sich die Ausfallzeiten des Transformators. Damit einhergehend können Kollateralschäden vermieden werden. Kollateralschäden bei Transformatorfehlern beinhalten direkte Schädigungen durch die Hauptstörung (z. B. Zerstörung von Anlagenteilen oder Verletzung von Menschen), indirekte Schädigungen durch Verlust von Energie (z. B. Verlust des Prozesses bei Aluminiumproduktion), zeitweiser Verlust von Teilen der Produktionskapazität eines Kraftwerks, sowie Pönalen aufgrund nicht gelieferter Energie. Eine generelle Analyse der entstehenden Kollateralschädigungen kann jedoch nicht erfolgen, da die einzelnen Einflussfaktoren stark von der jeweiligen technischen und ökonomischen Situation des Leistungstransformators und des Betreibers abhängen.

Neben der Fehlerfrüherkennung und damit Verringerung der Ausfallraten und Kollateralschäden, liegen die Vorteile des Online-Monitoring bei der Unterstützung einer optimierten Instandhaltungsstrategie sowie einem kontrollierten Betrieb des Betriebsmittels. Die Einsparungen hierbei zeichnen sich beispielsweise durch verringerte Wartungsaufwendungen aus.

### 1.3 Verbesserte Mess-/Analysegrößen

Mit einem umfassenden System kann eine Vielzahl von Mess- und Analysegrößen zeit- und/oder ereignisgesteuert überwacht werden (**Tabelle 2**). Des Weiteren besteht die Möglichkeit die eingesetzte Sensortechnologie auf die speziellen Anforderungen des Transformators, wie strategische Bedeutung, Alter und Zustand, aufeinander abzustimmen. In diesem Beitrag wird in ausgewählten Beispielen auf einige der hier aufgeführten charakteristischen, wichtigen Mess- und Analysegrößen detaillierter eingegangen. Für weitergehende Beispiele wird auf die umfangreiche Literatur verwiesen [Stirl 04, Stirl... 02, Stirl... 01, Tenbohlen... 02, Tenbohlen... 00].

<p><b>Durchführungen</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Betriebs- und Überspannungen</li> <li>• Kapazitätsänderung</li> <li>• Kap. Verschiebungsstrom, <math>\tan \delta</math></li> <li>• Teilentladungen</li> <li>• Last-, Über- und Kurzschlussströme</li> <li>• Aktuelle Leistung, Lastfaktor und <math>\cos \varphi</math></li> <li>• Phasenverschiebungen</li> <li>• Öldruck und Öldruckdifferenz</li> </ul>	<p><b>Stufenschalter</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Stufenschalterstellung</li> <li>• Anzahl der Schaltvorgänge</li> <li>• Summe geschalteter Laststrom</li> <li>• Leistungsaufnahme des Motorantriebs</li> <li>• Mechanischer Zustand</li> <li>• Kontaktabnutzung</li> <li>• Beschleunigungssensor</li> <li>• Öltemperatur</li> <li>• Öltemperaturdifferenz OLTC/Kessel</li> <li>• Ölfeuchte</li> </ul>
<p><b>Aktivteil</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Öltemperatur</li> <li>• Gas-in-Öl Gehalt</li> <li>• Gas-in-Öl Gradient</li> <li>• Ölfeuchte</li> <li>• Papierfeuchte</li> <li>• Gasmenge und Gasentwicklung im Buchholzrelais</li> <li>• Überlastbarkeit</li> <li>• Notbetriebszeit(-en)</li> <li>• Hot-Spot Temperatur (berechnet, gemessen)</li> <li>• Bubbling Temperatur und Safety Margin</li> <li>• Alterungsrate und Lebensdauerverbrauch</li> <li>• Vibrationen</li> </ul>	<p><b>Kühlanlage</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Betriebszustand Pumpen und Lüfter</li> <li>• Betriebszeiten Pumpen und Lüfter</li> <li>• Öltemperatur Kühler Ein-/Auslauf</li> <li>• Effizienz der Kühlanlage (Rth)</li> <li>• Umgebungstemperatur</li> <li>• Lufttemperatur Kühler Ein-/Auslauf</li> <li>• Thermisches Modell</li> <li>• Aktuelle Verluste</li> </ul> <p><b>Dehner</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Füllstand</li> <li>• Luftfeuchte im Ausdehnungsgefäß</li> </ul>

*Tabelle 2: Übersicht der Mess- und Analysegrößen eines Monitoringsystems*

Die eingesetzte Sensortechnologie und Analysemodule bilden die Basis bei der Durchführung einer Zustandsdiagnose für das Betriebsmittel. So kann beispielsweise eine Korrektur der Betriebsführung, die zu einer Schädigung führen könnte, gezielt durchgeführt werden. Das Monitoringsystem unterstützt den Übergang von den zum Teil kosten- und zeitintensiven Wartungsmaßnahmen in festen Zeitintervallen zur zustandsorientierten Instandhaltung und bewirkt in der Folge Einsparungen im Instandhaltungsaufwand. Außerdem können bei genauer Kenntnis des Zustandes sowie optimiertem Betrieb und optimierter Instandhaltung Investitionen für neue Transformatoren hinausgezögert werden.

#### 1.4 Systembeschreibung

Das Konzept des Online-Monitoringsystems MS 2000 liegt beim Einsatz von Feldbus- und Prozessleittechnik [Stirl... 02, Tenbohlen... 00], um so flexible Systemarchitekturen realisieren zu können (**Abbildung 2**). Dabei steht im Mittelpunkt des Systems ein Server, mit dem auch mehrere Transformatoren gleichzeitig überwacht werden können. Die Überwachungsmodule für Aktivteil, Durchführungen, Stufenschalter, Kühlanlage und Ausdehner stellen dabei die Komponenten des Systems dar.

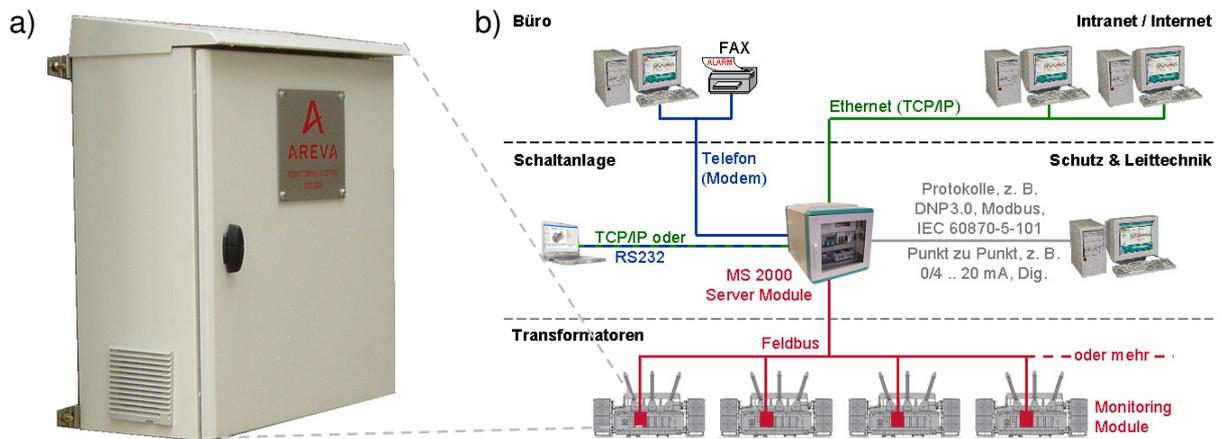


Abbildung 2: a) Kompaktes Monitoring-Modul installiert am Transformator, b) Architektur eines Monitoringsystems mit Kommunikationsschnittstellen

Die Signale der Sensoren werden auf Feldbusklemmen in einem Monitoring-Modul am Transformator verdrahtet (**Abbildung 3**). Hier werden die analogen Signale digitalisiert und über ein Feldbusprotokoll zum Server übertragen. Die Erfassung der Daten erfolgt typischerweise mit einer zeitlichen Auflösung von 20 ms wobei der Zeitstempel millisekundengenau systemintern verarbeitet wird. Rechenwerte (z. B. die Alterungsrate, Überlastbarkeit oder Änderung der Durchführungskapazität) werden von erfassten Messgrößen abgeleitet. Die Datenerfassung ist zeit- und ereignisgesteuert. So werden beispielsweise bei der Einschaltung eines Transformators Strom und Spannung für die Dauer von 10 Sekunden mit einer Auflösung von 20 ms aufgezeichnet.

Um eine Optimierung des Speicherbedarfs der Datenbank zu erreichen wird beispielsweise die Öltemperatur mit hoher zeitlicher Auflösung erfasst, jedoch, angepasst an ihre Zeitkonstante, nur alle 15 Minuten gespeichert. Zudem müssen beispielsweise zur Messung des dielektrischen Verlustfaktors  $\tan \delta$  der Durchführung die Messdaten mit einer sehr hohen zeitlichen Auflösung erfasst und verarbeitet werden. Dies macht es notwendig die Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 10  $\mu$ s zu erfassen und zu verarbeiten, um so eine hinreichende Genauigkeit sicherzustellen die sehr kleinen Änderungen zu detektieren. Zusätzlich werden in diesem Beispiel systemintern Interpolationsalgorithmen eingesetzt, um eine weitere Verbesserung der Genauigkeit zu erreichen. Die Online-Erfassung von transienten Überspannungen macht es sogar notwendig die Daten mit einer Abtastrate von 1  $\mu$ s zu erfassen, wobei in diesem Fall das Monitoringmodul MS Transient Verwendung findet [Stirl 04].



Abbildung 3: Innenansicht eines Monitoring-Moduls mit Komponenten zur Messdatenerfassung und -verarbeitung (\*optional)

### 1.5 Flexible Systemarchitektur

Die vom Monitoringsystem erfassten Informationen über den Betriebszustand des Transformators können leicht vielen Anwendern in einem Energieversorgungsunternehmen mit Hilfe des Internets zur Verfügung gestellt werden. So kann z. B. die Netzleitstelle über freie Übertragungskapazitäten informiert werden, die Betriebsführung eine Zustandsdiagnose durchführen und die Instandhaltung Reparaturmaßnahmen planen (**Abbildung 4**). Durch die Einbindung weiterer Monitoringsysteme (z. B. für Leistungsschalter [Dupraz... 00], Trennschalter und gasisolierte Schaltanlagen) kann beispielsweise der Nutzer auf alle Zustandsinformationen über das Internet zugreifen.

Ein weiteres Modul installiert auf dem Server des Monitoringsystems generiert HTML-Seiten mit Hilfe eines Apache™ Webservers. Der Zugriff auf diese Seiten erfolgt mit einem Webbrowser (z. B. Internet Explorer). Die folgende Funktionalität steht dabei dem Anwender zur Verfügung:

- Anzeige von Online-Daten
- Anzeige und Konfiguration von Alarmen (Alarm-Management)
- Anzeige von Online-Zustands-, Trend- und Diagnoseinformationen
- Zugriff auf historische Daten in Form von Listen und Grafiken
- Download von historischen Daten
- Passwortschutz mit verschiedenen Nutzerklassen

Die Visualisierungssoftware ist benutzerfreundlich strukturiert und bietet eine Vielzahl von Bedienelementen, die mit einfachen Mausklicks zu steuern sind. Neben eines übersichtlichen Aufbaus gegliedert nach den einzelnen Baugruppen des Transformators sind Inhalte je nach anliegendem Status farblich kenntlich gemacht. So wird beispielsweise ein anliegender Alarmzustand durch eine rote Markierung sichtbar. In **Abbildung 1** ist exemplarisch die Online-Datenvisualisierung eines Transformators mit Links zu Online-

Daten der einzelnen Baugruppen, Alarm-Management Funktionen, historischen und System Daten sowie detaillierten Zustands-, Trend- und Diagnoseinformationen dargestellt.

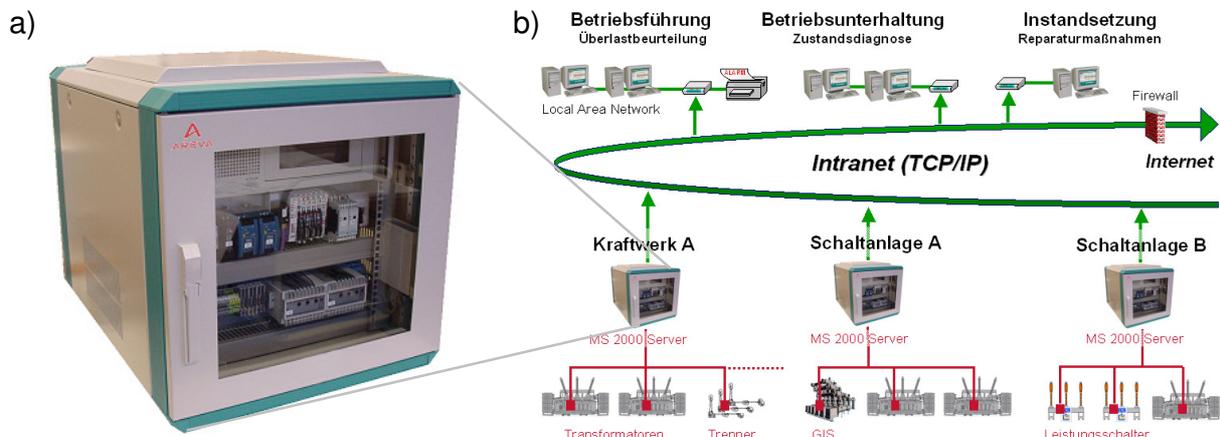


Abbildung 4: a) Server-Modul eines Monitoringsystems, b) Moderne Kommunikation und Datenzugriff über das Intranet

## 2 Praktische Betriebserfahrungen

Der weltweite Trend beim Einsatz von zuverlässigen Monitoringsystemen und deren stetig steigende Bedeutung wird im Zuwachs der Anzahl installierter Systeme deutlich. So ist das AREVA Monitoringsystem MS 2000 mittlerweile weltweit an mehreren hundert Transformatoren an strategisch wichtigen Punkten, wie z. B. Maschinentransformatoren in Kern-, Kohle- und Pumpspeicherkraftwerken, Netzkuppeltransformatoren, HVDC-Transformatoren oder Reaktoren, installiert. Aber auch Mittelleistungstransformatoren bieten sich für die Installation eines modularen und kostenoptimierten Monitoringsystems an.

### 2.1 Aktivteil

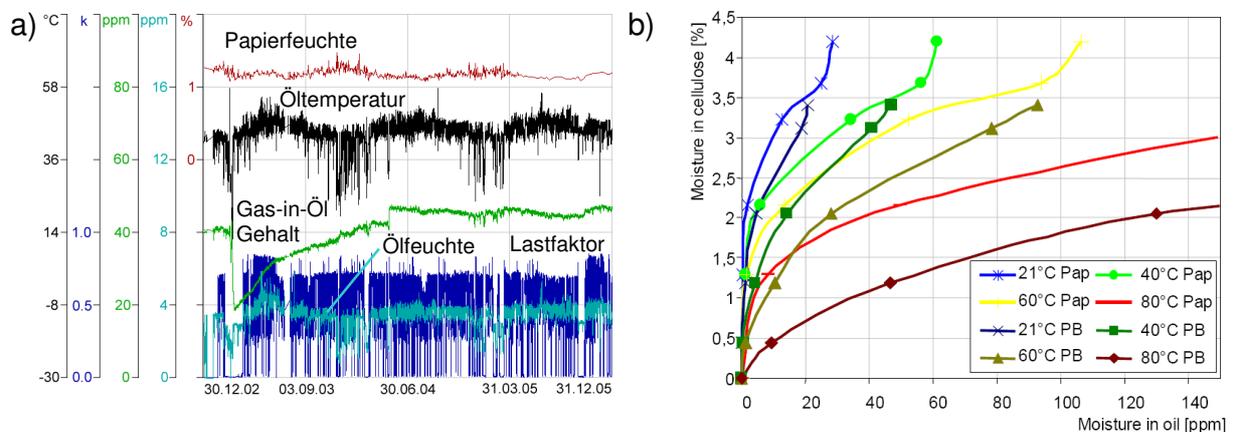
Die elektrische Messgröße **Laststrom** kann entweder direkt am Transformator gemessen oder von der Leittechnik eingekoppelt werden. Bevorzugt werden Durchführungstromwandler zur Messung eingesetzt, da so auch eine Erfassung und Beurteilung von Über- und Kurzschlussströmen in Echtzeit erfolgen kann. Der Laststrom ist eine wichtige Ausgangsgröße zur Berechnung der Heißpunkttemperatur nach IEC 60354 und der aktuellen Alterung der Aktivteilisolation [ICE 91]. Die **Öltemperatur** am Transformatordeckel und die **Umgebungstemperatur** sind notwendige Eingangsgrößen für die thermische Überwachung [Stirl... 01], die Berechnung der Überlastbarkeit und die Steuerung der Kühlanlage.

Des Weiteren werden der **Gas-in-Öl Gehalt** und die **Ölfeuchte** als Messgrößen ins System eingebunden. Da Wasserstoff ein Schlüsselgas für Probleme im Aktivteil darstellt, ist ein Anstieg im Ausgangssignal des Gas-in-Öl Sensors ein Hinweis auf Unregelmäßigkeiten, wie zum Beispiel Teilentladungen oder thermische Überlastung. Für das Entstehen von Ölfeuchte gibt es verschiedene Gründe. Aufgrund der Tatsache, dass bei der Zersetzung der Öl-/Papierisolation Wasser gebildet wird, ist der Wassergehalt im Öl insbesondere bei gealterten Transformatoren ein wichtiger Indikator für den Zustand der Wick-

lungsisolation. Ein zweiter Grund für Feuchtigkeit im Öl ist die Atmung des Transformators aufgrund von Temperaturschwankungen.

In **Abbildung 5** sind Öltemperatur, Gas-in-Öl Gehalt, Lastfaktor und Ölfeuchte zusammen mit der **Papierfeuchte** eines 850 MVA-, 220 kV-Maschinentransformators über einen Zeitbereich von 3 Betriebsjahren dargestellt. Ausgehend von der gemessenen Öltemperatur und Ölfeuchte wird vom System die Papierfeuchte [Du... 99, Koch 05, Oomen 83] berechnet. Dabei wird das Gleichgewichtsverhalten zwischen Papier- und Ölfeuchte in Abhängigkeit des Alterszustands des Öls vom Auswertalgorithmus des Monitoringsystems berücksichtigt. Infolge von Schwankungen in der gemessenen Öltemperatur ändert sich die Ölfeuchte ebenfalls. Der Grund hierfür liegt im Papier-Öl-Isolationssystem. Die Betrachtung der Messgrößen in diesem Beispiel zeigt ein charakteristisches Verhalten für einen störungsfreien Betrieb.

Der gesamte Wasserhaushalt des Transformators ist verteilt zwischen der Festisolation und dem Öl [Hofmann... 05, Koch 05, Rösner... 04], . Bei jeder Betriebstemperatur würde sich, nach einigen Stunden bedingt durch die Diffusionsgeschwindigkeit von Wasser in verschiedenen Medien, ein Gleichgewicht einstellen. Ändert sich die Temperatur, so diffundiert bei steigender Temperatur das Wasser aus der Festisolation in das Öl. Dies wird aus der Abbildung ersichtlich. Gleichzeitig sinkt der Wassergehalt der Festisolation. Bei sinkender Temperatur ist dieser Vorgang umgekehrt. Physikalisch bedingt befindet sich viel mehr Wasser in der Papierisolation als im Öl, somit ändert sich bei Diffusion des Wassers der Feuchtegehalt im Papier nur wenig (**Abbildung 5**). In jedem Fall jedoch sinkt die Durchschlagfestigkeit bei steigendem Wassergehalt. Insbesondere wird die Papierfeuchte zur exakten Berechnung der Alterungsrate und der Notbetriebszeit benötigt [Stirl 01]. Letztendlich ist also zur Beurteilung des Isolationszustandes eines Transformators die Betrachtung des gesamten Systems notwendig.



**Abbildung 5:** a) Charakteristische Betriebsdaten eines 850 MVA-, 220 kV-Maschinentransformators in störungsfreiem Betrieb (Datenbasis 3 Betriebsjahre), b) Gleichgewichtszustand zwischen Papier- und Ölfeuchte für thermisch stabilisiertes Paper (Pap) und Presspan (PB) mit gealtertem Öl [Koch 05]

In **Abbildung 6** sind die charakteristischen Kurvenverläufe der Öltemperatur, des Gas-in-Öl Gehalts und des Lastfaktors eines 400 MVA-, 220 kV-Maschinentransformators sowie eines 250 MVA-, 220 kV-Netz-kuppeltransformators dargestellt. Die Betrachtung des Gas-in-Öl Gehalts beider Transformatoren lässt zyklische Schwankungen im Jahresrhythmus erkennen. Die Ursache hierfür liegt in den ebenfalls schwankenden Öltemperaturen im betrachteten Zeitraum begründet. Zudem ist beim 250 MVA-Netz-kuppeltransformator ein leicht ansteigender Trend des Gas-in-Öl Gehalts über die letzten Jahre zu erkennen. Die Werte liegen jedoch noch auf einem vergleichsweise

niedrigen Niveau. Die heutige Technik erlaubt es zweifellos, auch über die dargestellten 6 ½ Betriebsjahre hinaus alle Daten über viele Jahre (Lebensdauer) kontinuierlich aufzuzeichnen und zu archivieren.

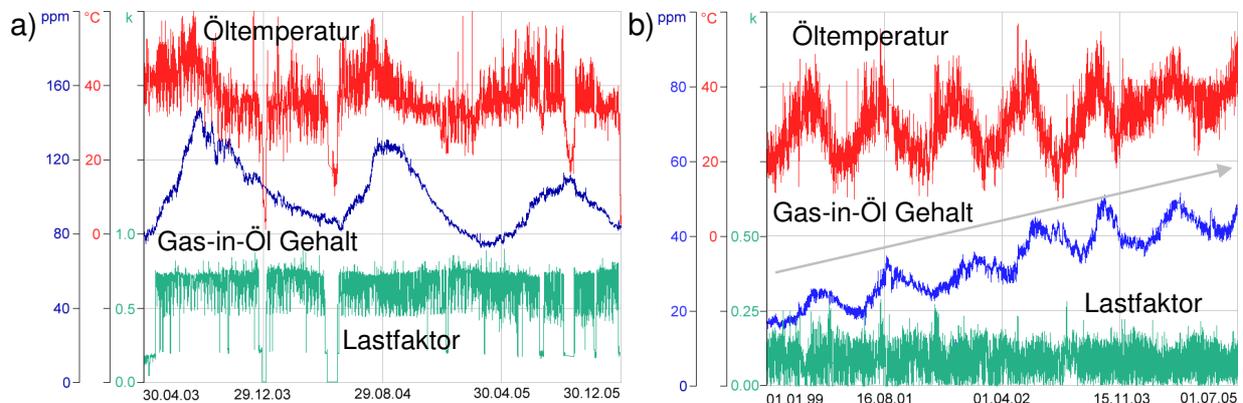


Abbildung 6: Charakteristische Betriebsdaten: a) 400 MVA-, 220 kV-Maschinentransformator (Datenbasis ca. 2 ½ Betriebsjahre, b) 250 MVA-, 220 kV-Netzkuppltransformator (Datenbasis ca. 6 ½ Betriebsjahre)

Die **Abbildung 7.a** zeigt den Gas-in-Öl Gehalt sowie Lastfaktor von vier baugleichen 167 MVA-, 400 kV-, 1-Phasen-Netzkuppltransformatoren (Transformatorbank mit einem Reservepol) über einen Zeitbereich von 9 Monaten. Aus den Kurvenverläufen ist deutlich zu erkennen, dass jeweils bei eingeschalteten Polen das Gasniveau stetig steigt. Ist ein Pol ausgeschaltet, so bleibt der Wert nahezu konstant. In der linken Bildhälfte ist der Pol T1 ausgeschaltet, in der rechten der Pol T4. Der Grund für einen leicht ansteigenden Gasgehalt liegt in der Belastung der Transformatoren begründet und stellt bei dem beobachteten, niedrigen Niveau ein normales Betriebsverhalten dar. Der Vorteil bei mehreren gleichzeitig überwachten Transformatoren mit einem Monitoringsystem liegt hierbei in der Vergleichbarkeit der Daten untereinander, und die Möglichkeit dadurch Rückschlüsse auf das Betriebsverhalten jedes einzelnen Transformators ziehen zu können.

Aus dem in der **Abbildung 7.b** dargestellten Verlauf vom Gas-in-Öl Gehalt zusammen mit der Öltemperatur und dem Lastfaktor sind ebenfalls deutlich Schwankungen in Abhängigkeit der Belastung des 215 MVA-, 330 kV-Maschinentransformators zu erkennen. Dargestellt sind Daten eines Betriebsjahres. Wie die Beispiele aus **Abbildung 6** und **Abbildung 7** zeigen, ist eine exakte Interpretation des Gas-in-Öl Wertes nur in Zusammenhang mit der Kenntnis der Öltemperatur und Belastung möglich und sinnvoll. Ein erkennbarer Trend in der Anzeige des Gas-in-Öl Wertes lässt demnach ohne Zuhilfenahme der Öltemperatur und Belastung keinen eindeutigen Rückschluss auf mögliche Unregelmäßigkeiten zu.

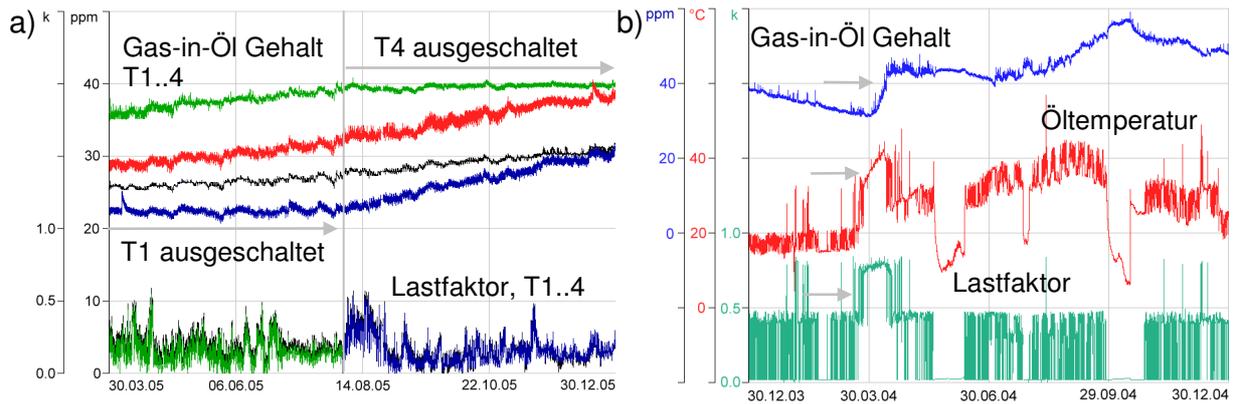


Abbildung 7: Charakteristische Betriebsdaten: a) 167 MVA-, 400 kV-, 1-Phasen-Netzkuppltransformator (Datenbasis 9 Monate), b) 215 MVA-, 330 kV-Maschinentransformator (Datenbasis 1 Betriebsjahr)

Die Daten des Gas-in-Öl Gehalts sowie Lastfaktoren von zwei 300 MVA-, 400 kV-Netzkuppltransformatoren (Projekt 1) sowie zwei 300 MVA-, 400 kV-Netzkuppltransformatoren (Projekt 2) sind in **Abbildung 8** gegenübergestellt. Die in den jeweiligen Bildern gezeigten Kurvenverläufe sind von jeweils 2 baugleichen, parallel betriebenen Transformatoren. Dies wird dadurch ersichtlich, dass die Lastfaktoren identisch sind. Weiter ist zu erkennen, dass der Gas-in-Öl Gehalt jeweils von einem der beiden Transformatoren einen deutlich steigenden Trend aufweist. Der Anstieg des Gas-in-Öl Gehalts ist in beiden betrachteten Fällen bei je einem Transformator lastabhängig. Da sich im direkten Vergleich zu dem Gas-in-Öl Gehalt des parallel arbeitenden Transformators kein Anstieg erkennen lässt, deutet dies auf eine Unregelmäßigkeit hin. Der Grund für den Anstieg könnte somit in Teilentladungserscheinungen oder dem Auftreten von Heißpunkten liegen. Es wird vermutet, dass es Probleme z. B. im Bereich einer Klemmstelle, einer Ausleitung oder Kontaktproblemen im Stufenschalter geben könnte.

In einem weiteren Schritt könnte nun eine DGA durchgeführt werden oder es bietet sich der Einsatz eines Sensors an, der mehrere Gase gleichzeitig erfasst, um so detaillierte Rückschlüsse auf die Fehlerursache ziehen zu können.

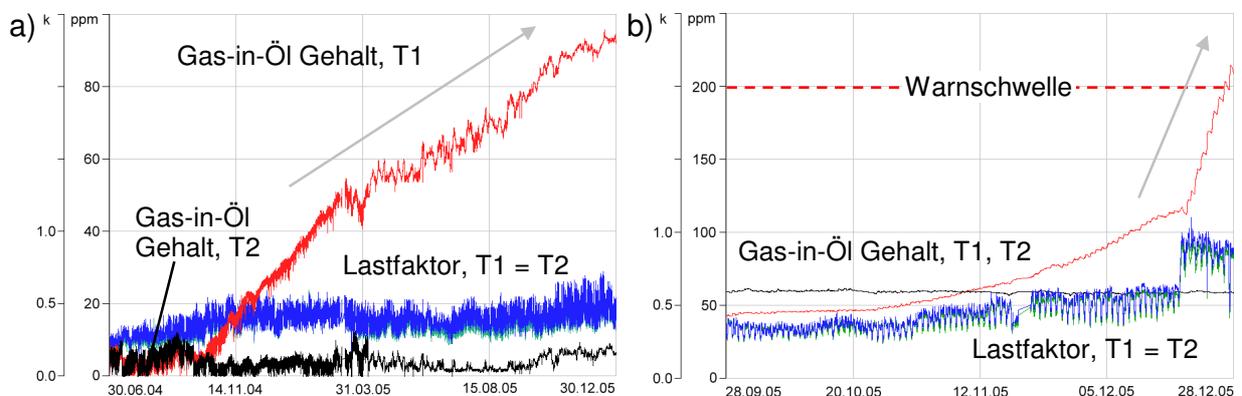


Abbildung 8: Detektion von Unregelmäßigkeiten: a) Projekt 1: 300 MVA-, 400 kV-Netzkuppltransformatoren (Datenbasis 6 Monate), b) Projekt 2: 300 MVA-, 400 kV-Netzkuppltransformatoren (Datenbasis 3 Monate)

## 2.2 Stufenschalter

Da bei einem Fehler des Stufenschalters ernste Schäden des Transformators zu erwarten sind, ist die Überwachung dieses mechanisch und elektrisch hoch beanspruchten Elementes von großer Bedeutung. Aus der Aufzeichnung der **Stufenschalterstellung** zusammen mit dem Laststrom werden die Anzahl der Schaltvorgänge des Stufenschalters und die der Abnutzung der Lastschalterkontakte bestimmende **Schaltstromsumme** bestimmt. Um Informationen über den mechanischen Zustand des Schalters zu erhalten, wird die **Leistungsaufnahme des Stufenschalterantriebs** bei einem Stufungsvorgang aufgezeichnet und bewertet [Tenbohlen... 00]. Die unterschiedlichen Stufungsvorgänge haben spezifische Fingerabdrücke. Die Form dieser Signaturen wird mit Hilfe vielschichtiger Parameter analysiert und so auf den mechanischen Zustand des Stufenschalter geschlossen.

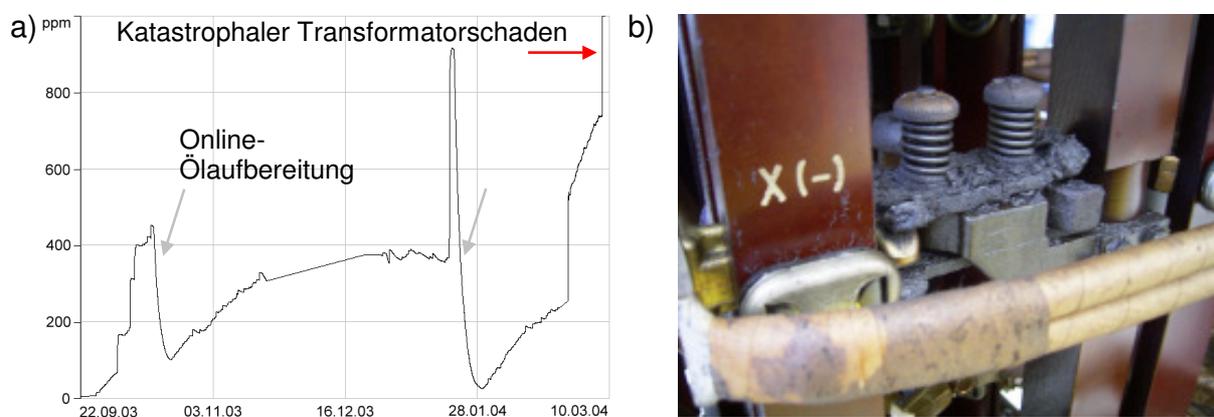


Abbildung 9: a) Gas-in-Öl Gehalt eines 75 MVA-, 33 kV-Ofentransformators bis zum katastrophalen Transformatorschaden, b) Öl-Metall Heißstelle im Bereich der Kontakte eines Stufenschalters

In **Abbildung 9** ist der Gas-in-Öl Gehalt eines 75 MVA-, 33 kV-Ofentransformators (Baujahr 1983) bis zum katastrophalen Transformatorschaden dargestellt. Seit 2002 ist an diesem Transformator, zusammen mit 2 weiteren Einheiten in dem Stahlwerk, ein Online-Monitoringsystem installiert. Im Zeitraum bis zum 15.10.2003 ist ein stufenweiser Anstieg in 5 Stufen bis auf einen Wert von mehr als 400 ppm zu erkennen. Eine daraufhin durchgeführte DGA wies auf einen Heißpunkt hin. Um den Gasgehalt zu reduzieren wurde eine Online-Ölaufbereitung installiert. Der Gas-in-Öl Gehalt konnte kurzzeitig auf Werte von etwa 150 ppm reduziert werden (Zeitraum 15.10. bis 21.10.). Nachdem die Online-Entgasung durchgeführt wurde, stieg der Gas-in-Öl Gehalt wieder stetig an. Der Transformator wurde nicht vom Netz genommen. Eine Korrelation des Gas-in-Öl Gehalts zusammen mit dem installierten Stufenschaltermonitoring hat darauf hingewiesen, dass der Grund für die Gasproduktion hervorgerufen durch eine Öl-Metall Heißstelle im Bereich der Kontakte des Wählers am Stufenschalter liegen konnte. In 11/2003 und 12/2003 stieg der Wert wiederum bis auf Werte von ca. 400 ppm an. Am 19.01.2004 konnte ein dramatischer Anstieg bis ca. 900 ppm beobachtet werden. Der Transformator wurde wiederum temporär im Zeitraum vom 22.01. bis 28.01.2004 mit einer Online-Ölaufbereitung entgast. Der Gaswert konnte auf Werte von unter 100 ppm reduziert werden. In 02/2004 konnte wiederum das gleiche charakteristische Verhalten eines stetig ansteigenden Gashaushalts, wie schon in 10/2003 nach der ersten Ölaufbereitung, beo-

bachtet werden. Gelöste Gase wurden bis zu Werten von ca. 200 ppm generiert. Am 26.02.2004 stieg der Wert dann wieder sprunghaft von etwa 250 auf 550 ppm an. Am 08.03.2004 konnte ein weiterer Sprung auf mehr als 1000 ppm detektiert werden. 9 Stunden später ist der Transformator mit einem Totalschaden durch den Buchholzschutz vom Netz getrennt worden.

Diese Fallstudie zeigt deutlich, dass das Betriebsverhalten des Transformators mit dem Einsatz des Online-Monitoringsystems transparent wurde. Der Betreiber konnte frühzeitig gewarnt werden und es bestand eine genügende Reaktionszeit, um geeignete Abhilfemaßnahmen einzuleiten. So sind von der ersten Warnung durch das Monitoringsystem am 15.10.2003 bis zur Schädigung am 08.03.2004 knapp 5 Monate vergangen. Jedoch wurde in diesem Beispiel der Transformator nicht vom Netz genommen, so dass es zum kollateralen Schaden einhergehend mit dem Verlust der Produktionskapazität gekommen ist.

In einem weiteren Beispiel (**Abbildung 10**) ist ein fehlerhafter Stufungsvorgang (Stufung C) detektiert worden. Bei der Stufung von Stellung 9 nach 10 setzte der Motorantrieb zweimal aus. Diese Unregelmäßigkeit wurde online vom Monitoringsystem analysiert und ein Warnmeldung wurde abgesetzt [Tenbohlen... 02].

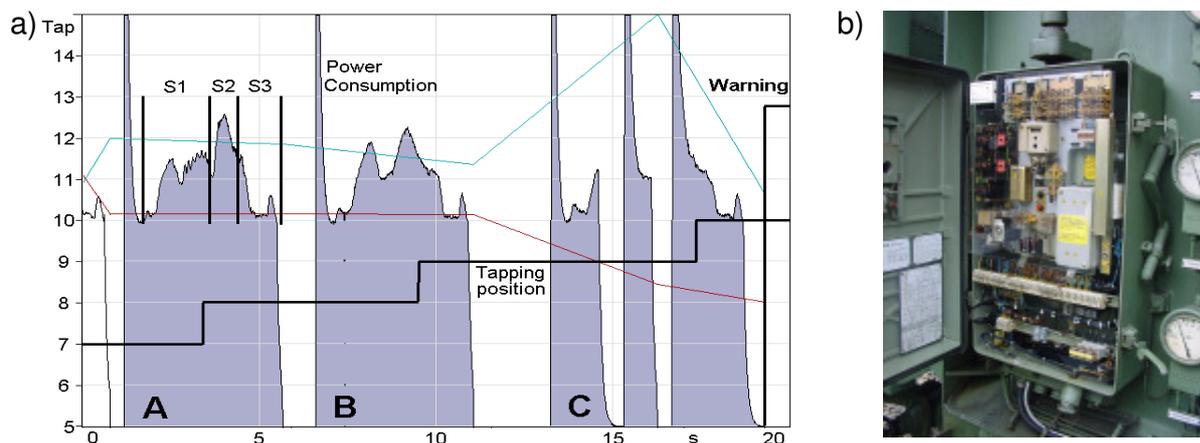


Abbildung 10: a) Fehlerhafter Stufungsvorgang, b) Motorantriebsschrank eines Stufenschalters älterer Bauart

## 2.3 Durchführungen

Hochspannungsdurchführungen von Leistungstransformatoren gehören je nach Bauart und Alter zu den gefährdetsten Komponenten unter den Betriebsmitteln [Widmaier 02]. Im Spannungsbereich ab 110 kV werden moderne Durchführungen im allgemeinen mit feinstufiger Kondensatorsteuerung ausgeführt [Kind... 82, Krump...01]. Der Isolierkörper wird dabei in einem Wickelverfahren hergestellt. Die grundsätzlichen Isoliersysteme kapazitiv gesteuerter Hochspannungsdurchführungen lassen sich in Hartpapier-, harzimpregnierete und ölprägungierte Durchführungen gliedern.

Allen Bauarten ist gemein, dass sie im Betrieb mechanisch, elektrisch und thermisch sehr hoch beansprucht werden. Dies führt zu Alterung und damit zu einer Veränderung des Betriebszustandes [CIGRE 83]. So können z. B. Teildurchschläge im Isolationssystem die Betriebssicherheit so weit beeinträchtigen, dass ein weiterer, sicherer Betrieb nicht mehr gewährleistet ist [Widmaier 02, Krump... 01]. Um den Betriebszustand einer

Hochspannungsdurchführung zu beurteilen, sind die Messung der Durchführungskapazität  $C$  und des dielektrischen Verlustfaktors  $\tan \delta$  wichtige Parameter [Stirl 04].

Der Ausfall von Kondensatordurchführungen kann aufgrund von Teildurchschlägen der Isolation zwischen den einzelnen Steuerbelägen entstehen. Er kündigt sich in der Regel durch einen Anstieg der **Durchführungskapazität** um den Wert  $\Delta C$  (**Tabelle 3**) an. Ein Kurzschluss zwischen zwei Steuerbelägen führt nicht direkt zu einem Ausfall der Durchführung, jedoch steigt die Wahrscheinlichkeit eines kompletten Durchschlags der Isolation mit zunehmender Anzahl geschädigter Beläge an.

Alterungsbedingt können sich die Durchführungskapazität und der  $\tan \delta$  ändern. In **Tabelle 3** sind Richtwerte für  $\tan \delta$  und Kapazitätswerte beispielhaft für Hartpapier-Durchführungen gegeben. Bei Erreichen dieser Grenzwerte ist ein weiterer Betrieb nicht empfehlenswert. Weitere Gründe für eine Veränderung der Werte von  $\tan \delta$  und  $\Delta C$  sind äußere Umwelteinflüsse wie Feuchtigkeit und Schmutz außen am Porzellan. Ein Anstieg des  $\Delta C$  kann auch durch eine Öltränkung bei Hartpapier-Durchführungen hervorgerufen werden. Neben der Betrachtung der absoluten Werte von  $\tan \delta$  und  $\Delta C$  ist die Analyse des Verlaufs von großer Bedeutung. So deutet ein Anstieg des  $\Delta C$  für alle Durchführungstypen auf Teildurchschläge zwischen Steuerbelägen hin (**Tabelle 3**). Schlägt beispielsweise einer der 42 Steuerbeläge einer typischen 245 kV-Durchführung durch, so ändert sich ihre Kapazität um einen Wert von 2,4 %.

a)

$U_N$ [kV]	$\tan \delta$ [%]	$\Delta C$ [%]
123	2,0	20
245	1,5	15
420	1,0	10

b)

$U_N$ [kV]	Anzahl Steuerbeläge [n]	$\Delta C$ [%]
123	28	3,6
245	42	2,4
420	60	1,7

*Tabelle 3: a) Grenzwerte für den dielektrischen Verlustfaktor  $\tan \delta$  und Kapazitätserhöhung  $\Delta C$  für Hartpapier-Durchführungen, b) Kapazitätserhöhung  $\Delta C$  bei Teildurchschlag zwischen Steuerbelägen für öl-imprägnierte Durchführungen*

Die Überwachung der elektrischen Messgrößen erfolgt mit einem Spannungssensor [Stirl 04]. Der Sensor ist direkt mit dem Messanschluss der Durchführung (**Abbildung 11.a**) verbunden. Der **kapazitive Verschiebungsstrom** sowie **Betriebsspannungen** liegen am Messanschluss der Durchführung an. Neben der Messung von Betriebsspannungen können auch **Überspannungen** detektiert werden. Transiente Überspannungen stellen ein erhebliches Gefährdungspotential für die Isolation dar. Daher ist die Detektion und Auswertung dieser Transienten von großer Bedeutung für die Beurteilung der Zuverlässigkeit der Durchführung [Tenbohlen... 02].

In **Abbildung 11.b** sind beispielhaft dreiphasig erfasste Betriebsspannungen an 275 kV-Durchführungen eines Maschinentransformators zusammen mit detektierten Überspannungen über einen Zeitbereich von 18 Monaten dargestellt. Deutlich zu erkennen sind die zahlreichen Spannungsspitzen in den Kurvenverläufen, die durch auftretende Überspannungen hervorgerufen werden. Sämtliche Ereignisse, die das Betriebsverhalten beeinflussen, werden transparent dargestellt. Aus dem Kurvenverlauf sind ebenfalls Spannungsschwankungen des Netzes und Netzunsymmetrien von bis zu 1 % zu erkennen.

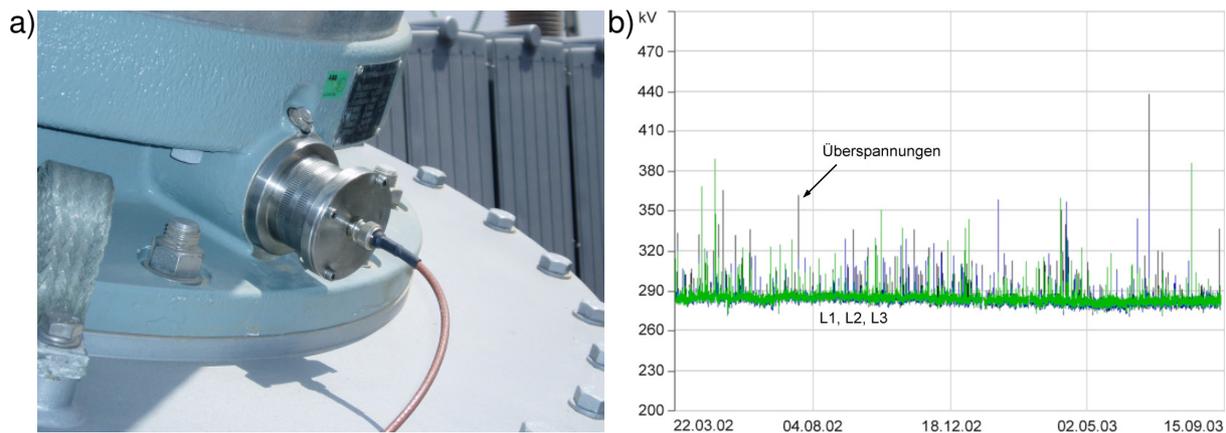


Abbildung 11: a) Spannungssensor installiert am Messanschluss einer Durchführung, b) Kontinuierlich überwachte 3-phasige Betriebsspannungen (Phasen L1, L2, L3) mit Überspannungen (Zeitraum 18 Monate)

Die kontinuierliche Überwachung **transienter Überspannungen** mit einer Abtastrate von 1  $\mu$ s ermöglicht es, weitere Informationen über die Form von Überspannungen zu erhalten. Mittels verschiedener Triggerbedingungen (z. B. Pegeltrigger, Anstiegstrigger) wird das zu untersuchende Ereignis erkannt und die Vor- und Nachgeschichte aufgezeichnet und analysiert. Eine Klassifizierung der Kurven z. B. in Spannungseinbrüche, Überspannungen, harmonische Verzerrung, Flicker, Schwankungen, transiente Überspannungen, Unterbrechungen oder Phasenverschiebungen erfolgt automatisiert. Das Messsystem kann dabei die Hochspannungsdurchführungen der drei Phasen eines Leistungstransformators gleichzeitig online überwachen [Stirl 04].

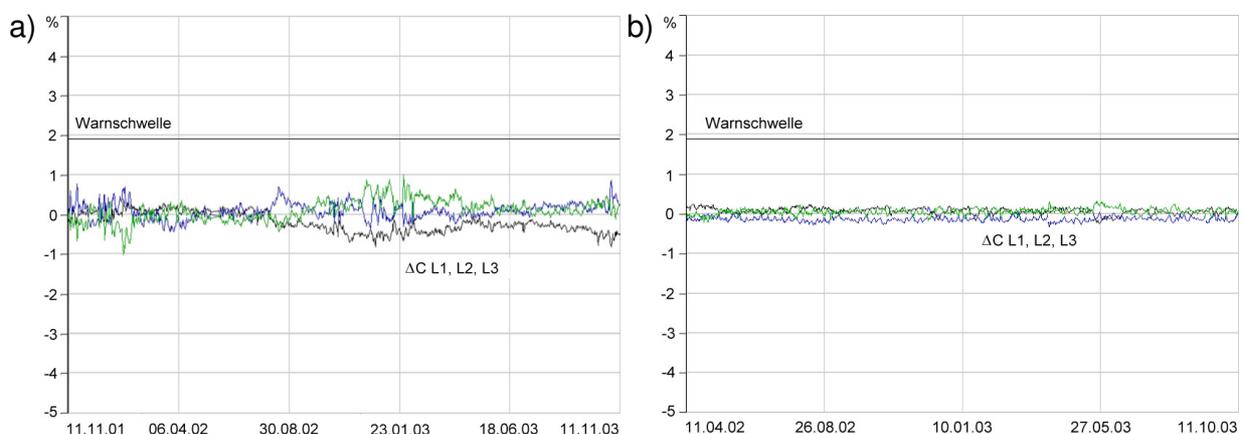
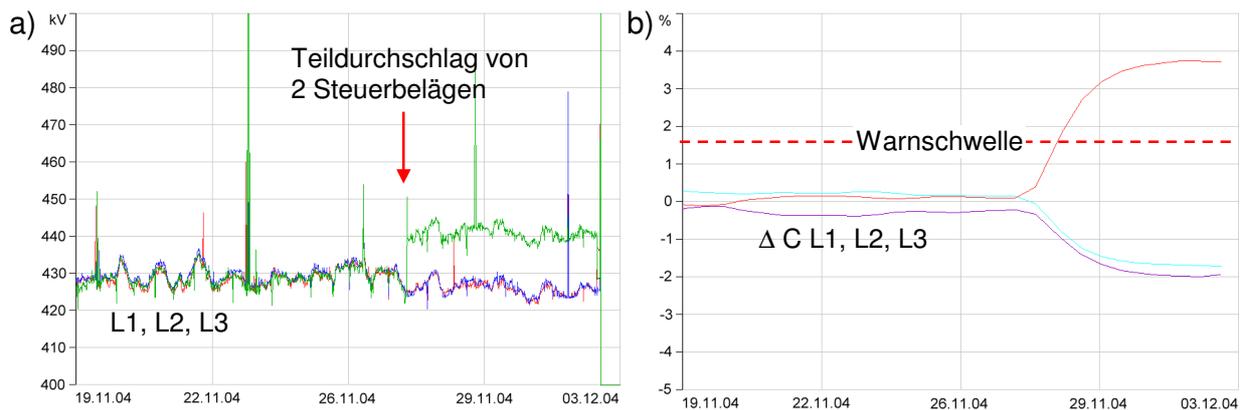


Abbildung 12: Online ermittelte Änderung der Durchführungskapazitäten  $\Delta C$  (Phasen L1, L2, L3), a) 220 kV-Durchführungen eines Netzkupplerttransformators, b) 275 kV-Durchführungen eines Maschinentransformators

Die Änderungen der Durchführungskapazitäten von 220 kV-Durchführungen eines Netzkupplerttransformators sind in **Abbildung 12.a** in einem Zeitbereich von 2 Betriebsjahren dargestellt. Infolge von Spannungsschwankungen zwischen den Phasen variiert der Wert im Bereich von maximal  $\pm 1\%$ . Demgegenüber fallen die Schwankungen bei Durchführungen an einem Maschinentransformator (**Abbildung 12.b**) mit Werten kleiner als  $\pm 0,3\%$  deutlich geringer aus. Dies ist auf eine höhere Stabilität des Netzes in einer hohen Spannungsebene in der Nähe von Kraftwerken zurückzuführen. Der Signal-Rausch-

Abstand ist also in beiden Beispielen ausreichend, um den Zustand der Durchführungsisolation zuverlässig beurteilen zu können. Auch über einen längeren Zeitraum hat sich das Verfahren im Feldeinsatz bewährt. Für diese Spannungsebene gewährleistet ein Alarmwert von weniger als 2 % eine frühzeitige Warnung im Falle einer Steigung der Durchführungskapazität aufgrund von Teildurchschlägen der Steuerbeläge.

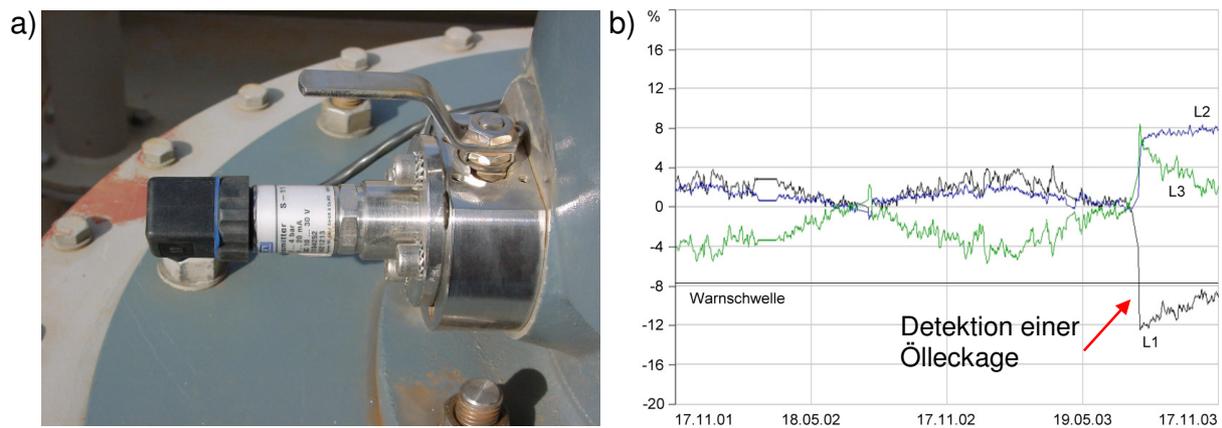
In **Abbildung 13** sind dreiphasig erfasste Betriebsspannungen sowie ermittelte Änderung der Durchführungskapazität an 400 kV-Durchführungen eines 350 MVA-Regeltransformators über einen Zeitraum von 14 Tagen dargestellt. Am 27.11.2004 wurde durch das Online-Monitoring eine Warnung aufgrund Überschreitung des Warnwertes für das  $\Delta C$  abgesetzt. Am 01.12.2004 wurde daraufhin der Transformator vom Netz genommen. Hervorgerufen durch das Messprinzip zeigt die Betriebsspannung von Phase L3 einen um ca. 15 kV höheren Wert im Vergleich zu denen beiden anderen Phasen an. Aufgrund dieser Abweichung hat sich das  $\Delta C$  sich um 3,6 % geändert. Dies entspricht anhand der **Tabelle 3** einem Teildurchschlag von 2 Steuerbelägen. Die nach der Abschaltung des Transformators durchgeführte Offline-Messung hat den online ermittelten Wert bestätigt. Die Durchführung wurde daraufhin zum Hersteller transportiert, der sie untersucht hat und ebenfalls das Ergebnis bestätigte. Aufgrund des Online-Monitorings konnte in diesem Fall ein weiterer katastrophaler Schaden vermieden werden. Es konnte zudem beobachtet werden, dass der Transformator Überspannungen ausgesetzt war, welche der Grund für die Beschädigung der Durchführung gewesen sein könnten.



*Abbildung 13: Detektion eines Teildurchschlags (2 Beläge) und Vermeidung eines kollateralen Schadens an einer 420 kV-Durchführung eines Regeltransformators a) 3-phasige Betriebsspannungen (Phasen L1, L2, L3) mit Überspannungen, b) Ermittelte Änderung der Durchführungskapazitäten  $\Delta C$  (Phasen L1, L2, L3)*

Für ölgefüllte Durchführungen ist zudem die Messung des **Durchführungsöldrucks** möglich. Dadurch können Ölleckagen und Ölverlust detektiert werden. Ein weiterer Grund für Änderungen des Durchführungsöldrucks liegt in thermischer Überbeanspruchung oder Teilentladungserscheinungen begründet. Bei Durchführungen mit separatem Ölvolumen kann ein Öldruck-Sensor eingesetzt werden. Die Erfassung der Änderung des Durchführungsöldrucks wird analog der Ermittlung der Änderung der Durchführungskapazitäten mittels einer dreiphasigen Messung erreicht. Dabei wird der Öldruck einer Durchführung mit den beiden Öldrücken der restlichen Phasen verglichen. Der Auswertalgorithmus basiert auf einer Mittelwertbildung, um Temperatureinflüsse zu eliminieren [Stirl... 02].

In **Abbildung 14** sind die Änderungen der Durchführungsöldrücke von 400 kV-Durchführungen eines 850 MVA-Maschinentransformators in einem Zeitbereich von 24 Monaten dargestellt. Infolge von Temperatureinflüssen variiert der Wert im Bereich von maximal  $\pm 5\%$ . Im August 2003 konnte ein Druckabfall an der Phase L1 festgestellt werden, woraufhin vom System eine Warnmeldung erzeugt wurde. Eine Untersuchung vor Ort hat ergeben, dass es sich an dieser Phase um eine Ölleckage handelte. Durch die Anzeige des lokal installierten Zeiger-Manometers konnte der Druckabfall nicht festgestellt werden. In diesem Beispiel hat alleinig die sensible Messtechnik des Online-Monitoringsystems die Unregelmäßigkeit aufgedeckt. Die Leckage konnte abgedichtet werden und ein weiterer sicherer Betrieb ist somit gewährleistet.



*Abbildung 14: a) Öl-drucksensor an Hochspannungsdurchführung, b) 3-phasige Überwachung der Änderung des Durchführungsöldrucks an einem 400 kV-Maschinentransformator mit Detektion einer Ölleckage an Phase L1*

Maßgebliche Gründe für den Ausfall von Durchführungen liegen in Teildurchschlägen von Steuerbelägen, Kontaktproblemen im Messanschluss, falschem Öl-druck, Ölverlust oder mechanischen Störungen durch äußere Einwirkungen. Diese Auswirkungen können mit der Detektion der Änderung der Durchführungskapazität und der Messung des Durchführungsöldrucks zuverlässig erkannt werden.

## 2.4 Kühlanlage

Mit Hilfe des Monitoringsystems kann eine Steuerung der Lüfter einer Kühlanlage abhängig von der Belastung und der Öltemperatur durchgeführt werden. In **Abbildung 15** sind beispielhaft die Online-Datenvisualisierung durch ein Monitoringsystem dargestellt. Zur Detektion der Betriebszustände der Pumpen und Lüfter der Kühlanlage werden Hilfskontakte der entsprechenden Leistungsschütze eingesetzt und auf die digitalen Eingänge des Systems verdrahtet. Die folgenden Vorteile bietet der Einsatz einer intelligenten **Kühlanlagenüberwachung und -steuerung**: Detektion von Unregelmäßigkeiten, wie z. B. defekte Lüfter, Pumpen; Optimierung der Heißpunkttemperatur; Reduzierung der Transformatoratmung, Reduzierung von Geräuschemission; Kostenoptimierung durch Management der Verluste oder Erhöhung der Überlastbarkeit durch Vorkühlung des Öls. Für weitere Beispiele der Erkennung einer defekten Kühlanlage sei auf die Literatur [Kachler... 03, Tenbohlen... 02] verwiesen.

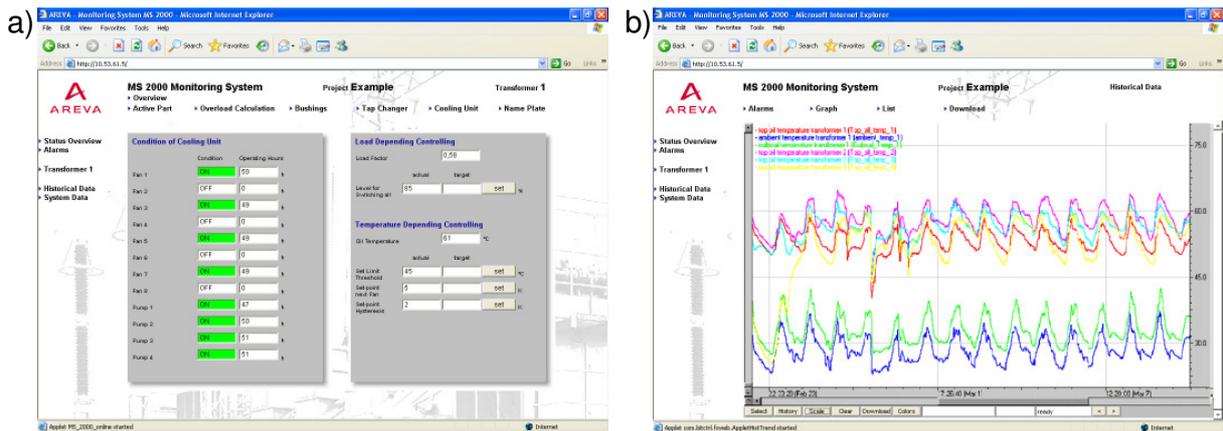


Abbildung 15: Online-Datenvisualisierung, a) Betriebszustand der Kühlanlage mit Kühlanlagensteuerungsfunktionen, b) Grafische Darstellung historischer Daten

## 2.5 Zusatzeinrichtungen - Ausdehnungsgefäß

Für die Betriebssicherheit eines Transformators ist der Wassergehalt des Öl-/Papierisolationssystems ein wichtiger Indikator. Neben der Zersetzung der Öl-/Papierisolation ist der Feuchtigkeitseintritt hervorgerufen durch Atmung eines Transformators ein weiterer Grund für Feuchtigkeit. Der Wassereinfluss wirkt zudem als Katalysator für den weiteren Alterungsprozess. Beispielhaft für die Überwachung der Transformatoratmung ist in **Abbildung 16** die Öltemperatur zusammen mit der **Luftfeuchte** im Ausdehnungsgefäß eines 185 MVA-, 275 kV-Maschinentransformators dargestellt. Es sind deutlich Schwankungen der Luftfeuchte in Abhängigkeit der Öltemperaturschwankungen zu erkennen. Der Grund hierfür ist eine verbrauchte Silikagel-Trockenvorlage, die nicht mehr die Fähigkeit besitzt, die Feuchtigkeit der Umgebungsluft zu trocknen.

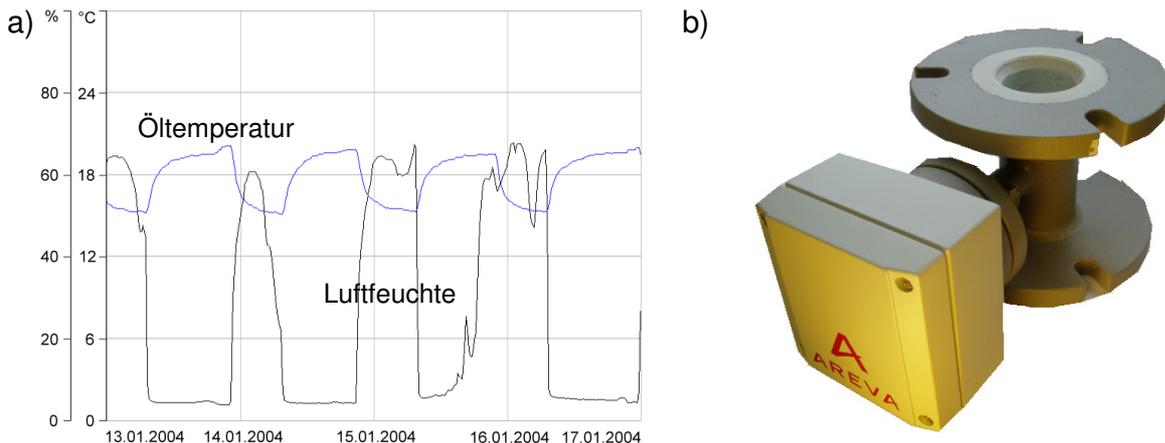


Abbildung 16: a) Öltemperatur und Schwankungen der Luftfeuchte im Ausdehnungsgefäß durch Transformatoratmung eines 185 MVA-, 275 kV-Maschinentransformators, b) Luftfeuchte-Sensor mit Adapterflansch

### 3 Zusammenfassung

Im Rahmen diese Beitrags wurde erläutert, wie eine moderne Zustandserfassung und Diagnostik mit einem umfassenden Online-Monitoring-Konzept zuverlässig realisiert werden kann. Die betrachteten Fehlerursachen und Fehlerraten bei Leistungstransformatoren zeigen dabei deutlich, dass der Einsatz eines Monitoringsystems mit seinen flexibel und modular einsetzbaren Mess- und Analysegrößen einen entscheidenden Beitrag für einen sicheren Betrieb von Leistungstransformatoren leisten kann und somit zu einer Verringerung des Gefährdungspotentials dieses Betriebsmittels beiträgt.

Die einzelnen Analyse- und Auswertemodule von Online-Monitoringsystemen wurden näher beschrieben und es wurde auf die Detektion der verschiedenen Messgrößen und deren transparenter Analyse eingegangen. Anhand charakteristischer Betriebsdaten und wichtiger Kenngrößen konnten deren Zusammenhänge erklärt werden. Zudem wurde erläutert, dass eine intelligente Verknüpfung der Monitoringmodule untereinander und damit Vertiefung von Zustands-, Trend- und Diagnoseinformationen im Fokus aktueller Entwicklungen stehen. Auch konnten die Beispiele verdeutlichen, wie der Einsatz von zukunftsorientierten Soft- und Hardwarekomponenten die aktuellen Entwicklungsschritte ebenfalls positiv beeinflusst. Im weiteren wurden die Möglichkeiten der Detektion von Trends und sich anbahnenden Unregelmäßigkeiten verdeutlicht. Die Analyse der praktischen Beispiele hat ergeben, dass neben einer kontinuierlichen Überwachung und damit einhergehenden Erkennung von Trends auch die Detektion transienter Ereignisse möglich und sinnvoll ist.

Eine praktische Fallstudie hat das Erkennen einer sich anbahnenden Unregelmäßigkeit bis hin zum Auftreten des katastrophalen Schadens eines 75 MVA-Ofentransformators gezeigt. Dabei konnte durch den Einsatz des Online-Monitoring das Betriebsverhalten kontinuierlich anschaulich dargestellt werden. Die Analysemodule für das Aktivteilmonitoring zusammen mit den Stufenschaltermonitoring wiesen frühzeitig auf die Fehlerursache hin.

Der Einsatz des Monitorings von Durchführungen hat ebenfalls deutlich gezeigt, wie hierdurch eine Verringerung des Gefährdungspotentials für den Transformator erreicht werden konnte. Durch die frühzeitige Detektion von Teildurchschlägen an einer 420 kV-Durchführung konnte ein kollateraler Schaden vermieden werden. Auch das frühzeitige Erkennen einer Ölleckage an einem 850 MVA-Maschinentransformator konnte zuverlässig detektiert werden und somit ein weiterer kollateraler Schaden vermieden werden. Des weiteren haben die aufgeführten Beispiele im Bereich der Überwachung von Stufenschalter, Kühlanlage und Ausdehner die Leistungsfähigkeit des umfassenden Monitoring-Konzepts verdeutlicht.

### 4 Literatur

[CIGRE 83]

"An International Survey on Failures of Large Power Transformers in Service", *CIGRE Working Group 12.05*, Electra, No. 88, 1983

[Du... 99]

Y. Du et al.: „A Review of Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems“, *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Vol. 15 No. 1, S. 11..20, 1999

[Dupraz... 00]

J.P. Dupraz et al.: „Electronic Control of Circuit Breakers“, *CIGRE Session 2000*, paper 13-206, Paris, 2000

[Hofmann... 05]

F. Hofmann, S. Tenbohlen: „Wartungsarmut und reduzierte Alterung von Leistungstransformatoren durch Hermetikabschluß“, *Regensburger Transformatorsymposium*, Regensburg, 2005

[IEC 91]

IEC 60354: „Loading guide for oil immersed power Transformers“, *IEC*, 1991

[Kind... 82]

D. Kind, H. Kärner: „Hochspannungsisoliertechnik“, *Friedr. Vieweg & Sohn*, Braunschweig, 1982

[Koch 05]

M. Koch: „Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts“, *Proc. of the ISH Symposium*, S. 508, Beijing, China, 2005

[Kachler... 03]

A.J. Kachler, S. Tenbohlen, et al.: „Transformer Life Management German Experience with Condition Assessment“, *Contribution for CIGRE SC12/A2-Merida-Kolloquium*, 2003

[Krump... 01]

R. Krump, H. Frielingsdorf: „Dry Type Bushings for Operation under difficult Conditions“, *Transform*, Munich, 2001

[Oomen 83]

T.V. Oomen: „Moisture Equilibrium in Paper-Oil Systems“, *Proc. of the Electrical/Electronics Insulation Conference*, Chicago, S. 162..166, 1983

[Rösner... 04]

M. Rösner, S. Tenbohlen: „Online-Feuchtigkeitsüberwachung der festen Isolierstoffe in Leistungstransformatoren“, *ETG Fachtagung*, Köln, 2004

[Stirl 04]

T. Stirl: „Online-Monitoring von kapazitiv gesteuerten Durchführungen an Leistungstransformatoren“, *ETG Fachtagung*, Köln, 2004

[Stirl... 02]

T. Stirl et al.: „Technische Möglichkeiten und praktische Betriebserfahrungen mit online Monitoring-systemen für Leistungstransformatoren“, *ETG Fachtagung*, Berlin, 2002

[Stirl... 01]

T. Stirl et al.: „Assessment of Overload Capacity of Power Transformers by on-line Monitoring Systems“, *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Columbus, Ohio, 2001

[Tenbohlen... 02]

S. Tenbohlen, T. Stirl et al.: „Experience-based Evaluation of Economic Benefits of On-line Monitoring Systems for Power Transformers“, *CIGRE Session 2002*, paper 12-110, Paris, 2002

[Tenbohlen... 00]

S. Tenbohlen et al.: „Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Off-line Methods: Results, Examples and Future Trends“, *CIGRE Session 2000*, paper 12-204, Paris, 2000

[VDEW 98]

VDEW-Störungsstatistik, *Verband der Elektrizitätswirtschaft*, VDEW Energieverlag GmbH, Frankfurt, 1998

[Widmaier 02]

K. Widmaier: „Durchführung – eine höchstbeanspruchte Komponente“, *MICAFIL Symposium*, Stuttgart, 2002



# **- Gas-in-Öl-Analyse -**

(DGA - dissolved gas analysis)

## **Bestandteil der Spezifikation & Prüfung von Transformatoren**

1

## **Agenda**

- 1) Gas-in-Öl-Analyse - Warum - Was - Wann - Wieviel**
- 2) Probleme erkennen und lösen**
- 3) Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen im Feld**
- 4) Schlußfolgerungen**

2

# Gas-in-Öl-Analyse

## Warum - Was - Wann - Wieviel

3

## Zum Vergleich das Warum

**DGA**  
Öl - überall im Trafo

**Blut**  
Blut - überall im Körper

**Kontrolle - Wie oft?**

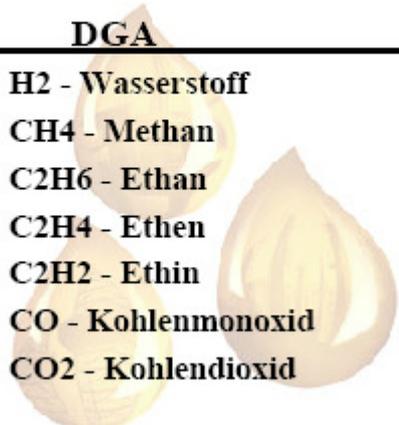
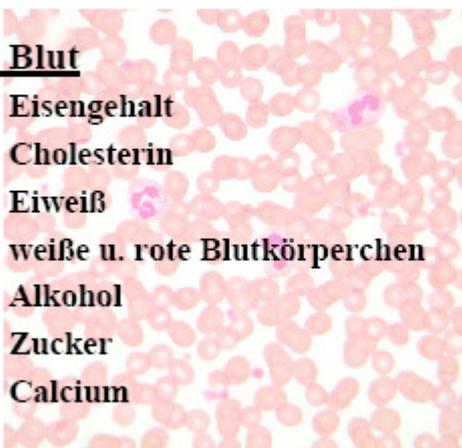
- Alter
- Verfassung
- der physischen Belastung
- Bedeutung
- Familie

The diagram compares DGA (Gas-in-Oil Analysis) and Blut (Blood) analysis. On the left, a transformer is shown with the text 'DGA Öl - überall im Trafo'. On the right, a human figure is shown with the text 'Blut Blut - überall im Körper'. In the center, the text 'Kontrolle - Wie oft?' is written above a list of factors: 'Alter', 'Verfassung der physischen Belastung', 'Bedeutung', and 'Familie'.

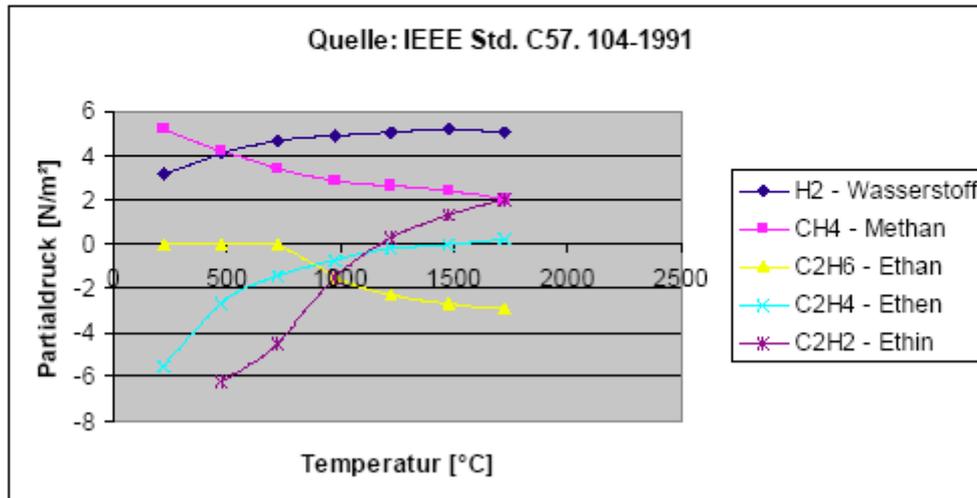
## Zum Vergleich das Warum

<p><b><u>DGA</u></b> Öl - überall im Trafo</p> 	<p><b><u>Blut</u></b> Blut - überall im Körper</p> 
<p><b><u>Weitere wichtige Punkte bei der Kontrolle!</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reproduzierbarkeit</li> <li>Trendbestimmung</li> <li>Erfahrungen sammeln</li> </ul>	

## Was suchen wir?

<p><b><u>DGA</u></b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>H<sub>2</sub> - Wasserstoff</li> <li>CH<sub>4</sub> - Methan</li> <li>C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> - Ethan</li> <li>C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> - Ethen</li> <li>C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> - Ethin</li> <li>CO - Kohlenmonoxid</li> <li>CO<sub>2</sub> - Kohlendioxid</li> </ul>	<p><b><u>Blut</u></b></p>  <ul style="list-style-type: none"> <li>Eisengehalt</li> <li>Cholesterin</li> <li>Eiweiß</li> <li>weiße u. rote Blutkörperchen</li> <li>Alkohol</li> <li>Zucker</li> <li>Calcium</li> </ul>
--	---

## Wann entstehen die Gase?



## Wieviel Gas ist normal?

Quelle: IEC 60599, Seite 47, Tabelle A.2

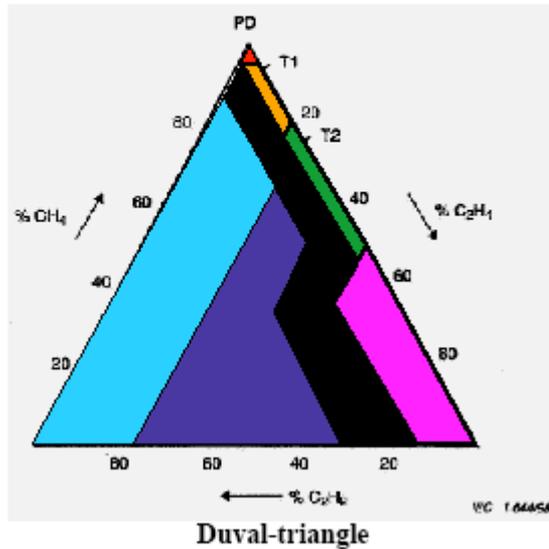
Transformer sub-type	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
No OLTC	60-150	540-900	5.100-13.000	40-110	50-90	60-280	3-50
Communicating OLTC	75-150	400-850	5.300-12.000	35-130	50-70	110-250	80-270

NOTE 1 - The values listed in this table were obtained from individual networks. Values on other networks may differ.

NOTE 2 - „Communicating OLTC“ means that some oil and/or gas communication is possible between the OLTC compartment and the main tank or between the respective conservators. These gases may contaminate the oil in the main tank and affect the normal values in these types of equipment. „No OLTC“ refers to transformers not equipped with an OLTC not communicating with or leaking to the main tank.

NOTE 3 - In some countries, typical values as low as 0,5 µl/l for C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and 10µl/l for C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> been reported.

## Bei wieviel Gas liegt welches Problem vor?



- PD = Teilentladungen
- D1 = Entladungen mit kleiner Energie
- D2 = Entladungen mit großer Energie
- T1 = Erwärmung bis 300°C
- T2 = Erwärmung von 300°C bis 700°C
- T3 = Erwärmung über 700°C
- D+T = Erwärmung über 700°C

9

## Charakterisierung der Probleme

key gases	key - ratios
H2 - CH4 - C2H6 - C2H4 - C2H2 (CO - CO2)	(IEC) $\frac{C2H2}{C2H4}$ $\frac{CH4}{H2}$ $\frac{C2H4}{C2H6}$

„Jeder Doktor bzw. DGA-Spezialist ...

... IEC - 60599  
 IEEE  
 Rogers  
 Schliessing  
 Dörnenburg  
 Normagraphe Technique  
 Duval ...

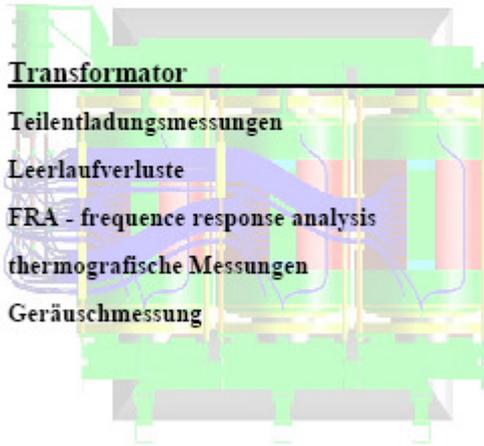
... verfügt über persönliches Wissen, eigene Erfahrungen und Trauma's welche als Basis für die Interpretation der DGA-Ergebnisse dienen.“

10

## Anzeichen gefunden - weitere Diagnosemethoden

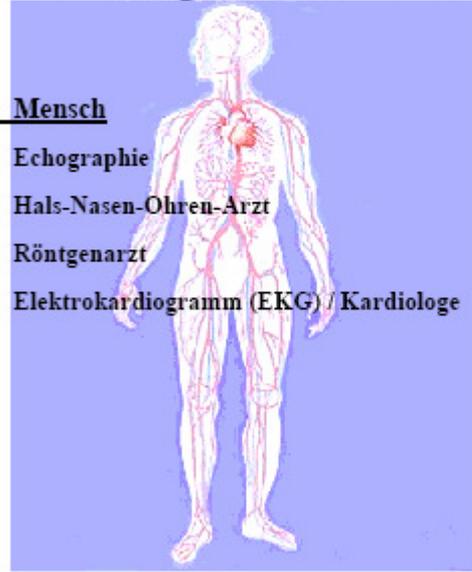
### Transformator

Teilentladungsmessungen  
 Leerlaufverluste  
 FRA - frequency response analysis  
 thermografische Messungen  
 Geräuschmessung



### Mensch

Echographie  
 Hals-Nasen-Ohren-Arzt  
 Röntgenarzt  
 Elektrokardiogramm (EKG) / Kardiologe

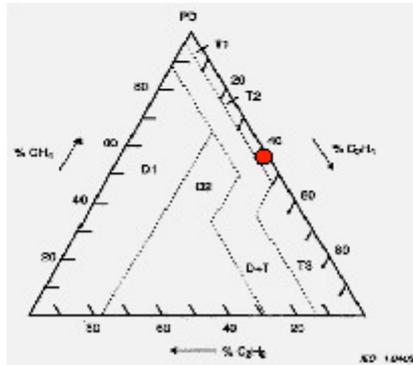


## Probleme erkennen und lösen

**Problem: Kreisströme durch Schleifen**

Transformator: Baujahr = 1990 / S = 457 MVA / U = 175/19 kV

Schlüsselgas	Wert [ppm]	Anteil [%]
CH <sub>4</sub> - Methan	500	56,00
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> - Ethin	0,1	0,00
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> - Ethen	400	44,00
Ergebnis: Erwärmung von 300°C bis 700°C		



13

**Problem: Kreisströme durch Schleifen**

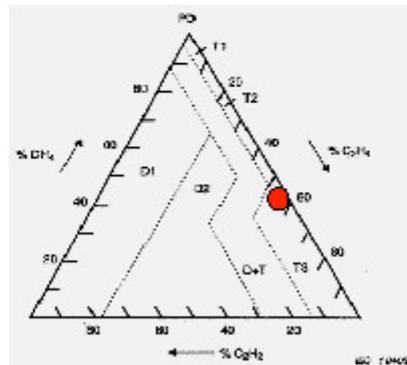
Transformator: Baujahr = 1990 / S = 457 MVA / U = 175/19 kV



14

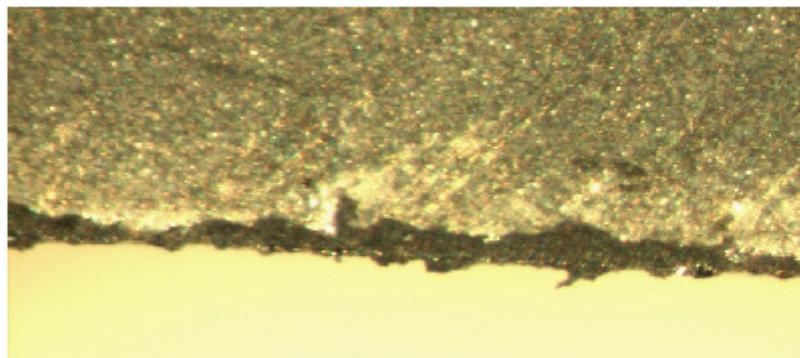
**Problem :Induzierte Kreisströme im Kern durch Hoch-Stromverbindungen während Erwärmungsprüfung**

Schlüsselgas	Wert [ppm]	Anteil [%]
CH <sub>4</sub> - Methan	6,4	45,71
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> - Ethin	0	0,00
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> - Ethen	7,6	54,29
Ergebnis: T3 = Erwärmung > 700°C		



15

**Problem :Induzierte Kreisströme im Kern durch Hoch-Stromverbindungen während Erwärmungsprüfung**

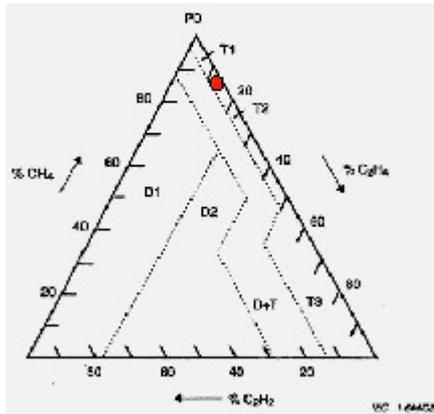


30-fach vergrößert, verkohltes Öl

16

**Problem: Mutter von Jochbalken runtergelaufen**

Transformator: Baujahr = 1966 / S = 200MVA / U = 220r/110/10,5 kV



H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2
2100	65	40	9	0,1
alle Werte in ppm				

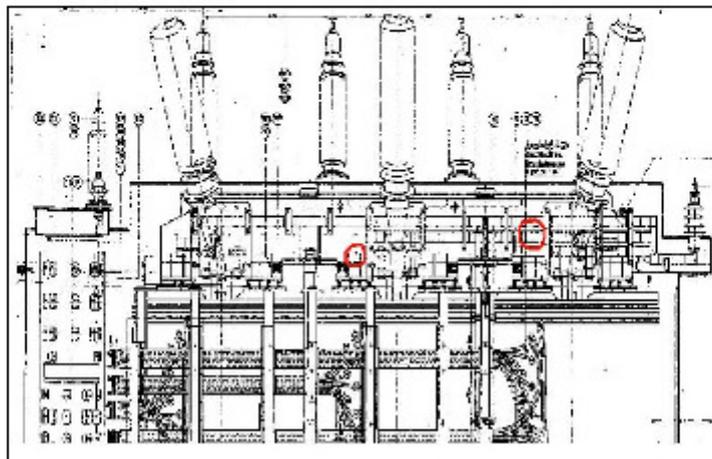
C2H2	0,1	C2H4	9	CH4	65
	-0,01		-0,23		-0,03
C2H4	9	C2H6	40	H2	2100
	= Code0		= Code1		= Code0

Ergebnis laut IEC 599: Teilentladungen

17

**Problem: Mutter von Jochbalken runtergelaufen**

Transformator: Baujahr = 1966 / S = 200MVA / U = 220r/110/10,5 kV



18

**Problem: Mutter von Jochbalken runtergelaufen**

Transformator: Baujahr = 1966 / S = 200MVA / U = 220r/110/10,5 kV



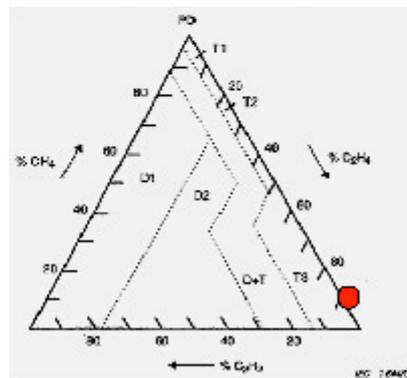
19

**Problem: Heißstelle am Umsteller**

Transformator: Baujahr = 1963 / S = 31,5MVA / U = 110/30/10 kV

Schlüsselgas	Wert (ppm)	Anteil (%)
CH <sub>4</sub> - Methan	102	9,54
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> - Ethin	67	6,27
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> - Ethen	900	84,19

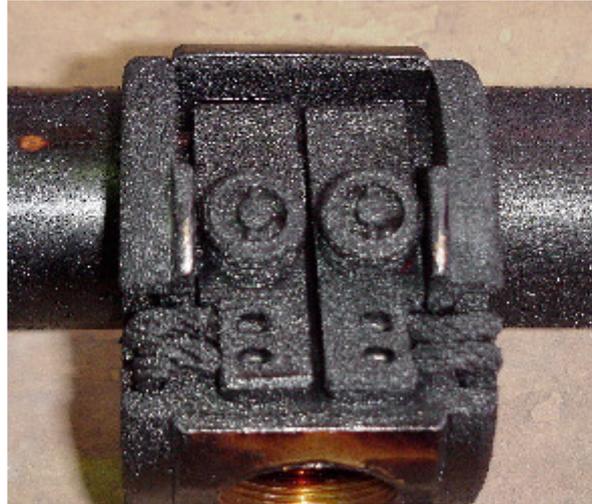
Ergebnis: T3 = Erwärmung > 700°C



20

**Problem: Heißstelle am Umsteller**

Transformator: Baujahr = 1963 / S = 31,5MVA / U = 110/30/10 kV



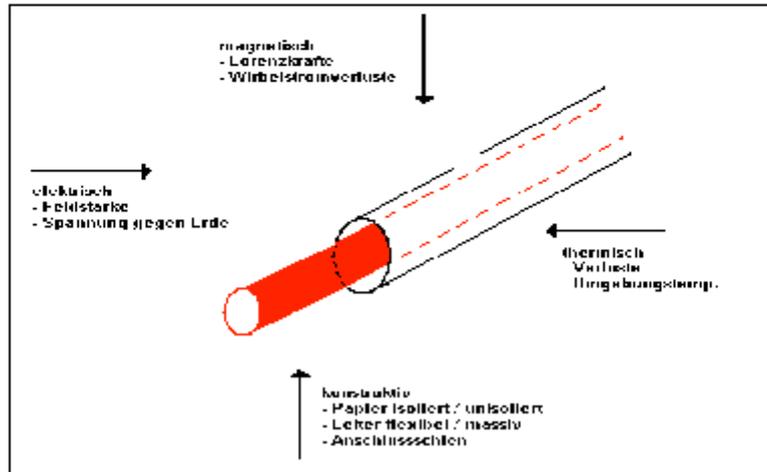
21

**Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen  
im Feld durch Prüfung und Spezifikation**

22

## Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen im Feld durch Prüfung und Spezifikation (1)

Test- und Prüfbedingungen wobei im allgemeinen folgende Punkte beachtet werden müssen



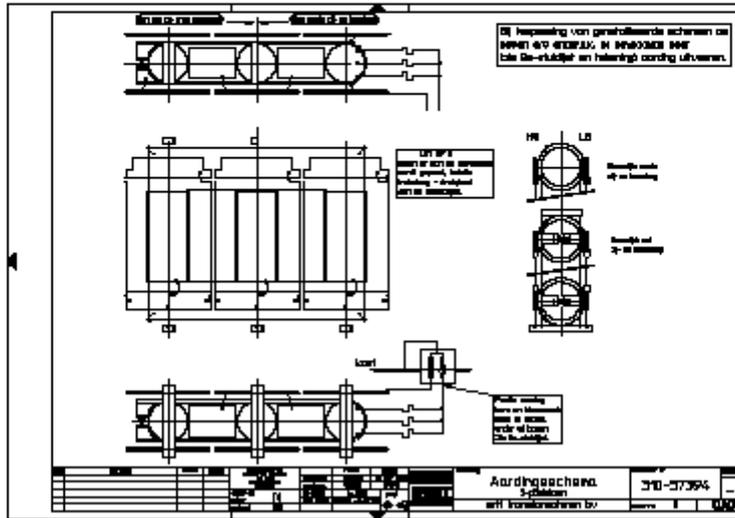
23

## Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen im Feld durch Prüfung und Spezifikation (2)

- Isolationsprüfungen
- Erwärmungsprüfung
- Qualität der Verbindungen

24

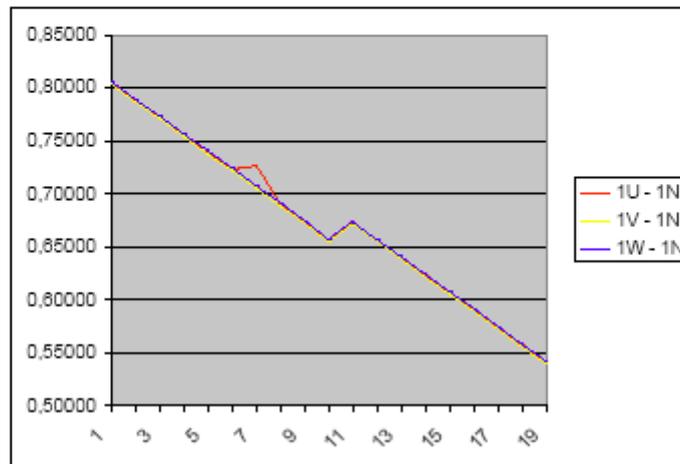
### Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen im Feld durch Prüfung und Spezifikation (3)



25

### Möglichkeiten zur Vermeidung von Problemen im Feld durch Prüfung und Spezifikation (3)

Überprüfung der Qualität der Verbindungen mittels Widerstandsmessung



26

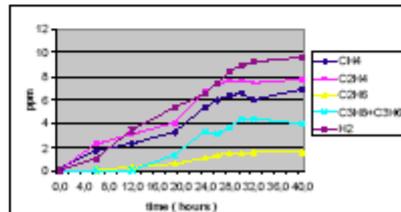
## Kriterien f. Gaskonzentrationen bei Erwärmungsmessung

Quelle: Bericht Cigre Working Group 09 März 1994 „Dissolved-Gas-Analysis during heat-run tests on power transformers“

Bemerkung 1 - Befindet sich ein Messwert zwischen Range 1 und Range 2, dann ist eine Erklärung oder nähere Untersuchung notwendig.

Bemerkung 2 - Ausgangspunkt ist, kein Gas bei Prüfungsbeginn.

	Erwärmungsmessung	
	Range 1 alle Werte kleiner bedeutet »» Transformator O.K. ««	Range 2 1 Wert höher bedeutet »» Fehler««
C2H2	< 0,2 ppm	< 0,2 ppm
H2 + CH4 + C2H4 + C2H6	< 2 ppm/h	< 5 ppm/h
CO	< 5 ppm/h	< 25 ppm/h
CO2	< 20 ppm/h	< 100 ppm/h
C2H4 / C2H6 wenn C2H4 > 2 ppm und C2H6 > 2 ppm	< 1	< 3

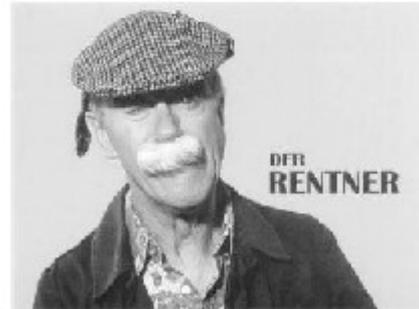


27

## Schlußfolgerung

28

Die DGA ist ein einfaches, bewährtes Hilfsmittel um den Zustand eines Transformators zu bestimmen, von der Geburt bis zur Rente.

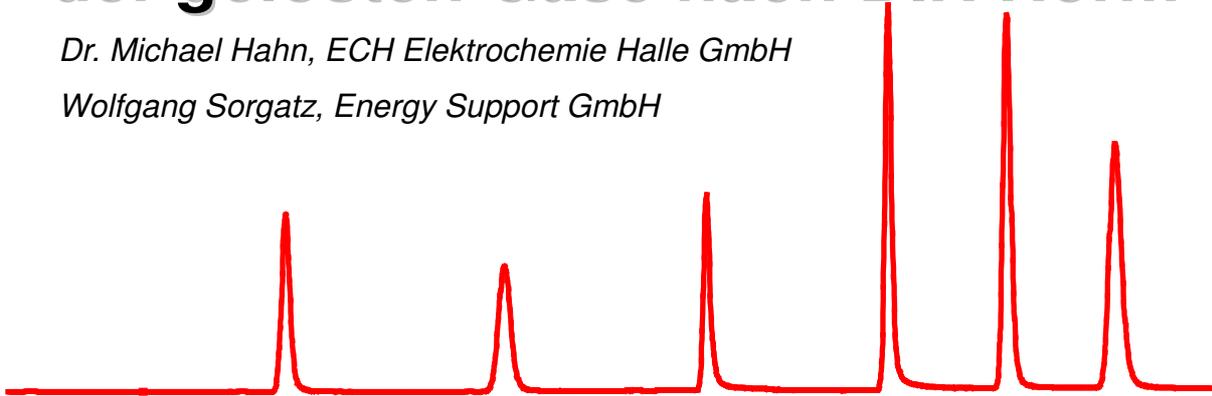




# Möglichkeiten der Vor-Ort-Analyse der gelösten Gase nach DIN Norm

*Dr. Michael Hahn, ECH Elektrochemie Halle GmbH*

*Wolfgang Sorgatz, Energy Support GmbH*



In der Vergangenheit hat die Bedeutung der Instandhaltung von Betriebsmittel immer mehr zugenommen.

Ziel ist es, eine optimale Nutzung und eine Verlängerung der Lebensdauer bei Transformatoren, beziehungsweise eine Verringerung von unplanmäßigen Ausfällen zu erreichen.

Ein wichtiger Aspekt ist neben der Fehlerfrüherkennung die Einsparung von Kosten bei der Wartung der Transformatoren. Eine hohe Verfügbarkeit bedeutet eine Steigerung ihrer Effektivität und somit eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit.

## Allgemeines

Das Isolieröl bildet eine der größten Schwachstellen am Transformator, diese muß besonders in ein Instandhaltungskonzept eingebracht werden.

Da die Lebensdauer von Isolierölen nicht die der Nutzungsdauer von Transformatoren entspricht, bedient man sich verschiedenster Meßtechniken um eine Zustandsbestimmung des Öles zu erreichen.

Die gebräuchlichsten sind die

- a) Durchschlagsfestigkeitsprüfung
- b) Dielektrische Prüfung des  $\tan \delta$
- c) Wassergehaltsmessung nach Karl-Fischer Titration
- d) Gas in Öl Analyse
- e) Gesamtgasgehaltsmessung

Aus der Summe der Ergebnisse folgt eine Zustandsdiagnose des Transformators.

Unter dem Aspekt der Diagnose innerer Fehler ist die Analyse der im Öl gelösten Gase mittels Gaschromatographie von zentraler Bedeutung.

Unter einer Gas-in-Öl-Analyse versteht man die quantitative Analyse aller im Öl gelösten Gase. Die Analyse erfolgt durch Extraktion der Gase aus dem Öl und nachfolgender

Gas-chromatographie. Durch die Gas-in-Öl-Analyse können alterungsbedingte Veränderungen bestimmt und Funktionsmängel im Transformator frühzeitig erkannt werden.

Die Gas-in-Öl-Analyse liefert im wesentlichen Hinweise auf folgende Fehler:

### **Elektrische Fehler**

- Überschläge zwischen Windungen oder Wicklungen, Öldurchschläge zwischen blanken Leitern
- Entladung mit geringer Energie, z.B. dauernde Funkenentladungen an Bruchstellen, diskontinuierliche Durchschläge zwischen Wählerkontakten mit Fremdschichten
- Teilentladungen verschiedenen Energiedichten mit Kriechspuren, z.B. bei schlechter Imprägnierung, Gaseinschlüssen

### **Thermische Fehler**

Anhand von Schadensstatistiken kann ein einfacher Zusammenhang zwischen Fehlerart und gebildeter Gasart hergestellt werden. Man kann dadurch vier Fehlergruppen erstellen, von denen jede durch ein charakteristisches Gas gekennzeichnet ist:

1. Bei elektrischer Entladung mit hoher Energie wird überwiegend Acetylen gebildet
2. Bei Teilentladung entsteht überwiegend Wasserstoff
3. Bei starker Überhitzung wird überwiegend Ethylen gebildet
4. Bei thermischem Abbau von Cellulose entsteht Kohlenmonoxid und Kohlendioxid

Man kann aber nicht den Schluß ziehen, daß bei Nachweis eines der o.g. Gase mit dem dazugehörigen Fehler zu rechnen ist, da jedes dieser Gase auch bei anderen Fehlern gebildet werden kann. Man muß daher neben den absoluten Gasmengen auch bestimmte Quotienten von Fehlergaskonzentrationen bilden. Je nach Auswahl dieser Quotienten erhält man somit die verschiedenen Interpretationsschemata die in unserem Expertensystem abgelegt sind.

Für Leistungs-Transformatoren ist die Kombination von Isolationsflüssigkeit und einer Feststoffimprägnierung somit fast die einzige Art der Isolation. Nur mit solch einer Kombination können Komponenten isoliert und thermische Verluste gleichzeitig verringert werden.

Als ersten Schritt für die Analyse des aktuellen Zustandes der Isolation wird gewöhnlich eine Gas-in-Öl-Analyse verwendet, weil Fehler innerhalb eines Transformators zu einer Beeinträchtigung der Isolation führen kann.

Dies führt normalerweise zur Produktion von so genannten Fehler-Gasen, die Zusammensetzung der Gase wiederum erlaubt eine Identifikation von bestimmten Fehlertypen.

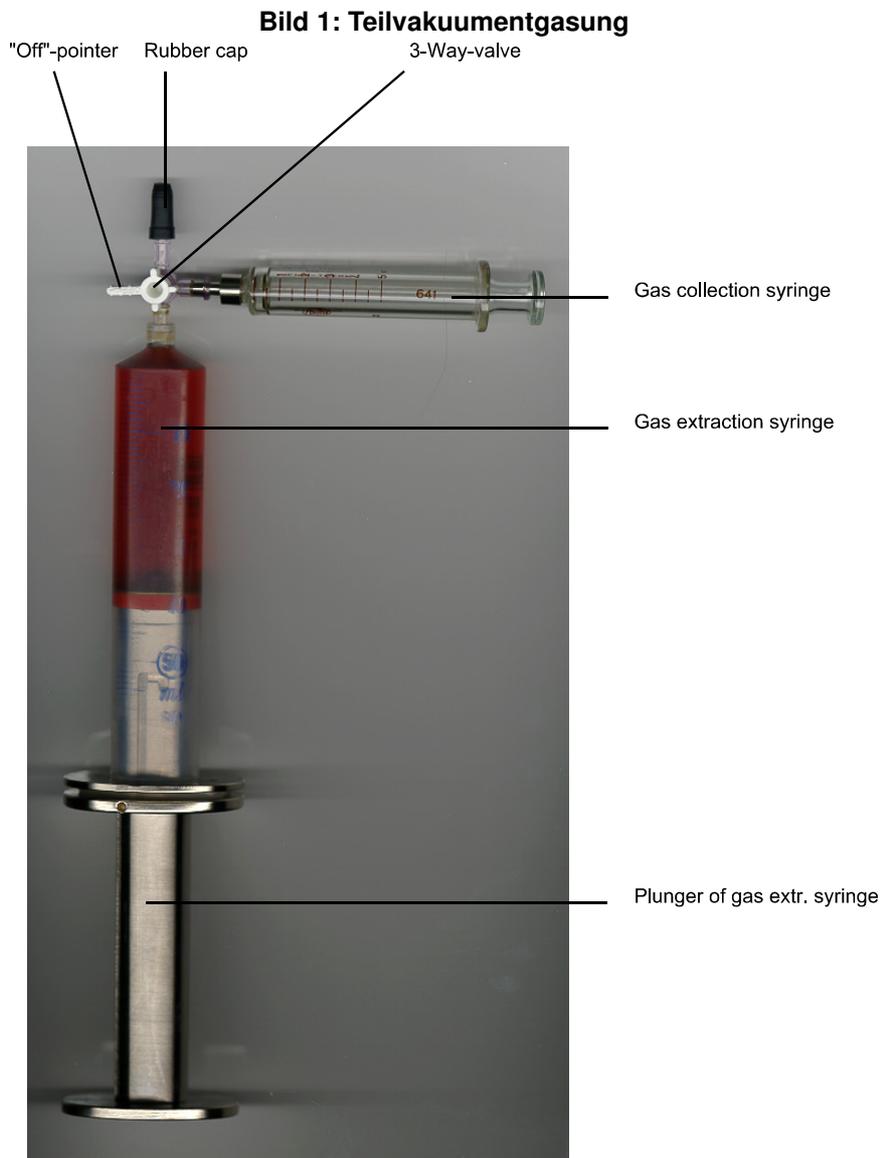
Auf Grund der Zusammensetzung des im Isolieröl gelösten Gasgemisches, ist eine Beurteilung der Belastungen möglich, die schließlich zu einer Verminderung der Isolierfähigkeit führen kann.

Durch eine solche Analyse wird eine thermische sowie eine elektrische Überbelastung sichtbar gemacht und ermöglicht deshalb frühe Gegenmaßnahmen, die eine verlängerte Isolations-Zuverlässigkeit und Lebensdauer versprechen. Jedoch ist für diese Analyse zuerst die komplette Extraktion der gelösten Gase nötig.

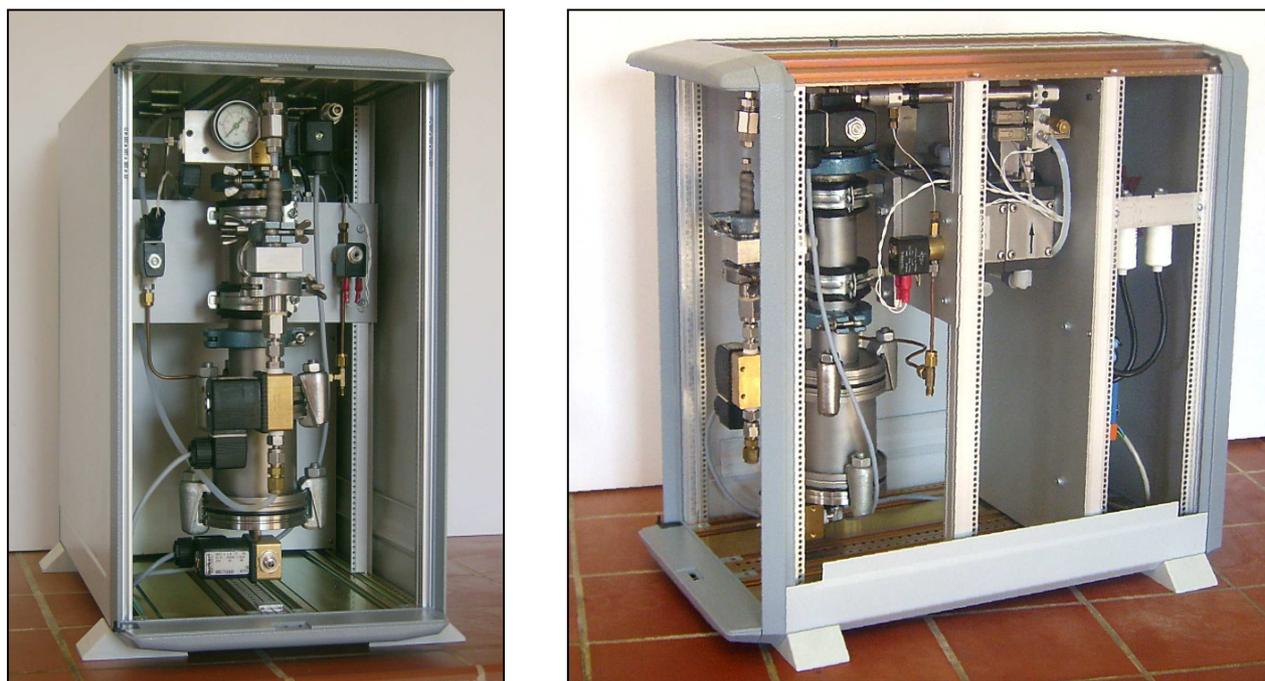
Die so genannten Schlüsselschadgase sind:

- Sauerstoff  $O_2$ , Stickstoff  $N_2$
- Kohlenmonoxid  $CO$ , Kohlendioxid  $CO_2$
- Wasserstoff  $H_2$
- Methan  $CH_4$ , Ethan  $C_2H_6$ , Ethylen  $C_2H_4$ , Acetylen  $C_2H_2$   
und als Begleitgase manchmal
- Propan  $C_3H_8$ , Propylen  $C_3H_6$ .

Folgende Systeme zur Entgasung stehen zur Verfügung:



**Bild 2: Vollautomatische Vakuumentgasung nach DIN / IEC 60567**



Dieses neue patentierte System für die Gas-in-Öl-Analyse ist in verschiedenen Ausführungen erhältlich:

- als Gesamtgasgehaltsmessgerät – durch Messung des Druckanstiegs
- als automatische Vakuumentgasung gemäß bestehender Norm
- mit einer automatischen Probenzuführung und Überführung des freigesetzten Gasgemisches in den Gaschromatographen *MobilGC* ist es für die Online Messung vorgesehen.

Das Komplettsystem besteht aus einer quecksilberfreien Gas- Extraktions-Vorrichtung, kombiniert mit einem tragbaren Gas-Chromatographen (*MobilGC*), der die Art und die Menge der Gase nach der Extrahierung von der Ölprobe analysiert.

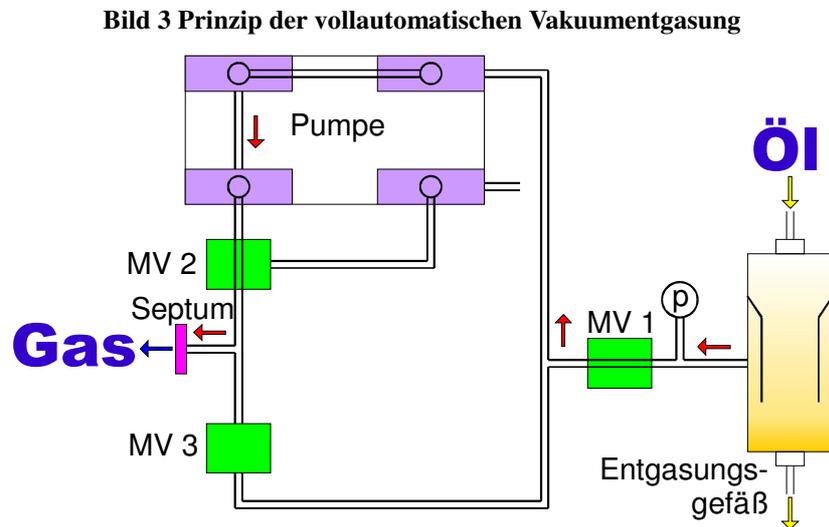
Mit dem neuen Gas-in-Öl- System erfolgt die Analyse in 2 Schritten mit hoher Selektivität und Genauigkeit, wobei diese vergleichbar mit den Laboranalysen ist:

1. Entgasung der entnommenen Ölprobe durch Vakuum-Extrahierung (entsprechend IEC 60567 [2]) oder mit der Teilvakuumentgasung inklusive einer Gesamtgasgehaltsmessung (Messung erfolgt über den Druckanstieg)
2. Analyse der gelösten Gase durch einen Gas-Chromatographen, ausgestattet mit WLD (Wärmeleitfähigkeitsdetektor), FID (Flammenionisations-Detektor) sowie Methanizer

Beide Schritte, welche nachfolgend detaillierter erklärt werden, sind durch einen Microcontroller synchronisiert. Dieser garantiert eine schnelle und zuverlässige Messroutine.

## Vakuum Entgasung

Zur schnellen und einfachen Entgasung wird eine neu entwickelte, quecksilberfrei arbeitende Vakuum- Entgasungs- Methode (Patent DE 102 52 652 4) genutzt. Nach der Extrahierung durch eine 4-stufige Vakuumpumpe werden die Gase in einem speziellen Ventilblock gesammelt. Durch dieses Verfahren kann eine sehr hohe Empfindlichkeit erreicht werden. Das Extrahierungs-Prinzip wird schematisch in Bild 3 dargestellt:



Ein- und Auslass der Ölprobe, wie auch die Schaltventile werden durch einen Mikroprozessor kontrolliert; ein linearer Druck-Sensor misst online den Gesamtgasgehalt (TGC).

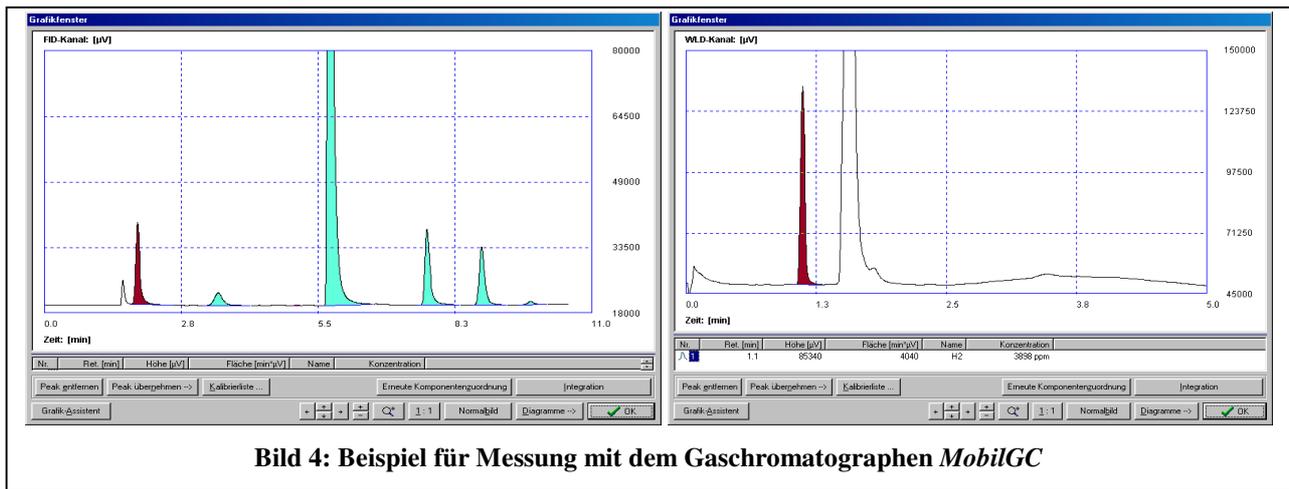
Die Injizierung der Gasprobe in den Gas-Chromatographen erfolgt manuell oder durch eine festinstallierte Überführungsleitung.

## MobilGC

Die Analyse der gelösten Gase wird nach der automatischen oder manuellen Injektion mittels eines automatischen Probenventils (6 Port Ventil) in den Trägergasstrom des Gaschromatographen durchgeführt. Das injizierte Gasgemisch wird in dem inerten Trägergas in die einzelnen Komponenten getrennt. Dies garantiert eine hohe Selektivität ohne jegliche Matrixeinflüsse oder Querempfindlichkeiten.

Für die Trennung der verschiedenen Gase wird eine Kapillarsäule (z.B. Typ PLOT, Länge 30m x ID 0,53 mm) eingesetzt. Die Detektion erfolgt mit einem WLD (Wärmeleitfähigkeitsdetektor) und einem FID (Flammenionisationsdetektor). Die Gase CO und CO<sub>2</sub> werden mit einem Methanizer konvertiert und am FID detektiert. Dieses Verfahren garantiert eine sehr hohe Empfindlichkeit und die Ermittlung sämtlicher genannten Schlüsselgasen, sowie auch Propan und Propen.

Alle Ergebnisse werden abschließend in ppm angezeigt mit einer sehr hohen Nachweisempfindlichkeit für alle Kohlenwasserstoffe. Somit können auch neue Transformatorenöle und Transformatoren nach ihrer periodischen Wartungsarbeit zuverlässig analysiert werden (vgl. Bild 4).



**Bild 4: Beispiel für Messung mit dem Gaschromatographen MobilGC**

Auf Grund der Kompaktheit des *MobilGC* (vgl. Bild 5), ist das Gerät sehr flexibel und kann transportabel für Analysen vor Ort eingesetzt werden. Außerdem gestattet es die Analyse von Buchholzgasen, was oft sehr wichtig ist im Falle des Auslösens eines Buchholzrelays, so dass der Transformator gegen erweiterten Ausfall geschützt ist. In diesem Fall, kann das Gas, das sich frei im Relais gesammelt hat, sofort analysiert werden und ein erstes Statement über die Schwere des Fehlers ist möglich.

Im *MobilGC* ist ein zusätzlicher Injektions-Port installiert, der es ermöglicht, die Buchholz-Gase automatisch zu überwachen. Sobald das Relais auslöst, wird die aktuelle Messroutine unterbrochen und die Relaisgase werden sofort analysiert.



**Bild 5: MobilGC**

## Online Gas-in-Öl-Analysator

Die dargestellten Analysatoren können, wie in Bild 6 abgebildet, als online- fähiger Gas-in-Öl-Analysator eingesetzt werden. Das komplette System ist mikroprozessorgesteuert. Eine serielle Schnittstelle (RS 232) ermöglicht den Transfer von Daten zu einem Remotecomputer. Die Intervalle des Analysen-Zyklus können durch den Betreiber frei definiert werden (Nummer von Analysen pro Tag oder Stunde).

Das System hat 8 zusätzliche Analoge Eingänge (0-1 V) für die Messung anderer Transformator Parameter, wie zum Beispiel Öltemperatur, Windungstemperatur, Klima etc. Die Verbindung dieser externen Sensoren werden durch Relaiskontakte realisiert, diese können durch den Kunden als NC (geschlossen) oder NO (geöffnet) spezifiziert werden.



**Bild 6: Online DGA System**

Neben der Anzeige der Ergebnisse in ppm, sind alle anderen Betriebskonditionen online registriert und in einer Datenbank gespeichert. Die grafische Anzeige der Ergebnisse erfolgt in Echtzeit auf dem Monitor, in einer Tabelle oder/und als Test Report in einem Druckfile. Die Daten können zu einer Kontrollstation übertragen werden. Relevante Daten werden in einer Mess-Akte aufbewahrt. Die Ergebnisse werden mit anderen Messparametern in einem Log-file gespeichert. Die History beginnt mit dem Tag der Installation. Der Trend wird in einem Diagramm angezeigt (Stunde/Tag/Woche/Monat/Jahr) und das Intervall kann an den Betreiber angepasst werden. Das integrierte Experten-System analysiert auch die kleinste Abweichung in den Gasparametern. Ein Plausibilitätstest garantiert die Genauigkeit und die Reproduzierbarkeit der Prüfergebnisse. Verschiedene Warnsignal - Einstellungen sind möglich.

Die folgenden Ereignisse führen zu einem Warn-Signal:

- Überwachung aller Gas-Parameter (11 Gase), eine Zunahme von einem Parameter aktiviert eine Warnung und Daten werden zum Remote-Kontroll-System gesendet.
- Trend-Analyse für die voraussehende Wartung, d.h. Anstieg eines bestimmten Gases über vordefinierte Schwellwerte.
- Unterbrechung der Stromversorgung
- Status-Report des Systems mit automatischer Selbst-Diagnose Funktion

- Export aller Daten und Warnungen zum Remote-Kontroll-System

Alle Grenzwerte können für jede Gas-Komponente individuell ausgewählt werden. Die Trend-Analyse beginnt an dem Tag der Installation und wird als ungebrochene Beweisführungs-Kette gespeichert. Der Trend zeigt Irregularitäten an. Der Grad der Verschlechterung der Isolation des Transformators kann in einem Vergleich zwischen verschiedenen Parametern gegen Zeit, welches ein wichtiges Kriterium für prophylaktische Kontrolle der möglichen Defekte im Transformator ist, angezeigt werden.

## Vergleichsmessungen

Die Analysenwerte des neuen Systems sind mit den Ergebnissen der Labor-Messung verglichen worden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

**Tabelle 1: Vergleich der Messresultate im Labor der ABB Service GmbH Halle durch Herrn Werle und Frau Radigk**

<b>Komponente</b>	<b>Toepler-Pumpe</b>		<b>Vakuum-Entgasung</b>	
	<b>Labor GC</b>	<b>MobilGC</b>	<b>Labor GC</b>	<b>MobilGC</b>
<b>H<sub>2</sub></b>	<b>234</b>	<b>235</b>	<b>225</b>	<b>239</b>
<b>CO</b>	<b>230</b>	<b>231</b>	<b>220</b>	<b>225</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>1320</b>	<b>1297</b>	<b>1243</b>	<b>1341</b>
<b>Methan</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>23</b>	<b>25</b>
<b>Ethan</b>	<b>162</b>	<b>165</b>	<b>115</b>	<b>149</b>
<b>Ethylen</b>	<b>10,1</b>	<b>10,0</b>	<b>7,4</b>	<b>10,9</b>
<b>Acetylen</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>0,4</b>	<b>0,76</b>

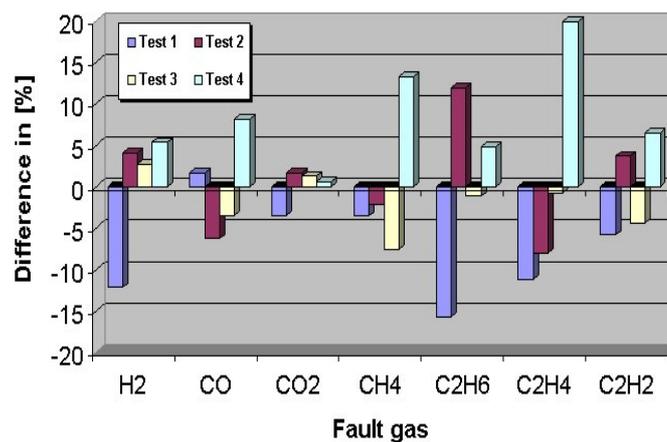
Tabelle 1 zeigt, dass keine signifikanten Unterschiede existieren, weder zwischen den verschiedenen Entgasungs-Methoden als auch zwischen den verschiedenen GC's (in diesem Fall der MobilGC und ein hochpräziser Labor GC).

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse von vier unternommenen Messungen an einer identischen Probe. Die Messungen wurden zeitgleich durchgeführt.

**Tabelle 2: Reproduzierbarkeit der verschiedenen Messungen mit identischer Ölprobe.**

	1	2	3	4
<b>H<sub>2</sub></b>	<b>1274</b>	<b>1089</b>	<b>1105</b>	<b>1075</b>
<b>CO</b>	<b>212</b>	<b>229</b>	<b>223</b>	<b>198</b>
<b>CO<sub>2</sub></b>	<b>7571</b>	<b>7198</b>	<b>7222</b>	<b>7275</b>
<b>Methan</b>	<b>234</b>	<b>231</b>	<b>243</b>	<b>196</b>
<b>Ethan</b>	<b>32,6</b>	<b>24,8</b>	<b>28,5</b>	<b>26,8</b>
<b>Äthylen</b>	<b>27,5</b>	<b>26,7</b>	<b>24,9</b>	<b>19,8</b>
<b>Acetylen</b>	<b>100,1</b>	<b>91,1</b>	<b>98,7</b>	<b>88,5</b>

Tabelle 2 zeigt, dass die Methode eine hohe Reproduzierbarkeit ermöglicht. Aus diesem Grund sind die Unterschiede wie in Darstellung 7 gezeigt eher klein. Auch eine Durchschnitts-Abweichung von ungefähr  $\pm 5\%$  kann erkannt werden.



**Bild 7: Unterschiede der Messergebnisse einer identischen Probe**

Die Abweichung bei den Ergebnissen ist gering. Es ist festzustellen dass, unabhängig von der Extrahierungs-Methode oder der Analyse, die Werte der zwei Mess-Systeme vergleichbar sind. Dieses Verhalten wurde durch mehrere Messungen bestätigt und zeigt das beide Verfahren ausreichend sind für eine Bewertung des Transformatorzustandes.

## Auswertung von Fehlern

Für die Auswertung werden verschiedene Kriterien nach der IEC 60599 Norm (1) verwendet oder aber auch das MSS-Kriterium entsprechend Müller, Schliesing und Soldner(3), Rogers (4) oder dem Duval (5) Kriterium, welche die meist verwendeten sind.

Diese Kriterien sind im Expertensystem hinterlegt und können nach der Analyse eingegeben werden. Sämtliche Ergebnisse der Gase werden in Ergebnisart ppm angezeigt, wobei die Nachweisempfindlichkeit 0,1 ppm bei den Kohlenwasserstoffen beträgt. Auf

diese Weise können auch Neuöle aus Transformatoren oder Transformatoren nach turnusmäßiger Wartung sofort und mit hoher Empfindlichkeit zuverlässig überwacht werden.

Neben der Ergebnisanzeige werden alle Betriebszustände online registriert und in einer Datenbank zusammen mit allen Messergebnissen protokolliert.

Die Ergebnisdarstellung erfolgt aktuell auf dem Bildschirm, in einer Tabelle und als Ergebnisprotokoll auf einem Drucker sowie per Datenübertragung auf einem externen Monitor oder Anzeigeelement in einer Messkontrollstation. Sämtliche Daten werden kontinuierlich in einer Messdatei gespeichert.

Die Ergebnisse werden zusammen mit allen Messparametern in einem Historiespeicher (log-Datei) gesichert. Die Datenaufzeichnung beginnt mit dem Tag der Inbetriebnahme und erfolgt über mehrere Jahre. Der zeitliche Verlauf kann in einem Zeitdiagramm (stündlich / täglich / wöchentlich / monatlich / jährlich) graphisch dargestellt werden, bei einer Datenaufzeichnung alle 15 min (Zeitintervall kann vom Nutzer definiert werden).

Auf diese Weise können mit dem softwaremäßig integrierten Expertensystem geringste Abweichungen im Arbeitsverhalten des Transformators frühzeitig registriert werden.

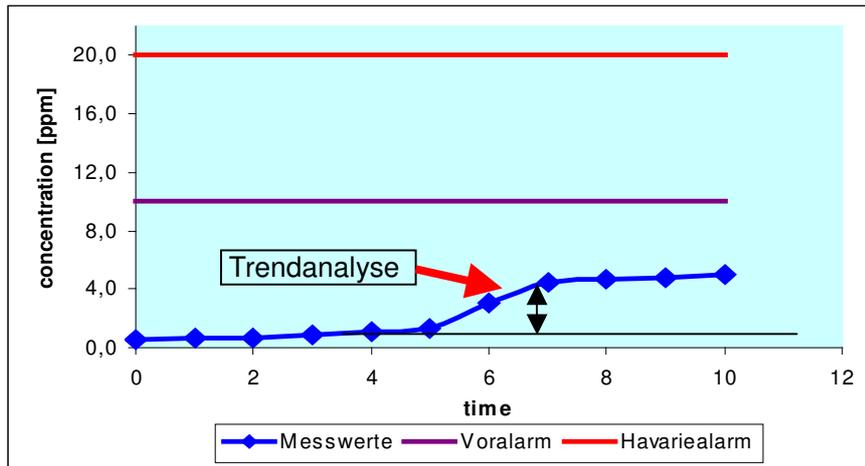
Ein zusätzlicher Plausibilitätstest zur Absicherung der Ergebnisgenauigkeit ist integriert (systematischer Vergleich der Resultate). Alle Kriterien haben gemeinsam, dass sie ihre Schlussfolgerungen aus den verschiedenen Quotienten der ermittelten Gase beziehen. Der Grund dafür ist, dass durch Teilung der Gasmenge die ganze Konzentration des Gases keinen Einfluss auf die Ergebnisse hat, weil die Gasung bei jedem Transformator verschieden sein kann, eine Missinterpretation wird somit verhindert.

Schließlich wird eine DGA Analyse oft nur durch erfahrenes Personal durchgeführt, hauptsächlich nur wegen der verschiedenen Interpretations-Regulatorien und ihrer Erfahrung, welche nötig ist um Missinterpretationen zu verhindern.

## **Alarmmeldungen**

Folgende Alarmmeldungen incl. Fernübertragung stehen zur Verfügung:

- Grenzwertüberschreitung jeder Komponente im Falle eines Havariealarms (getrennte Meldung an übergeordnetes zentrales Leitsystem im Havariefall zur Einleitung weiterer Aktionen, die Darstellung erfolgt auf separatem Monitor)
- Grenzwertüberschreitung als Voralarm für jede Komponente, lokaler Alarm
- Trendanalyse zur vorbeugenden Diagnostik für jede Komponente bei Anstieg über Niveau (Berechnung der mathematischen Funktionen des Typs  $y=mx+n$  oder äquivalenter Gleichungen; Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit)
- Unterbrechung der Stromversorgung
- Statusüberprüfung des Analysators mit automatischen Selbstdiagnosefunktionen
- Datenexport aller Messwerte und Alarmmeldungen an übergeordnetes Überwachungssystem



## Schlußfolgerung

Es wurde ein neues System mit einer neuen patentierten Entgasungstechnik und einem mobilen Gaschromatographen *MobilGC* entwickelt, die beide zu einer mobilen online fähigen Gas-in-Ölanalyse kombiniert werden können, die es ermöglicht Laborwerte direkt am Transformator zu erhalten. Das kann die Verlässlichkeit des Transformators signifikant erhöhen.

Ungewissheiten die Ölprobe betreffend (Entnahme – Transportfehler) können durch die online- Installation dieses Systems verhindert werden, wodurch die Gasungshistorie des Transformators kontinuierlich überwacht werden kann.

Vergleichsprüfungen mit dem Toepler-Pumpen-System und einem Präzisions-LaborGC haben die hohe Genauigkeit und Reproduzierbarkeit des Systems gezeigt. Schließlich wurde eine einfache Fehlertgas-Interpretations-Regel eingeführt, diese es ermöglicht, auch für ungeschultes Personal eine ungefähre Auswertung und Interpretation der Fehlertgase durchzuführen.

## Referenzen

ISH Paper Peking 2005 - P.Werle, C.Radigk, W.Sorgatz, M.Hahn, V.Wasserberg

- [1] N.N.: IEC 60599: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis
- [2] N.N.: IEC 60567: Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analyses of free and dissolved gases
- [3] Müller, R.; Schliesing, H.; Soldner, K.: Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 73, Heft 23, 1974
- [4] Rogers, R.R.: IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas in oil analyses; IEEE Transactions on Electrical Insulation, Volume 13, No. 5, 1978
- [5] Duval, M.: Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer; Electrical Insulation Magazine Volume 5, No. 6, 1989
- [6] Werle, P. et al. : An Enhanced System for Partial Discharge Diagnosis on Power Transformers; 13<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Niederlande, 2003

# ENERGY SUPPORT

Energy Support GmbH, Sperberweg 47, D-41468 Neuss  
Tel : 02131 4039607 Fax: 02131 4039608  
www.energy-support.de

**Rückfax – Antwort an:** [info@energy-support.de](mailto:info@energy-support.de) **Telefax: 02131 4039608**

Wir sind an folgenden Geräten aus Ihrem Produktspektrum interessiert:

## Isolationsprüftechnik

- 1kV Isolationsprüfgeräte
- 5kV Isolationsprüfgeräte
- 10kV Isolationsprüfgeräte

## Transformatorprüfungen mit System

- Wicklungsverhältnisprüfgeräte
- Wicklungswiderstand Prüfgeräte
- Isolierölprüfgeräte
- Tan Delta Prüfgeräte
- Gas in Öl Analyse
- Gesamtgasgehaltsmessung
- Vollautomatische Vacuumgasung
- Wassergehaltsmessung nach Karl Fischer

## Energieverteilungstechnik

- Relaisprüfgeräte
- Batterieprüfgeräte
- Trassenortungsgeräte
- Kabelfehlerortung
- Niederohmmessgeräte
- Netz Qualität

## Prüfungen in elektrischen Anlagen – Transformatoren und Generatoren

- 1kV Isolationsprüfgeräte
- RCD- und Schleifenimpedanz Prüfgeräte
- Multimeter und Zangenmessgeräte
- VLF Sinus 0,1 Hz Prüfanlagen
- Teilentladungsmesstechnik
- Tan Delta Messtechnik

## Kommunikationsprüfgeräte

- Telekommunikationsprüfgeräte
- Datennetz und LWL Prüfgeräte

**Firma:**.....

.....

**Strasse:**.....

**Plz/Ort:**.....

**Telefon:**.....

**Telefax:**.....

**Email:**.....

**Ansprechpartner:**.....

**Funktion:**.....

### Bitte um Produktkatalog über:

- Power-Produkte Energietechnik
- Prüfungen in elektrischen Anlagen
- Kommunikationsprodukte.

Wir wünschen eine :

Beratung

Vorführung

Leihgabe

# Analytische Erfahrungen mit dem Gashaushalt von Öltransformatoren

Dr. rer. nat. Eckhard Bräsel GATRON GmbH, Greifswald  
Dr. rer. nat. Ute Sasum Forschungszentrum Sensorik Greifswald e.V.

## 1. Einleitung

Das Gas-Monitoring ist Mittel zum Zweck der Transformatorendiagnostik. Die Öl- und Gasprobenahme sowie die Analyse der Transformatorgase sind in der Norm DIN IEC 60567 geregelt.

Für die Richtigkeit von Laboranalysen wird auf die elementare Bedeutung der Probenahme verwiesen. Zur Wahl der Probenahmestelle werden keine Angaben gemacht. Weil in der Praxis häufig die Fehlerlokalisierung und das Oxydationsverhalten von Differenzen unterschiedlicher Probenahmestellen abgeleitet werden, wird angeführt, dass die Vergleichbarkeit nur über gleiche Probenahmestellen zulässig ist. Diesbezüglich ist Aufklärung durch Ergebnisse eines angelaufenen VGB-Projektes [1] zu erwarten.

Die Extraktions- und Analysentechnik soll mit Gas-in-Öl-Standards überprüft werden. Durchgeführte Ringversuche belegen maximale Abweichungen bis zu 44 % [2] unter Einbeziehung der in der Norm angeführten Extraktionstechniken. Hervorzuheben ist, dass die Norm unter Laborbedingungen luftgesättigtes Öl ( $N_2$  64.000 ppm,  $O_2$  31.000 ppm) den Standards zurechnet.

Online-Gasdetektoren werden in der Norm als sehr hilfreich angegeben, müssen aber bei progressiver Anzeige durch eine vollständige Laboranalyse überprüft werden. Vermutlich deshalb, weil für Online-Gasdetektoren, worunter Einzelgassensoren bis Vollanalysengeräte zu verstehen sind [3], Gas-in-Öl-Standards nicht anwendbar sind. Diese Situation ist unbefriedigend, bieten doch gerade die Online-Gassensoren die prinzipielle Möglichkeit, die so wichtige Probenahme in die Überprüfung einzubeziehen. Ziel muss es sein, eine Qualitätsüberwachung der Online-Gassensoren unabhängig von Laboranalysen und deren Überprüfung durch Gas-in-Öl-Standards zu erreichen.

## 2. Qualitätsüberwachung der Online-Gassensoren

Es liegt nahe, den in der Norm DIN IEC 60567 genannten Bezugswert für Luftstickstoff in gesättigtem Isolieröl unter Laborbedingungen auf luftatmende Transformatoren zu übertragen. Bild 1 zeigt, dass damit ein natürlicher Standard darzustellen ist, der nach dem Henry-Dalton'schen Gesetz der Gaslöslichkeit von der Konservatoröltemperatur (steigend) und der geografischen Höhenlage des Aufstellortes (fallend) abhängt. Die bisherige Praxis hat gezeigt, dass ein Bezugswert von  $c_{N_2} = 66.000 \text{ ppm} \pm 5 \%$  für das Kesselöl ausreichend zuverlässig ist. Der höhere Wert gegenüber dem Laborstandard sollte von der durchschnittlich höheren Ausdehnertemperatur unter Betriebsbedingungen gegenüber der Raumtemperatur abhängen.

Geeignet für diese neue Qualitätsüberwachung sind Online-Gassensoren, die sowohl atmosphärische als auch Fehlergase messen können und die nach einem ganz bestimmten Messprinzip arbeiten: Gleichgewichtsgas mit kalibrierbaren Gassensoren.

Der Transformator-Gasmonitor TGM [4] erfüllt diese Anforderungen. In Bild 1 ist die TGM-Ankopplung an den Transformator schematisch dargestellt. Im Gleichgewichtsgasvolumen ( $V_G$ ), das vernachlässigbar gegenüber dem Kesselölvolumen ( $V_{\text{ÖL}}$ ) sein muss, werden der Lösungsdruck ( $\Sigma p_i$ ) und die Gasgehalte ( $x_i$ ) gemessen.

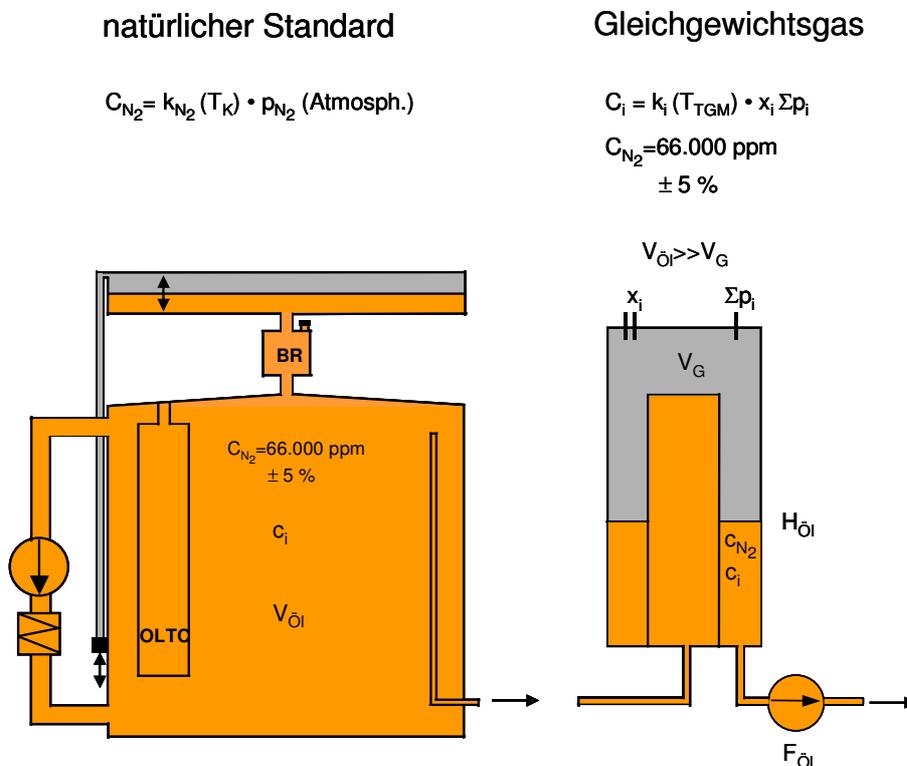


Bild 1 Qualitätsüberwachung mit der Gleichgewichtsmethode (Henry-Dalton'sches Gesetz)

Mit Hilfe des Henry-Dalton'schen Gesetzes werden neben dem Bezugswert für Stickstoff ( $C_{N_2}$ ) auch die Gehalte aller Einzelgase ( $c_i$ ) erhalten. Die Arbeitsbedingungen des TGM garantieren, dass alle Einzelgase sich im Gleichgewicht für die Messung mit den kalibrierbaren Gassensoren befinden. Das gilt sowohl online als auch extern nach Probenahme des Gleichgewichtsgases für die Labormessung mit dem Gaschromatographen.

Der TGM erlaubt über die Fernwartung die Voraussetzungen für die Gleichgewichtsbedingungen zu kontrollieren: Dichtheit, Ölfluss  $F_{\text{ÖL}}$ , Konstanz Höhenstand ( $H_{\text{ÖL}}$ ), Temperaturkonstanz, Einstellzeit für Lösungsdruck ( $\Sigma p_i$ ). Die eingesetzten Druck- und Gassensoren sind selbst kalibrierbar.

Der TGM begleitet praktisch die Gültigkeit für den natürlichen inneren Standard selbst. Bei Unterschreitungen durch Entgasungen bei Neuinbetriebnahmen bzw. Ölbehandlungsmaßnahmen verlagert sich die Qualitätsüberwachung auf die Plausibilität der  $N_2$ -Werte bzw. auf deren Zeitverlauf.

Mit der Einführung des Bezugswertes für Luftstickstoff können jetzt Differenzen zwischen Analysen objektiv aufgeklärt werden.

Tab. 1 zeigt ein Beispiel für die unbefriedigende Praxis bei Laboranalysen.

Probenahmestelle Probennehmer/Analyse Probenahmedatum	Kessel oben Labor 1 03.06.2005	Kessel unten Labor 2 06.06.2005	Kessel unten Labor 3 13.06.2005
H <sub>2</sub> ppm	2492	2395	2446
O <sub>2</sub> ppm	11275	10370	15788
N <sub>2</sub> ppm	110212	49160	65252
CO ppm	595	619	817
CO <sub>2</sub> ppm	5436	7970	6937
CH <sub>4</sub> ppm	8878	10040	10600
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> ppm	3760	5142	4595
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> ppm	24889	29160	33344
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> ppm	582	1249	751
C <sub>2</sub> H <sub>8</sub> ppm	1266	1810	1292
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> ppm	18033	27110	18705
Gesamtgasgehalt [Vol.%]	18,7	14,5	16,1
Lösungsdruck (berechnet) [mbar]	1430	718	1011

Tab. 1 Laborvergleich an einem 20 MVA-Gleichrichtertransformator

Alle 3 Labors arbeiten akkreditiert nach Methoden der DIN IEC 60567. Im vorliegenden Fall ist die Fehlerart und -lokalisierung bekannt. Der Betreiber sah vielmehr die akute Gefahr eines Gasalarms aufgrund der Entwicklung des N<sub>2</sub>-Gehaltes (Labor 1). Die daraus resultierende unerklärliche Übersättigung war Anlass, eine weitere unabhängige Analyse (Labor 2) heranzuziehen. Das Ergebnis beruhigte nur scheinbar. Erst eine weitere Analyse (Labor 3) mit dem Hinweis auf den inneren N<sub>2</sub>-Standard von 66.000 ppm klärte die Situation auf. Da eine Gleichgewichtsmethode angewendet wurde, ist auch die Richtigkeit der anderen Gasgehalte gegeben. Der Betreiber hat aufgrund der Gassättigung des Öles bei aktueller Emission freier Fehlertgase eine Entgasung veranlasst.

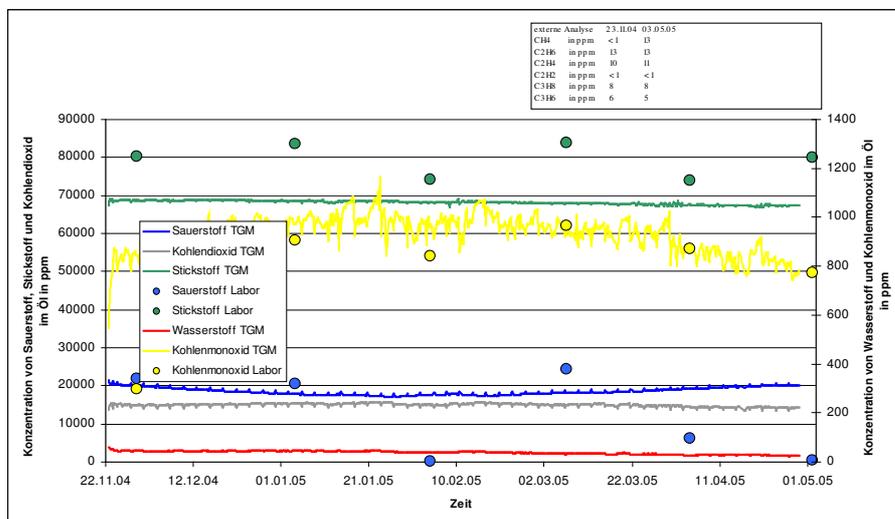


Bild 2 Laborkontrolle der TGM-Messung an einem 122 MVA-Maschinentransformator

Bild 2 zeigt den TGM-Einsatz an einem 122 MVA-Maschinentransformator in Innenaufstellung. Die Kesselöltemperaturen lagen bei ca. 50 °C und bedingten erhöhte N<sub>2</sub>-Werte von ca. 68.000 ppm. Monatlich wurden vom Betreiberlabor Analysen (Vakuumentzug) durchgeführt. Alle N<sub>2</sub>-Werte lagen höher und schwankten deutlich. Die CO-Werte zeigten, bis auf die erste Analyse, gute Übereinstimmung. Die O<sub>2</sub>-Werte stimmten teilweise überein und teilweise waren sie sehr klein.

In Tab. 2 ist ein Beispiel für eine TGM-Kontrolle aufgeführt. Die 1. Spalte zeigt die routinemäßige DGA im Labor, die 2. Spalte die auf Ölkonzentrationen umgerechnete Gleichgewichtsgasanalyse im Labor. Spalte 3 enthält die zur Probenahme zeitgleichen TGM-Anzeigen.

		19.05.04		
		Öl	Gas	TGM
H <sub>2</sub>	ppm	49	40	48
O <sub>2</sub>	ppm	21568	21431	21575
N <sub>2</sub>	ppm	70426	64657	66589
CO	ppm	706	619	604
CO <sub>2</sub>	ppm	7319	7925	7752
CH <sub>4</sub>	ppm	96	78	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	ppm	37	37	
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	ppm	228	205	
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	ppm	11	10	
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	ppm	12	14	
C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	ppm	95	91	

Tab. 2 Vergleichsmessung an einem 650 MVA-Maschinentransformator (19.05.04)

Die Übereinstimmung der externen Gleichgewichtsgasanalyse mit den TGM-Werten ist gut. Dagegen gibt es bei den gering öllöslichen Gasen zur DGA Abweichungen. Bei den besser öllöslichen Kohlenwasserstoffen ist die Übereinstimmung gut.

### 3. TGM-Messungen aus der Betriebspraxis

Der Standardumfang der Messparameter für das Kesselöl (Mitte) ist in Bild 3 dargestellt. Der 750 MVA-Maschinentransformator arbeitet im Grundlastbetrieb (s. Laststrom). Die Kesselöltemperatur schwankt mit der Kühlwassertemperatur (Sommer/Winter) und beeinflusst gegenläufig die O<sub>2</sub>-Konzentration. Im Revisionsstillstand (Mai 2005) fällt die Öltemperatur deutlich, was auch den schon geringen Wassergehalt noch senkt, aber keinen Einfluss auf den Gasgehalt hat. Im Buchholzrelais trat zu keiner Zeit freies Gas auf (tägliche Gasrate=0). Der Gassättigungsgrad als Quotient zwischen Lösungs- und Atmosphärendruck beträgt etwa 85 %, was die Aussage zulässt, dass es sich um einen luftatmenden Transformator mit einem deutlichen O<sub>2</sub>-Defizit handelt. Nach der Norm DIN IEC 60599 beträgt der O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub>-Quotient < 0,3, was erhöhte Oxydationsreaktionen bedeuten soll. Da die O<sub>2</sub>-Konzentration von der offenen Bauart abhängt, ist dies nur durch eine Rücksättigungsmessung von N<sub>2</sub> zu quantifizieren. Als Ergebnis würde der O<sub>2</sub>-Verbrauch erhalten, der ein direktes Bild über Oxydationsreaktionen ergibt. Die N<sub>2</sub>-Konzentration von 64.000 ppm bestätigt einen stabilen luftstickstoffgesättigten Zustand.

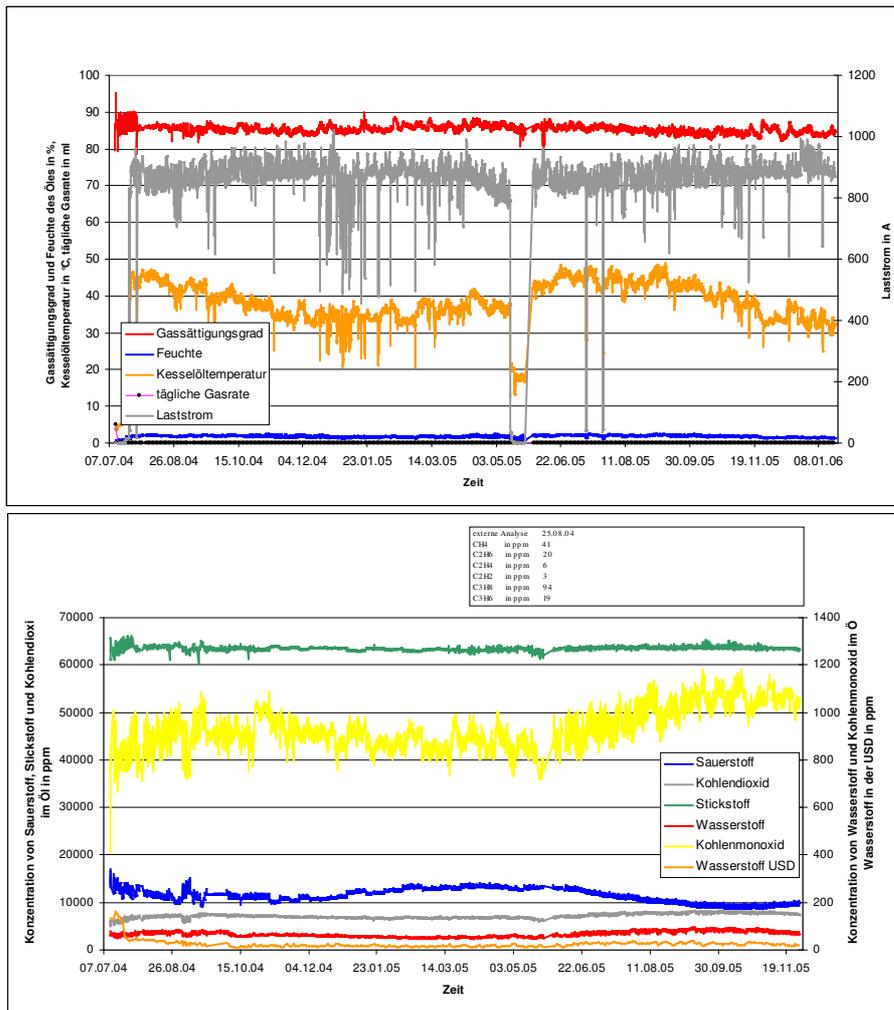


Bild 3 TGM-Messergebnisse (Kesselöl, Mitte) an einem 750 MVA-Maschinentransformator (Parameter: Standardumfang +1)

Damit sind die Bedingungen als natürlicher innerer Standard erfüllt, woraus die Richtigkeit auch der anderen Einzelgaskonzentrationen, online und extern, abgeleitet werden kann. Festzustellen ist, dass die beiden Kohlenoxide noch unauffällig sind und gegenläufig zum Sauerstoff schwanken. Die H<sub>2</sub>-Konzentration im Kesselöl bleibt konstant niedrig, woraus keine Notwendigkeit folgt, die Entwicklung von Kohlenwasserstoffen durch eine externe Analyse des Gleichgewichtsgases zu verfolgen. Als zusätzliche Messstelle ist der Gasraum des Ausdehners der Unterspannungsdurchführung (USD) eingerichtet worden. Die Messwerte werden als Ölkonzentration angegeben und sind ohne Befund.

Bild 4 zeigt die TGM-Aufstellung an einem Kraftwerksstandort mit zwei Transformatorwechseln. Seit November 2001 erfolgte die Überwachung ohne jegliche Auffälligkeit. Die N<sub>2</sub>-Konzentration lag konstant bei 67.000 ppm (Öltemperatur ca. 45 °C). Die gegebenen Bedingungen für den natürlichen inneren Standard beweisen damit die Richtigkeit auch aller anderen Einzelgase. Abgebildet ist das letzte Jahr vor dem Ereigniseintritt „Lastschalterexplosion“ am 08.10.04.

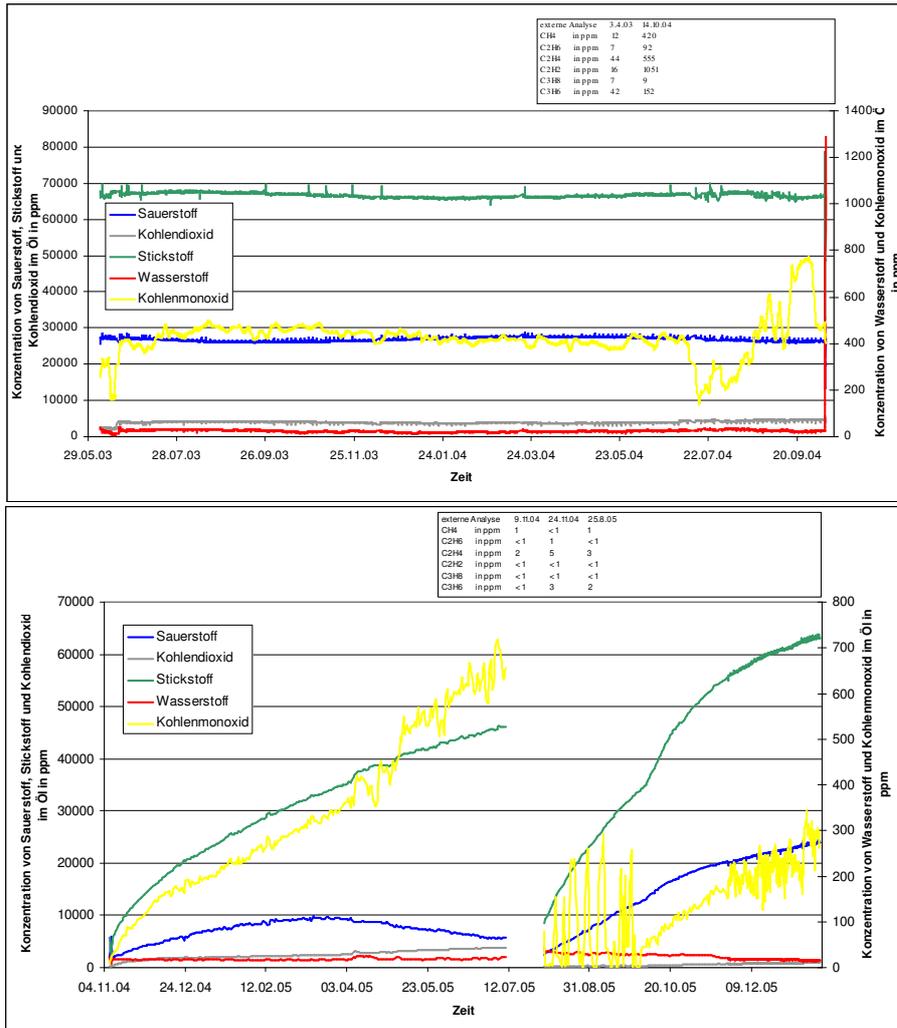


Bild 4 TGM-Messergebnisse (Kesselöl, Mitte) an einem Kraftwerksstandort mit zwei Transformatorwechseln (Parameter: gelöste Einzelgase)

Dabei wurde das Lastschaltergefäß zerstört, so dass zuerst eine Ölvermischung mit dem Kesselöl und anschließend ein Leerlaufen des Kessels bis zum Buchholzrelais erfolgte. Nach der Differentialschutzauslösung trat später auch eine Buchholzwarnung auf, die den TGM auf das Buchholzrelais umschaltete. Die Schnellanalyse lieferte einen H<sub>2</sub>-Wert von 2,99 Vol-%. Danach ging der TGM in den Schaltzustand „Entleeren Buchholzrelais“ über, woraus er sich selbst wegen des fehlenden Öldrucks im Ausdehner nicht befreien konnte. Diese Erfahrung ist in der neuen Software berücksichtigt. Erst die Information des Kraftwerkes führte durch den Fernwartungszugriff zur Umschaltung auf das Kesselöl. Der nachfolgende H<sub>2</sub>-Wert war von 42 ppm auf über 1.200 ppm angestiegen. Die atmosphärischen Gase und die beiden Kohlenoxide blieben unverändert. Zur Beweissicherung wurden später extern die Kohlenwasserstoffe bestimmt (s. Fenster 14.10.04). Die typischen Lastschaltergase, hauptsächlich C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, waren näherungsweise in der Relation von H<sub>2</sub> angestiegen. Die TGM-Daten konnten unmittelbar zur Rekonstruktion des Störungsablaufes beitragen sowie belegen, dass es keine schleichende Anbahnung außerhalb des Lastschaltergefäßes (z.B. Wenderkontakte) gab.

Am 04.11.04 ging ein gebrauchter Reservetransformator in Betrieb. Bis zur Außerbetriebnahme am 10.07.05 trat die Rücksättigung mit Luftstickstoff nicht ein (47.000 ppm). Die beiden Kohlenoxide steigen stetig an, Wasserstoff bleibt konstant niedrig. Die O<sub>2</sub>-Konzentration steigt zuerst an und fällt im Frühjahr deutlich ab, was einhergeht mit einer Kesselölerwärmung um 10 °C. Da sich, wie zu sehen, der Rücksättigungsverlauf dadurch nicht verändert, bestimmt die Temperatur direkt den O<sub>2</sub>-Verbrauch. Nach dem Rückwechsel des reparierten Transformators erfolgte Ende Juli 2005 die TGM-Zuschaltung. Der Transformator selbst wurde erst Ende September 2005 ans Netz geschaltet. Zu sehen ist, wie die Leerlaufahrtweise mit Ölzirkulation die Rücksättigung einleitete, die sich nur wenig von der bei Leistungsfahrtweise unterscheidet und fast schon die frühere Luftstickstoffsättigung erreicht hat. Transformatortypisch ist festzustellen, dass die Rücksättigung viel steiler verläuft als die des Reservetransformators. Das bedeutet, dass die offene Bauart beim Reservetransformator geringer ausgeprägt ist. Müssten beide Transformatoren im stationären Betrieb miteinander verglichen werden, wäre das korrekt nur möglich, wenn die unterschiedliche Rücksättigungssteilheit berücksichtigt wird. Für beide Transformatoren wären vor dem Vergleich zuerst der O<sub>2</sub>-Verbrauch und der Originalfehlergasgehalt zu berechnen. Erst dann wäre eine zuverlässige Diagnostik möglich. Bild 5 zeigt die mehrjährige Überwachung eines 650 MVA-Maschinentransformators der Mittellastfahrtweise. Am 09.03.2005 wurde wegen einer Messstellenerweiterung ein TGM-Wechsel vorgenommen. Die Einzelgasverläufe zeigen keinen Unterschied zwischen beiden Geräten.

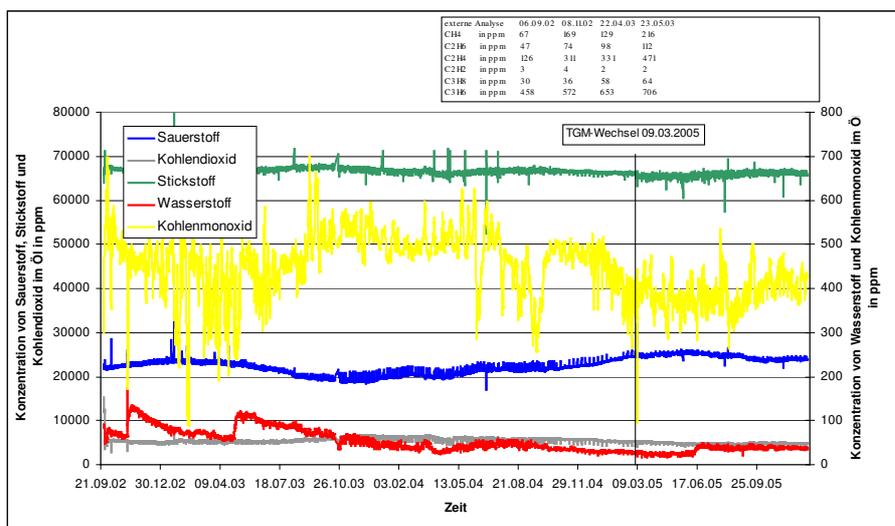


Bild 5 Überwachung an einem 650 MVA-Maschinentransformator (Kesselöl, Mitte) mit TGM-Wechsel (Parameter: gelöste Gase)

Die N<sub>2</sub>-Konzentration beträgt konstant ca. 67.000 ppm bei Öltemperaturen von ca. 45°C. Die Bedingung des natürlichen inneren Standards ist erfüllt und beweist die Richtigkeit auch der anderen Einzelgaskonzentrationen, inklusive der extern bestimmten Kohlenwasserstoffe. Der O<sub>2</sub>-Verlauf folgt gegenläufig der Öltemperatur. Die beiden Kohlenoxide sind gegenläufig zum O<sub>2</sub>-Verlauf, was auf eine gemeinsame Beteiligung an einer Oxydationsreaktion hinweist. Interessant sind zwei länger zurückliegende H<sub>2</sub>-Anstiege um ca. 100 ppm. Ein halbes Jahr versetzt, dauerten beide Fehlergasemissionen nur ca. 1 Woche. Externe

Differenzmessungen der Kohlenwasserstoffe (s. Fenster) ergaben thermische Fehler oberhalb des Siedepunktes des Öles. Wegen der anhaltenden Abnahme der H<sub>2</sub>-Konzentration waren weitere externe Messungen der Kohlenwasserstoffe nicht nötig.

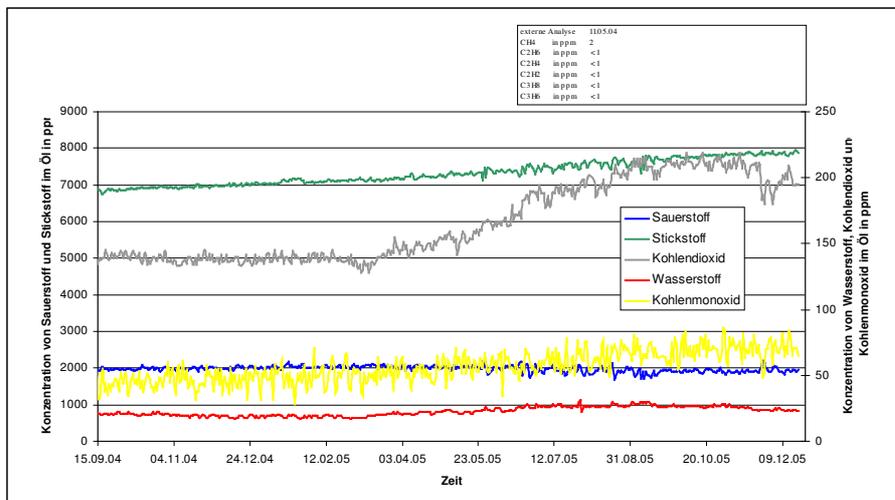


Bild 6 TGM-Messergebnisse (Kesselöl, Mitte) an einem 750 MVA-Maschinentransformator (Membranabschluss, Parameter: gelöste Gase)

In Bild 6 sind die Einzelgasverläufe eines membranbedeckten Transformators zu sehen, der im Mai 2004 seine Erstinbetriebnahme hatte. Die N<sub>2</sub>-Konzentration beträgt nur ca. 1/10 der Luftstickstoffsättigung und kann nicht die Funktion des natürlichen inneren Standards übernehmen. Trotzdem garantiert das Messprinzip des TGM und die Plausibilität der Werte und ihrer Verläufe eine hohe Qualität. Der schwache und stetige N<sub>2</sub>-Anstieg sollte die praktische Leckrate des Luftsackes angeben. Sauerstoff fällt eher etwas ab, was mit zunehmendem Alter interessanter werden sollte. Wasserstoff und die beiden Kohlenoxide steigen an. Der zeitweilige Anstieg von CO<sub>2</sub> fällt auf.

Bild 7 zeigt die Einzelgaskonzentrationen eines 25 MVA-Ofentransformators, der sich anfangs noch in der Rücksättigung befindet und an dem vor Erreichen der Sättigung mit Luftstickstoff, die vor der Entgasung bei ca. 68.000 ppm N<sub>2</sub> (erhöhte Temperatur) lag, die Trafoseal-Anlage (Fa. Altmann) zugeschaltet wurde. Ihre Wirkungsweise besteht darin, dass durch Schließen der Verbindung Kesseldeckel zum Ausdehner die Konvektion unterbunden wird und durch eine neue Verbindung Kesselboden zum Ausdehner, die eine Diffusionsbarriere darstellt, die thermische Volumenänderung aufgenommen wird.

Der N<sub>2</sub>-Verlauf zeigt, dass mit Zuschaltung der Trafoseal-Anlage keine N<sub>2</sub>-Nachlieferung aus der Atmosphäre erfolgt. Alle Fehlertgase steigen stetig an. Bei annähernd konstanter Kesselöltemperatur fällt die O<sub>2</sub>-Konzentration stetig bis zur Nachweisgrenze (500 ppm), was von einer erheblichen Oxidationsrate im Aktivteil zeugt. Die Trafoseal-Anlage schafft am Transformator keine Hermetisierung, sondern nur eine Diffusionsbarriere. Damit ist dieser Praxisfall gut geeignet, zu zeigen, wie Unterschiede der offenen Bauart die Einzelgaskonzentrationen beeinflussen, ohne dass sich deren Raten ändern. Die Fehlertgase steigen auf ein höheres Niveau und Sauerstoff fällt auf ein niedrigeres Niveau, wenn die offene Bauart abnimmt und umgekehrt. Damit wird sehr deutlich, wie wichtig die Quantifizierung der offenen Bauart für die Diagnostik ist.

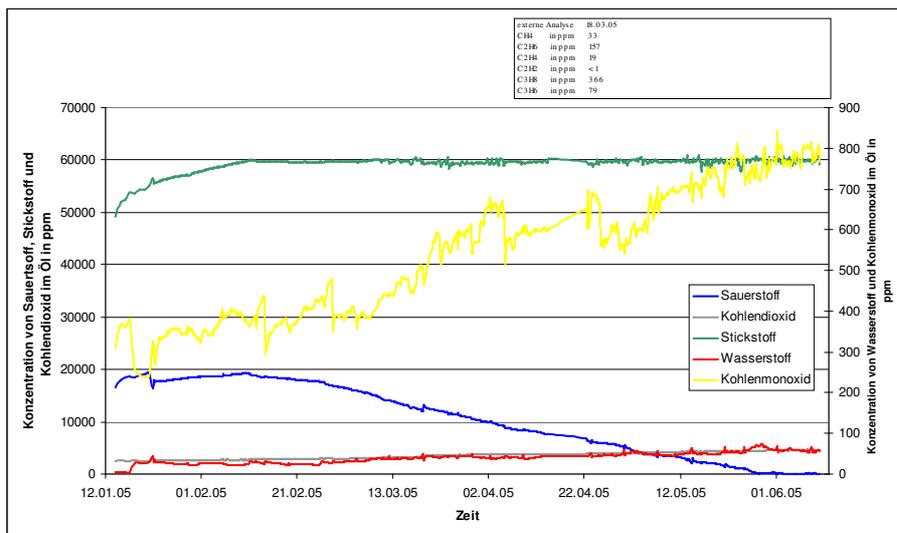


Bild 7 Einzelgaskonzentrationen im Öl eines 25 MVA-Ofentransformators (Trafoseal-Einsatz)

In Bild 8 sind die Messdaten von einem gasenden Transformator dargestellt. Wie in einem früheren Fall [5] traten auch hier nur Luftabscheidungen auf, deren Ursache Freisetzungen der im Öl gelösten Luft sind. Das konnte anhand von CO<sub>2</sub> über das Korrekturverfahren für Buchholzgase nachgewiesen werden.

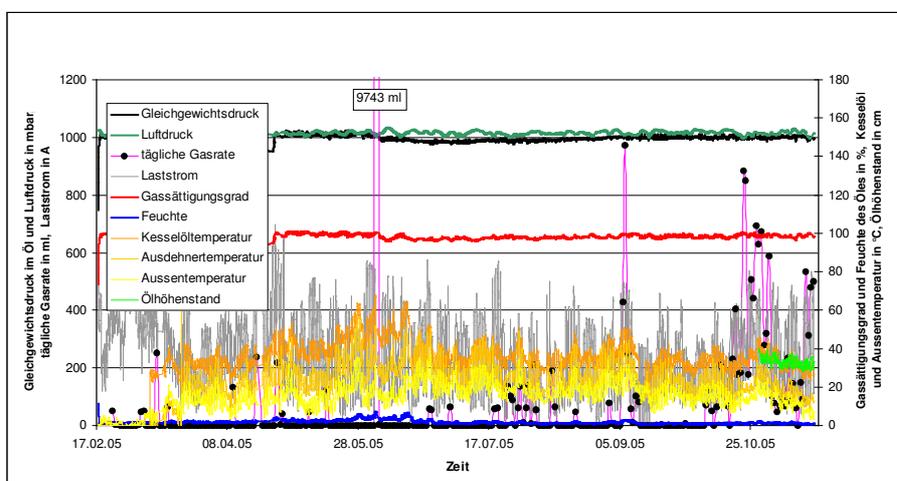


Bild 8 Messstellenausrüstung an einem gasenden 200 MVA-Netztransformator

In Bild 8 soll die mögliche Ausrüstung von Messstellen zur Aufklärung dargestellt werden. Der Gassättigungsgrad beträgt ca. 100 %. Die Luftdruckschwankungen bestimmen die Schwankungen des Gassättigungsgrades. Neben der Kesselöltemperatur sind auch die Ausdehner- und Außentemperatur erfasst. Dieser luftgekühlte Transformator bestimmt mit seiner Leistung direkt Öl- und Ausdehneröltemperatur. Bei hoher Leistung kann die Ausdehneröltemperatur deutlich über 20 °C betragen. Da diese Temperatur den gelösten N<sub>2</sub>-Wert des Kesselöls bestimmt, können höhere Bezugswerte als der Laborstandard auftreten. Die zuletzt installierte Höhenstandsmessung im Ausdehner folgt direkt dem Temperaturverlauf. Wassergehalte sind nur da sichtbar wo höhere Temperaturen vorliegen. Gasraten

werden sehr häufig festgestellt, insbesondere im Oktober 2005 traten viele Gasalarme (> 250 ml) auf. Da der TGM das Buchholzrelais nach jeder Schnellanalyse automatisch entlüftet, sind die Ergebnisse sehr repräsentativ. Die Ursachenermittlung hält noch an.

Bild 9 zeigt die Doppelaufschaltung von zwei Transformatoren auf einen TGM-2. Täglich erfolgt die Umstellung praktisch totvolumenfrei.

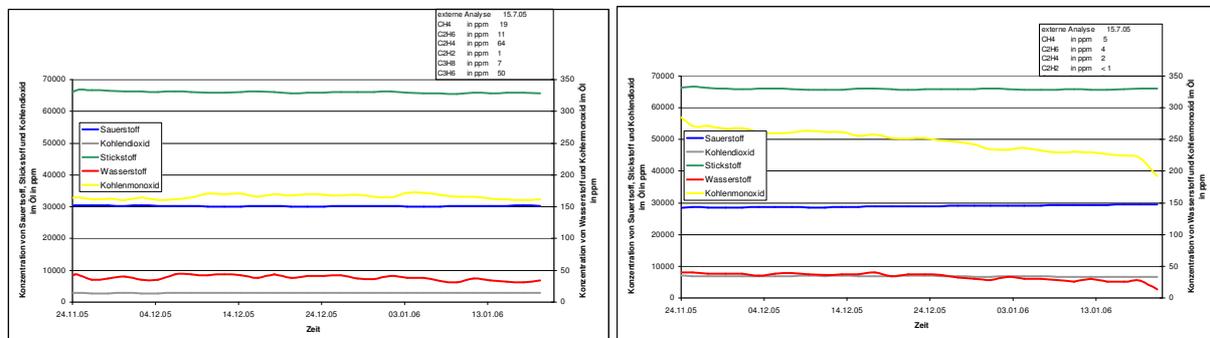


Bild 9 Doppelaufschaltung (TGM-2) von zwei benachbarten 80 MVA-Eigenbedarfstransformatoren

Die Messstellen sind jeweils das Kesselöl und das Buchholzrelais. Die Einzelgasverläufe können so direkt verglichen werden. Beide Transformatoren sind luftstickstoffgesättigt und erfüllen die Bedingung für die Gültigkeit des natürlichen inneren Standards, woraus auch die Richtigkeit aller Einzelgaskonzentrationen resultiert. Im Oxidationsverhalten sind Unterschiede festzustellen: am Transformator T3 sind die beiden Kohlenoxidkonzentrationen höher und die Sauerstoffkonzentration niedriger als beim Transformator T2. Die H<sub>2</sub>-Konzentrationen sind vergleichbar konstant niedrig. Erst der Vergleich der Rücksättigungsverläufe würde eine detaillierte Bewertung gestatten.

Die guten TGM-Erfahrungen mit dem natürlichen inneren Standard für Stickstoff zur Qualitätsüberwachung fordern heraus, über eine vergleichbare laboranalytische Lösung nachzudenken. Daraus abgeleitete Entwicklungsforderungen würden lauten:

- kontrollierbare Probenahme, möglichst aus einer Zirkulationsleitung
- Vermeidung von Gefäßwechseln zwischen Ölprobenahme und Gasdosierung zur Analyse

- Gasextraktion über Gleichgewichtsbedingungen

- kalibrierbare Analytik.

Eine diesbezügliche Entwicklung stellt die GATRON GmbH mit der EGS-Methode (Extraktionsgas Sampler) im praktischen Teil des Symposiums vor.

#### 4. Gasalarmprognose und Online-Entgasung

Gasalarmprognosen sind nützlich, um einen störungsfreien Betrieb bis zum nächsten planmäßigen Stillstand risikoarm abzusichern. Die Gasalarmprognose umschließt:

- Entstehung freier Fehlertgasblasen
- Nachweis der Aktualität eines Fehlers
- Verknüpfung mit dem Gassättigungsgrad.

Freie Fehlertgasblasen sind das Ergebnis von Pyrolysereaktionen des Öles oder der Festisolatation, bei denen Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Methan, Ethen und Ethin vorliegen können.

Oft liegen stagnierende Fehlerbilder vor, deren Interpretation nur mit Kenntnis der offenen Bauart zu zuverlässigen Aussagen zur Aktualität führen. Gassättigungsgrade über 95 % sollten bei aktuell entstehenden Fehlergasblasen zu stabilisierenden Maßnahmen führen. Die Zusammenhänge des Gashaushaltes legen nahe, gezielt Online-Entgasungen anzuwenden, um über die Absenkung des Gassättigungsgrades den Auflösungsweg der Fehlergasblasen zu verkürzen. Damit wird das Risiko eines Folgefehlers im Wicklungsbereich gesenkt (Auslösung des Buchholzrelais) bzw. das direkte Erreichen des Buchholzrelais (Warnung) verzögert. Da die Ursache nicht beseitigt wird, bleibt ein Restrisiko bestehen, das aber oft in Verbindung mit Sicherungsmaßnahmen getragen werden muss. Bild 10 zeigt die Einzelgasverläufe bei einem auf ca. 25 % abgesenkten Gassättigungsgrad. Vorangegangen waren bei hoher Gassättigung stagnierende hohe Gehalte an Ethen und Propen. Wegen der unbekannt offenen Bauart war keine sichere Entscheidung zur Online-Entgasung zu treffen. Erst die noch ausstehende Entscheidung zur Trocknung des Öles ermöglichte dies.

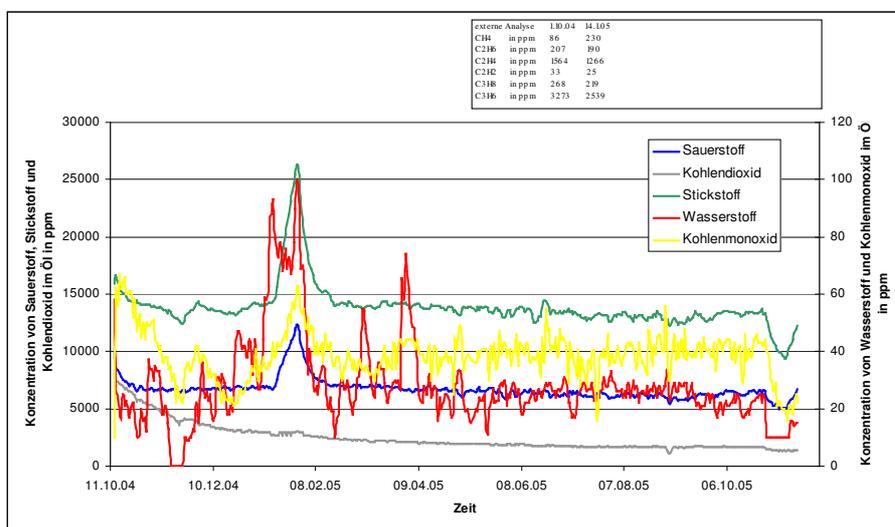


Bild 10 TGM-Begleitung einer Online-Entgasung an einem 225 MVA-Maschinentransformator

Die TGM-Überwachungsaufgabe lautete, die notwendige Absenkung des Gassättigungsgrades so zu gestalten, dass Fehlergasanstiege noch ausreichend empfindlich angezeigt werden. Im Januar 2005 wurde der Entgasungsbetrieb unterbrochen, was sofort zum Anstieg der atmosphärischen und der gering öllöslichen Gase führte. Überlagert war dies von H<sub>2</sub>-Emissionen im Zusammenhang mit Wenderkontaktschaltungen. Dabei wurden Hinweise auf die fehlerhafte Stellung 6 erhalten. Im März und April wurde diese Stellung wieder angefahren und der H<sub>2</sub>-Anstieg bestätigt. Bis zur Abschaltung wurde diese Stellung dann vermieden. Dieser Betriebsfall zeigt, dass stabilisierende Maßnahmen die Weitersuche nach der Fehlerursache nicht ausschließen.

## 5. Zusammenfassung

Die grundlegende Erfahrung mit dem Real-State Gas-Monitoring ist, dass die N<sub>2</sub>-Konzentration von 64.000 ppm des Laborstandards lt. DIN IEC 60567 auch in der Praxis an allen luftatmenden Transformatoren gut reproduzierbar auftritt. Aus folgenden Gründen ist deshalb die Einbeziehung der atmosphärischen Gase in die Analytik für leistungsfähige Diagnostik unverzichtbar:

- Richtigkeit der Analysen
- Rücksättigungsmessung zur Quantifizierung der offenen Bauart
- Gasalarmprognose
- Korrektur der Buchholzgase
- Dichtigkeit von Hermetisierungen

Kritische Gasalarmprognosen können durch die Kombination Online-Entgasung und –Überwachung direkt zur Risikominimierung des Weiterbetriebes führen. Die analytischen Erfahrungen werden durch ausgewählte Betriebsfälle belegt und abschließend werden Entwicklungsanforderungen abgeleitet.

## 6. Literatur

- [1] GATRON GmbH  
Untersuchungen zur Verteilung von Gasen und Wasser im Kesselöl von  
Maschinentransformatoren  
VGB-Projekt für 2006-2007
- [2] Duval, M.; u.a.  
New techniques for dissolved gas-oil analysis  
Electra (198) 2001, Task Force 15.01.07 15.01-07
- [3] Bräsel, E.; Sasum, U,  
Gasanalytische Transformatorendiagnostik- die Entwicklung von der Labor-  
zur Onlineüberwachung  
VGB-Konferenz „Chemie im Kraftwerk 2004“  
Essen 27./28.10.2004
- [4] Produktpräsentation  
Transformator-Gasmonitor TGM für eine zuverlässige Diagnostik  
GATRON GmbH 2006
- [5] Bräsel, E.; Stach, M.; Sundermann, U.  
Überwachung von Großtransformatoren mit dem  
Transformator-Gasmonitor TGM  
Elektrizitätswirtschaft (102) H 16, 52-5 (2003)

# Statische Umrichter für Hochspannungsprüfungen an Leistungstransformatoren

W. Hauschild <sup>1)</sup>

A. Thiede <sup>1)</sup>

T. Leibfried <sup>2)</sup>

F. Martin <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Marie-Curie-Straße 10, 01139 Dresden  
E-Mail: [hauschild@highvolt.de](mailto:hauschild@highvolt.de)

<sup>2)</sup> Universität Karlsruhe, Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik, Kaiserstr. 12, 76128 Karlsruhe  
E-Mail: [leibfried@ieh.uni-karlsruhe.de](mailto:leibfried@ieh.uni-karlsruhe.de)

## 1 Einführung

Prüfungen und Messungen mit hohen Wechselspannungen an Leistungstransformatoren |I| |I| spielen in der Qualitätssicherung im Werk (Typ- und Stückprüfungen) seit jeher eine dominierende Rolle; insbesondere

- (1) **induzierte Stehspannungsprüfung** (Windungsprüfung) bei Frequenzen > 100Hz,
- (2) **angelegte Stehspannungsprüfung** (Wicklungsprüfung) bei Frequenzen > 40Hz,
- (3) **Messung der Leerlaufverluste** bei Nennspannung und Betriebsfrequenz 50/60Hz,
- (4) **Messungen der Kurzschlussverluste** bei Nennstrom und Betriebsfrequenz 50/60Hz.

In den letzten Jahren ist ein steigendes Interesse an der Durchführung solcher Wechselspannungsprüfungen auch vor Ort im Umspannwerk zu verzeichnen, um einerseits den Erfolg von Vor-Ort-Montagen oder Reparaturen nachzuweisen, andererseits um zu diagnostischen Aussagen in Verbindung mit Teilentladungs (TE) -Messungen zu gelangen.

Für die Prüfungen (1) (3) und (4) benötigte hohe Wechselspannungen werden durch Induktion im Prüfobjekt Leistungstransformator selbst erzeugt. Die erforderliche Prüfleistung stellt traditionell ein Motor-Generator(M/G)-Satz zur Verfügung, dessen Ausgangsspannung an die Eingangsspannung des zu prüfenden Leistungstransformators durch einen geeigneten Transformator angepasst werden muss. Der hohe Blindleistungsbedarf (insbesondere bei (4)) wird nicht durch den M/G-Satz allein, sondern auch durch kapazitive Kompensationen abgedeckt. Bei der Wicklungsprüfung (2) wird eine separate Wechselspannungsquelle (Prüftransformator oder Resonanzkreis) eingesetzt.

M/G-Sätze sind in der Antriebstechnik weitgehend durch statische Umrichter abgelöst worden. Die für Transformatorenprüfungen benötigten M/G-Sätze sind Sondermaschinen, die am Markt schwer erhältlich und zudem teuer sind. Statische

Umrichter sind hingegen in immer größerer Vielfalt, mit höheren Leistungen und zu akzeptablen Preisen verfügbar. Diese Konstellation führte zu Überlegungen, *statische Umrichter* bei Transformatorenprüfungen einzusetzen, zumal beste Erfahrungen mit Resonanzkreisen variabler Frequenz, die mit statischen Umrichtern gespeist werden, bei der Prüfung von Kabelsystemen, GIS und anderen kapazitiven Prüflingen vorliegen [3]. Da aus der Literatur wenige Anwendungen bekannt sind [4], wird hier über Untersuchungen berichtet, die mittlerweile zum Prototyp eines speziell für Transformatorenprüfungen entwickelten statischen Umrichters geführt haben.

## 2 Anforderungen und Lösungsansätze

Die aus Standards [1] [2] und betrieblicher Praxis resultierenden Anforderungen gelten für einen vollständigen Prüfkreis, der den Prüfling einschließt und dessen Herzstück ein statischer Umrichter werden soll, so wie es heute meist ein M/G-Satz ist. Nachfolgend werden diese Anforderungen besonders im Hinblick auf den Wechselrichter behandelt.

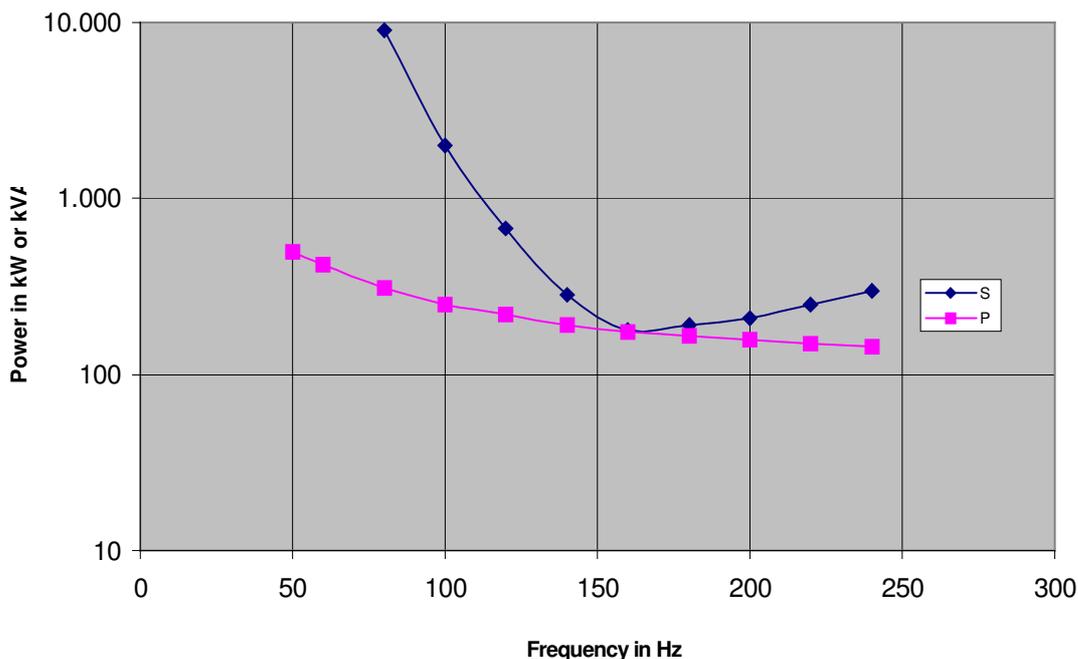


Bild 1: Erforderliche Prüfleistung S und Verluste P für Leistungstransformator bei der induzierten Stehspannungsprüfung (Selbstkompensation bei  $f_g = 160\text{Hz}$ )

Der **Leistungsbedarf** ist eine Größe, die abhängig von der Nennleistung des zu prüfenden Transformators einen weiten Bereich überdeckt und zusätzlich aus Wirk- und Blindleistungsanteil besteht. Da der Umrichter nur den Wirkleistungsbedarf, d.h. die Verluste, decken sollte, muss für eine möglichst feinstufige **Kompensation** gesorgt werden. Unterhalb einer Grenzfrequenz  $f_g \approx 80 \dots 200\text{Hz}$  sind zu prüfende Transformatoren eine induktive Last, die eine kapazitive Kompensation erfordert, oberhalb eine kapazitive Last (Bild 1). Bei der Frequenz  $f_g$  ist der Transformator durch seine Verluste eine ohmsche Last, er kompensiert sich selbst. Will man die

*Selbstkompensation* für die induzierte Stehspannungsprüfung nutzen, muss  $f_g > 100\text{Hz}$  (bzw.  $120\text{Hz}$ ) liegen, was durch induktive Kompensation erreichbar ist. Die Kombination von induktiver und kapazitiver Kompensation ermöglicht die hinreichende *Feinstufigkeit* für alle bereitzustellenden Blindleistungen. Die vom Umrichter für verschiedene Prüfungen bereitzustellenden Verlustleistungen wurden beispielhaft aus einem größeren Pool von Transformatoren bis  $500\text{MVA}$  ausgewertet (Bilder 2 und 3). Aus diesen und ähnlichen Auswertungen folgt, dass für induzierte Stehspannungsprüfung (1) und Leerlauf-Verlustmessung (3) eine *dreiphasige Wirkleistung* von ca.  $50$  bis  $400\text{kW}$  ausreicht, während Kurzschluss-Verlustmessungen (4) bis zum Dreifachen dieser Leistung erfordern. Bei letzteren muss die *Kompensation* den Anforderungen entsprechend gewählt werden und kann bis zu mehreren  $10\text{MVA}$  betragen. Sowohl die Wirkleistung des Wechselrichters als auch die Blindleistungen der Kompensationsanlage müssen neben dem Dreiphasenbetrieb auch einphasig bereitgestellt werden. Der Wirkleistungsbedarf für die angelegte Spannungsprüfung (2) liegt noch unter dem für Prüfungen im Leerlauf.

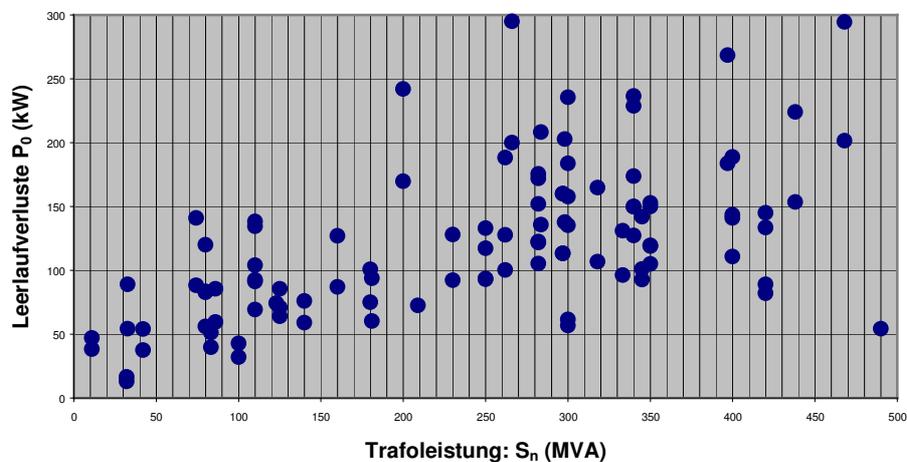


Bild 2: Wirkleistungsbedarf im Leerlauf

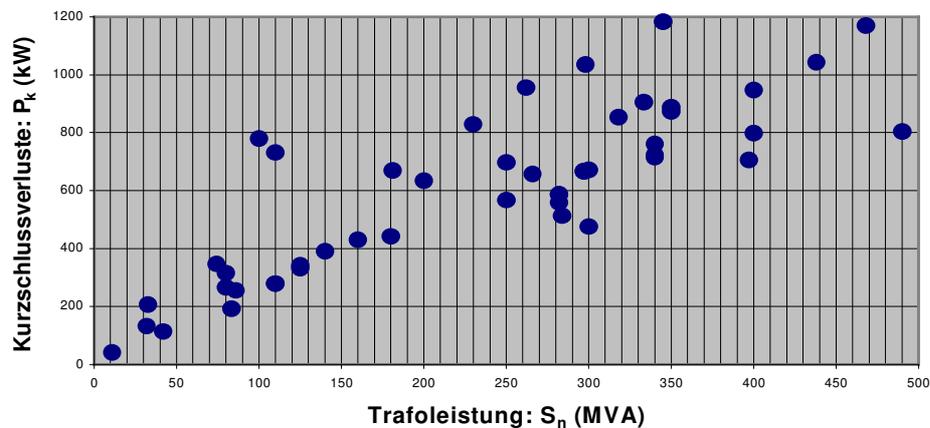


Bild 3: Wirkleistungsbedarf im Kurzschluss

Für die **Prüffrequenz** bestehen die oben erwähnten Anforderungen, so dass der Wechselrichter den *Bereich 40 bis 200Hz* abdecken muss. Während die *Verlustmessungen* ((3) und (4)) bei Betriebsfrequenz (50 oder 60Hz) erfolgen müssen, wird für die *induzierte Stehspannungsprüfungen* mindestens die doppelte Betriebsfrequenz erforderlich, um Sättigungserscheinungen, die das Erreichen der Prüfspannung verhindern würden, zu vermeiden. Der Wechselrichter ist so auszulegen, dass die zur Selbstkompensation gehörende Frequenz  $f_g$  automatisch eingestellt wird. Liegt diese unter 100Hz, ist durch induktive Kompensation die Grenzfrequenz  $f_g$  nach ausreichend hohen Werten zu verschieben. Für die angelegte Stehspannungsprüfung kann, da keine enge Frequenzvorgabe existiert ( $f > 40\text{Hz}$ ) I11, besonders wirtschaftlich ein *Resonanzkreis variabler Frequenz* mit einer Festdrossel (Induktivität L) aufgebaut werden. Setzt man für die Kapazitäten der zu prüfenden Transformatoren einen Bereich  $C = 5\text{...}30\text{nF}$  an, so folgt unter der Voraussetzung einer Prüffrequenz  $f = 50\text{ Hz}$  bei  $C = 30\text{nF}$  die Induktivität der Festdrossel zu

$$L = 1 / ((2\pi f)^2 \cdot C) \approx 340\text{H} \quad (1)$$

und damit ein Frequenzbereich der angelegten Stehspannungsprüfung von

$$f = 1 / (2\pi \sqrt{LC}) \approx 50\text{ Hz...}120\text{Hz}. \quad (2)$$

Wird die angelegte Spannungsprüfung bei Festfrequenz (50 oder 60Hz) verlangt, kann mit einer Stelldrossel ( z.B.  $L = 200\text{...}4000\text{H}$ ) ein *Resonanzkreis variabler Induktivität* aufgebaut werden.

Für den **Gehalt an Harmonischen** (THD = total harmonic distortion) in der Prüfspannung geben die Standards I11 I21 einen Grenzwert von  $\text{THD} \leq 5\%$  vor. Wird dieser Wert eingehalten, so ist auch das nach IEC 60060 - 1 I51 geforderte Verhältnis zwischen Scheitel- und Effektivwert in der Regel innerhalb des geforderten Bereiches

$$\hat{U} / U_{\text{eff}} = \sqrt{2} (1 \pm 0,05). \quad (3)$$

Diese Forderung wird von einem Umrichter nicht ohne weiteres erfüllt, insbesondere wenn die unten dargestellten Bedingungen für TE - Messungen gleichzeitig eingehalten werden sollen. Hier bedarf es im Vergleich zu den in der Antriebstechnik üblichen Umrichtern neuartige Lösungen bezüglich Umrichtertopologie und/oder Umrichtersteuerung.

Für die **Messung von Teilentladungen** sollte bei induzierter Messspannung ein vom Umrichter herrührender Grundstörpegel I61 unter  $30\text{pC}$  eingehalten werden, obwohl IEC 60076-3 I11 insgesamt sogar  $100\text{pC}$  zulässt. Neben den bekannten externen Einflüssen I61, wird der Grundstörpegel durch die Schaltimpulse des Umrichters und deren Ausbreitung im TE – Messkreis mitbestimmt. Die Einhaltung eines solchen Grundstörpegels ist also nicht allein durch Topologie und Konstruktion des Umrichters zu gewährleisten, sondern fordert externe Filter, optimierte Leitungsführung (einschließlich Erdung) und angepasste TE – Messtechnik. Sollen auch bei der angelegten Spannungsprüfung Teilentladungen gemessen werden, dürfte dies wegen des verwendeten Resonanzprinzip leichter möglich sein I31.

### 3 Systemkonzept

Neben den oben behandelten Anforderungen werden Schaltung und Ausführung des Umrichters durch das Konzept des vollständigen Transformator-Prüfsystems bestimmt (Bild 4). Der Ausgang des *Umrichters* (15...660V/400A; dreiphasig, wahlweise einphasig) wird über den *Anpasstransformator* an die benötigte Eingangsspannung des zu prüfenden Leistungstransformators angepasst. Die *Kompensation* wird geteilt: Eine große Kondensatorbank wird zwischen Anpasstransformator und Prüfling angeordnet, um den erheblichen Blindleistungsbedarf bei der Messung der Kurzschlussverluste zu decken. Zur nötigen Feinstufigkeit der Kompensation dient eine stellbare L-C-Kombination zwischen Umrichter und Anpasstransformator, mit der auch die Frequenz der Selbstkompensation beeinflusst werden kann und die bei allen Prüfungen im Kreis bleibt.

Messungen von Strom und Spannung (bei Bedarf einschließlich Phasenwinkel) sind am Prüfling primär und sekundärseitig durchführbar. Ebenso sind Teilentladungsmessungen mehrkanalig an allen Durchführungen (primäre, sekundäre, Sternpunkt) möglich. Weitere Messgrößen, z.B. Temperaturen, können erfasst werden, doch ist das Messtechnik-Konzept nicht Gegenstand dieser Betrachtung.

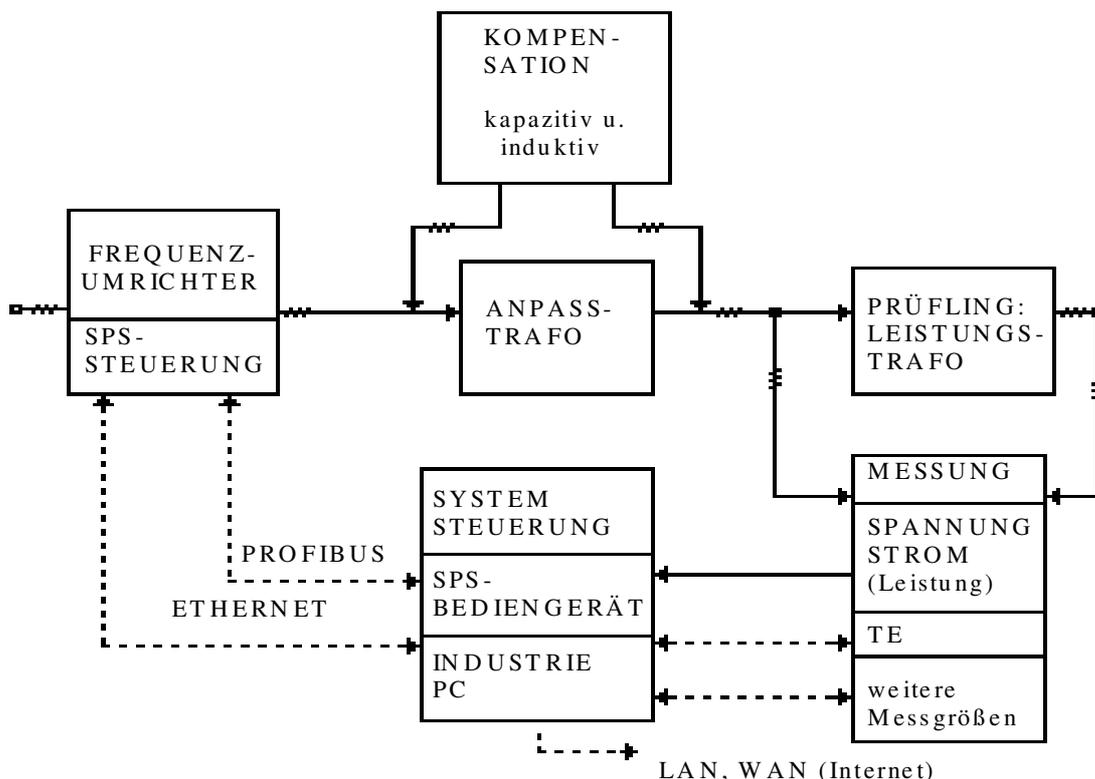


Bild 4: Blockschaltbild des Transformator-Prüfsystems mit statischem Umrichter

Die zentrale *Steuerung* (Bild 4) erfolgt mit speicherprogrammierbaren Komponenten (SPS), die untereinander mit einem optischen Profibus verbunden sind. Die gemessenen Strom- und Spannungsdaten sind in die Steuerung einbezogen, die

vom SPS-Bediengerät aus erfolgt. Anstelle des Bediengerätes (bzw. in Redundanz dazu) kann das System von einem industriellen Personalcomputer (IPC) aus bedient werden, auf dem auch die TE-Messwerte und weitere Messgrößen verarbeitet werden. Die IPC-Steuerung kann zur Datenübertragung an ein lokales Rechnernetz (LAN) und auch an das Internet (WAN) angeschlossen werden. Ein Internetanschluss würde auch Ferndiagnose und Fernwartung durch den Hersteller ermöglichen.

Je nach Prüfumfang, der mit dem System bestritten werden soll, werden Kompensation und Messtechnik angepasst. Sollen z.B. nur Spannungsprüfungen durchgeführt werden, wird die erwähnte große Kondensatorbank entfallen und die Spannungsmessung wird auf die dafür üblichen Anforderungen I5I reduziert.

Das Systemkonzept ist für Prüfsysteme mit stationärem Einsatz im Prüffeld und für solche im mobilen Vor-Ort-Einsatz identisch, doch richtet sich die quantitative Ausführung nach den jeweiligen Erfordernissen.

## 4 Umrichter

### 4.1 Grundschialtung

Der prinzipielle Aufbau des statischen Frequenzumrichters geht aus Bild 5 hervor. Dargestellt ist die Schaltung für eine Ausgangsphase sowie die zentralen Baugruppen SPS und Bediengerät. Der Eingang des Leistungskreises wird durch Niederspannungs-Schaltgeräte und das Netzfilter gebildet. Es schließt sich der halbgesteuerte *Gleichrichter* (B6HK) an. Er wird in der Phase der Zwischenkreisaufladung über die Baugruppe PCC gesteuert; danach arbeitet er mit einem Zündverzug von  $0^\circ$ . Über den *Zwischenkreiskondensator* schließt sich die ausgangsseitige *Wechselrichter-H-Brücke* an, die eine Phase des Anpasstransformators mit einer Ausgangsspannung variabler Amplitude und Frequenz speisen kann.

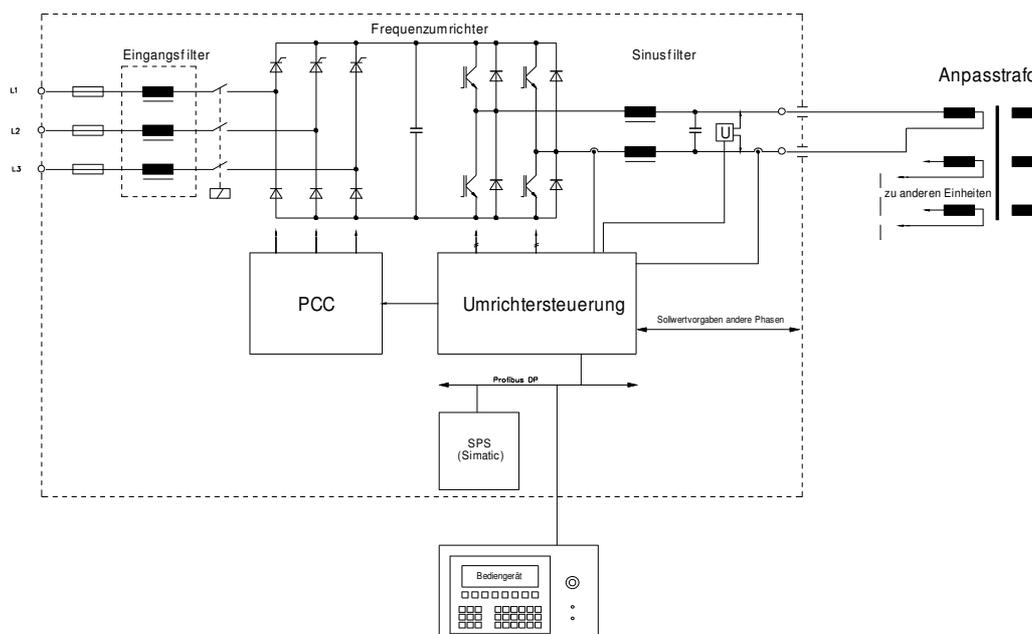


Bild 5: Grundschialtung einer Umrichtereinheit

Die Ausformung der sinusförmigen Ausgangsspannung mit geringem Klirrfaktor (THD  $\leq 5\%$ ) erfolgt durch das der H-Brücke nachgeschaltete, *geregelt* Sinusfilter. Die Umrichtersteuerung vergleicht den Ausgangsspannungs-Istwert über dem Filterkondensator mit dem Sollwert. Aus der Regelabweichung wird ein Pulsmuster für den Wechselrichter abgeleitet, welches den Filterdrosseln Ströme einprägt, die zum Abbau dieser Regelabweichung führen; so dass eine brauchbare Sinusform entsteht. Die beiden übrigen Ausgangsphasen werden über baugleiche Leistungskreise gespeist [7]. Die Umrichtersteuerung einer Phase übernimmt dabei eine Master-Funktion und stellt die Sollwertsignale für die Umrichtersteuerungen der beiden anderen Phasen bereit und sorgt so für die echt dreiphasige Ausgangsspannung des Anpasstransformators. Zeitkritische Schutz- und Überwachungsfunktionen übernimmt jede Umrichtersteuerung selbst für die eigene Ausgangsphase. Die zentrale SPS steuert die Niederspannungs-Schaltgeräte, kommuniziert mit dem Bediengerät und der Master-Umrichtersteuerung und übernimmt zeitunkritische Schutz- und Überwachungsfunktionen.

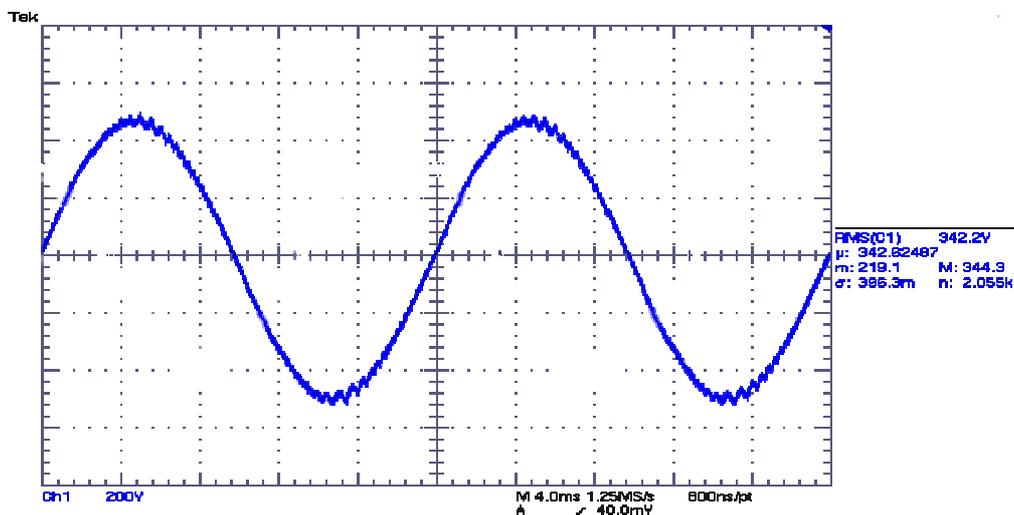


Bild 6: Ausgangsspannung des Umrichters mit geregeltm LC-Filter (340V, 70A invertiert, ohmsch-induktive Last)

## 4.2 Ausführung

Nachfolgend wird eine Ausführung des Umrichters bis 400 A beschrieben, die im Zusammenspiel mit dem Anpasstransformator die dreiphasige bzw. einphasige Prüfung ermöglicht. Sie besteht aus zwei Umrichterschränken (Bild 7; je ca. 1,2m x 0,8m x 2,0m). Im ersten Schrank befinden sich Leistungsschalter, Sicherungen, Eingangsfiler sowie ein Umrichter bestehend aus gesteuertem Gleichrichter mit Zwischenkreiskondensator und zweiphasigem Wechselrichter mit gesteuertem Sinusfilter. Im zweiten Schrank befinden sich zwei weitere Umrichter mit ihren jeweiligen Sinusfiltern. Die gemeinsame SPS-Steuerung befindet sich im ersten Schrank. Sie ist über Profibus mit dem separaten SPS-Bediengerät (Bild 7) verbunden. Das Bediengerät enthält neben dem Operator-Panel die Geräte zur Scheitelwertmessung und den Noataus-Schalter.

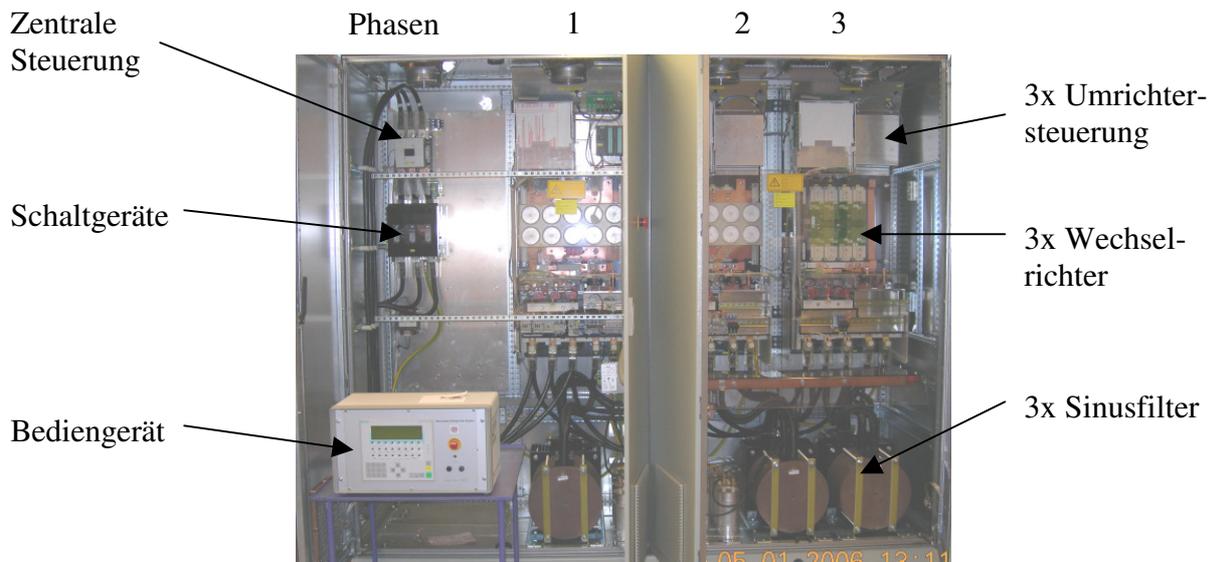


Bild 7: Ausführung des dreiphasigen Umrichter-Prototyp (Wechselrichter-Schrank mit Bediengerät)

Mit dem beschriebenen Umrichter können Wirkleistungen bis 450kW dreiphasig mit Frequenzen 40 bis 200Hz bereitgestellt werden. Werden kleinere Leistungen benötigt, bleiben die Schränke identisch, jedoch werden Gleichrichter, Wechselrichter und sonstige Komponenten entsprechend leistungsärmer ausgeführt. Zur Leistungsverdoppelung werden zwei der beschriebenen Umrichtereinheiten parallel geschaltet (Bild 8), indem die Sekundärseiten ihrer Anpasstransformatoren phasengerecht verbunden werden. Die Steuerungen sind derart miteinander verknüpft, dass eine als Master, die zweite als Slave arbeitet.

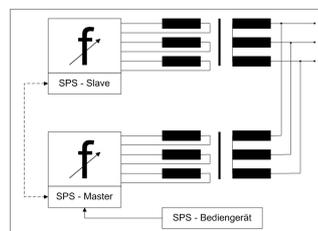


Bild 8: Zusammenschaltung zweier Umrichtermodule zur Leistungsverdoppelung

Wie erwähnt, soll der Umrichter durch feinstufige Kompensation vor allem den Wirkleistungsbedarf des Prüflings decken, doch kann er auch Blindleistung im Bereich ( $\cos \varphi = 0,2_{\text{kapazitiv}} \dots 1 \dots 0,2_{\text{induktiv}}$ ) bereitstellen. Das geregelte Sinusfilter gewährleistet, dass Harmonische den zulässigen Grenzwert ( $\text{THD} = 5\%$ ) nicht überschreiten. Schließlich reduzieren interne Filter störende IGBT-Schaltimpulse beträchtlich, so dass zusammen mit den erwähnten externen Maßnahmen (s. Punkt 2) auch die erforderlichen niedrigen TE-Grundstörspegel erreicht werden.

Für die angelegte Stehspannungsprüfung werden der Umrichter und der Erregertransformator genutzt, um die erwähnte zusätzliche Drosselspule als Fest- oder Stelldrossel (s. Punkt 2) einzuspeisen. Der Spannungsteiler wird dabei als Grundlastkondensator so ausgeführt, dass der Prüfkreis auch ohne den zu prüfenden Leistungstransformator in Resonanz kommen kann.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Der Einsatz von statischen Umrichtern für Transformatorenprüfungen bedeutet mehr als den Ersatz der klassischen M/G-Sätze durch eine leistungselektronische Komponente. Es bedarf sowohl eines angepassten Systemkonzepts, das dem Umrichter die Bereitstellung von Wirkleistung zuweist, als auch einer Umrichter-Topologie, die die einander widersprechenden Forderungen nach Sinusqualität und niedrigem TE-Grundstörspegel zu einem technisch akzeptablen Kompromiss führt. Wie Ausführung und Erprobung von Versuchsmustern und Prototypen zeigen, sind statische Umrichter für Transformatorenprüfungen wirtschaftlich ausführbar.

Die Anwendung umrichter-basierter Transformatoren-Prüfsysteme bringt eine Reihe technischer Vorteile wie Masse- und Volumensparnis, freie Frequenzwahl und vor allem modularen Aufbau. Letzterer bedeutet, dass man sich nicht auf eine eventuell später benötigte Maximalleistung festlegen muss, sondern das System nach dem aktuellem Bedarf auslegen und später durch einen oder mehrere Umrichtermodule ergänzen kann.

Neben der Ausstattung neuer Prüffelder sind umrichter-basierte Prüfsysteme wegen ihres geringeren Platzbedarfs hervorragend für Ersatzinvestitionen in räumlich begrenzten Prüffeldern geeignet. Wegen Modularität, geringer Masse und kleinem Volumen sowie Robustheit durch Vermeidung bewegter Teile sind umrichter-basierte Transformatoren-Prüfsysteme optimal für den Vor-Ort-Einsatz anwendbar. Erste Konzepte für eine mobile Ausführung, die sich an Erfahrungen mit mobilen Kabelprüfsystemen [3] anlehnt, liegen vor (Bild 9). Beachtet man noch den Trend Leistungselektronik, so ist künftig eine breite Anwendung der beschriebenen Lösung zu erwarten.

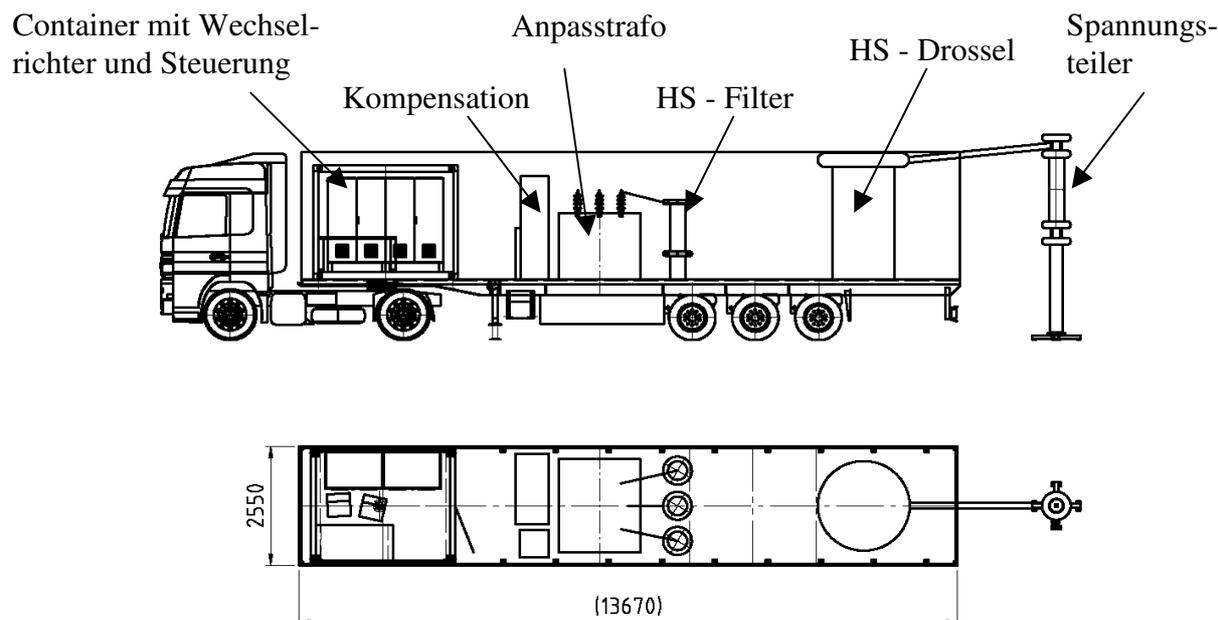


Bild 9: Mobiles Prüfsystem für die induzierte und angelegte Stehspannungsprüfung von Leistungstransformatoren bis 500MVA

## Literatur

- I11 IEC 60076-3: Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air. (Second edition 2000-03)
- I21 VDE 0532-3: Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungs-Prüfungen und äußere Abstände in Luft (November 2001)
- I31 W. Hauschild u.a.: The technique of AC on-site testing of HV cables by frequency-tuned resonant test systems. Cigre Report 33-304 (2002)
- I41 M. Hässig, J. Fuhr, T. Aschwanden: Grundsteine der TE-Messung an Transformatoren: Vor Ort-Erfahrungen aus off-line Messungen. HIGHVOLT Kolloquium 03; Seiten 207 - 216
- I51 IEC 60060-1: High-voltage test techniques – Part 1: General definitions and test requirements (second edition 1989-11)
- I61 IEC 60270: High-voltage test techniques – Partial discharge measurement (third edition 2000-12)
- I71 Kiel, E.; Schumacher, W.; Ehrenberg, J.; Letas, H.-H.; Schrader-Hausmann, U.: High Performance Digital Control of Uninterruptable Power Supply (UPS) using an Application Specific Integrated Circuit (ASIC); EPE-Firenze 1991, Vol. 3, S. 174 – 179

## Danksagung

An den beschriebenen Konzepten, Untersuchungen und Realisierungen waren bei HIGHVOLT die Herren Dr. Winter, Stephan, Scheibler, Pfaff und Coors beteiligt, am IEH Karlsruhe im Rahmen von Diplomarbeiten die Herren Homagk, Zöllner und Steger. Die Autoren danken für deren Mithilfe.

# Durchführungen aus harzimprägniertem Papier (RIP) auch für schwierige Umgebungs- und Betriebsverhältnisse

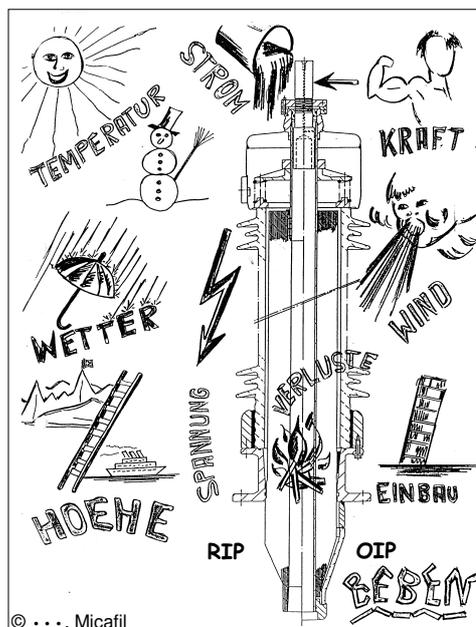
Karl Frei, Ing. FH  
 ABB Schweiz AG, Micafil  
 Badenerstr. 780, CH-8048 Zürich / Schweiz

## 1 Einführung

Als Folge der vermehrt globalen Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie liegen elektrische Anlagen immer mehr in Gebieten mit zum Teil schwierigen Umgebungs- oder Betriebs-Verhältnissen. Dadurch steigen auch die technischen Anforderungen an Hochspannungs-Durchführungen.

## 2 Anforderungen an Durchführungen

Die Standard-Anforderungen an Durchführungen und die Betriebsbedingungen sind in den Normen IEC 60137, IEEE C57.19.00 u.a. definiert. Sie decken die meisten Fälle ab und können mit üblichen Dimensionierungs-Massnahmen und Konstruktions-Verfahren abgedeckt werden. Bei besonderen Kundenanforderungen müssen jedoch auch Sondermassnahmen angewandt werden.



© . . . Micafil

Bild 1:  
Durchführungen und Beanspruchungen

## 3 Durchführungs-Technologien

Zur Hauptsache stehen folgende Materialien und Bauteile zur Auswahl:

### Hauptisolierung und Merkmale

Typ	RIP	OIP	RBP	Gas
Hauptisolierung	Harzimprägniertes Papier	Ölimprägniertes Papier	Hartpapier	SF <sub>6</sub> oder Gemisch
Isolator-Überwurf	nicht nötig	nötig	nicht nötig	nötig
gasdicht	ja	ja	nein	
tanδ (IEC 60137)	< 0,7%	< 0,7%	< 1,5%	-
TE (IEC 60137; bei Um)	< 10pC	< 10pC	< 250pC	< 10pC

### Isolator-Überwurf

Porzellan-Isolator oder Verbund-Isolator mit GFK-Rohr und Silikonschirmen

### Füllmedium

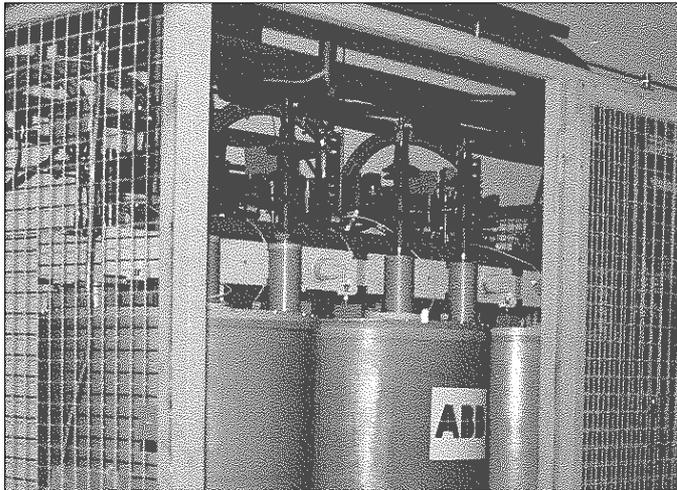
Öl oder Trockenfüllung oder Gas (SF<sub>6</sub>) oder Gasmischung

### Zur RIP-Technologie

Breite Krepppapierbahnen werden aufgewickelt, Kondensatorbeläge zur elektrischen Feldsteuerung eingelegt und anschliessend unter Vakuum mit einem Epoxydharz getränkt. Durch Aushärtung entsteht ein kompakter Feststoff-Isolierkörper, der auch als tragendes Bauteil verwendet werden kann.

## 4 Beispiele von RIP-Durchführungen für besondere Anforderungen

### 4.1 24 kV - Transformator-Durchführung für 630 kVA - Supraleiter-Transformator



Der Wunsch der Menschheit nach verlustfreiem Energietransport führte Mitte der 90er-Jahre im ABB-Konzern zur Entwicklung eines Transformator-Prototyps mit Hochtemperatur-Supraleitern.

Transformatordaten:

	$U_{AC}$	$U_{BIL}$
OS:	24 kV	125 kV
US:	420 V	
S:	630 kVA	

Bild 2: 630 kVA - Supraleiter-Transformator im kommerziellen Betrieb bei SIG in Genf

Die 24 kV - Oberspannungs-Durchführung wurde aus RIP mit einer Kondensator-Steuerung gefertigt. Die besondere Beanspruchung an der Durchführung war der riesige Temperatur-Unterschied zwischen Luftseite (Raumtemperatur) und Trafoseite (in flüssigem Stickstoff von  $-196^{\circ}\text{C}$  eingetaucht). Die Durchführung wurde als reiner RIP-Wickel von etwa 900mm Länge und 40mm Durchmesser ohne metallische Armaturen ausgeführt, was zu einem problemlosen, TE-freien Betrieb im kalten Medium führte.

### 4.2 525 kV - Durchführung für Gasisolierte Schaltanlage in Südost-Sibirien Projekt: Bureiskaya Hydroelectric Power Plant bei Kaborovsk



Bild 3: Lage des Kraftwerks

#### Durchführungs-Daten (Auszug):

Bemessungsspannung	525 kV	Umgebungstemperatur	$-57^{\circ}\text{C}$ bis $+40^{\circ}\text{C}$
Blitzstossspannung	1550 kV	Temp. im GIS-Gebäude	$0^{\circ}\text{C}$ bis $+40^{\circ}\text{C}$
Schaltstossspannung	1250 kV	(und damit für das Durchführungs-Unterteil)	
Bemessungsstrom	2000 A	Kriechweg	30 mm/kV

## Die Lösung von ABB Schweiz AG, Micafil

Die tiefen Temperaturen liessen eine Hauptisolierung aus reinem SF<sub>6</sub>-Gas nicht zu und ein Gasgemisch wurde aus logistischen Gründen vermieden. Es wurde ein RIP-Isolierkörper mit Kondensator-Steuerung für die Hauptisolierung gewählt. Wegen der Grösse der Durchführung und der für den grossen Temperatur-Bereich zu erwartenden Relativ-Bewegungen innerhalb der Durchführung drängte sich für die Füllung zwischen Isolierkörper und Überwurf-Isolator eine gasförmige Füllung auf. Ausserdem wurde der Stromleiter vom Isolierkörper völlig entkoppelt. Ein Ölfüllung im Oberteil kam nicht in Frage.

Der Verbund-Isolator mit glasfaserverstärktem Kunststoffrohr und Silikon-Beschirmung bildete die Druck-Hülle der Durchführung und übernahm die kopfseitigen Biegebeanspruchungen. Das Unterteil der Durchführung, umgeben und isoliert durch das SF<sub>6</sub>-Gas der Schaltanlage, wurde traditionell konisch beendet.

Die Füllung mit SF<sub>6</sub>-Gas im Oberteil wurde durch die Tatsache ermöglicht, dass das Füllmedium elektrisch nicht sehr stark beansprucht wird und deshalb der obere Gasdruck so tief gehalten werden kann, dass auch bei der minimalen Temperatur von -57°C keine Verflüssigung stattfindet. Die Unterteilung in zwei verschiedene Gaskammern - „kalte“ Füllung oben mit kleinem Druck, „warme“ Füllung unten mit Druck wie in der GIS - bedurfte natürlich einer sauberen Abdichtungs-Konstruktion zwischen Isolierkörper und Flansch sowie einer Gasdruck-Überwachung im Oberteil. Dies konnte jedoch mit einem Gas-Dichtewächter zusätzlich gesichert werden. Ein eventuelles Leck zwischen unten und oben hätte zudem zu einer Isolationssteigerung im Oberteil geführt.

## Dimensionierungs-Werkzeuge

Zur Dimensionierung von Hochspannungs-Durchführungen kommen in erster Linie folgende Programme zur Anwendung:

- Numerische Kalkulation des Kondensator-Körpers und seiner Einlagen-Verteilung.
- Finite-Elemente-Programme für
  - Beurteilung kritischer elektrische Feldverhältnisse
  - Abschätzung der thermischen Zustände im Betrieb oder bei Typenprüfungen
  - Berechnung kritischer mechanischer Teile

## Typenprüfung

Die ausgeführten Typenprüfungen

- Dielektrisch: AC, Blitzstoss, Schaltstoss
- Thermisch: Stromleiter-Erwärmung  
Thermische Stabilität  
(diel. plus Stromleiterverluste)
- Mechanisch: Biege- und Druckprüfungen

haben die erforderlichen Nachweise erbracht.

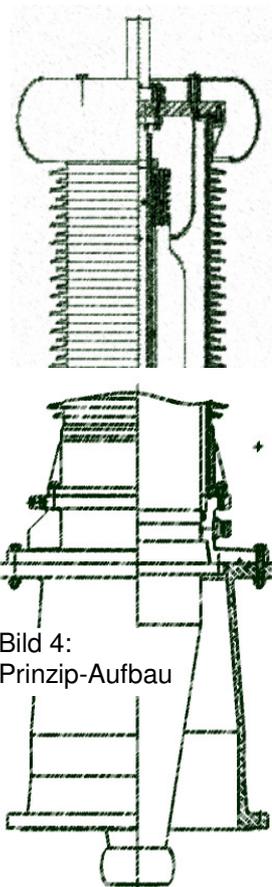


Bild 4:  
Prinzip-Aufbau

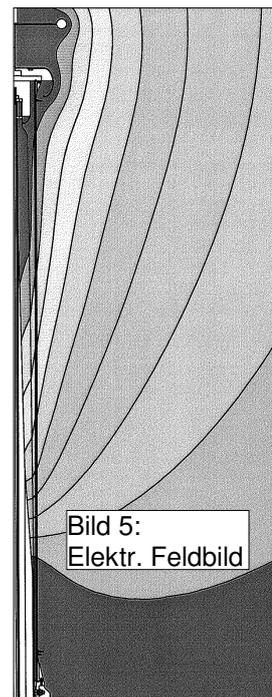


Bild 5:  
Elektr. Feldbild

Bild 6: Ein Teil der installierten Durchführungen





Bild 7:  
Freiluft-Disposition der Anlage, rechts die GIS-Anlage

### 4.3 Hochstrom-Durchführung 24 kV / 32 kA für Transformator

Der Bau des „Drei-Schluchten“-Wasserkraftwerkes in China führte zum Bedarf an Hochstrom-Durchführungen für die Unterspannungsseite der Maschinentransformatoren.

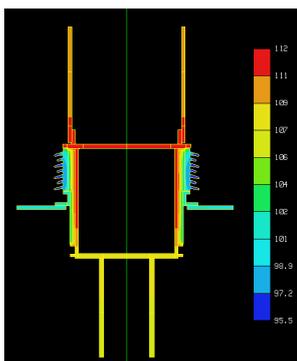
#### Durchführungs-Daten (Auszug):

Bemessungsspannung	24 kV
Blitzstossspannung	125 kV
Bemessungsstrom	31,5 kA

#### Die Konstruktion

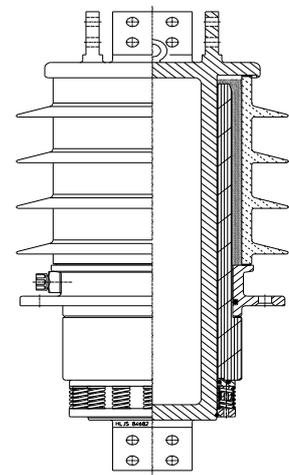
Die bestehende Reihe von Hochstrom-Durchführungen mit dem Grundkonzept des RIP-Isolierkörpers und Trockenfüllung (dichter Trafoabschluss, beliebige Einbaulage) wurde durch eine Ausführung mit vergrößertem Leiter-Durchmesser und Kupferleiter erweitert.

Herausforderung war neben der thermischen Dimensionierung die sichere Fertigung des Leiters mit seinen beiden gegossenen Anschlussstellen und dem Mittelteil. Dabei wurde ein neuartiges Verfahren erfolgreich angewendet.



Die thermische Dimensionierung geschah mittels Finite-Elemente-Programm. Dazu waren allerdings die vorgesehenen Umgebungsbedingungen und Querschnitte ausserhalb der Durchführung wichtig.

Bild 10:  
Temperaturbild (Beispiel)



Bilder 8 und 9:  
Prinzipbild und Ausführung



## 5 Gründe für RIP-Technologie

Wie Bild 1 zeigt, unterliegen Hochspannungs-Durchführungen vielerlei Anforderungen. Dass Durchführungen mit RIP-Technologie solchen extremen Bedingungen standhalten, zeigen vorangegangene Beispiele.

Was aber sind die Hintergründe für das erfolgreiche Bestehen?

- Die Hauptisolierung ist trocken und ölfrei, d.h. sie ist flexibel in Anwendung, Design und Bearbeitung
- Isolierkörper aus RIP sind kompakt, gas- und öldicht, die Durchführungen benötigen also keinen Ausdehnungsraum
- RIP-Material ist TE-frei und hat einen tiefen Verlustfaktor  $\text{tg}\delta$  von  $< 0,35\%$  (RT)
- RIP-Material bildet ein hervorragendes Interface zu Transformatorenöl, SF<sub>6</sub>-Gas und Trockenfüllung. Seine Dielektrizitätszahl wirkt sich auch vorteilhaft aus bei Form- und Epsilon-Steuerung des elektrischen Feldes.
- Unser Unternehmen hat eine langjährige und tiefgehende Erfahrung auf dem Gebiete von Kunststoff-Isolierungen. Durchführungskörper aus RIP mit einem Harz-Giessgewicht von bis zu 750 kg sind bei uns keine Seltenheit.



# Neue Technologien in der steckbaren Anschlusstechnik – Entwicklung einer Steckdurchführung und TE-Diagnose an Hochspannungskabelsteckern

Dr.-Ing. Thomas Klein<sup>1</sup>

M. Sc. Denis Denisov<sup>2</sup>

Dipl.-Ing. Sacha M. Markalous<sup>2</sup>

Dr.-Ing. Wolfgang Köhler<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Pfisterer AG, Winterbach

<sup>2</sup>Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart

## **1 Einführung**

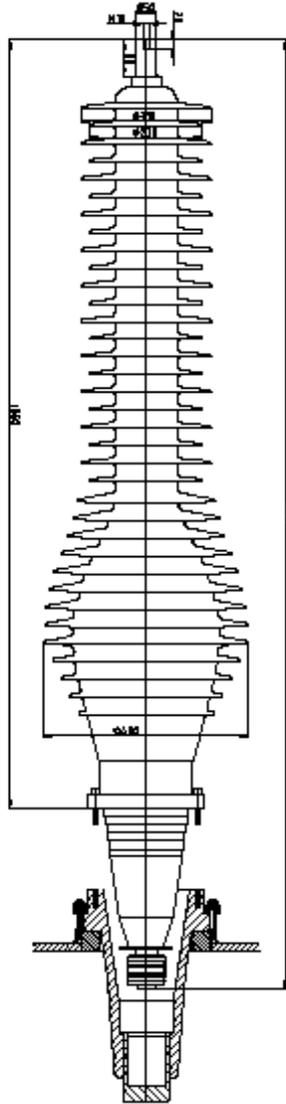
Steckbare Kabelanschlußtechniken gewinnen auch in der Hochspannungsübertragung gegenüber der konventionellen Anschlußtechnik zunehmend an Bedeutung. Vorteile, wie einfache Montage vor Ort ohne Öl- bzw. Gasarbeiten, kompakte Bauweise oder die Tatsache, dass keine flüssigen Isolierstoffe verwendet werden, überzeugen Anlagenhersteller und Betreiber.

Im Hochspannungsbereich bietet Pfisterer steckbare Kabelendverschlüsse für Spannungsebenen von 72,5 kV bis 245 kV an. Mit der Entwicklung einer steckbaren Durchführung für 170 kV erweitern sich die Anwendungsmöglichkeiten des Systems erheblich. Es kann nun auch zum Anschluß von Freileitungen an Schaltanlagen oder Transformatoren eingesetzt werden, wobei jederzeit die Möglichkeit besteht, auf Kabelanschlüsse umzurüsten. Im Aufbau der Durchführung kommen Techniken zur Steuerung der elektrischen Feldstärken zur Anwendung, wie sie auch in den Steckern vorzufinden sind. Durch geeignete geometrische Anordnung verschiedener Isoliermedien und Feldsteuerernteile wird ein überraschend homogener Potentialverlauf erreicht.

Neben der Entwicklung dieser neuen Komponente für das Stecksystem wird die Anwendung der UHF TE-Messtechnik bei Kabelanschlüssen vorgestellt. Beim Einsatz von konventionellen, nassen Anschlüssen ist es nur mit erheblichem Aufwand möglich, den Kabelendverschluß nach dessen Montage elektrisch zu prüfen. Bei den steckbaren Endverschlüssen kann zumindest der Stecker relativ einfach getestet werden, zum Prüfen nach dem Einstecken in die Buchse ist es genauso schwierig wie bei der konventionellen Technik. Um den Kunden die Sicherheit zu bieten, dass sich die Kabelanschlüsse nach der Montage in einwandfreiem Zustand befinden, wurde nach einer Möglichkeit zur TE-Messung ohne Unterbrechung des Betriebs gesucht. Da die UHF-Methode sich hierfür hervorragend eignet, wurde sie auf den Einsatz am HV-Connex angepasst und mit Laborversuchen ihre Empfindlichkeit überprüft und verbessert. Nach dem Aufbau eines Messsystems für Steckendverschlüsse der 72,5 kV-Ebene wurden Vor-Ort-Messungen an einem Stecker durchgeführt, bei dessen Montage das Kabel erheblich beschädigt wurde. Die Anlage wurde vorübergehend in Betrieb genommen und eignete sich bestens für diese Messungen.

## 2 Entwicklung einer 170 kV Steckdurchführung

Die Abmessungen des Freiluftteils der Durchführung entsprechen den Forderungen der IEC für die 170 kV-Ebene. Der für einen Nennstrom von 2500 A ausgelegte Leiter ist gießharzummantelt und an der Oberfläche vollständig mit Silikongummi überzogen. Mit der Beschirmung der Durchführung, wie sie in Bild 1 dargestellt ist, wird ein spezifischer Kriechweg von 31 mm/kV erreicht. Sie ist für den Einbau in eine Buchse Größe 6 des Connex-Systems konstruiert und besitzt keine flüssigen Isolierstoffe, so dass sie in jeder Lage eingebaut werden kann.



*Bild 1: Abmessungen der Steckdurchführung Größe 6, 170 kV*

Die Verbindung des Gießharzkörpers mit dem Innenleiter sowie dem Flansch der Durchführung gewährleistet die mechanische Festigkeit. Die geforderten Biegekräfte von 2500 N werden beherrscht.

Der steckbare Teil der Durchführung ist ähnlich wie ein Kabelstecker aufgebaut. Die im Silikon eingegossenen leitfähigen Feldsteuerelemente sorgen für einen homogenen Feldverlauf entlang der Edelfuge. Bild 2 zeigt den Vergleich der Tangentialfeldstärken. Es wird außerdem deutlich, dass die erreichte Maximalfeldstärke der Steckdurchführung den höchsten Wert im Kabelanschlußteil nicht übersteigt.

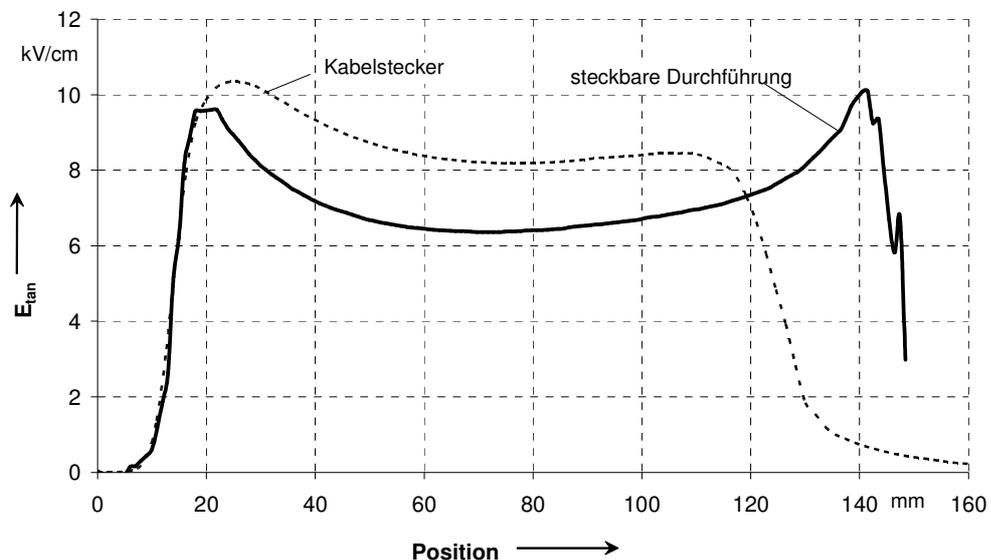


Bild 2: Verlauf der Tangentialfeldstärke entlang der Edelfuge im Steckteil der Durchführung und im Kabelstecker, normiert auf 100 kV

Im Freiluftteil der Durchführung wurden die Geometrien von Innenleiter, Gießharzisolati-on sowie Silikonisolation so aufeinander abgestimmt, dass im Gießharz bei 750 kV Prüf-blitzstoßspannung sich eine Maximalfeldstärke von 17,5 kV/mm ergibt. Dieser Wert liegt deutlich unter dem maximal zulässigen für Hochspannungsgießharze.

Obwohl keine Kapazitätsbeläge zur Feldsteuerung in die Isolation eingebracht wurden, besitzt die Durchführung einen weitgehend homogenen Potentialverlauf entlang der Oberfläche im Freiluftteil. In Bild 3 ist dieser dargestellt.

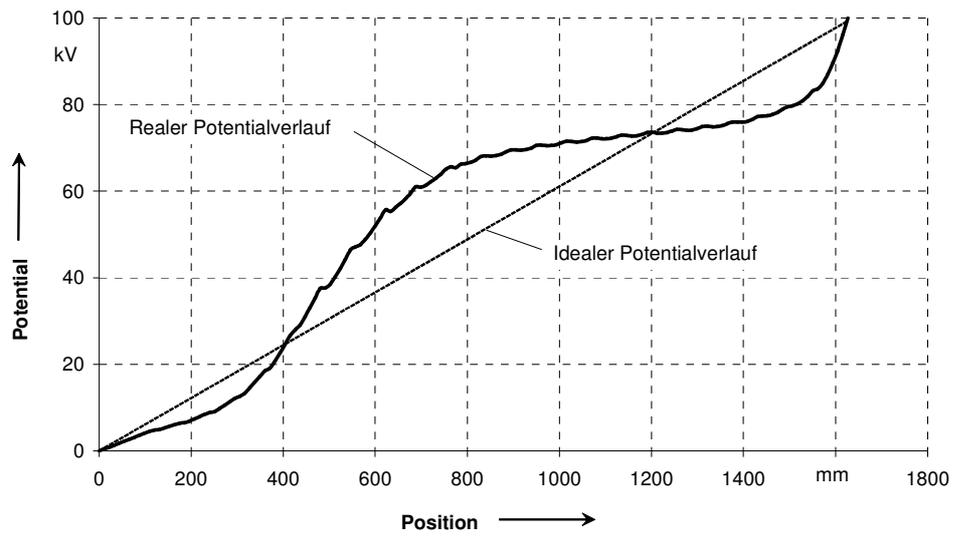


Bild 3: Potentialverlauf entlang des Freiluftteils der Durchführung, normiert auf 100 kV

### 3 UHF-TE Messung an Hochspannungskabelsteckern

Die Statistik zeigt, dass die meisten Fehler in Kabelsystemen durch Kabelgarnituren verursacht werden, also durch Muffen, Stecker und Endverschlüsse [1]. In diesem Teil des Beitrages werden die praktischen Erfahrungen bei online UHF-TE-Messungen an Hochspannungskabelsteckern vor Ort diskutiert.

#### 3.1 Motivation für die Messungen vor Ort

Der Zweck der selektiven Zustandsbeurteilung von Kabelzubehör ist, Fehler vor ihrer Entstehung vorauszusagen. Die für schadhaft befundenen Teile können dann rechtzeitig ersetzt werden. Dadurch wird das Risiko verringert, dass das Gesamtkabelsystem versagt und es zu Ausfällen der Versorgung kommt. Nachgewiesene TE-Aktivität in den Steckern ist ein klares Zeichen dafür, dass diese ausgetauscht werden müssen. Um solche TE-Aktivitäten unter Vor-Ort-Bedingungen und im Betrieb sicher zu erkennen, wird die UHF-TE Diagnostik eingesetzt. Die Messverfahren basiert auf dem Empfang von elektromagnetischen Emissionen, die aus der TE-Quelle kommen. Der Kopplungs-sensor (Monopolantenne) soll möglichst nahe am Prüfling installiert werden und muss effektiv gegen Störungen aus der Umgebung abgeschirmt werden, wie in Bild 4 zu sehen ist. Die Vorteile der unkonventionellen UHF-TE-Messmethode sind die weitgehende Unabhängigkeit von äußeren Störsignalen vor Ort und die Tatsache, dass das Messsystem keine Verbindung zur Hochspannung benötigt.

#### 3.2 Labor-Versuchsaufbau und Ergebnisse

Das folgende Bild 4 zeigt die prinzipielle Anordnung mit dem Kabelstecker und dem UHF-Sensor.

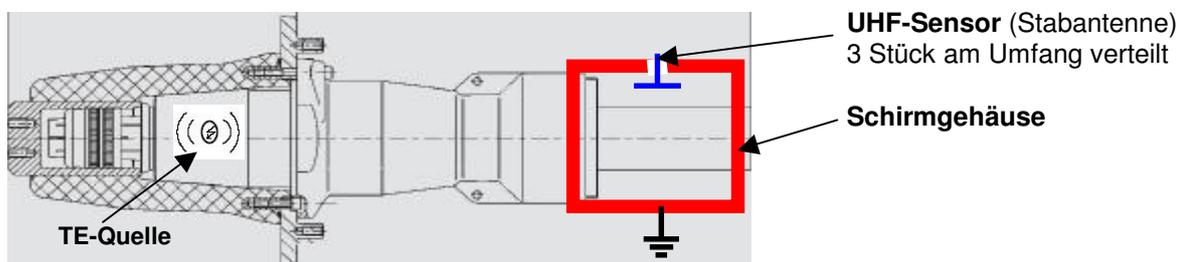


Bild 4: Prinzipielle Anordnung zur UHF-TE-Diagnostik an Kabelsteckern

Das Schirmgehäuse dient zu Abschirmung externer Störsignale und ist am Ende des Steckers (Größe 4, bis zu 72,5 kV) um das Kabel angebracht, wie es in Bild 4 und 5 zu sehen ist.

Der gesamte Versuchsaufbau ist in Bild 5 dargestellt und besteht aus den folgenden Komponenten:

- kommerzielle 525-kV-GIS-Anlage (1),
- Hochspannungsprüftransformator (2),

Koppelkondensator mit einem IEC60270-konformen TE-Messgerät,

Adapterflansch mit integrierter Gießharzbuchse (3) und einem 2 m langen Hochspannungskabel (4) mit montierten Kabelsteckern (5,6) und SF<sub>6</sub>-gefülltem Prüfgefäß (7).

Einer der beiden Stecker ist fehlerbehaftet (6) und weist TE auf. An diesem Stecker wird ein Schirmgehäuse (8) mit Sensoren angebracht. Im Innenraum des Schirmgehäuses sind drei 5 cm lange Monopolantennen so angeordnet, dass sich jede 1-2 cm über der Kabeloberfläche befindet und tangential zum Kabelquerschnitt orientiert ist. Die Antennen sind jeweils um 120° gegeneinander angeordnet, um den kompletten Umfang des Prüflings (6) abzudecken. Das von einer Antenne gemessene Signal wird durch einen 40 dB Vorverstärker (9) mit einer Bandbreite von 1-1000 MHz verstärkt und über ein Koaxialkabel zu einem Digitalspeicheroszilloskop (10) geführt (LeCroy ProWave 7300).

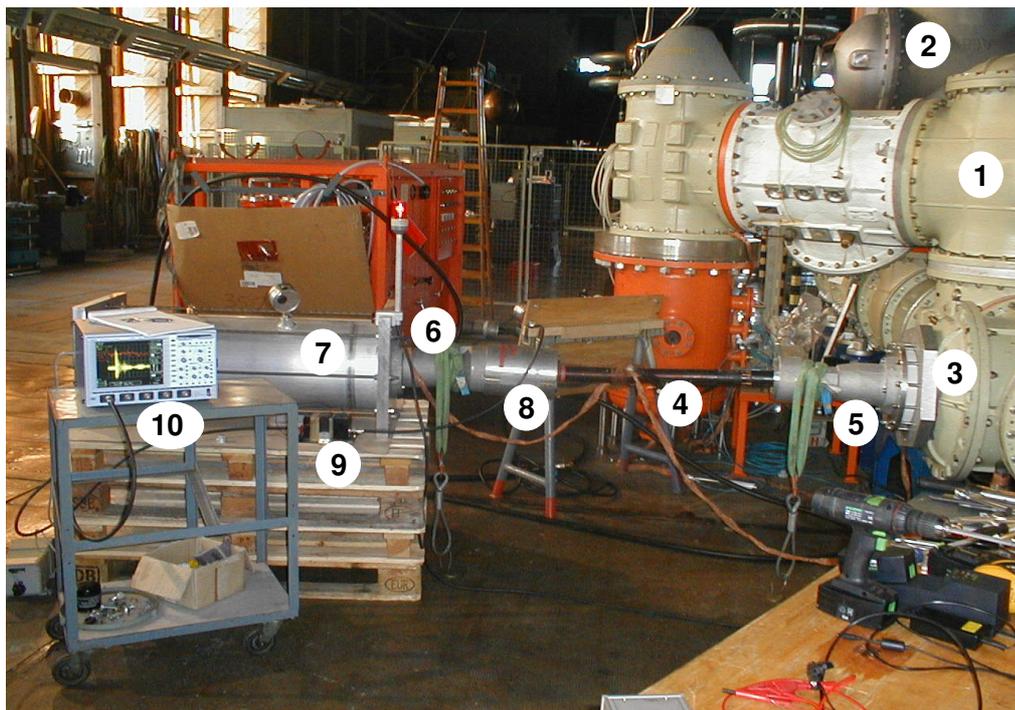


Bild 5: Laborversuchsaufbau zur UHF-TE-Diagnose an Hochspannungskabelstecksystemen

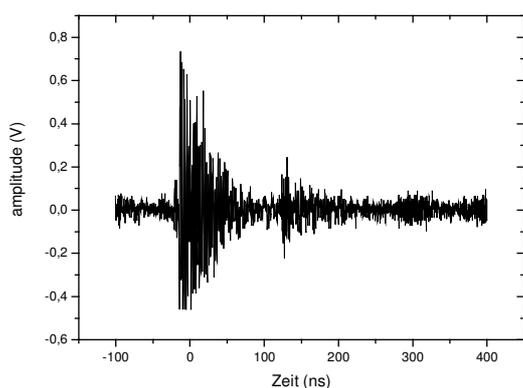
### 3.3 Nachweis der Empfindlichkeit des UHF-TE-Messverfahrens

Die Kalibrierung der UHF Methode bezüglich scheinbarer Ladung ist nicht direkt möglich, sondern nur indirekt durch eine Vergleichsmessung mit dem IEC 60270-Messverfahren. Dabei wird im Labor parallel zur UHF-Messung eine IEC-konforme TE-Bewertung vorgenommen, um die UHF-Messung grob zu kalibrieren. Dieser so ermittelte „Kalibrierfaktor“ wird zur späteren Abschätzung der gemessenen TE-Aktivität vor-Ort verwendet. Durch diesen Vergleich wird auch die Empfindlichkeit der UHF-Methode nachgewiesen. Der TE-Intensität wurde durch die Änderung der angelegten Spannung variiert. Es stellte sich heraus, dass mit dem UHF-TE-Messverfahren in der vorliegenden Anordnung noch TE-Pegel von ca. 4 pC erfasst werden können.

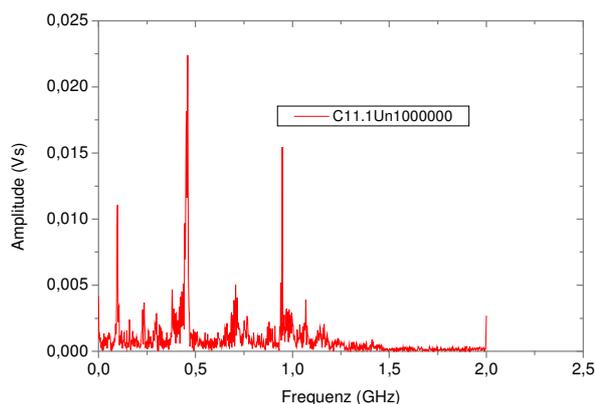
### 3.4 Nachweis der räumlichen Selektivität des UHF-TE-Messverfahrens

Um zu zeigen, dass mit diesem Messverfahren nur interne TE-Signale aus dem Steckerbereich erfasst werden, wurden gezielt externe Teilentladungen in der angeschlossenen GIS-Anlage erzeugt. Dazu wurden an einer Drahtspitze relativ starke Koronaentladungen generiert. Sogar bei TE-Pegeln von ca. 200 pC (gemessen nach IEC60270) wurden keine schnellen Impulse innerhalb des Schirmgehäuses detektiert, d.h. das UHF-Messsystem detektiert nur Impulse, deren Ursprung Teilentladungen im Kabelstecker sind.

Bild 6 zeigt einen TE-Impuls, der im Labor an dem defekten Stecker aufgezeichnet wurde (Messbandbreite 1 GHz). Das Frequenzspektrum von diesem Impuls ist in Bild 7 dargestellt.



*Bild 6: TE-Impuls von 35 pC bei 78 kV, gemessen im Laboraufbau mit einer Bandbreite von 1 GHz*



*Bild 7: Frequenzspektrum des TE-Impulses*

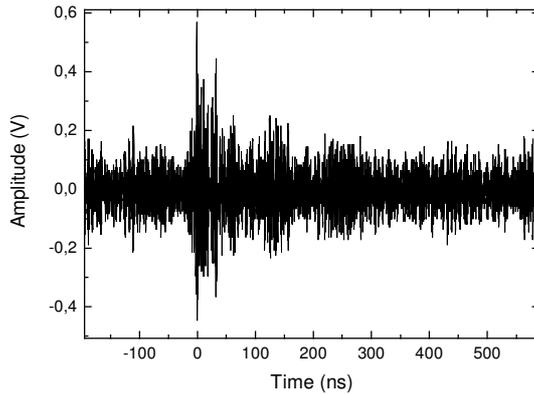
### 3.5 Vor-Ort-Versuchsaufbau und Ergebnisse



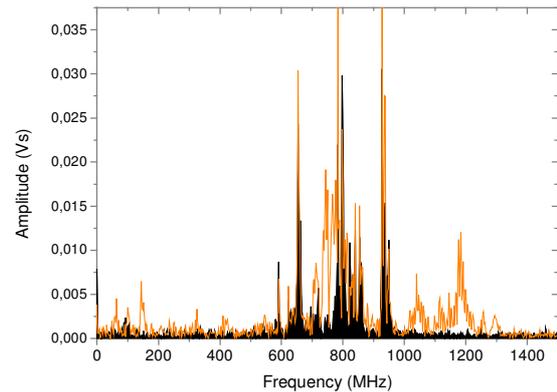
*Bild 8: Vor-Ort-Messaufbau:  
1. Stecker, 2. Schirmgehäuse*

Vor-Ort-TE-Messungen wurden an Kabelsteckern im Bereich eines Kabelabganges an einer GIS durchgeführt, während die Anlage in Betrieb war. Das metallische Abschirmgehäuse wurde nacheinander auf alle 3 Kabelstecker montiert (Größe 4, bis zu 72,5 kV), wie es in Bild 8 zu sehen ist. Dabei wurden jeweils die Signale aller 3 Sensoren nacheinander aufgezeichnet und ausgewertet.

Bild 9 zeigt einen typischen schnellen Impuls, der vor Ort an einem TE behafteten Stecker aufgezeichnet wurde (Messbandbreite 3 GHz). Das Frequenzspektrum von diesem Impuls und das Spektrum des Grundrauschens sind in Bild 10 dargestellt. Abgesehen von Rundfunk- und Handysignalanteilen gibt es mehrere signifikante Spektralbereiche, die in diesem Fall auf interne Teilentladungen schließen lassen [2].



*Bild 9: Typischer schneller Impuls eines Steckers, gemessen vor Ort mit einer Bandbreite von 3 GHz*



*Bild 10: Frequenzspektrum des Impulses (hell) im Vergleich zum Hintergrundrauschen (dunkel)*

### 3.6 Anwendung in der Praxis

Die obigen Labormessungen haben gezeigt, dass das vorgestellte Messverfahren geeignet ist, um im Betrieb TE in Kabelsteckern empfindlich zu detektieren.

Die Anwendung des Verfahrens Vor-Ort hat ergeben, dass in manchen Fällen, wo ein hoher Umgebungsstörpegel vorhanden ist, eine sichere Aussage über die TE-Intensität erschwert wird. In solchen Fällen müssen zusätzliche Maßnahmen und Kriterien angewandt werden, um eine sichere Beurteilung der TE-Intensität zu erhalten.

## 4 Literatur

[1]

Smit J.J., Gulski E., Wester F. „Economical and technical aspects of advanced PD diagnostics to support condition based maintenance of HV assets“ (IEEE Trans. On Dielectrics and Electrical Insulation, 1110-1115, 2002)

[2]

Ahmed N.H., Srinivas N.N. “On-line Partial Discharge Detection in Cables” (IEEE Trans. On Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 5, No. 2 , 181-188, 1998)

# Wasser in Leistungstransformatoren - Richtig messen und den Zustand beurteilen

Maik Koch, Dipl.-Ing.

Stefan Tenbohlen, Prof. Dr.-Ing.

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart

## 1 Einführung

Wasser in Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren entwickelt sich zu einem häufig diskutierten und für die Betreiber sehr wichtigen Thema. Wasser ist ein Alterungsprodukt und spaltet die Zelluloseketten der Feststoffisolierung weiter hydrolytisch auf. Dadurch kann die Kraftwirkung äußerer Kurzschlussströme bei gesunkener mechanischer Festigkeit zum inneren dielektrischen Fehler führen. Dieser zieht den Totalausfall des Transformators als teuerstem Betriebsmittel in der Energieübertragungskette nach sich. Weitere Schadenswirkungen von Wasser sind begünstigte Teilentladungen, Bläschenbildung (Bubbling) und eine verringerte Durchschlagsspannung des Isolieröls.

## 2 Der Bubble-Effekt und das Risiko eines dielektrischen Fehlers

Die dielektrische Festigkeit von Isolierflüssigkeiten leitet sich von ihrer gegenüber Gasen ungemein höheren Dichte ab. Ein Durchschlag beginnt oft mit einer Blase, also einem mikroskopisch kleinen Bereich großer Teilchenabstände. Dort können Ionen oder Elektronen die nötige Ionisierungsenergie zur Lawinenbildung aufbringen.

Wird eine feuchte Öl-Papier-Isolierung erwärmt, so können Gasbläschen entstehen, welche die elektrische Festigkeit entscheidend herabsetzen. Für diesen „Bubble-Effekt“ wurden der Einfluss von Papierfeuchte, Ölqualität, Papierqualität und des Alterungszustands auf die Blasenbildung systematisch untersucht.

### 2.1 Voraussetzungen und Entwicklung einer Gasblase

Isolierpapier besteht aus einem Verbund von Zellulosefasern. Zellulosemoleküle bilden Mikrokapillare, in denen sich Gasreste und in feuchtem Zustand Wasser befinden. Ist der Wassergehalt gering, so werden die Moleküle durch Chemisorption relativ fest gebunden. Bei höherem Wassergehalt (ab etwa 1-2 % Gewichtsfeuchte) halten nur relativ schwache Van-der-Waals- und Kapillarkräfte das Wasser im Zelluloseverbund. Dieses Wasser steht zur Blasenbildung zur Verfügung (Abbildung 1).

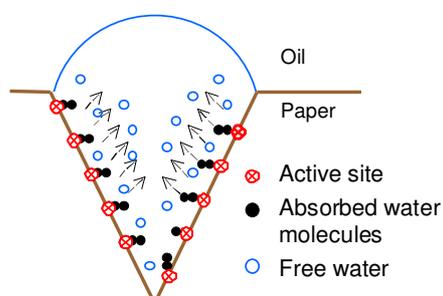


Abbildung 1: Blasenbildung in einer Pore

Die sichtbare Blase entsteht aus einem Blasenkeim. Das kann ein Gasrest in einer Vertiefung, an einem Partikel oder eine Mikroblase sein. Bei steigender Temperatur diffundieren Gase und Wasser ständig in den Blasenkeim. Das Volumen der Blase steigt. Eine stabile Blase entsteht, wenn die Kapillarkraft durch einen hohen Innendruck überwunden werden kann. Dazu muss sich die Temperatur sehr schnell erhöhen, so dass freies Wasser in einem kurzen Zeitraum verdampft. Nur bei schnellem Verdampfen des freien Wassers kann sich die Blase aus der Kapillare lösen, da das Volumen von Wasserdampf bei gleicher Molzahl etwa 1700 mal größer ist als das der flüssigen Phase (Abbildung 2).

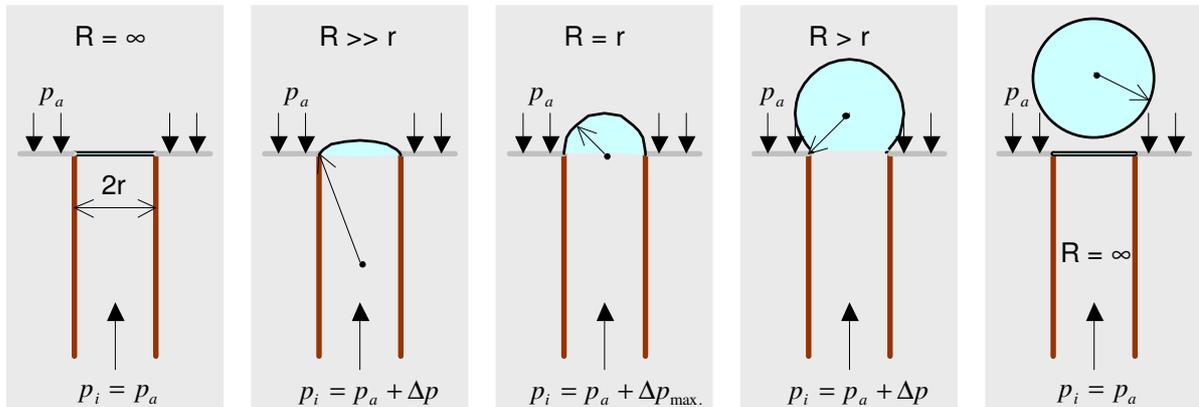


Abbildung 2: Blasenentwicklung aus einer Mikrokapillare

Die Temperatur, bei der die Blasenbildung einsetzt, hängt von folgenden Parametern ab:

- Verfügbares freies Wasser in der Zellulose
- Mikrostruktur der Zellulose (Öffnung der Kapillaren und Poren), alterungsabhängig
- Gasreste in der Zellulose, abhängig u.a. vom Imprägnieren mit Isolieröl
- Oberflächenspannung des Öls und damit Ölalterung
- Gradient der Temperaturerhöhung

## 2.2 Versuchsaufbau

In einem vakuumdichten Duran-Gefäß befindet sich ein elektrisch beheizter Stab umwickelt mit mehreren Lagen Isolierpapier (Abbildung 3). Vor und während des Befüllens mit Isolieröl herrscht im Behälter ein Unterdruck von etwa 20-40 mBar. Optoelektronische Sensoren messen die Temperatur an der Rohroberfläche und auf der Papieroberfläche. Ein Stelltransformator steuert die Heizleistung und damit die Temperatur. Um den Öldruck am Hot Spot eines Leistungstransformators nachzubilden, bildet ein Schlauch eine Ölsäule von 1,5 m. Eine digitaler Camcorder dokumentierte Einsetztemperatur und Verlauf der Blasenbildung.

An folgenden Materialien wurde die Einsetztemperatur der Blasenbildung gemessen: Neues Kraft-Papier, thermisch stabilisiertes Papier, thermisch gealtertes Papier, neues Öl Nynas Nitro 3000 und betriebsgealtertes Shell K 6 SX aus dem Jahr 1965 mit einer Neutralisationszahl von 0,5 mg KOH/g Öl.

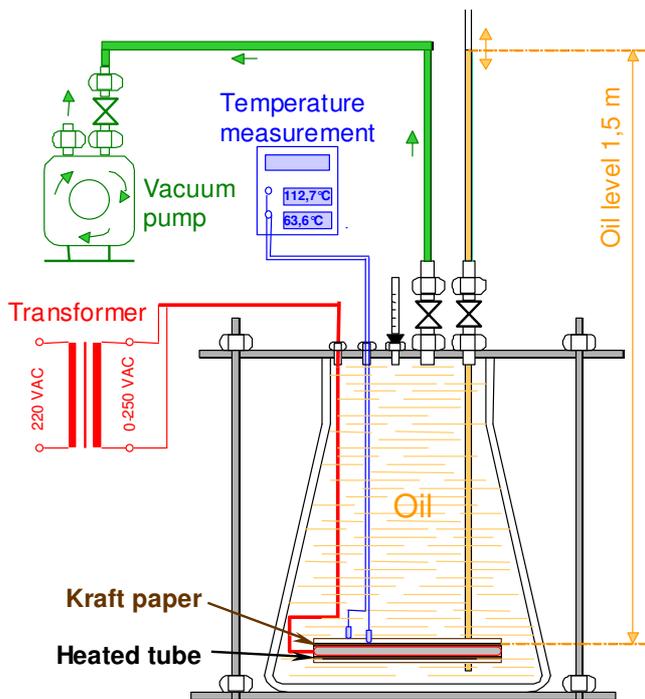


Abbildung 3: Versuchsaufbau für den Bubble-Effekt

### 2.3 Ablauf der Blasenentwicklung

Abbildung 4 zeigt den zeitlichen Verlauf der Blasenbildung für ein neues Kraft Papier mit einer Gewichtsfeuchte von 1 %. Bei einer Temperatur von 172 °C auf der Rohroberfläche entstehen Blasen, die im Öl aufsteigen. Nach einer Minute und bei einer Temperatur von 177 °C gibt es keine Blasen mehr. Die thermische Energie verdampfte das verfügbare freie Wasser und trocknete somit das Isolierpapier.

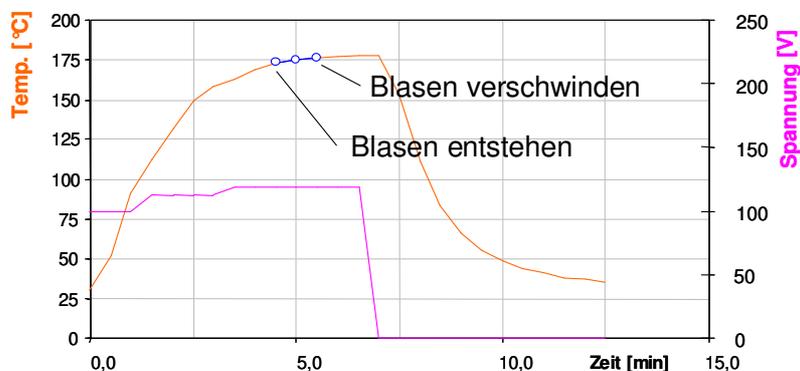


Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der Blasenentwicklung in Neuöl bei einer Feuchte von 1 % im Kraft Papier

Abbildung 5 stellt die Blasenbildung bei einer Gewichtsfeuchte von 4 % im Kraft Papier dar. Hier kann die Erwärmung das Papier nicht trocknen. Steigt die Temperatur ein zweites mal an, so treten wieder Blasen auf, allerdings bei geringfügig höherer Temperatur gegenüber der ersten Erwärmung.

Daneben zeigt Abbildung 5 die gute Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Bei einer zweiten Versuchsreihe traten gleiche Einsetztemperatur und gleiches Verhalten nach erstmaliger Erwärmung auf. Voraussetzung ist allerdings ein plötzlicher Temperaturanstieg.

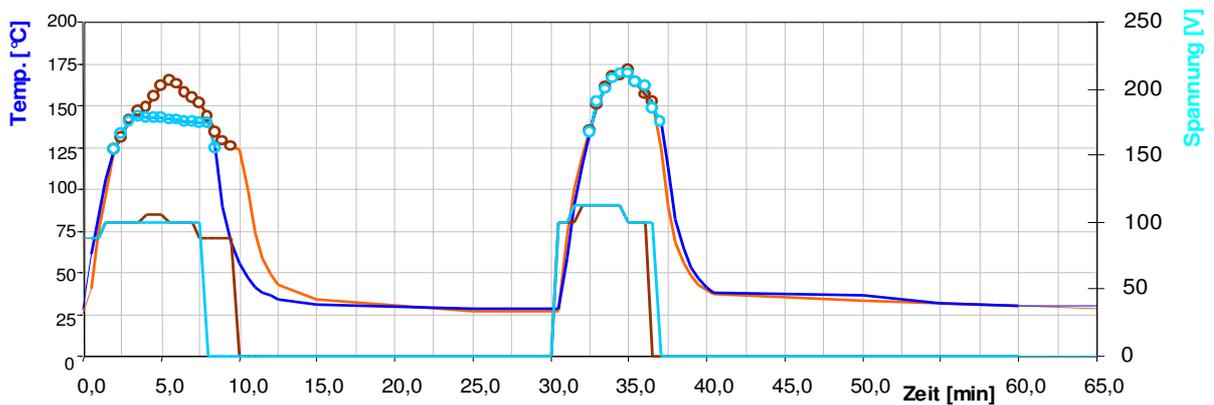


Abbildung 5: Wiederholte Blasenbildung im Neuöl bei Kraft Papier mit einer Feuchte von 4 %

## 2.4 Einsetztemperatur bei verschiedenen Einflussgrößen

Der Wassergehalt in der Zellulose ist ein wesentlicher Einflussfaktor für die Temperatur, bei der sich die Blasen entwickeln. Abbildung 6 zeigt die Einsetztemperatur in neuem Nynas Nitro 3000 bei neuem Kraft Papier, thermisch stabilisiertem Isolierpapier und thermisch gealtertem Kraft Papier.

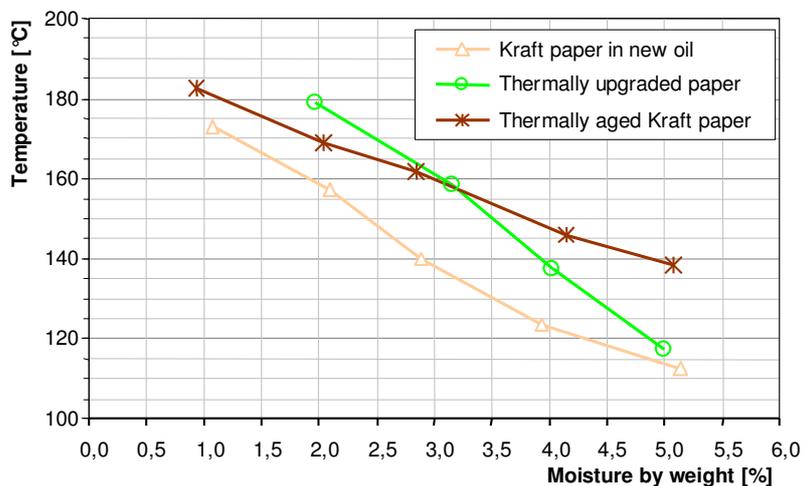


Abbildung 6: Einsetztemperatur bei neuem Kraft Paper, thermisch stabilisierten Papier und thermisch gealtertem Kraft Paper in neuem Nynas Nitro 3000

Die niedrigste Einsetztemperatur weist neues Kraft Papier auf. Für thermisch stabilisiertes Papier beginnt der Effekt erst bei wesentlich höheren Temperaturen, was mit dessen Mikrostruktur erklärt werden kann. Verschiedene Füllstoffe sollen das Papier gegen Alterung beständiger machen und verringern das Poren- und Kapillarvolumen. Damit ist die Kapillarkraft größer, die Blasen werden also erst bei einer höheren Temperatur ausgetrieben.

Erstaunlicher Weise liegt auch die Einsetztemperatur für thermisch gealtertes Kraft Papier höher als bei neuem Kraft Papier. Der in der Papierindustrie bekannte Effekt „Verhornung“ erklärt dieses Phänomen. Altert Papier bei erhöhter Temperatur, so sättigen sich die OH-Gruppen der Zelluloseketten gegenseitig ab. Die dadurch verbundenen Mikrofibrillen der getrockneten Zellulose sprechen nicht alle beim Wiederanfeuchten auf das Wasser an [1]. Die Zahl, der Durchmesser und das Volumen der Poren gehen stark zurück, was zu stärkeren Kapillarkräften und damit einer höheren Einsetztemperatur beim Bubble-Effekt führt (Abbildung 7).

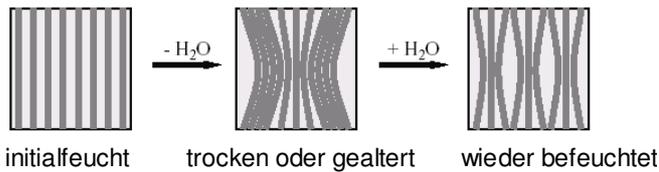


Abbildung 7 Modell zur Verhornung von Mikrofibrillen während der Papiertrocknung

Zur Blasenbildung ist Wasser nötig, das Verdampfen kann. Chemisch gebundenes Wasser kann nur bei erheblicher Energiezufuhr gelöst werden. Deshalb ist am Bubble-Effekt das verfügbare aktive Wasser entscheidend, repräsentiert durch die relative Feuchte in der Zellulose. Abbildung 8 zeigt die Einsetztemperatur des Bubble-Effekts abhängig von der Feuchte relativ zur Sättigungsfeuchte.

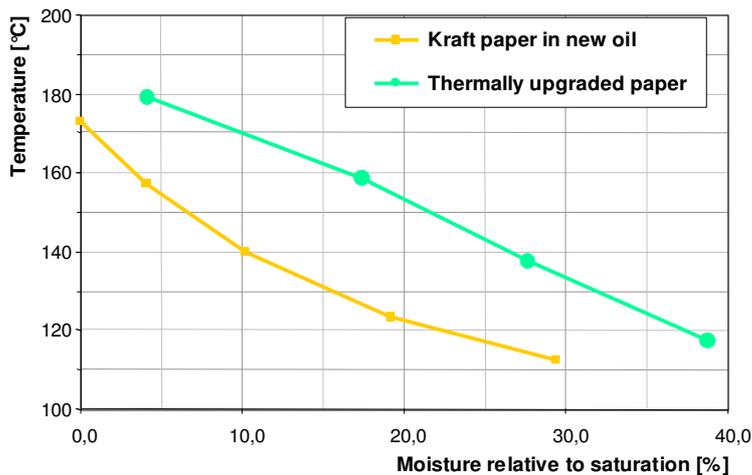


Abbildung 8: Einsetztemperatur abhängig von der relativen Feuchte in der Zellulose

Neben der Zellulose und deren Alterung hat das Öl einen entscheidenden Einfluss auf die Einsetztemperatur. Gealtertes Öl enthält oberflächenaktive Substanzen, welche die Oberflächenspannung verringern. So können sich die Bläschen leichter bilden.

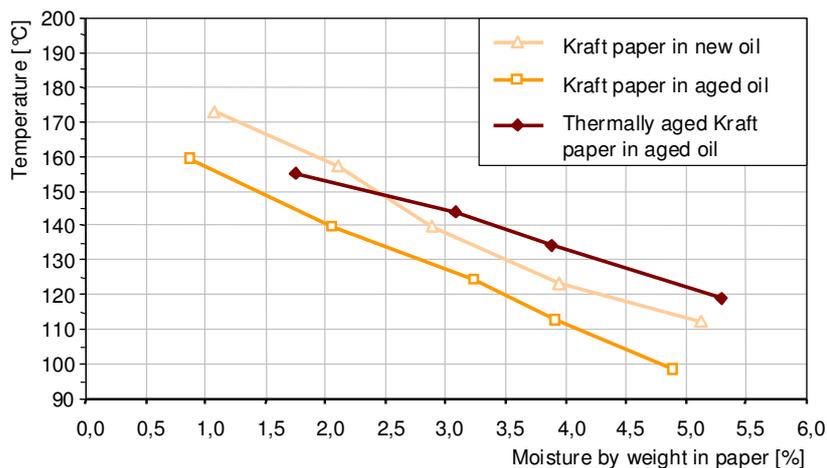


Abbildung 9: Einsetztemperatur für neues Kraft Papier in neuem Öl, neues Kraft Papier in gealtertem Öl und thermisch gealtertes Kraft Papier in betriebsgealtertem Öl

Abbildung 9 stellt die Einsetztemperatur der Blasenbildung bei verschiedenen Ölen dar. Das betriebsgealterte Öl Shell Diala K 6 SX aus dem Jahr 1965 mit einer Neutralisationszahl von 0,5 mg KOH/g Öl verringert die Einsetztemperatur wesentlich. Wird jedoch thermisch gealter-

tes Papier in Kombination mit betriebsgealtertem Öl eingesetzt, so liegt die Einsetztemperatur wieder im Bereich neuen Öls und neuen Kraft Papiers. Die Verhornung der Zelluloseketten hebt beim Bubble-Effekt die Einsetztemperatur an, obwohl sie in anderer Hinsicht wegen der verminderten Flexibilität der Fasern unerwünscht ist.

## 2.5 Risiko eines dielektrischen Fehlers durch den Bubble-Effekt

Der Bubble-Effekt scheint ein enormes Risiko für den Betrieb feuchter Leistungstransformatoren darzustellen. Tatsächlich schränken folgende Punkte das Risiko ein:

1. Nur eine schnelle Temperaturerhöhung lässt die Gasblasen entstehen. Das kann auf Grund einer Änderung des Schaltzustands der Fall sein. Bei langsamer Temperaturänderung diffundiert das Wasser in das Öl und bildet dabei keine Blasen.
2. Die Feuchte im Isolierpapier muss hoch sein. Gerade der „Hot Spot“ einer Wicklung, wo steile Temperaturgradienten und eine hohe Endtemperatur auftreten, ist jedoch vergleichsweise trocken. Sowohl Papier als auch Öl sind hier heiß, so dass das Papier einen Teil seiner Feuchte an das umströmende Öl abgibt, das Papier also eher trocken im Vergleich zu weniger heißen Zonen in der Isolation ist.
3. Die Blasenentwicklung muss im dielektrisch kritischen Bereich stattfinden. Ein Durchschlag der Öl-Papier-Isolationsstrecke erfolgt natürlich nur in Gebieten hoher Feldstärke. Ob am Ort der Blasenentstehung eine hohe Feldstärke herrscht, ist von der Konstruktion der Isolierung abhängig.

Die IEC 60 354 „Loading Guide for oil immersed transformers“ erlaubt bei kurzzeitiger Überlastung ONAN-gekühlter Transformatoren eine Hot-Spot-Temperatur von 120-160°C. Hier muss der Betreiber sowohl für neue als auch für gealterte Transformatoren mit einer Gewichtsfeuchte von mehr als 1-2 % im Isolierpapier bei plötzlich erhöhter Temperatur mit der Blasenentwicklung rechnen (Abbildung 9).

Besonders kritisch verhalten sich Transformatoren, die für einen längeren Zeitraum nicht betrieben wurden. Hier befeuchteten Diffusionsvorgänge den Bereich des Hot Spot, so dass dessen vergleichsweise hoher Wassergehalt den Bubble-Effekt weiter begünstigt.

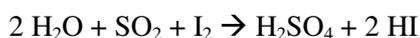
## 3 Messverfahren für Wasser in Öl-Papier-Isolierungen

Eine Reihe von Messverfahren wird gegenwärtig für die Feuchtigkeit in Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren eingesetzt. In diesem Abschnitt werden die Verfahren kurz vorgestellt und Einschränkungen bei der Anwendung gezeigt.

### 3.1 Titration nach Karl Fischer

Bei einer Titration fügt man ein Reagenz bekannter Konzentration (Titer) zu einer unbekannt Substanz hinzu, bis die Konzentration ausgeglichen ist. Bei *volumetrischer* Titration wird das hinzugefügte Volumen gemessen und der gesuchte Wert (hier Wasser) aus einer stöchiometrischen Gleichung errechnet. Die maximale Empfindlichkeit von einigen 10 µg Wasser macht ihren Einsatz bei trockenen Isolierölen unmöglich.

Bei *coulometrischer* Titration generiert eine Elektrode den Titer, in diesem Fall Jod, nach der folgenden Gleichung.



Die Empfindlichkeitsgrenze  $m_{H_2O}$  reicht hier bis zu wenigen  $\mu\text{g}$  Wasser. Die Feuchte in der Zellulose  $C_{W,P}$  wird bezogen auf das Gewicht  $m_P$ , also als Gewichtsfeuchte, wie folgt errechnet:

$$C_{W,P} = \frac{m_{H_2O}}{m_P} \cdot 100\%$$

Das zu bestimmende Material (Öl, Papier, Pressboard) kann auf drei Wegen in das Reaktionsgefäß gelangen:

1. Direkte Injektion. Wird z.B. Öl durch eine Spritze direkt eingebracht, so verschmutzt das Reaktionsgefäß und Nebenreaktionen mit Alterungsprodukten oder Inhibitoren können stattfinden. Z.B. reagieren Aldehyde und Ketone mit dem Methanol des Reagenz zu Azetalen und Ketalen unter zusätzlicher Wasserproduktion.
2. Methanol-Extraktion. Hier löst Methanol das Wasser aus der Zellulose heraus. Die Methanol-Wasser-Mischung wird dann in das Reaktionsgefäß eingespritzt.
3. Ausheizmethode. Der Wasserdampf wird in einem Ausheizofen aus dem Material ausgetrieben und in das Reaktionsgefäß geleitet. Verunreinigungen und auch Alterungsprodukte können dabei nur dann in das Reaktionsgefäß gelangen, wenn ihr Siedepunkt unter der Ausheiztemperatur liegt. Ein Nachteil der Ausheizmethode entsteht durch den Blindwert des leeren Reaktionsgefäß. So verringert sich die Empfindlichkeit gegenüber der direkten Injektion deutlich.

### **Genauigkeit der Karl Fischer Titration**

Die coulometrische Titration nach Karl Fischer gilt als Maßstab für Feuchtebestimmung im Allgemeinen. Die Messzelle selbst ist sehr genau, jedoch birgt die Probenaufbereitung und das Auslösen des Wassers aus der Probe eine Reihe von Fehlerquellen.

1. Während der Probenaufbereitung dringt immer Feuchtigkeit aus der Atmosphäre ein; alle Ergebnisse sind mit einer Abweichung zu höheren Werten behaftet.
2. Die Ausheizmethode ist für trockenen Öle mit  $C_W \leq 20$  ppm nicht anwendbar. Daneben führt die direkte Injektion und die Ausheizmethode bei gealterten Ölen zu unterschiedlichen Ergebnissen. Das könnte mit dem
3. unbekanntem Einfluss von Öl-Additiven und Alterungsprodukten erklärt werden.
4. Zellulose bindet Wasser mit unterschiedlicher Stärke. Selbst bei hohen Temperaturen bleibt es unsicher, ob alles Wasser ausgeheizt wurde.
5. Die Ausheiztemperatur, also die zum Lösen von gebundenem Wasser eingebrachte thermische Energie, bestimmt wesentlich die freigesetzte Wassermenge. Die IEC 60814 legt sie mit 130-140°C fest. Untersuchungen in [2] ergaben, dass für Pressboard nur Temperaturen von mindestens 180°C zu Ergebnissen führten, die mit der Methanol-Extraktion vergleichbar sind, siehe Abbildung 10.
6. Bei ölprägnierter Zellulose muss das richtige Trockengewicht ermittelt werden.

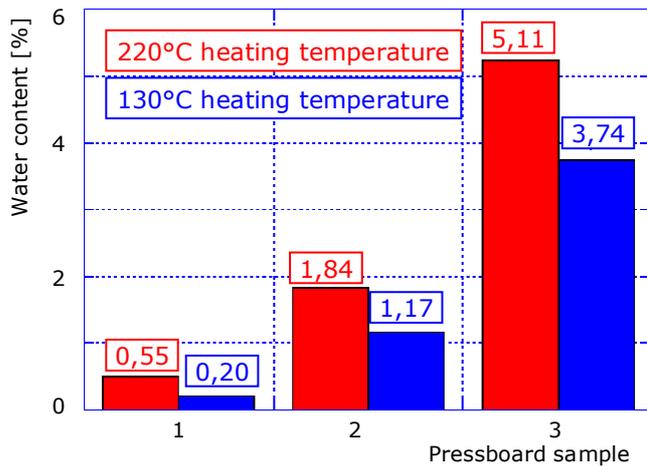


Abbildung 10: Titration nach Karl Fischer bei unterschiedlicher Ausheiztemperatur [2]

Im Rahmen der Untersuchungen dieses Beitrags wurde das Gerät Aqua 40.00 der Analytik Jena mit coulometrischer Titration, Ausheizofen und einem Kreislauf aus Methanoldampf angewendet. Die Ausheiztemperatur lag bei 160°C für Isolierpapier und 180°C für Pressboard. Bei ölprägnierter Zellulose trennte Methanol als Lösemittel die Zellulose und das Öl nach der Titration voneinander. Danach wurde die öl- wasser- und lösemittelfreie Zellulose gewogen. Die Feuchte in Isolieröl wurde durch direkte Injektion ermittelt.

Die damit erreichte Wiederholbarkeit der Ergebnisse lag bei  $\pm 10\%$  des Messwerts für die Gewichtsfeuchte von Zellulose. Bei der Gewichtsfeuchte in Öl betrug sie  $\pm 7\%$  im Bereich von 15-90 ppm  $\equiv$  15-90  $\mu\text{g/g}$  Gewichtsfeuchte.

### Gleichgewichtsdiagramme an Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren

Nur in seltenen Fällen (Reparatur, Verschrottung) können Papierproben entnommen und so der Wassergehalt direkt ermittelt werden. Deshalb versucht man, aus der Feuchte in ppm einer Ölprobe die Feuchte in % im Papier oder Pressboard zu ermitteln. Werden dazu Gleichgewichtsdiagramme angewandt (z.B. Oommen, Du, Zahn, Piper und Jeffry in [3]), ist aber einer Reihe von Unsicherheiten und systematischen Fehlern zu rechnen:

1. Die Probenentnahme verursacht eine nicht einschätzbare Streuung der Ergebnisse. Dazu ist gerade die Feuchtemessung in trockenem Isolieröl eine messtechnische Herausforderung. Ein Beispiel: Eine Ölfeuchte von 20 ppm  $\pm$  5 ppm führt zu einem Fehler bei der Papierfeuchte von  $\pm 13\%$  des Messwerts.
2. Die Diagramme gelten nur unter Gleichgewichtsbedingungen, welche sich bei Umgebungstemperaturen erst nach sehr langen Zeiträumen einstellen.
3. Der bei niedrigen Temperaturen und geringem Feuchtgehalt sehr große Änderungsgradient der Kurven macht eine genaue Ablesung unmöglich.
4. Die Feuchtigkeits- und Temperaturverteilung im Transformator ist ungleichmäßig. So entsteht nur im besten Fall ein Mittelwert für die Papierfeuchte.
5. Die Diagramme sind nur für das spezifische Öl und Papier gültig, an welchem sie erstellt wurden. Besonders bei gealtertem Öl und Papier bewirkt die dann wesentlich geänderte Wasseraufnahmefähigkeit eine erheblichen Abweichung, welche eine Verwendung dieser Diagramme ausschließt. Das erläutert die folgende Abbildung 11.

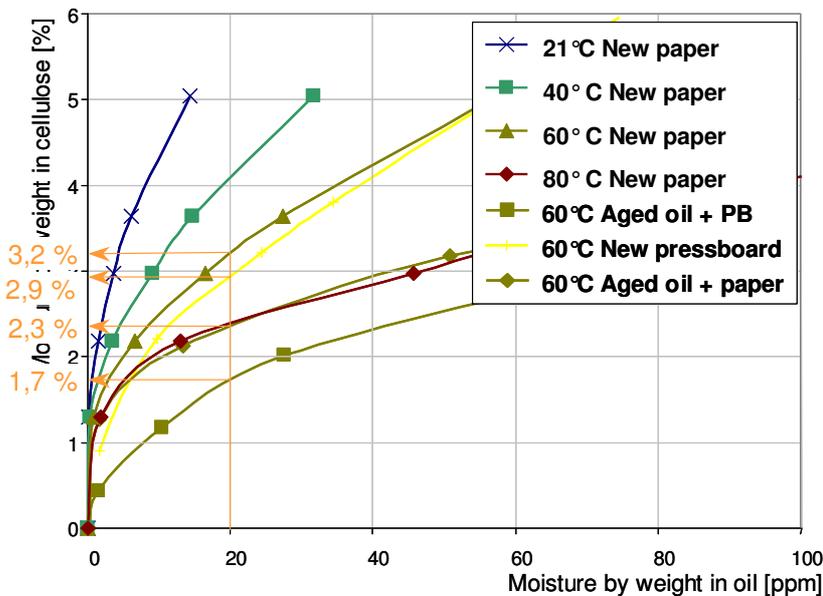


Abbildung 11: Gleichgewichtsdiagramm für Öl- und Papierfeuchte mit Gleichgewichtskurven für verschiedene Zellulosearten und Alterungszustände

Das Gleichgewichtsdiagramm in Abbildung 11 enthält neben den üblichen Funktionen für die Gleichgewichtsfeuchte bei 20, 40, 60 und 80°C auch die Gleichgewichtsfeuchte für verschiedene Zellulosearten und Alterungszustände. Zur besseren Übersichtlichkeit sind diese nur für das Gleichgewicht bei 60°C eingetragen. Weist nun eine Ölprobe eine Gewichtsfeuchte von 20 ppm auf, so ermittelt man bei 60°C eine Feuchte in neuem Papier von 3,2 %, in neuem Pressboard von 2,9 %, in gealtertem Papier und bei gealtertem Öl von 2,3 % und schließlich in gealtertem Pressboard und bei gealtertem Öl von 1,7 %. Der Fehler bei der Anwendung nicht angepasster Gleichgewichtsdiagramme kann also bis zu 100 % betragen! So ist ihr Einsatz nur sinnvoll, wenn sie der Wasseraufnahmefähigkeit von Öl und Zellulose angepasst sind, d.h. für den entsprechenden Transformator entwickelt wurden. Wie Gleichgewichtsdiagramme sinnvoll eingesetzt werden können, zeigt Abschnitt 4.1.

Physikalisch und chemisch lässt sich die geänderte Wasseraufnahmefähigkeit leicht erklären. Im Öl entstehen durch die Alterung (Oxidation) Produkte, die dessen Wasseraufnahmefähigkeit wesentlich *erhöhen*. Alkohole, Ketone, Aldehyde und Karbonsäuren können sowohl Wasserstoffbrücken- als auch Van-Der-Waals-Bindungen eingehen, wodurch sich Wassermoleküle leicht anlagern lassen. Beim Papier *verringert* die Alterung die Wasseraufnahmefähigkeit, insbesondere der bereits oben beschriebene Effekt der Verhornung. Zudem haben verschiedene Zellulosearten schon im Neuzustand wegen ihrer Zusammensetzung und Mikrostruktur eine unterschiedliche Wasseraufnahmefähigkeit [4].

### 3.2 Relative Feuchtigkeit mittels kapazitiver Sensoren

Kapazitive Sensoren bestehen aus zwei Elektroden mit einem Dielektrikum aus hydrokophischem Polymer (Abbildung 12). Wassermoleküle diffundieren abhängig von der relativen Feuchte des umgebenden Mediums durch poröse Elektroden in das Dielektrikum. Die recht hohe Permittivität von Wasser  $\epsilon_w = 80$  erhöht die Kapazität des Sensors. Diese Änderung wird an einem RC-Oszillator in eine variable Frequenz umgeformt und so gemessen.

$$C = \frac{\epsilon_0 \cdot \epsilon_r \cdot A}{d} \quad \text{und} \quad \epsilon_r = \epsilon_i + \epsilon_w \cdot c$$

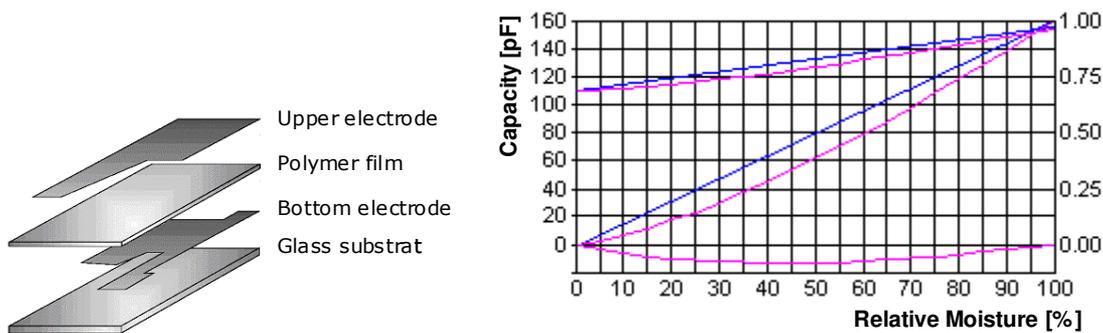


Abbildung 12 Prinzip eines kapazitiven Dünnsensors

### Mögliche Fehler

Alterungsprodukte können ebenfalls in das Dielektrikum diffundieren und die Permittivität ändern. Allerdings ist dieser Einfluss wegen ihrer vergleichsweise geringen Permittivität als gering einzuschätzen. Die Alterungsprodukte könnten sich permanent im Sensor einlagern. Ist das Medium stark säurehaltig, so können die Elektroden korrodiert werden.

Vorteil der kapazitiven Sensoren ist, dass ihre richtige Funktion und Kalibrierung einfach durch gesättigte Salzlösungen kontrollier- und korrigierbar sind. Gerade bei Langzeiteinsätzen, z.B. in Monitoringsystemen, sollte ihre Genauigkeit regelmäßig kontrolliert werden.

In dieser Untersuchung wurden zwei Sensoren vom Typ HMP 228 der Vaisala GmbH benutzt. Die Feuchtigkeit relativ zur Sättigungsfeuchte ist der ursprüngliche Messwert des Sensors, der auch in dieser Untersuchung ausschließlich verwendet wurde. Daneben kann die Feuchte relativ zum Gewicht in ppm durch zwei ölspezifische Konstanten errechnet werden. Diese Konstanten ändern sich mit der Fähigkeit des Öls, Wasser zu absorbieren, also der Zusammensetzung, Verunreinigungen und besonders mit dessen Alterungszustand. Eine Kalibrierung auf das jeweilige Öl-Papier-System ist für richtige ppm-Messwerte unumgänglich, für die relative Feuchte natürlich nicht nötig. Wegen der unterschiedlichen Messmethoden können kapazitive Sensoren und die Titration nach Karl Fischer nicht direkt miteinander verglichen werden.

### 3.3 Dielektrische Messverfahren

Dielektrische Diagnosemethoden etablieren sich zur Messung der Feuchtigkeit Öl-Papier-isolierter Leistungstransformatoren. Zuverlässigkeit und Eindeutigkeit der Analyseergebnisse verbesserten sich dank Forschung und Anwendererfahrung während der letzten Jahre wesentlich. Dennoch sind sowohl die Messungen selbst als auch deren Analyse mit Unsicherheiten und Fehlern behaftet.

Dielektrische Diagnoseverfahren messen eine Überlagerung von Leitfähigkeits- und Polarisierungseffekten am Dielektrikum des Transformators. Auf die Feuchte im Papier/Pressboard schließen verfahrensspezifische Analysesoftware, die die Messdaten der Diagnosemethoden auswerten. Aus der Spannungsmessung nach dem Polarisieren des Dielektrikums ist die Recovery Voltage Method (RVM) abgeleitet. Das einzige kommerziell erhältliche Messgerät heißt RVM 5462 der Haefely Tettex AG mit der Software SWRVM2 Version 3.0 mit dem sogenannten „Polarisationsspektrum“. Werden die Lade- und Entladeströme gemessen, so handelt es sich um die Methode der Polarisation and Depolarisation Currents (PDC). Für den Vergleich der dielektrischen Messverfahren kam der PDC-Analyser 1MOD der Alff Engineering mit der Software PDC Evaluation 3.0 zum Einsatz. Die Bestimmung der komplexen Impedanz des Dielektrikums unter Wechselspannung variabler Frequenz heißt Frequency Do-

main Spectroscopy (FDS). Das Diagnosesystem IDA 200 von General Electric misst im Frequenzbereich und verwendet die Software MODS 1.5 zur Datenanalyse.

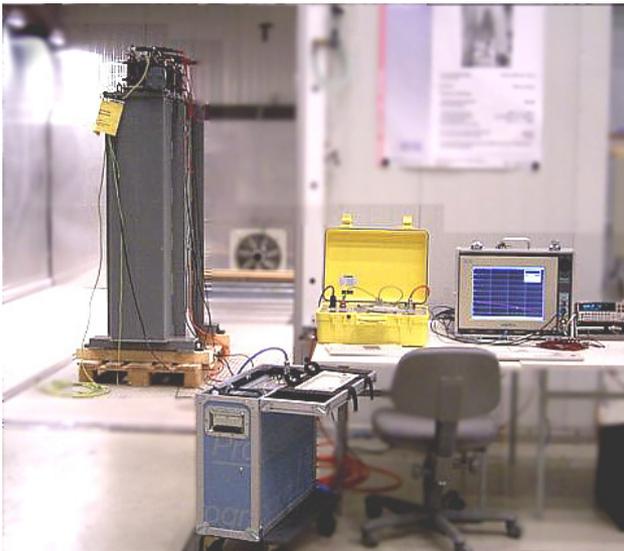


Abbildung 13: Die dielektrischen Methoden RVM, PDC und FDS im systematischen Vergleich an einem großvolumigen Isolationsmodell

Das großvolumige Modell einer Öl-Papier-Isolierung diente zum Vergleich der verbreiteten Methoden RVM, PDC und FDS. Untersucht wurden drei Parameter Isolationsgeometrie, Isolationstemperatur und Ölleitfähigkeit. Dabei blieb die Feuchte in Papier und Pressboard mit  $C_W = 1,1\%$  konstant, gemessen mit coulometrischer Karl Fischer Titration. Ideal wäre die vollständige Kompensation der drei Parameter durch die Analysemethoden und so ein gleich bleibendes Ergebnis für den Wassergehalt.

Das Transformatorenmodell enthält acht Spulen, die durch Pressboardbarrieren und Ölkanäle voneinander getrennt sind. Das Verhältnis von Pressboard zu Öl bewegt sich zwischen 15 und 100 %, was die Hauptisolation verschiedener Transformatoren nachbildet. Die dielektrische Antwort wurde bei 21, 55, 78 und wieder bei 21 °C gemessen [5]. Während dieser Messungen füllte neues Transformatorenöl Shell Diala D mit einer Leitfähigkeit von 1,6 pS/m den Tank. Nach der Temperaturuntersuchung wurde das neue Öl gegen ein 25 Jahre betriebsgealtertes Öl mit einer Leitfähigkeit von 16,5 pS/m getauscht und die Messungen bei 21 °C wiederholt [6].

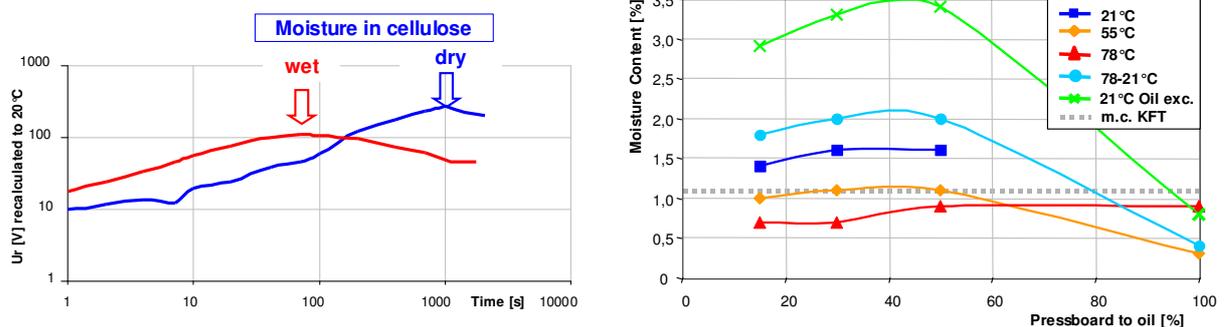


Abbildung 14: Interpretationsschema für die RVM mit dem sog. „Polarisationsspektrum“ (links) und Analyseergebnisse mit der Software SWRVM 2 V.3.0 (rechts)

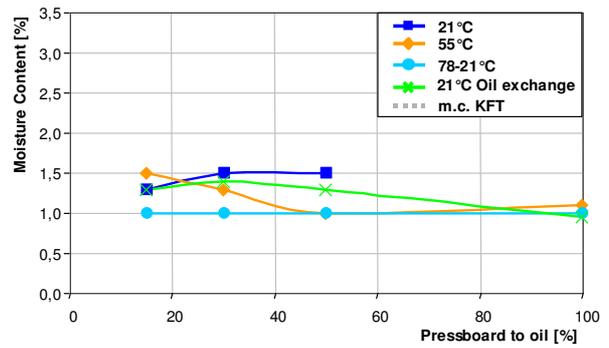
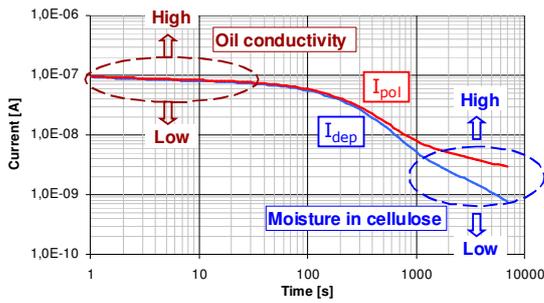


Abbildung 15: Interpretationsschema für die PDC (links) und Analyseergebnisse mit der Software PDC Evaluation 3.0 (rechts)

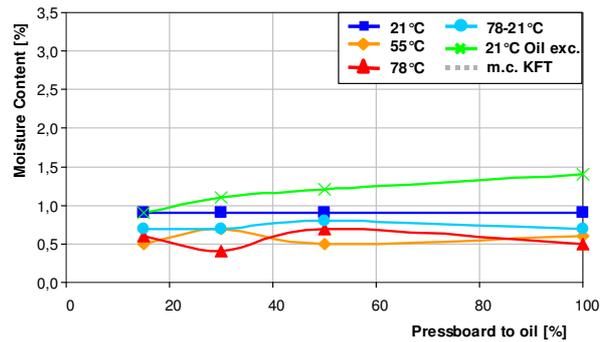
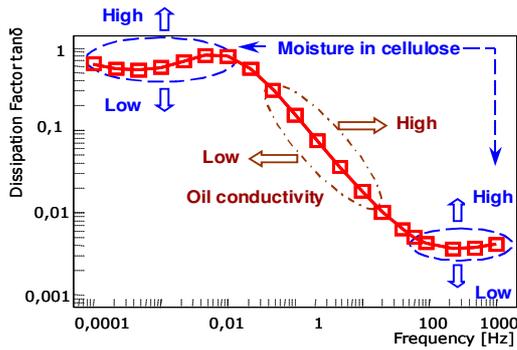


Abbildung 16: Interpretationsschema für die FDS (links) und Analyseergebnisse mit der Software MODS 1.5 (rechts)

Abbildung 14 bis Abbildung 16 zeigen links das Interpretationsschema und rechts die Analyseergebnisse für die Methoden RVM, PDC und FDS mit der dazugehörigen Software. Die grau gestrichelte Linie bezeichnet den Wassergehalt im Pressboard gemessen mit der Karl Fischer Titration.

Der von der RVM-Software angezeigte Wassergehalt ändert sich mit der Isolationsgeometrie, der Temperatur und der Ölleitfähigkeit zwischen 0,3 und 3,4 %, obwohl er tatsächlich konstant blieb. Das Interpretationsschema der RVM bezieht Änderungen der Isolationsgeometrie und der Ölleitfähigkeit nicht ein, der analysierte Wassergehalt ist fragwürdig.

Die Analyse der PDC zeigt einen wesentlich geringeren Einfluss der Isolationsgeometrie und der Temperatur. Die Software kompensiert diese Größen ist wirksam. Eine höhere Ölleitfähigkeit verursacht einen erhöhten ermittelten Feuchtgehalt, wiewohl dieser natürlich gleich blieb. Dennoch sind die Analyseergebnisse der PDC sehr nahe an dem Wassergehalt, der durch direkte Probenentnahme und Karl Fischer Titration ermittelt wurde.

In bester Weise kompensierte die Analysesoftware für die FDS MODS 1.5 den Einfluss der Isolationsgeometrie. Leider jedoch verringern sich die Ergebnisse der Software bei steigender Temperatur. Tatsächlich diffundiert bei hoher Temperatur Wasser in das Öl, verglichen mit dem in der Zellulose verbleibenden Wasseranteil kann diese Diffusion jedoch vernachlässigt werden. Eine einfachere Erklärung für die scheinbare Trocknung liegt in der unzureichenden Temperaturkompensation durch die Software. Die höhere Ölleitfähigkeit resultiert ähnlich wie bei den anderen Methoden in einer scheinbar höheren Feuchtigkeit in der Zellulose.

## Anwendung bei Leistungstransformatoren

Dielektrische Diagnosemethoden gestatten durch offline durchgeführte Messungen die Beurteilung des Isolations- und Alterungszustands von Öl-Papier-isolierten Leistungstransformatoren. Die Analyseergebnisse der PDC und FDS sind durchaus verheißungsvoll verglichen mit der althergebrachten Methode, aus einer Ölprobe die Feuchtigkeit im festen Isolierstoff abzuleiten. Vorteil ist also eine wesentlich höhere Genauigkeit gegenüber der Ölprobenmethode. Umfangreiches Datenmaterial für den Vergleich von PDC- und FDS-Messungen mit der Karl Fischer Titration an geöffneten Transformatoren beweist die Zuverlässigkeit dieser dielektrischen Methoden [8]. Nachteile liegen in der nötigen Freischaltung des Transformators, der relativ langen Messzeit (4-8h) und dem umfangreichen Fachwissen für Messung und Interpretation der gewonnenen Daten.

Für eine zuverlässige Diagnose des Alterungszustandes von Öl-Papier-Isolierungen gibt es besonders hinsichtlich der Frequenzbereichsmessung in mehreren internationalen Gruppen eine intensive Forschungstätigkeit. Sie soll eine bessere Temperaturkompensation ermöglichen sowie den transienten Charakter der Ölleitfähigkeit und den Einfluss von Alterungsprodukten (dissoziierende Säuren) besser berücksichtigen [7].

## 4 Online-Wassermessung

Zur kontinuierlichen Messung in Öl-Papier-isolierten Transformatoren sind heute nur Sensoren verfügbar, die die Feuchte im Öl messen. Diese kapazitiven Sensoren haben die Feuchtigkeit relativ zur Sättigungfeuchte als Messergebnis. Die Papierfeuchte kann aus der Ölfeuchte auf zwei Wegen errechnet werden: Durch angepasste Gleichgewichtsdiagramme oder direkt über die relative Feuchte.

### 4.1 Angepasste Gleichgewichtsdiagramme

Herkömmliche Gleichgewichtsdiagramme beinhalten die Gewichtsfeuchte in Öl in ppm. Ihre immensen Nachteile machen die Verwendung nahezu unmöglich, das wurde im Abschnitt 3.1 gezeigt. Hier wird eine neue Form von Gleichgewichtsdiagrammen dargestellt, die nun die relative Ölfeuchte in % statt der Gewichtsfeuchte in ppm verwenden. Zudem werden sie an die Wasseraufnahmefähigkeit der jeweiligen Zellulose angepasst. Dadurch entstehen die Vorteile:

1. Die Ölalterung hat keinen Einfluss mehr auf das Gleichgewicht. Zwar ändert sich die Sättigungfeuchte des Öls mit der Alterung, diese Änderung ist aber in der Feuchtigkeit relativ zur Sättigungfeuchte bereits eingeschlossen. Eine Adaption auf die Wasseraufnahmefähigkeit des Öls wird unnötig.
2. Ölprobenentnahme und Transport zum Labor als wesentliche unwägbarere Fehlerquellen werden ausgeschlossen. Kapazitive Sensoren messen die Feuchtigkeit demnach genauer gegenüber dem herkömmlichen Verfahren.
3. Kapazitive Sensoren stellen die Messwerte kontinuierlich zur Verfügung und können einfach in Transformator-Monitoringsysteme eingebunden werden.

Die Anwendung von Gleichgewichtsdiagrammen basiert auf dem thermodynamischen Gleichgewicht. Dieses existiert, wenn in einem System die Temperatur und der Druck an allen Orten gleich ist und kein Teilchenstrom mehr auftritt. Unter diesen Bedingungen wird die *relative* Feuchte der beteiligten Materialien gleich. Am Transformator genügt es also, die relative Ölfeuchte zu messen, die bei Gleichgewicht identisch der relativen Papierfeuchte ist.

Nun muss nur noch über ein angepasstes Gleichgewichtsdiagramm die Gewichtsfeuchte im Papier errechnet werden.

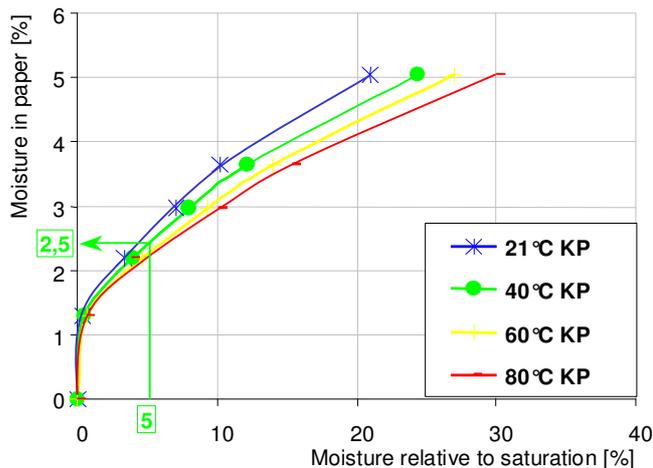


Abbildung 17: Gewichtsfeuchte in Kraft Papier als Funktion der relativen Feuchte für verschiedene Isolationstemperaturen

Abbildung 17 zeigt ein Gleichgewichtsdiagramm angepasst für neues Kraft Papier. Als Beispiel betrage die relative Ölfeuchte 5 % und die Isolationstemperatur 40 °C so kann sofort die Gewichtsfeuchte im Papier mit 2,5 % bestimmt werden. Da sich das Gleichgewicht abhängig von der Temperatur erst nach Stunden oder Tagen einstellt, sollte die Papierfeuchte nur beim Betrieb über eine längere Zeit mit gleicher möglichst hoher Temperatur berechnet werden. Das Ergebnis ist ein mittlerer Feuchtwert für das Kraft Isolierpapier im Transformator.

Die Berechnung kann Online-Monitoring-Systemen überlassen werden. Als Beispiel bestimmt die folgende Formel die Gewichtsfeuchte in Pressboard bei 20 °C ( $GF_{20}$ ) aus der relativen Feuchte (RF).

$$GF_{20} = -0,085 + 4,64 (1 - e^{-RF/12.78}) + 1,69 (1 - e^{-RF/0.099})$$

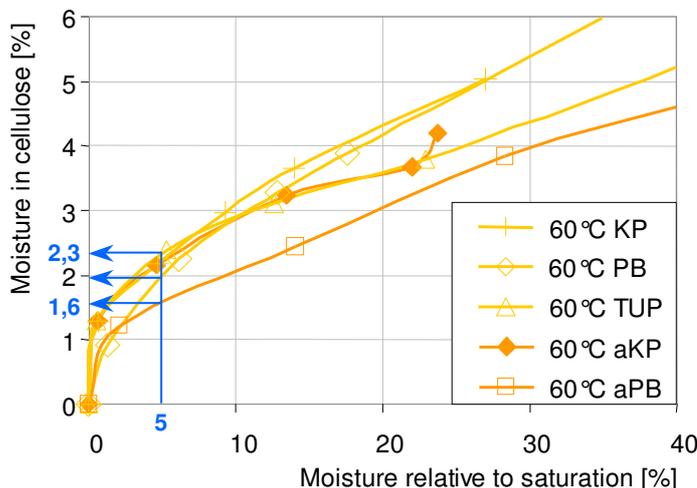


Abbildung 18: Gleichgewicht für verschiedene Zellulosematerialien und Alterungszustände bei einer Isolationstemperatur von 40 °C

Wie bereits gesagt, müssen die Gleichgewichtsdiagramme dem jeweiligen Material (Kraft Papier, Thermisch stabilisiertes Papier, Pressboard) und dessen Alterungszustand angepasst werden. Abbildung 18 zeigt die relative Feuchte in Kraft Papier KP, Pressboard PB,

Thermisch stabilisiertem Papier TUP, gealtertem Kraft Papier aKP und gealtertem Pressboard PB für eine Temperatur von 60°C. Hier wird für eine relative Feuchte von 5 % je nach Zelluloseart und Alterung eine Gewichtsfeuchte von 1,6 bis 2,3 % ermittelt.

Die nötige Anpassung an den Material und Alterungszustand bedeutet einen zusätzlichen Aufwand. Deshalb stellt der folgende Abschnitt einen wesentlich einfacheren und auch physikalisch vorteilhaften Weg zur Feuchtemessung in Transformatoren vor.

## 4.2 Die relative Feuchte in Transformatoren

Beschreibt die relative Feuchte den Zustand von Öl-Papier-Isolierungen, so ergeben sich folgende Vorteile:

1. Kontinuierliche, genaue Messung mit kapazitiven Sensoren
2. Kein Einfluss durch Öl- und Papieralterung
3. Umrechnung über Gleichgewichtsdiagramme nicht mehr nötig
4. Direkter Zusammenhang zum zerstörerischen Potential von Wasser.

Der letzte Punkt soll noch näher erläutert werden. Wasser äußert sich in verschiedenen Schädigungen: Die dielektrische Festigkeit von Öl wird verringert (Durchschlagsfeldstärke, TE-Einsatzspannung), die Alterung der Zellulose wird beschleunigt und der Bubble-Effekt kann auftreten. Für alle drei Wirkungen zeichnet sich das Wasser verantwortlich, dass für Wechselwirkungen zur Verfügung steht. Genau dieses Wasser wird durch die relative Feuchte beschrieben, nicht durch die Gewichtsfeuchte. Die Wassermasse bezogen auf die Zellulose- oder Ölmasse (Gewichtsfeuchte in ppm oder %, gemessen mit der Karl Fischer Titration) beinhaltet auch die Wassermoleküle, die chemisch gebunden sind, also nicht für Wechselwirkungen zur Verfügung stehen. Den direkten Bezug zum Schädigungspotential stellt das aktive Wasser her, beschrieben durch die relative Feuchte.

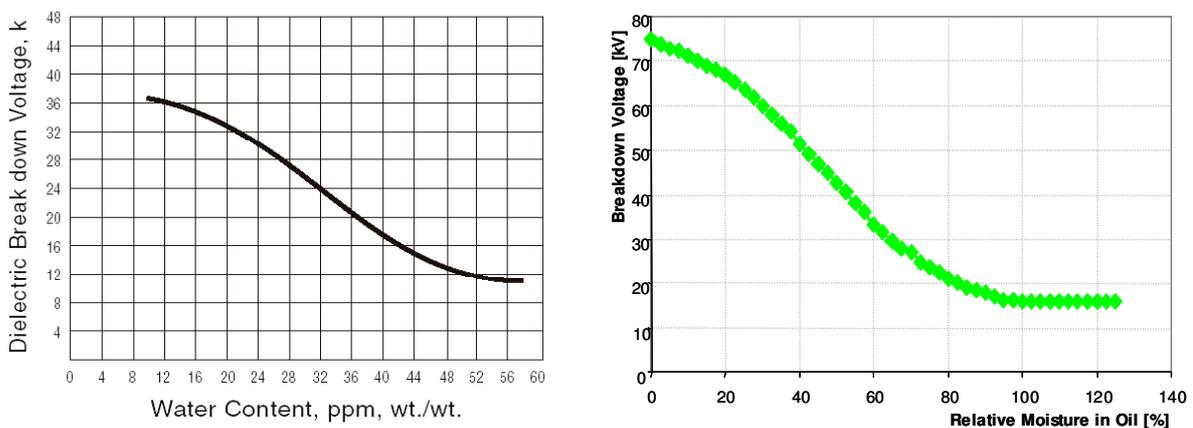


Abbildung 19: Durchschlagsfeldstärke in Isolieröl als Funktion der Gewichtsfeuchte in ppm (links) oder als Funktion der relativen Feuchte (rechts)

Wird die Durchschlagsfeldstärke in Öl als Funktion der Gewichtsfeuchte in ppm angegeben, so muss sie für jede Temperatur und Öltyp neu gezeichnet werden (Abbildung 19 links). Als Funktion der relativen Feuchte in % hingegen ist sie von diesen Parametern unabhängig. (Abbildung 19 rechts).

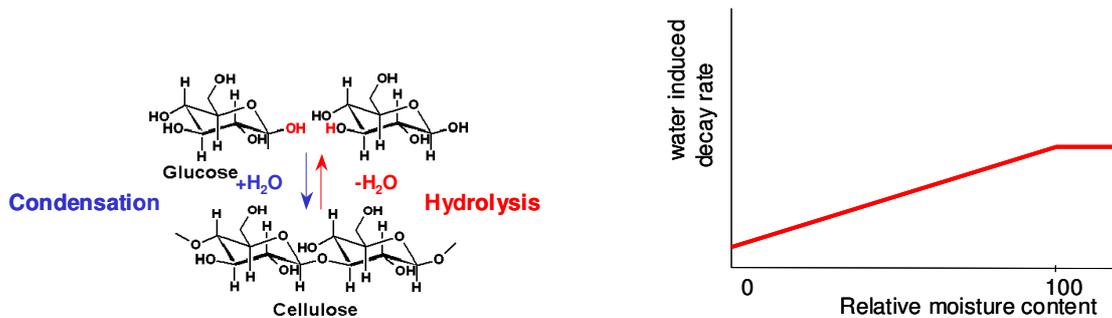


Abbildung 20: Spaltung von Zelluloseketten durch Hydrolyse und Zusammenhang zwischen relativer Feuchte und wasserverursachter Zerfallsrate

Auch die in Abbildung 20 dargestellte Depolymerisation durch Hydrolyse hängt vom Wasser ab, das für Reaktionen zur Verfügung steht, charakterisiert durch die relative Feuchte. Der Bubble-Effekt wird ebenfalls durch das freie Wasser bestimmt, wie schon im Abschnitt 2.1 gezeigt wurde.

Aus dem Ergebnis des kapazitiven Sensors im Öl des Leistungstransformators kann also unmittelbar auf die mittlere relative Feuchte in der Zellulose geschlossen werden. Dies setzt natürlich die Existenz des Gleichgewichts voraus. Damit wird das Schädigungspotential von Wasser besser charakterisiert als durch die bisher übliche Gewichtsfeuchte.

## 5 Zusammenfassung

Wasser ist ein Alterungsprodukt und spaltet die Zelluloseketten der Feststoffisolierung hydrolytisch auf. Daneben begünstigt Wasser Teilentladungen, verringert die Durchschlagsspannung des Isolieröls und führt zur Bläschenbildung (Bubbling) bei hohen Temperaturen.

1. Der Bubble-Effekt hängt reproduzierbar von der Papierfeuchte, der Papierart und -alterung sowie der Ölalterung ab. Die Papieralterung *erhöht* die Einsetztemperatur der Bläschenbildung während die Ölalterung die Einsetztemperatur *verringert*.
2. Der Bubble-Effekt stellt für den Transformatorenbetrieb dann ein Risiko dar, wenn ein steiler Temperaturgradient auftritt, das Papier am Hot Spot relativ feucht ist ( $C_w \geq 1-2\%$ ) und die Blasen in einem dielektrisch hoch beanspruchten Bereich auftreten.
3. Die coulometrische Karl Fischer Titration gilt als Maßstab für die Bestimmung der Gewichtsfeuchte in % oder ppm. Die Messzelle selbst ist sehr genau, jedoch birgt die Probenaufbereitung und das Auslösen des Wassers aus der Probe eine Reihe von Fehlerquellen. Diese führten beim Blindtest verschiedener Labore zu stark abweichenden Ergebnissen.
4. Kapazitive Sensoren messen die relative Feuchte im Öl kontinuierlich und sind genauer als das herkömmliche Ölprobenverfahren mit Probenentnahme, Transport und anschließender Karl-Fischer-Titration.
5. Konventionelle Gleichgewichtsdiagramme mit der Gewichtsfeuchte in Zellulose (in %) als Funktion der Gewichtsfeuchte in Öl (in ppm) können in fast *keinem* praktischen Fall angewendet werden. Zum Beispiel ändert sich das Gleichgewicht mit der Wasseraufnahmekapazität der beteiligten Materialien Öl und Papier.
6. Angepasste und verbesserte Gleichgewichtsdiagramme mit der Gewichtsfeuchte in Zellulose (in %) als Funktion der relativen Feuchte (in %) schließen den Fehler durch die Ölal-

terung aus, müssen aber an Fähigkeit der Zellulose zur Wasseraufnahme angepasst werden.

7. Die relative Feuchte in der Zellulose kann bei Gleichgewicht direkt aus der relativen Ölfeuchte abgelesen werden. Die relative Feuchte ist nicht nur wesentlich einfacher, genauer und kontinuierlich zu messen, vielmehr gibt sie das Schadenspotenzial von Wasser in Form des aktiven Wassers direkt an.

## 6 Literatur

- [1] Johann Weigert: „Untersuchung zur chemischen Modifizierung von Zellstoff zur Verminderung der Verhärungsneigung sowie zu den sich daraus ergebenden papiertechnologischen Eigenschaften“, Dissertation, Technischen Universität Darmstadt, 1999.
- [2] O. Kleboth-Lugova, B. Buerschaper, T. Leibfried: „Feuchtebestimmung in Isoliermedien - ein Erfahrungsbericht“ ETG Fachtagung Diagnostik Koeln 2004
- [3] Du, Y., Zahn, M. et. al “A Review of Moisture Equilibrium in Transformer Paper-Oil Systems” IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 15, No. 1, pp. 11-20, January-February 1999
- [4] M. Koch “Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts” Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, S. 508, Beijing, China, 2005
- [5] M. Koch, K. Feser: “Vergleichende Untersuchungen an dielektrischen Diagnosemethoden für Leistungstransformatoren”, ETG Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel Köln 2004
- [6] M. Koch, S. Tenbohlen „Ölleitfähigkeit und Grenzflächenpolarisation am Öl-Papier-Dielektrikum“ VDE Fachtagung - Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, ETG Fachbericht 99, S. 171 – 176, Hanau, 2005
- [7] M. Koch, K. Feser – “Reliability and Influences on Dielectric Diagnostic Methods to Evaluate the Ageing State of Oil-Paper-Insulations”, (2nd Intern. Conf. on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials, Wroclaw, Poland, 2004, pp. 95-101).
- [8] S.M. Gubanski et. al. “Reliable Diagnostics of HV Transformer Insulation for Safety Assurance of Power Transmission System, REDIATOOL - a European Research Project” CIGRE D1-207, Paris 2006



# Online Aufbereitung von Transformatoren und Regenerierung von Isolierölen

**Andreas Gruber**

**Dipl Ing TS**

**Sales Manager Oil Treatment Plants**

## **Abstract**

Für eine langfristige Sicherstellung der Betriebssicherheit von Leistungstransformatoren ist entscheidend, den Feuchtegehalt im Öl und der gesamten Isolation so tief wie möglich zu halten. Weltweite Untersuchungen zeigten, dass eine Vielzahl von Leistungstransformatoren einen erhöhten Feuchtegehalt im Isolieröl und der Isolation aufweist. Je nach Isolationsmenge, Betriebstemperatur, Dringlichkeit, Grösse, Feuchtegehalt, Spannungsstufe und Alter des Transformators müssen sich Betreiber oder Servicefirmen für die einzusetzende Trocknungstechnologie entscheiden. Die hauptsächlichen Entscheidungsfaktoren wie verfügbare Investitionshöhe, Trocknungseffizienz, Betriebs- und Unterhaltskosten, benötigtes Betriebspersonal usw. müssen sorgfältig gewichtet werden, um sich für die richtige Trocknungs- bzw. Aufbereitungstechnologie entscheiden zu können. In diesem Bericht wird einerseits eine Übersicht über die bestehenden Verfahren zur Aufbereitung von Transformatoren aufgezeigt, auf der anderen Seite eine Bedarfsanalyse mit spezifischer Vertiefung in zwei von Micafil bevorzugten Technologien hingewiesen.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	191
2	Ölaufbereitungstechnologie .....	192
2.1	Anforderung an die Isolierflüssigkeit .....	192
2.2	Anforderungen an die Isolierflüssigkeiten im Einsatz .....	193
2.2.1	Wassergehalt (ppm).....	193
2.2.2	Gasgehalt (Vol%).....	194
2.2.3	Durchschlagsspannung (KV/cm) .....	194
2.2.4	Dielektrischer Verlustfaktor (tan delta).....	194
2.2.5	Neutralisationszahl (KHO/g) .....	194
2.2.6	Grenzflächenspannung (mN/m).....	195
2.2.7	Inhibitorgehalt .....	195
2.3	Hinweise zur Kontrollperioden an Leistungstransformatoren .....	196
2.3.1	Leistungstransformatoren .....	196
2.3.2	Stufenschalter .....	196
3	Aufbereitungstechnologien.....	197
3.1	Online Aufbereitung ohne Vakuum .....	197
3.1.1	Molekularsieb.....	197
3.1.2	Zellulosefilter.....	197
3.1.3	Kältefallen .....	197
3.2	Ölaufbereitung unter Vakuum.....	197
3.3	Online Ölaufbereitung unter Vakuum .....	198
3.3.1	Online-Ölaufbereitungsanlagen mit geringem Durchfluss.....	198
3.3.2	Online-Ölaufbereitungsanlagen mit erhöhtem Durchfluss.....	198
3.4	Online Aufbereitung und Regeneration unter Vakuum .....	199
3.4.1	Konventionelle Druckfullerung .....	199
3.4.2	Kombinierte Ölaufbereitungs- und Regenerieranlagen .....	199
3.5	Trocknung durch Wärme und Vakuum.....	200
3.5.1	Ölzirkulations- und Vakuum-Pulsationstrocknung .....	200
3.5.2	Ölspray-Trocknung .....	201
3.5.3	Niederfrequenz-Trocknung (LFH) mit Ölzirkulation .....	201
3.5.4	Niederfrequenz-Trocknung (LFH) mit Ölspray .....	202
4.	Vergleich der verschiedenen Technologien .....	202
4.1	Einsatzgebiete.....	202
4.2	Anforderungen Betriebspersonal .....	203
4.3	Effizienzbewertung .....	203
4.4	Zeitverhalten.....	204
4.5	Kostenabschätzung.....	205
4.6	Verfahrensmöglichkeiten.....	205
4.7	Diskussion .....	206
4.7.1	Transformatoren Betreiber.....	206
4.7.2	Unterhalt- und Servicefirmen .....	206
4.7.2	Bedarfsanalyse .....	206
5.1	Online Aufbereitungsanlagen .....	207
5.1.1	Aufgabenstellung .....	208
5.2	Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerieranlagen .....	208
5.3	VOT + VH312 .....	208
5.4	MORP.....	209
5.4.1	Aufbereitungseinheit.....	210
5.4.2	Regenerationseinheit.....	210
5.4.3	Prozessbeschreibung .....	210
5.4.4	Performance MORP.....	212
6.1	Ausblick.....	213
7	Anhang .....	214
7.1	Regeneration .....	214
7.1.1	Probefullerung.....	215
7.1.2	Verbrauch der Fullererde in Funktion zum Alterungsverhaltens .....	215
7.2	Abbildungsverzeichnis.....	216
7.3	Tabellenverzeichnis.....	216

## 1 Einleitung

Leistungstransformatoren sind sehr wichtige und teure Komponenten in der Kette der elektrischen Energieversorgung. Sie stellen somit einen hohen Investitionswert dar.

Im Zuge der in Europa angestrebten Liberalisierung und Deregulierung des Strommarktes gewinnt die Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie immer mehr an Bedeutung. Um den katastrophalen Auswirkungen drohender Stromversorgungsengpässen zu entgegnen ist vermehrt der Unterhalt und Service von Transformatoren ein massgebender Bestandteil für die Sicherung der Energieversorgung.

Bei mit Isolieröl gefüllten Transformatoren treffen verschiedene Überwachungs- und Unterhaltssysteme aufeinander. Die Betreiber wünschen sich eine wirtschaftliche und verlässliche Methode um fortlaufend den Zustand des Transformators beurteilen zu können. Es kommt zwangsläufig zu einem Kompromiss zwischen technischer Machbarkeit und betriebswirtschaftlichen Überlegungen.

Die Lebensdauer des ölsolierten Transformators ist hauptsächlich durch den Zustand der Hauptisolation bestimmt. Die Lebenserwartung ist abhängig vom Sauerstoffgehalt, der Ölqualität, dem Feuchtegehalt in der Isolation und der Betriebstemperatur, wobei letztere die beiden Hauptfaktoren sind.

Weiter geben die im Öl gelösten Abbau- und Zersetzungsprodukte wichtige Hinweise auf mögliche Schwachstellen in Inneren des Aktivteils, lange bevor allfällige grössere Schäden eintreten können. Neben der klassischen, auf die Ölqualität bezogenen, dielektrisch-chemische Prüfung, spielt heute die Gas-in-Öl Analyse eine wichtige Rolle in der Beurteilung vom Zustand Öl/Papier-Isolationssystemen.

## 2 Ölaufbereitungstechnologie

### 2.1 Anforderung an die Isolierflüssigkeit

Die Verwendung mineralischer Öle als Isoliermedium reicht soweit zurück wie die Hochspannungstechnik. Durch Imprägnierung der festen Isoliersysteme und Auffüllen aller leeren Räume wurde zu Beginn eine Homogenisierung des elektrischen Feldes erzielt. Mit steigender Leistungsdichte in modernen Transformatoren wurde eine zuverlässige Abfuhr der Wärmeverluste aus dem Innern des Aktivteils immer wichtiger, wodurch das Öl sowohl als Isolations- als auch Wärmeträgermedium genutzt wird.

Die wichtigsten Anforderungen an Isolierflüssigkeiten sind:

- Gute dielektrische Eigenschaften (hohe Durchschlagsfestigkeit, geringer Verlustfaktor)
- Hohe Beständigkeit gegen Oxidation und thermische Belastungen
- Optimales Viskositätsverhalten auch bei tiefen Temperaturen
- Hoher Flammpunkt
- Einfache und umweltgerechte Entsorgung
- Niedrige Beschaffungskosten

Die Mindestanforderungen an neues Isolieröl sind international in den IEC Spezifikationen Nr. 60296 festgelegt. In der Tabelle 1 sind die IEC Anforderungen dargestellt.

▪ Specification for unused insulating liquids	: IEC 60296
▪ Electrical breakdown (AC)	: IEC 60156
▪ Dielectric dissipation factor and resistivity of oil	: IEC 60247
▪ Water content (Karl Fischer)	: IEC 60814
▪ Acidity (Neutralisation factor)	: IEC 62021
▪ Sediment and Sludge content	: IEC 61125
▪ Oxidation stability	: IEC 61125
▪ Inhibitor content (Anti-oxidant additives)	: IEC 60666
▪ Gas in oil analysis	: IEC 60567
▪ Particulates (particle count)	: IEC 60970

Tabelle 1: Mindestanforderungen Isolationsöle nach IEC

Durch Oxidation und thermische Belastung im Transformator verändern sich die physikalischen und chemischen Eigenschaften des Öles, es kommt zur so genannten „Alterung“. Für die Betriebsüberwachung eines Transformators ist eine detaillierte Erfassung der Veränderungen der Ölqualität, welche sich negativ auf dessen Betrieb auswirken, erforderlich. Um eine Aussage über die Entwicklung der dielektrischen Eigenschaften des Öls zu erhalten, muss entweder eine Ölprobe entnommen oder das Öl mit einer Online-Sonde überwacht und analysiert werden. Es müssen möglichst viel verschiedene Parameter erfasst werden damit eine zuverlässige Aussage über den Zustand des Transformators zu erhalten.

## 2.2 Anforderungen an die Isolierflüssigkeiten im Einsatz

In der folgenden Übersicht werden die wichtigsten Parameter der Isolationsöle und deren Auswirkungen besprochen:

### 2.2.1 Wassergehalt (ppm)

Der Wassergehalt von Isolierölen ist abhängig von Temperatur und der Anzahl der polaren Moleküle im Öl. In Abbildung 1 wird ersichtlich wie sich der Wassergehalt im Öl mit steigender Feuchtigkeit und Temperatur verhält.

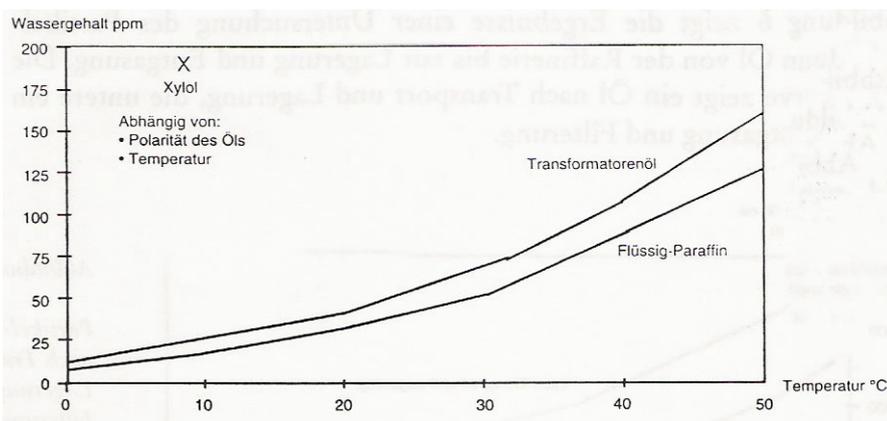


Abbildung 1: Wassergehalt (ppm) in Abhängigkeit der Temperatur

Der Wassergehalt des Transformatoröles gibt einen Hinweis auf den Feuchtezustand der Papierisolation; zwischen der äusseren Schicht der Papierisolation und dem angrenzenden Öl wird ein Gleichgewicht des Massentransportes von Wasser angenommen. Ein hoher Wassergehalt im Öl weist darauf hin, dass auch in der Isolation ein erhöhter Wassergehalt vorhanden ist. Neben der Oxidation ist die Hydrolyse von Cellulose einer der wichtigsten Zerfallsprozesse der Papierisolation. Wasser wird hierbei durch eine autokatalytische Reaktion sowohl für die Reaktion verbraucht als auch wiederum gebildet.

Im Stadium fortgeschrittener Zersetzung der Zellulosefasern bilden sich unter bestimmten, ungünstigen Verhältnissen Zelluloseketten, welche die Gefahr eines Durchschlags im Transformator erhöhen. In Abbildung 2 sind Feuchte-Gleichgewichtskurven nach Onnmen abgebildet, zusätzlich sind die Sättigungswerte für Isolieröle ersichtlich.

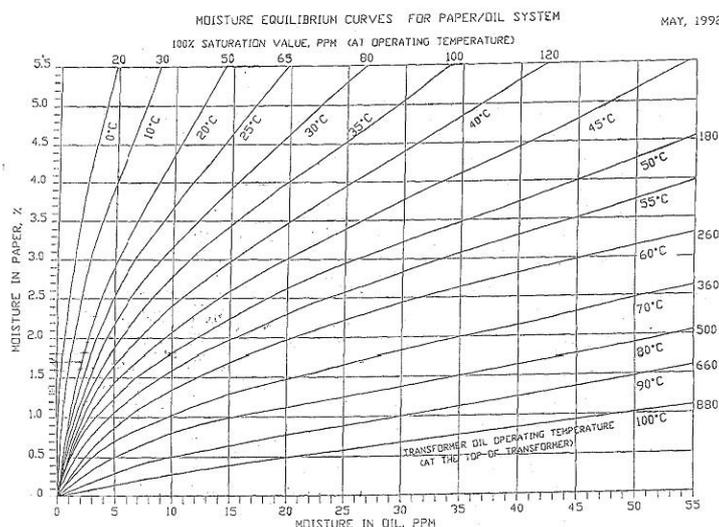


Abbildung 2: Gleichgewichtskurven Papier-Öl-System

## 2.2.2 Gasgehalt (Vol%)

Während der Zersetzung von Zellulose und bei Störungen im Aktivteil (z.B. elektrische Teilentladung) entstehen Gase, welche sich im Öl lösen. Die gelösten Gase führen zu einer Ausdehnung des Öls, weshalb der Gasanteil im Öl pauschal als Volumenprozent [Vol%] angegeben wird. Die gelösten Gase werden mit der „Gas in Öl-Analyse“/ DGA (dissolved gas analysis) einzeln analysiert. Aus der Zusammensetzung des Gasgehaltes kann die Störungsart /-ursache abgeschätzt werden. Hierzu reicht der alleinige Einsatz der DGA bei weitem nicht; erst langjährige Erfahrungswerte ermöglichen die Interpretation der Messresultate.

Folgende Gase (bezogen auf Anteil und Mischverhältnis) geben Aufschluss über mögliche Ausfallursachen:

- |                |                               |                 |                               |
|----------------|-------------------------------|-----------------|-------------------------------|
| - Wasserstoff  | H <sub>2</sub>                | - Sauerstoff    | O <sub>2</sub>                |
| - Stickstoff   | N <sub>2</sub>                | - Ethylen       | C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> |
| - Methan       | CH <sub>4</sub>               | - Acetylen      | C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> |
| - Ethan        | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | - Kohlenmonoxid | CO                            |
| - Kohlendioxid | CO <sub>2</sub>               |                 |                               |

Charakteristische Spaltgase bei Transformatorfehlern			
Zellulosezersetzung	Energieschwache Entladungen (Gas)	Energereiche Entladungen ( Funken, Lichtbogen)	Örtlich Überhitzung
CO	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>
	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>		C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
			C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
Mögliche Ursachen			
Hoher Wassergehalt in der Isolation	Schlechte Imprägnierung der Festisolation, Luftpfeifen	Schlechte Kontakte, Entladungen zwischen unterschiedlichen Potentialen	Überlastung; hohe Übergangswiderstände Eisenbrand

Tabelle 2: Charakteristische Spaltgase bei Transformatorfehlern

## 2.2.3 Durchschlagsspannung (KV/cm)

Die Durchschlagsspannung wird hauptsächlich von drei Faktoren beeinflusst:

- Wassergehalt [ppm] im Öl (gelöstes Wasser)
- Temperatur des Öles [°C]
- Verunreinigungen, welche Wasser aufnehmen können (Cellulosefasern im Öl)

## 2.2.4 Dielektrischer Verlustfaktor (tan delta)

Der Parameter tan delta (tan δ) ist ein wichtiges Kriterium um den Alterungszustand des Isolationsöls abzuschätzen. Tan δ wird hauptsächlich durch die im Öl enthaltenen Alterungsprodukte wie Säuren, Schlammteile und Partikel beeinflusst. Hauptursachen für diesen Alterungsprozess sind erhöhter Sauerstoffgehalt in Öl und Isolation.

## 2.2.5 Neutralisationszahl (KHO/g)

Die Neutralisationszahl gibt einen Hinweis ob die Gefahr von Schlammbildung besteht. Der Schlammgehalt wird in Gewichtsprozenten gemessen und gibt ebenfalls ein Hinweis auf eine bereits fortgeschrittene Ölalterung. Neue Isolieröle sollten einen Wert von unter 0,01KHO/g aufweisen. Da aber die Messungenauigkeit unterhalb 0,03 KHO/g stark an-

steigt, wird in den IEC Normen der Wert kleiner 0,03 KHO/g angegeben.

### 2.2.6 Grenzflächenspannung (mN/m)

Die Grenzflächenspannung misst die Spannung der Grenzfläche zwischen Öl und Wasser. Dieses Spannungsverhältnis hängt von den polaren Gruppen im Öl ab.

### 2.2.7 Inhibitorgehalt

Inhibitoren sind chemische Zusätze, welche mit dem Basisöl vermischt werden und so dessen Oxidationsstabilität erhöht, was zu einem verlangsamten Altern der Isolierölen führt. Standardmässig haben inhibierte Öle einen Inhibitorgehalt von 0,3 bis 0,4%, bezogen auf das totale Ölvolumen in einem Transformator. Sinkt der Inhibitorgehalt auf unter 0,1 % sind folgende möglichen Schritte zu prüfen:

- nachinhibieren des Ölvolumens, um die Inhibitorkonzentration zu erhöhen
- Isolieröl regenerieren und inhibieren
- Neubefüllung notwendig.

Dies wird mittels eines Alterungstests gemäß IEC 61125 Methode C ermittelt. Der Inhibitorgehalt im Öl wird gemäss IEC 60666 gemessen.

Der wichtigste Parameter für alle Methoden/Messungen/Analysen ist die aktuelle, durchschnittliche Temperatur im Transformator. Sämtliche Messungen des Feuchtegehaltes sind wertlos ohne diese Information.

## 2.3 Hinweise zur Kontrollperioden an Leistungstransformatoren

Die Häufigkeit, mit welcher Transformatoren kontrolliert werden, wird neben rein technischen Belangen vor allem von wirtschaftlichen Aspekten beeinflusst. Die im Kapitel 2.2 beschriebenen Ölkontrollen sind sehr kostenintensiv.

In den vergangenen Jahren der Überwachung von ölisolierter, elektrischer Geräten haben sich folgende Prüf-Intervalle bewährt:

### 2.3.1 Leistungstransformatoren

Basismessung nach IEC 60422 (empfohlene Grenzwerte je nach Betriebsspannung unterschiedlich)

Intervall	Tätigkeit
0	Nach abgeschlossenen Montagearbeiten und erfolgter Befüllung mit Isolieröl unter Einsatz einer Ölaufbereitungsanlage (z.B. System Micafil) ist vor der Inbetriebnahme eine Ölprobe zur Bestimmung des Restwassergehalt, der Durchschlagsfestigkeit, des Verlustfaktors $\tan \delta$ und der Gaszusammensetzung (DGA) im Öl zu ziehen.
Nach 3 bis 6 Monate	3 bis 6 Monate nach Inbetriebnahme des Transformators wird eine DGA zur Feststellung des Ausgangszustandes (Fingerprint) durchgeführt
3 Jahre	Alle drei Jahre sollte auf Grund einer Betreiber Checkliste ein Kurzanalyse des Transformatorzustandes und kleine Wartungsarbeiten durchgeführt.
6 Jahre	Mindestens alle sechs Jahre sollte der Transformator gründlich nach Betreiber Checkliste überprüft und gewartet werden.

Tabelle 3: Kontrollintervalle an Leistungstransformatoren

### 2.3.2 Stufenschalter

Die Notwendigkeit einer Wartung des Stufenschalters ist von zwei Kriterien abhängig (je nach dem was zuerst eintritt)

- Betriebszeit
- Schaltzahl

Das Wartungsintervall liegt bei MR-Stufenschaltern (Sternpunktanwendung) bei 6-7 Jahren. Hauptkriterien zur Überprüfung sind:

- Kontaktabbrand
- Ölwerte
- Retrofit (ca. nach 25 Jahren)

Sowohl bei Transformatoren als auch bei Stufenschaltern gibt die Ölanalyse entscheidende Hinweise auf den Zustand der Systeme. Die Ölanalysen basierend auf den im Kapitel 2.2 beschriebenen Methoden und Standards.

## 3 Aufbereitungstechnologien

Die unterschiedlichen Aufbereitungs- und Trocknungstechnologien lassen sich in folgende Gruppen/Bereiche unterteilen.

Anmerkung: Online bedeutet, dass der Transformator für eine kurze Zeit (Anschlussarbeiten für Aufbereitungsanlage, ca. 1-2 h) vom Netz getrennt wird, anschliessend die Aufbereitung im Normalbetrieb des Transformators durchgeführt wird.

### 3.1 Online Aufbereitung ohne Vakuum

#### 3.1.1 Molekularsieb

Eine relativ geringe Menge Öl (100-200 lt/h) wird laufend im Bypassverfahren durch das Molekularsieb gepumpt. Das Molekularsieb hat die Eigenschaft, gelöstes Wasser aus dem Transformatorenöl zu binden und so das Öl zu trocknen. Eine typische Trockenkapazität ist ca. 9 lt/Jahr. Sind die Patronen gesättigt, müssen diese ausgetauscht und in einer separaten Anlage wieder aufbereitet werden. Diese Technologie wird hauptsächlich bei neuinstallierten Transformatoren eingesetzt, da der Feuchtegehalt von Beginn an kontrolliert und der Gasgehalt im Öl nicht beeinflusst wird.

#### 3.1.2 Zellulosefilter

Ein Bypassstrom des Transformatoröles wird durch einen Zellulosefilter geleitet. Der Filter hat eine begrenzte Wasseraufnahmefähigkeit und muss regelmäßig gewechselt werden. Für große Ölvolumina ist diese Anwendung eher ungeeignet da diese Systeme geringe Trocknungskapazitäten aufweisen; der Gasgehalt im Öl wird jedoch nicht beeinflusst.

#### 3.1.3 Kältefallen

Ein Teilstrom des Isolieröles wird in einer Kältefalle so weit abgekühlt, dass das vorher gelöste Wasser auskondensiert oder in einem Filter aufgefangen werden kann. Dieses Verfahren bietet den Vorteil, dass die Gasanalyse nicht beeinflusst wird, jedoch muss mit einer geringen Trocknungskapazität und einem hohen Energieaufwand gerechnet werden.

### 3.2 Ölaufbereitung unter Vakuum

Die Öl-Aufbereitung und Regeneration im offline Modus unterscheidet sich technisch (mit Ausnahme der Überwachungs- und Monitoring-Vorrichtungen) nicht von den online Aufbereitungsanlagen, weshalb an dieser Stelle auf das Kapitel 3.3 und 3.4 verwiesen wird.

### 3.3 Online Ölaufbereitung unter Vakuum

#### 3.3.1 Online-Ölaufbereitungsanlagen mit geringem Durchfluss

Einer kleinen Menge Öl (100-400 lt/h) wird im Bypassverfahren in einer Vakuumkammer kontinuierlich Gase und Wasser entzogen. Das getrocknete, gefilterte und entgaste Öl wird anschliessend wieder dem Transformator zugeführt. Je nach System ist eine Vakuumpumpe installiert (Druck in Vakuumkammer ca. 5 mbar) oder das Vakuum wird mittels hydraulischer Pumpe erzeugt (Druck 100-200 mbar). Die Anlage bleibt über mehrere Jahre (ganze Lebenszeit) am Transformator installiert. Gasanalysen sind an solchen Transformatoren **nicht** mit den herkömmlichen Erfahrungswerten vergleichbar, da dem Öl die Fehlgerüche fortlaufend entzogen werden. Die Aufbereitungsergebnisse bezüglich Trocknung und Entgasung sind stark temperaturabhängig.

#### 3.3.2 Online-Ölaufbereitungsanlagen mit erhöhtem Durchfluss

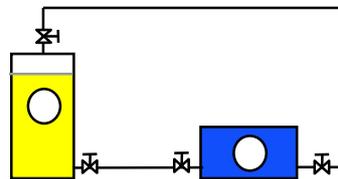


Abbildung 3: Online Ölaufbereitung mit Micafil Typ VOT

Ein relativ große Ölmenge (ca. 1000-9000 lt/h) wird laufend in einer Vakuumkammer (2) entgast und entwässert. Im Gegensatz zu den Anlagen mit kleiner Durchflussmenge werden diese Aufbereitungsanlagen nur temporär installiert (Wochen / Monate).

Die Überwachungs- und Monitoring-Vorrichtungen kontrollieren den Zustand des Transformators (1) während des gesamten Prozesses:

- keine Leckstellen (Absenken des Öllevels im Transformator)
- keine Evakuierung des Transformator-Gehäuses
- keine Gasrückströmung in den Transformator
- Betriebszustand der Aufbereitungsanlage
- Analyse der Ölkenwerte (z.B. DGA, Probeentnahme)

Trotz dieser detaillierten und automatischen Überwachung wird eine regelmäßige Überprüfung des Aufbereitungsprozesses empfohlen. Die Gasanalyse wird hier nur temporär beeinflusst. Diese Aufbereitungsmethode muss je nach Rest-Feuchtegehalt in der Isolation in zeitlichen Abständen mehrmals wiederholt werden, da Wasser aus der feuchten Isolation auf Grund veränderter Gleichgewichtsbedingungen ins nun trockene Öl diffundiert.

### 3.4 Online Aufbereitung und Regeneration unter Vakuum

#### 3.4.1 Konventionelle Druckfullerung

Bei der konventionellen Druckfullerung wird das aufzubereitende Öl mit einer Pumpe durch eine oder mehrere Adsorptionskolonnen gefördert. Die chemischen Alterungsprodukte/Verunreinigungen werden an der aktiven Oberfläche des Adsorbens (Fullerde) adsorbiert. Da die Adsorptionserde neben den Verunreinigungen auch natürliche und künstliche Inhibitoren des Öls adsorbiert, wird nach abgeschlossener Regeneration das Öl inhibiert (mit Inhibitor versetzt).



Abbildung 4: VH312

Die Fuller- und Inhibieranlage ist in der Regel eine Zusatzanlage zu bestehenden Ölaufbereitungsanlagen. Sie wird zwischen Ölwärmer und Entgasungsstufe der Ölaufbereitungsanlage im Bypass angeschlossen. Während der Regeneration strömt ein Teil des aufzubereitenden Öls über die Adsorptionskolonnen. Dabei kann nicht verhindert werden, dass feinste Adsorbenspartikel vom Öl aus dem Festbett ausgetragen werden.

Diese Partikel haben eine hohe Wasseraufnahme-Fähigkeit, was entsprechend Kapitel 2.2.3 die Durchschlagsspannung drastisch reduzieren würden. Aus diesem Grund wird das Öl nach erfolgter Regeneration über die Feinfilter der Ölanlage geleitet und so eine Verteilung feuchter Fullerde-Partikel im Aktivteil des Transformators ausgeschlossen.

Bei der Regeneration mit Fullerde erreicht die Adsorptionserde nach einer bestimmten Ölmenge eine Sättigung; es können keine weiteren chemischen Verunreinigungen adsorbiert werden. Die Adsorptionserde muss ersetzt und entsorgt werden.

#### 3.4.2 Kombinierte Ölaufbereitungs- und Regenerieranlagen

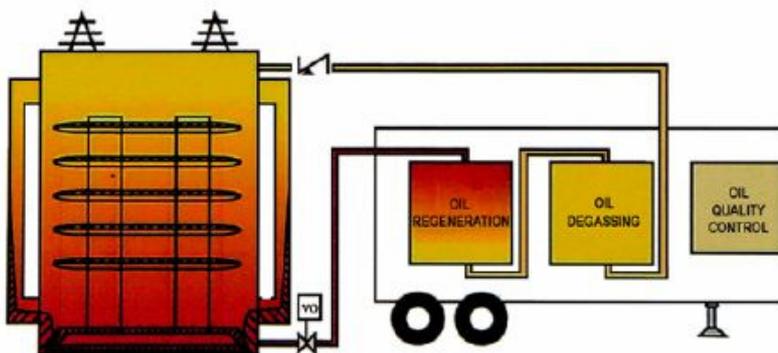


Abbildung 5: Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerieranlage MORP

Dieser Anlagentyp besteht aus einer Ölaufbereitungsanlage (Aufbereitungseinheit) und einer Regenerationsanlage (Regenerationseinheit), welche gemeinsam oder unabhängig voneinander arbeiten.

Für die Regenerierung von gealterten Ölen wird eine variable Ölmenge über eine oder mehrere Adsorptionskolonnen der Regenerationseinheit geführt. Das regenerierte Öl wird anschliessend über die Entgasungsstufe der Aufbereitungseinheit nachgetrocknet und entgast, anschliessend über einen Feinfilter in den Transformator zurückgeführt.

Moderne Regenerieranlagen sind in der Lage, gesättigte Fullererde automatisch bis zu 300mal aufzubereiten. Die Erde verbleibt in den Adsorptionskolonnen und die Oberfläche wird mit einem speziellen Verfahren reaktiviert. Während dieser Reaktivierung, vom Resultat her eigentlich eine Desorption, ist die Regenerationseinheit von der Aufbereitungseinheit getrennt, wodurch sich die gesamte Regenerations- und Aufbereitungszeit verlängert. Diese Standzeit kann mittels umschaltbaren Aufbereitungskolonnen (Parallelbetrieb) verkürzt werden.

Diese Kombianlagen haben den Vorteil, dass verschiedene Parameter, welche die Ölqualität beeinflussen verbessert werden:

- Reduzierung des Säuregehalts
- Reduzierung des Wassergehalts
- Verbessern der Neutralisationszahl
- Erhöhen der Durchschlagsspannung
- Verbesserung des Verlustfaktors ( $\tan \delta$ )

### 3.5 Trocknung durch Wärme und Vakuum

Diese Verfahren können nur bei ausgeschaltetem Transformator (offline) eingesetzt werden, da ein Teil oder das gesamte Öl aus dem Transformatorgehäuse abgelassen wird. Während dem Aufbereitungsprozess wird durch thermische und konvektive Diffusion Feuchtigkeit aus der Isolation entfernt

#### 3.5.1 Ölzirkulations- und Vakuum-Pulsationstrocknung

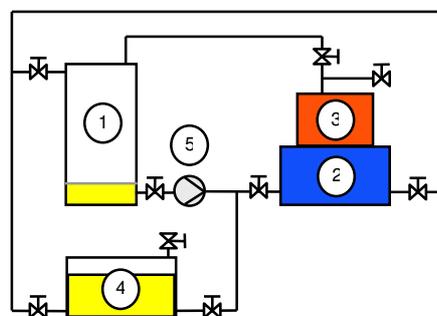


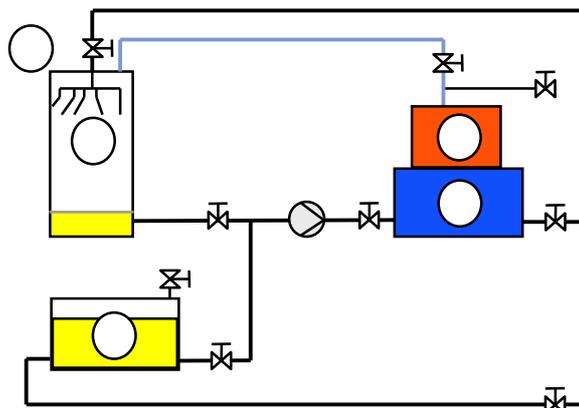
Abbildung 6: Ölzirkulations- und Vakuum-Pulsationstrocknung

Die Ölaufbereitungsanlage (2) erwärmt im Umwälzverfahren das Ölvolumen, wodurch der Transformator (1) ebenfalls auf ca. 60-80 °C erwärmt wird. Anschliessend wird das Öl in einen separaten Tank (4) entleert und der Transformator evakuiert. Dabei verdampft das Wasser in der Isolation und der Wasserdampf wird über die Vakuumpumpen (3) abgepumpt. Durch das Verdampfen des Wassers kühlt sich die Isolation wieder ab, sodass der Aufwärmzyklus je nach Isolationsgewicht mehrmals wiederholt werden muss. Dieses Verfahren bedingt in immer einen Betriebsunterbruch des Transformators über mehrere Tage bis Wochen. Die Anschaffungskosten für einen solchen Trocknungsprozess sind relative gering. Hingegen sind der zeitliche Aufwand und die Kosten aus dem resultierenden Betriebsunterbruch relativ hoch.

### 3.5.2 Ölspray-Trocknung



Abbildung 7: Ölspray-Trocknung



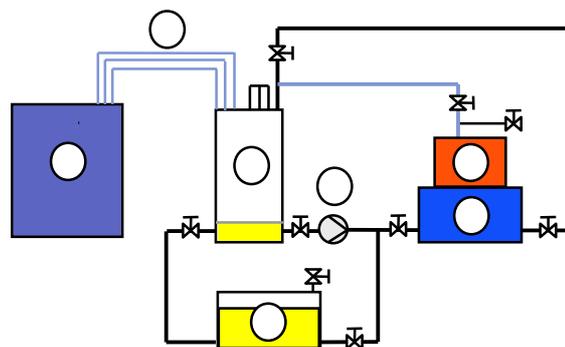
Das Transformatoröl wird in einen separaten Tank (6) entleert und der Transformator (1) wird evakuiert. Über den Erhitzer der Ölanlage (2) wird heißes Transformatoröl über den evakuierten Aktivteil versprüht (4). Das Öl erwärmt den Aktivteil wie auch die Isolation auf die erforderliche Trocknungstemperatur (80-120 °C). Dabei verdampft das Wasser in der Isolation und wird durch die Vakuumpumpen (3) abgepumpt.

Am Ende des Aufbereitungsprozesses wird das Spray-Öl komplett entleert und das Transformatorgehäuse vollständig evakuiert, bevor es wieder mit aufbereitetem Isolieröl aufgefüllt wird. Da in diesem Prozess auf Grund des anliegenden Vakuums die Konzentration von Sauerstoff vernachlässigt werden kann, besteht trotz der hohen Prozesstemperaturen keine Gefahr für die Papierisolation.

### 3.5.3 Niederfrequenz-Trocknung (LFH) mit Ölzirkulation



Abbildung 8: LFH-Trocknung mit Ölzirkulation



Der mit Öl gefüllte Transformator (1) wird gleichzeitig durch die Ölaufbereitungsanlage (4) und der Niederfrequenzanlage (2) erwärmt. Ist die erste Prozessstemperatur erreicht, wird das Öl entleert und der Transformator evakuiert. Das Wasser verdampft und wird über den Vakuumpumpstand (5) abgeführt.

Die weiteren prozessrelevanten Temperaturerhöhungen werden durch die LFH-Anlage gesteuert.

Die kontinuierlichen Weiterentwicklungen der LFH-Technologie erlauben einen sicheren Trocknungsprozess, wodurch tiefe Restfeuchtegehalte in der Isolation bei kurzen Trocknungszeiten erzielt werden. Die moderne LFH Trocknung im Felde (mobile LFH) ist heute die beste und effizienteste Methode um einen Transformator zu trocknen. Der relativ hohe Anschaffungspreis ist bereits nach wenigen Transformatoren-Trocknungen amortisiert, abhängig von Grösse, Standort und geforderter Aufbereitungszeit. Deshalb ist dieses System nicht nur für Betreiber sondern auch für Serviceunternehmen von Interesse.

### 3.5.4 Niederfrequenz-Trocknung (LFH) mit Ölspray

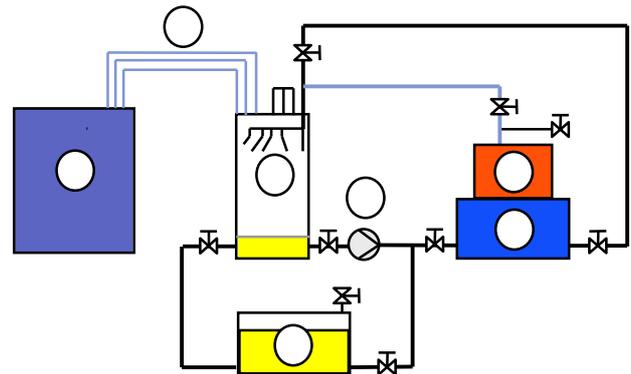


Abbildung 9: LFH-Trocknung mit Ölspray

Im Gegensatz zur Kombination LFH und Ölzirkulation wird bei dieser Methode das Öl bereits am Anfang entleert. Der Aktivteil wird unter Vakuum mit der Kombination von Ölspray und Niederfrequenzstromheizung erwärmt. Durch den Einsatz des Ölspray-Verfahrens wird die Wärme auch an Randpartien der Isolation geführt, was mit der reinen LFH-Erwärmung zeitlich schwierig zu erreichen ist. Die daraus entstehende gleichmäßige Temperaturverteilung im Transformator beeinflusst das Trocknungsergebnis positiv.

## 4. Vergleich der verschiedenen Technologien

Die nachfolgenden Vergleiche und Aussagen beziehen sich auf Erfahrungswerte, welche sich in den letzten Jahren aus der Beratung von Service und Unterhaltungsfirmen zur Behandlung von Leistungstransformatoren beziehen. Je nach Einsatzgebiet ergeben sich die unterschiedlichsten Anforderungen und spezifische Anwendungen.

### 4.1 Einsatzgebiete

In Abbildung 10 wird eine Auswahl von Einsatzgebieten der Online Aufbereitungsanlagen, Regenerieranlagen (MORP) und mobilen LFH Systeme aufgezeigt. Auf eine Darstellung der restlichen in Kapitel 3 beschriebenen Systeme wurde zwecks Übersichtlichkeit verzichtet.

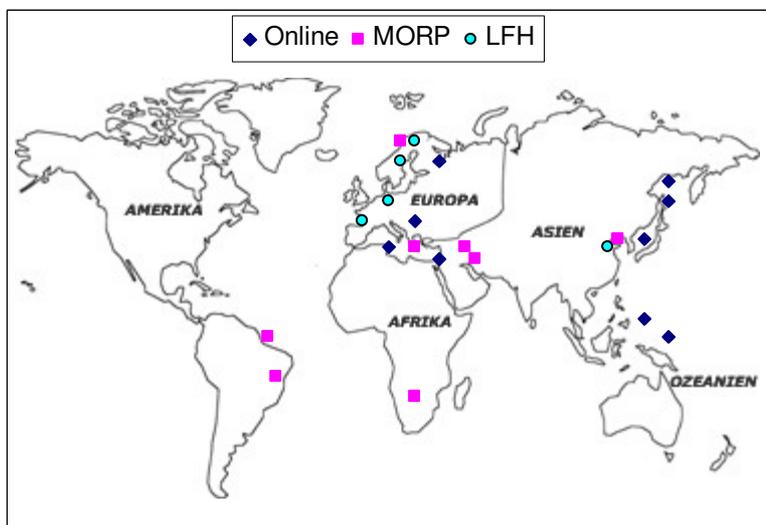


Abbildung 10: Einsatzgebiete von Micafil Aufbereitungssystemen

Abbildung 10 zeigt eine Massierung von Online Systemen im asiatisch/indonesischen Bereich. Dies ist auf die hohe Luftfeuchtigkeit dieser Regionen sowie der unausreichenden Netzabdeckung zurück zu führen. Transformatoren auf Inselstaaten können nur kurze Zeit vom Netz abgekoppelt werden, weisen jedoch eine überdurchschnittlich hohe Feuchte in Öl und Isolation auf.

MORP Systeme werden hauptsächlich in Regionen stark veralteter Strominfrastrukturen eingesetzt, wo eine Regeneration auf Grund fortgeschrittener Alterung von Öl und Isolation zwingend erforderlich ist.

LFH Technologien werden hauptsächlich in Industriestaaten eingesetzt.

## 4.2 Anforderungen Betriebspersonal

Abbildung 11 zeigt das Anforderungsprofil an das Personal von Transformatoren Betreiber und Servicefirmen, unterteilt in Anforderungen für den normalen Betrieb als auch für die Wartungs- und Unterhaltsarbeiten an den unterschiedlichen Systemen.

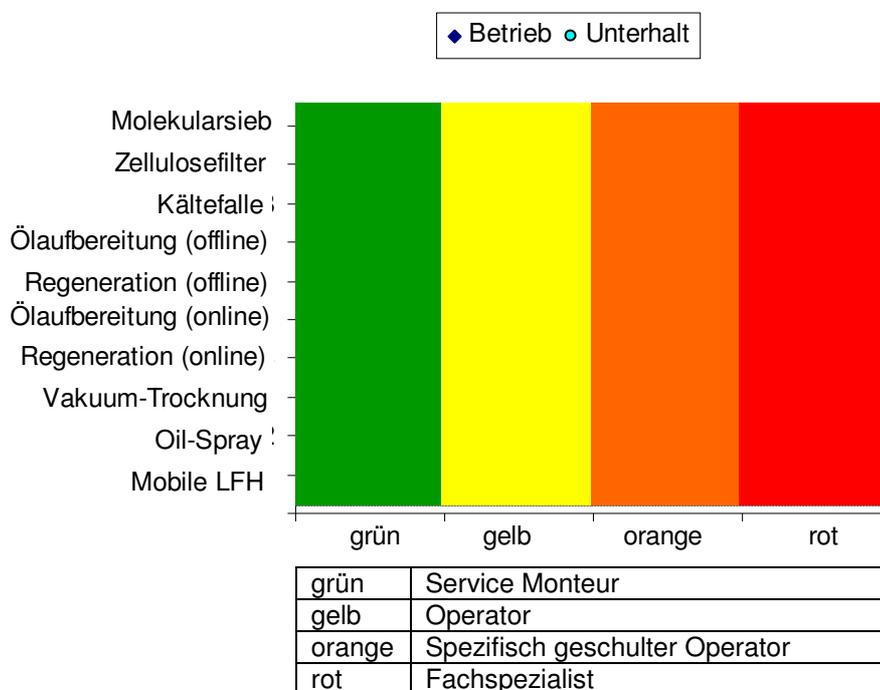


Abbildung 11: Personal-Anforderungen

Aus obiger Abbildung 11 ist ein deutliches Trendverhalten ersichtlich. Erwartungsgemäss steigen die Anforderungen an das Personal mit steigender Technologiegrad der Systeme. Während für Transformatorenbetreiber einfache Systeme zur Verfügung stehen, müssen Service- und Unterhaltfirmen spezifisch ausgebildetes Personal einsetzen.

## 4.3 Effizienzbewertung

Abbildung 12 zeigt eine Abschätzung/Bewertung der Effizienz der Trocknungstechnologien bzgl. ihrer Aufbereitungsfähigkeiten:

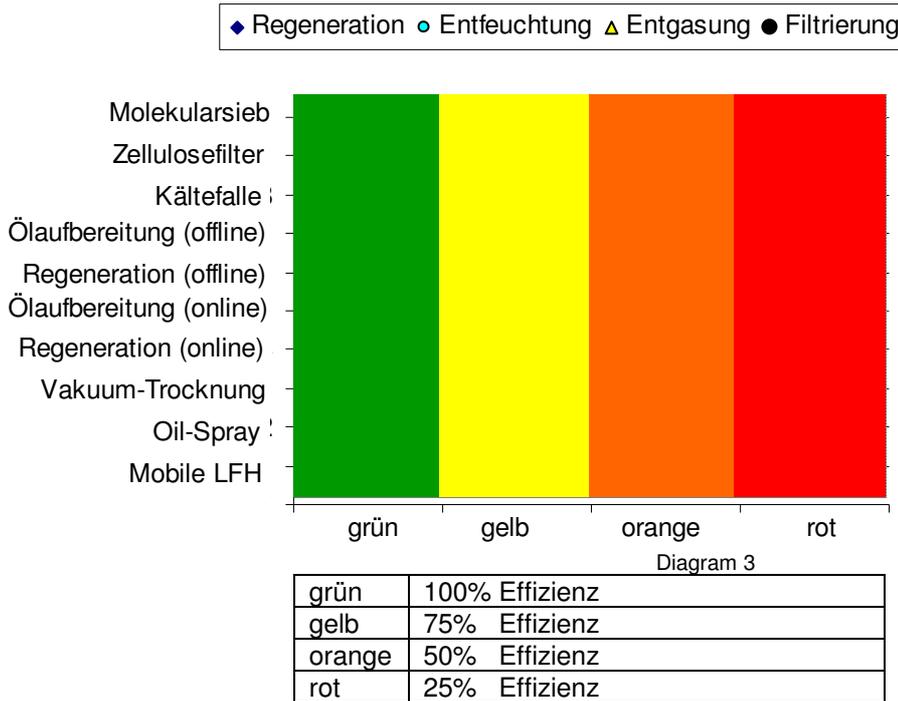


Abbildung 12: Effizienzbewertung der Technologien bzgl. Aufbereitung

Wie erwartet steigen die Effizienz und auch die Kombination der unterschiedlichen Aufbereitungsmöglichkeiten (Regeneration, Entfeuchtung, Entgasung, Filtration) mit steigender Trocknungstechnologie.

#### 4.4 Zeitverhalten

In Abbildung 13 werden die geschätzten Aufbereitungszeiten der verschiedenen Verfahren sowie die daraus resultierenden Serviceintervalle aufgezeigt. Als Referenz wurde ein starker Alterungszustand von Öl und Isolation angenommen.

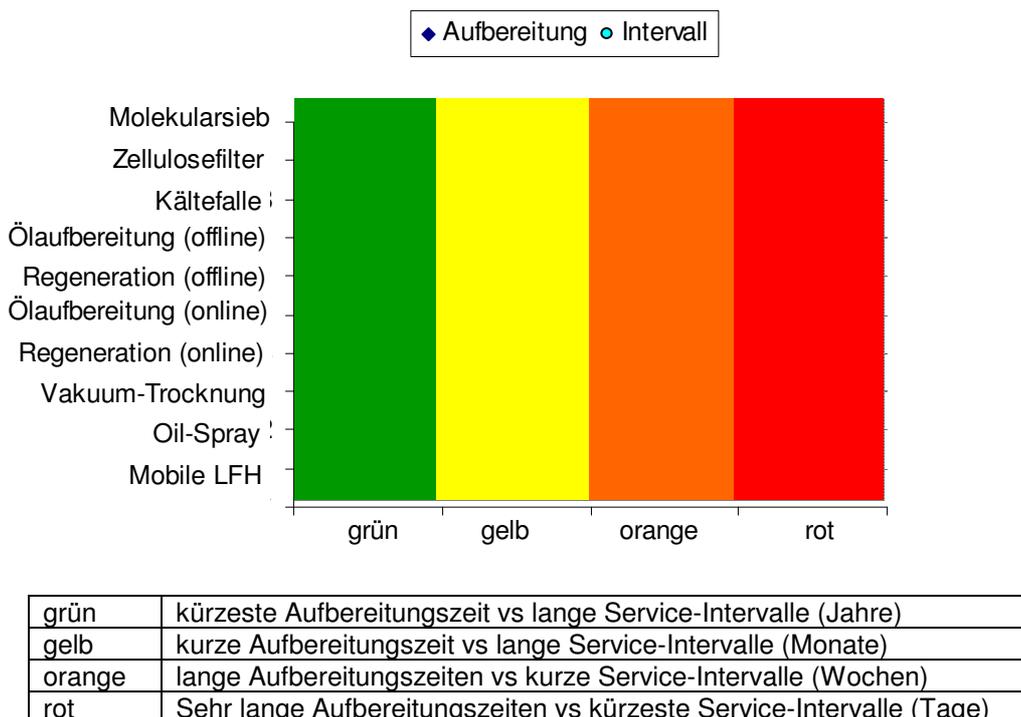


Abbildung 13: Abschätzung Zeitverhalten

#### 4.5 Kostenabschätzung

Abbildung 14 zeigt eine Zusammenstellung der Beschaffungs-, Betriebs- und Verbrauchskosten der verschiedenen Verfahren:

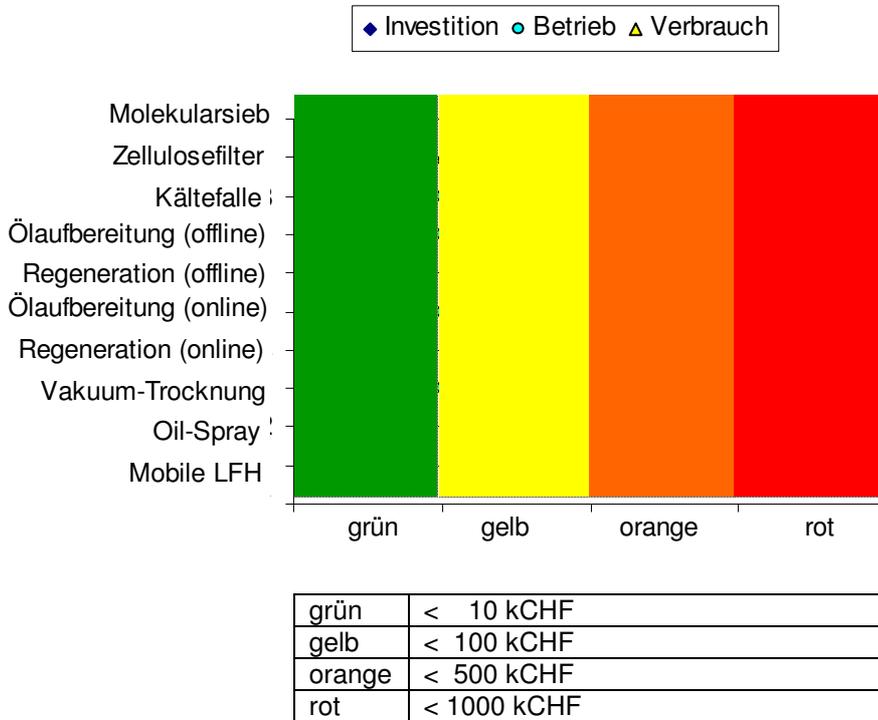


Abbildung 14: Kostenübersicht pro Technologie

#### 4.6 Verfahrensmöglichkeiten

Abbildung 15 beschreibt die Möglichkeiten der Online Aufbereitung und Trocknungsmethoden unter Vakuum bezogen auf die verschiedenen Verfahren:

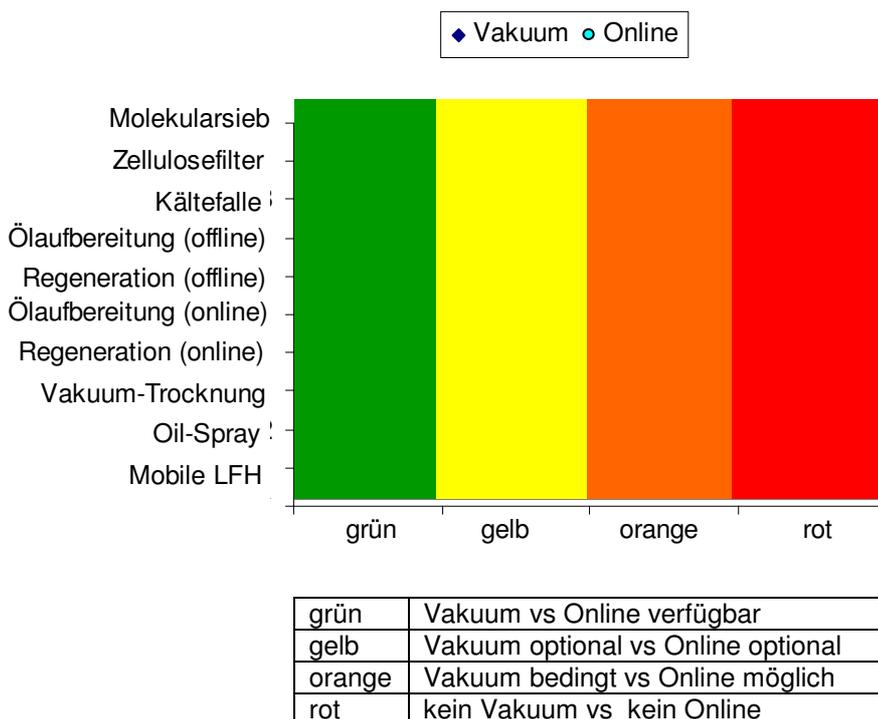


Abbildung 15: Verfahrensmöglichkeiten

## 4.7 Diskussion

### 4.7.1 Transformatoren Betreiber

Die Anforderungen eines Transformatoren Betreibers an die verfügbaren Aufbereitungsmöglichkeiten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- a) Neuinstallation
  - optimale Erstbefüllung mit Isolieröl (Ölaufbereitungsanlage notwendig)
  - Erhalten des Betriebszustandes ohne Verfälschung der DGA (Kleinstsysteme wie Molekularsieb)
- b) Transformator in Betrieb
  - Online Überwachung des Betriebszustandes (z.B. DGA, etc...)
  - Kurze Servicezeiten (time transformer out of operation)
  - Lange Serviceintervalle

### 4.7.2 Unterhalt- und Servicefirmen

Die Anforderungen einer Servicefirma an die verfügbaren Aufbereitungsmöglichkeiten lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- tiefe Investitionskosten
- geringe Betriebs- und Unterhaltskosten
- realistische Anforderungen an Betriebspersonal
- Flexible Aufbereitungsmöglichkeiten mit einem System
- Kurze Aufbereitungszeiten
- Anpassung an die regionalen Gegebenheiten (Online Aufbereitung)

### 4.7.2 Bedarfsanalyse

- Erstbefüllung: Micafil VOT
- Erhaltung des Ist-Zustandes: Molekularsiebe
- Online Aufbereitung: Micafil VOT mit Online Überwachung
- Regeneration: Micafil MORP
- Trocknung: Micafil Hot Oil Spray (VOT HOS)  
Micafil LFH

Auf Grund der obigen Zusammenstellung wird das Schwergewicht im folgenden Kapitel 5 auf VOT online und die MORP Regenerationsanlage gelegt.

## 5 Micafil Technologie

Die Trocknungsleistung und die somit benötigte Trocknungszeit sind je nach Trocknungsverfahren sehr unterschiedlich. Bei sämtlichen Trocknungsverfahren spielt die Temperatur eine entscheidende Rolle. In diesem Kapitel soll ein detaillierter Überblick auf die von der ABB Schweiz AG, Micafil hauptsächlich eingesetzten Aufbereitungstechnologien vermittelt werden.

### 5.1 Online Aufbereitungsanlagen

Die Online-Aufbereitungsanlagen bestehen aus einer Micafil Ölaufbereitungsanlage VOT, welche mit einer Transformator-Überwachung ausgerüstet werden. In der Aufbereitungsanlage wird das Öl vorgefiltert, erwärmt (optional mit einer Druckfullerung regeneriert), über eine Dünnschichtgasung aufbereitet und abschliessend gefiltert.

Abbildung 16 zeigt das Prozessdiagramm einer Online-Aufbereitung:

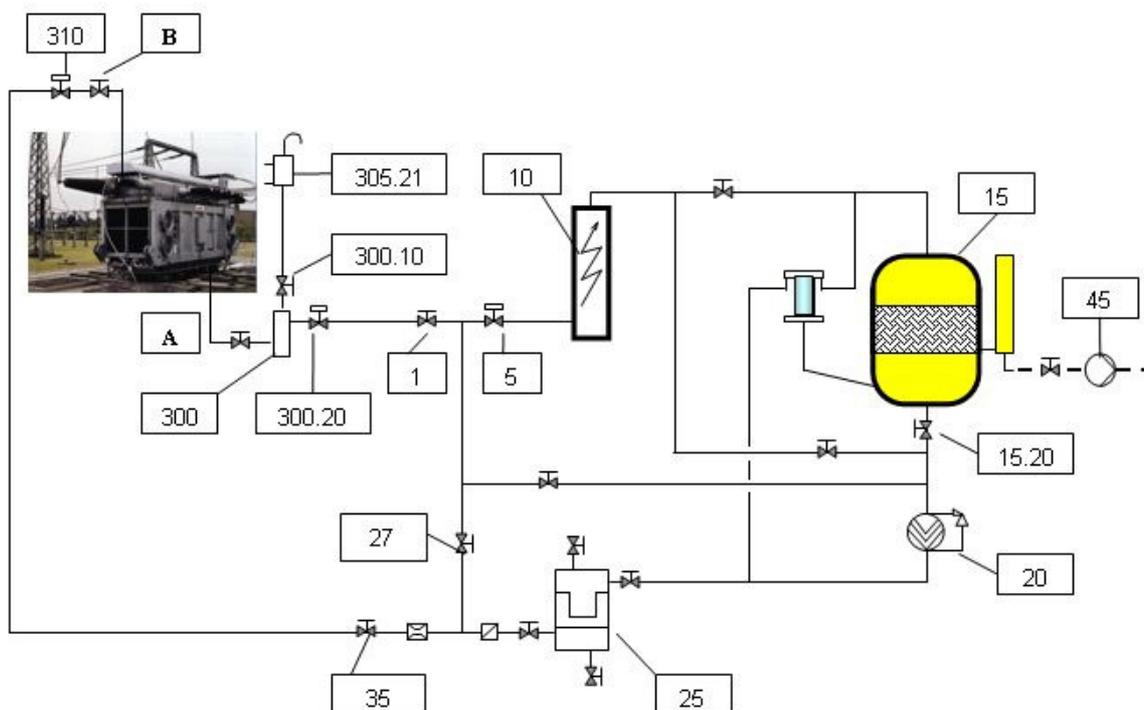


Abbildung 16: Schema der VOT Online

### 5.1.1 Aufgabenstellung

Der Kunde hatte einen Leistungstransformator mit kritischen Ölwerten. Der Betreiber konnte / wollte den Transformator nicht ausschalten und entschloss sich für eine Online Trocknung.

Transformator	
Kenndaten	12MVA / 22kV
Typ	Drei Phasen Leistungstransformator
Ölinhalt	5775lt

Start Konditionen	
Feuchtegehalt im Öl	48ppm bei 60°C
Durchschlagsspannung	18.4 kV

Werte gemessen nach 4 Tagen Online Aufbereitung mit 3000lt/h	
Feuchtegehalt im Öl	3ppm bei 60°C
Durchschlagsspannung	55 kV

Tabelle 4: Beispiel einer Online Aufbereitung

### 5.2 Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerieranlagen

Grundsätzlich wird zwischen zwei Systemen / Produkten unterschieden:

- Konventionelle Druckfullerung: VOT + VH312
- Readsorptionsverfahren: MORP

Micafil bietet beide Systeme zur Regenerierung von gealterten Isolierölen an. Die Anlagen unterscheiden sich hauptsächlich in der Durchlaufmenge resp. die Anzahl der Adsorptionskolonnen und der Handhabung der Fullererde

### 5.3 VOT + VH312

VH 312 mit 2 Adsorptionskolonnen und einem Inhibiertank	
Durchfluss	
Adsorptionskolonnen	1500lt/h
Inhibiertank	400lt/h

VH 312 mit 6 Adsorptionskolonnen und zwei Inhibiertanks	
Durchfluss	
Adsorptionskolonnen	4500lt/h
Inhibiertank	800lt/h

Tabelle 5: Zusammenstellung VH312



Abbildung 17: mobiles VH312 System

Pro Fullertank werden ca 80 kg Fullererde benötigt. Für einen problemlosen Regenerierungsprozess schlägt Micafil folgenden Typ Fullererde vor:

- Microsorb LVM\* Mesh Size 16/30 oder alternative
- Microsorb LVM\* Mesh Size 30/60 (\*Low volatile matter)

Abhängig vom Durchsatz der VH312 Einheit wird eine entsprechende VOT Anlage verwendet



Abbildung 18: Entsorgungsproblematik klassische Regeneration

Der klare Nachteil dieser Aufbereitungsmethode besteht darin, dass sich die Fullererde nach ca. 10 bis 15 Durchgängen (bezogen auf die Anzahl und Schaltung der Kolonnen) mit Alterungsprodukten aus dem Öl sättigt. Dabei nimmt die Adsorptionsfähigkeit soweit ab das die Fullererde ausgewechselt werden muss. Vorteile der klassischen Druckfullerung sind der tiefere Anschaffungspreis und die wesentlich kürzere Prozesszeiten.

## 5.4 MORP

Wie bereits in Kapitel 3 beschrieben besteht dieser Anlagentyp MORP (Micafil Oil Regeneration Plant) aus zwei selbständigen Einheiten, der Aufbereitungs- und der Regeneriereinheit.

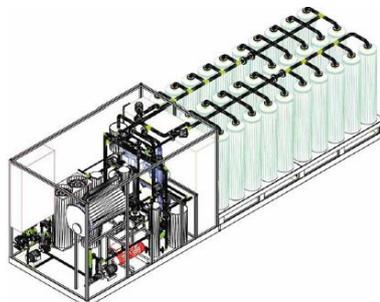


Abbildung 19: MORP

Je nach Ausführungen werden die Anlagen in 20ft oder 40ft Container montiert und können mit bis zu 36 Kolonnen ausgeführt werden. Je nach Einsatzbestimmung und Grösse der Anlage wird ein Prüflabor mit eingebaut, damit notwendige Ölprüfungen direkt vor Ort durchgeführt werden können (Karl Fischer Methode, Durchschlagsspannung (Bauer DPA) Tan Delta ( Bauer DTP))

### 5.4.1 Aufbereitungseinheit

Die Aufbereitungseinheit entspricht in ihrer Funktion und Aufbereitungstechnik einer wie in Kapitel 5.1 beschriebenen Micafil Aufbereitungsanlage Typ VOT.

### 5.4.2 Regenerationseinheit

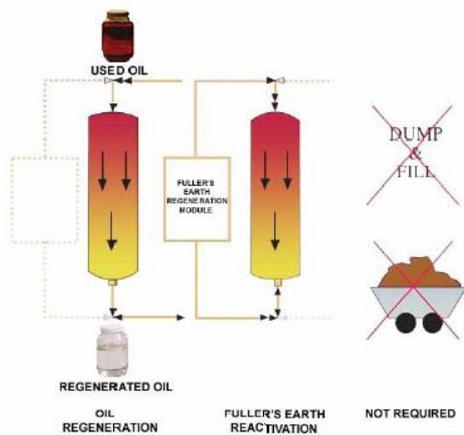


Abbildung 20: Entsorgungsverhalten MORP

Die automatische Wiederaufbereitung der Fullererde hat gegenüber der konventionellen Druckfullerung einen entscheidenden Vorteil. Die Fullererde kann zwischen 250 bis 300 mal reaktiviert werden. Die Fullererde bleibt somit über mehrere Jahre in den Kolonnen und muss nicht nach kurzer Zeit ausgewechselt werden. Dennoch hat auch dieses System nicht nur Vorteile. Der relativ hohe Anschaffungspreis ist ein entscheidender Faktor, ebenso entstehen je nach Ausführung der Anlage lange Prozesszeiten.

### 5.4.3 Prozessbeschreibung

Das System erlaubt dem Betreiber die Anlage als reine Filtrieranlage, Ölaufbereitungsanlage oder als kombinierte Regenerier- und Ölaufbereitungsanlage einzusetzen. Je nach gewünschter Prozesssteuerung arbeitet die Anlage ONLINE oder OFFLINE, dH während dem Aufbereitungs- und Regenerierprozess kann der Transformator entweder unter Spannung oder im abgeschalteten Zustand behandelt werden.

Je nach Zustand vom Öl und der Fullererde dauert ein Regenerierprozess zwischen 8-12 Stunden. Sobald die Fullererde gesättigt ist schaltet die Anlage automatisch in den Reaktivierungsprozess der Fullererde um. Alle Anlagen haben einen variablen Öldurchsatz zwischen 1000-5000lt/h

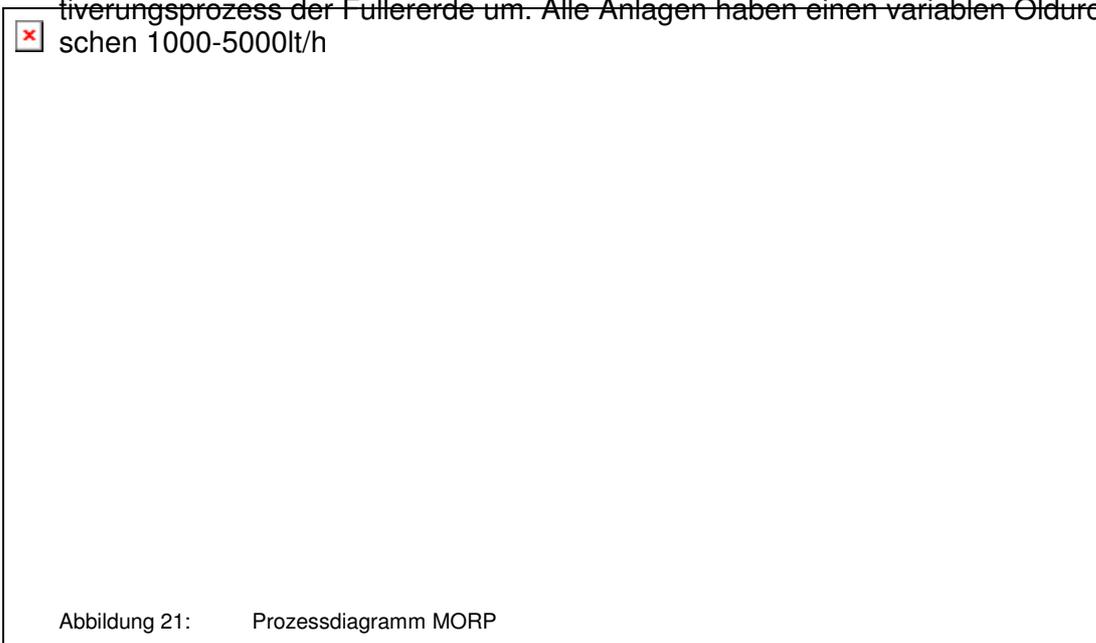
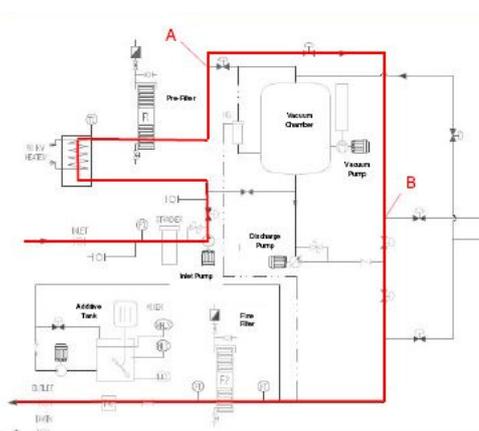


Abbildung 21: Prozessdiagramm MORP

### a) Aufbereitung/Filtrierung

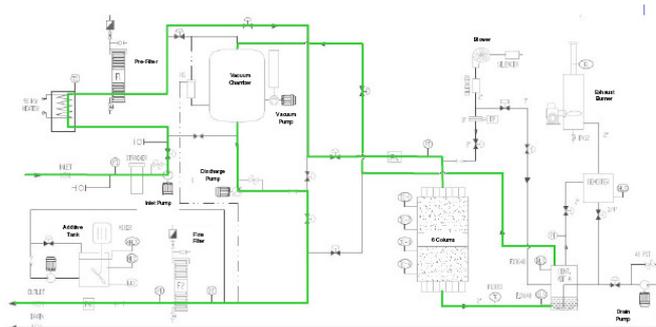


Der Aufbereitungs- und Filtrierungsvorgang kann als unabhängiger Prozess gefahren werden. Das Öl wird mittels der Eintrittspumpe durch den Erhitzen, Grobfilter und dann entweder über die Feinfiltereinheit zurück zu Rezipienten geführt. Oder aber zuerst über die Dünnschichtentgasung der Ölaufbereitungsanlage geführt und durch die Feinfilter in den Transformator zurück.

Auch dieser Prozess kann sowohl ONLINE als auch OFFLINE betrieben werden. Micafil bietet zusätzlich eine Schlauchüberwachung an damit die Anlage auch über längere Zeit unbeaufsichtigt betrieben werden kann.

Abbildung 22: MORP Aufbereitung/Filtrierung

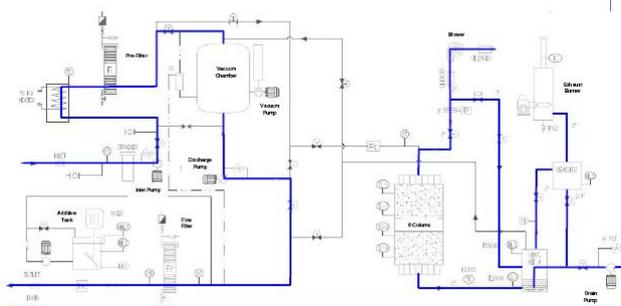
### b) Regeneration des Transformatorenöl



Das gealterte Öl wird vom Transformator über die Fullererdekolonnen und danach durch die Dünnschichtentgasung der Ölaufbereitungsanlage in die Feinfilter zurück in den Transformator befördert. Sobald die Farbe des Öles nicht weiter verändert wird automatisch die Reaktivierung der Fullererde gestartet.

Abbildung 23: MORP Regeneration

### c) Reaktivierung der Fullererde



Sobald der automatische Farbsensor erkennt dass sich die Qualität vom Öl nicht mehr wesentlich verbessert, wird der Reaktivierungsvorgang freigegeben. Die beiden Anlagensysteme werden voneinander getrennt und die Ölaufbereitung läuft weiter. In der Zwischenzeit wird die Fullererde reaktiviert.

Abbildung 24: MORP Reaktivierung Fullererde

Dieser Prozess dauert in etwa 16 Stunden. In dieser Zeit bereitet die Ölanlage das Isolieröl weiter auf. Nach abgeschlossener Aufbereitung der Fullererde schaltet die Anlage automatisch zurück in den Regenerationsmodus.

#### 5.4.4 Performance MORP

Die Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerieranlage verbessert die dielektrischen Eigenschaften des Isolieröles. Folgende Parameter werden positive beeinflusst:

- Durchschlagsspannung
- Wassergehalts im Öl
- Dielektrischer Verlustfaktor
- Neutralisationszahl
- Oberflächenspannung
- Farbcode
- Säuregehalt
- Partikelzahl

Die Werte sind je nach Landesnormen und Betreibervorschriften standardisiert (z.B. IEC60422)

## 6. Zusammenfassung

Transformatoren stellen in einem elektrischen Verteilnetz eine grosse Investition an Geld und Arbeitszeit dar. Zweckmässig geplante Pflege und Unterhalt der Geräte kann viel dazu beitragen, ihre Verfügbarkeit und effektive Betriebszeit zu steigern. Um die Lebensdauer eines Transformators zu verlängern ist es notwendig den Feuchtegehalt der Isolation so tief wie möglich zu halten und die dielektrischen Eigenschaften der Isolieröle zu verbessern.

Im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes haben viele EVU's den Unterhalt ihrer Systeme an professionelle Servicefirmen übergeben. Dabei stehen verschiedenste Verfahren mit unterschiedlichen Prozessen zur Auswahl. Sämtliche Verfahren haben in der einen oder anderen Weise einen positiven Einfluss auf die Trocknung der Isolation und somit auf die zu erwartende Lebensdauer des Transformators.

Wie in diesem Bericht ersichtlich, ist keines der Verfahren in der Lage, alleine den gesamten Bereich der Trocknung von Leistungstransformatoren abzudecken.

### 6.1 Ausblick

Im Rahmen der Umstrukturierung der Abteilung Vakuumanlagen der ABB Schweiz AG, Micafil wurde der Bereich Ölaufbereitungstechnik von der Firma Micafluid AG übernommen.

Die Micafluid AG wird in Zukunft noch enger mit den Transformatorenhersteller, Stromerzeuger, Stromverteiler und Servicefirmen zusammen arbeiten und neue Lösungen und Technologien zur Behandlung von Isolierölen entwickeln; z.B. die Möglichkeit die moderne Gas In Öl Analyse mit der Ölaufbereitungs- und Trocknungstechnologie zu kombinieren.

Micafluid Ölaufbereitungs- und Trocknungsanlagen für Transformatoren werden praxisnäher konzipiert, unter Berücksichtigung qualitativen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten. Des Weiteren werden Projekten zur vollautomatischen Ölaufbereitung an mehreren Transformatoren einer Verteilstation lanciert.

Micafluid hat sich zudem das Ziel gesetzt, Aufbereitungsanlagen für Flüssigkeitsaufbereitung aller Art zu entwickeln, z.B. Aufbereitung von Altölen, Speiseölen, Wärmeträgermedien. Das Hauptgeschäft soll aber in erster Linie die Behandlung und Trocknung von Transformatoren und Isolierölen bleiben.

30.01.2006

Micafluid AG, Schweiz

Andreas Gruber

[andreas.gruber@micafluid.ch](mailto:andreas.gruber@micafluid.ch)

## 7 Anhang

### 7.1 Regeneration

Die einzig (bekannte) wirksame Behandlung zur Verbesserung der dielektrischen Eigenschaften von **gealterten** Ölen ist die Adsorption mit Fullererde. Die aktivierten Fullererden, z.B. auf Atapulgit-Basis, haben die Eigenschaft, Carbonyl- und Hydroxylgruppen als hauptsächlichste Alterungsprodukte eines Öles zu adsorbieren.

Um den Alterungszustand von Isolierölen zu beurteilen werden nach IEC 60422 mehrere Grenzwerte festgelegt:

Leistungstransformatoren		<72,5kV	<72,5kV - 170kV	> 170 kV
Öl-Farbe	[Scala No.]	max. 2	max. 2	max. 2
Wassergehalt	[ppm]	< 10	< 5	< 5
Grenzflächenspannung	[mN/m]	35	35	35
Neutralisationszahl	[mg KoH/g]	> 0,15mg	> 0,15mg	> 0,15mg
Verlustfaktor $\tan \delta$ (bei 90 °C)	[-]	Max. 0,015	Max. 0,015	Max. 0,010
Durchschlagsspannung	[kV]	> 55	> 60	> 60

Tabelle 6: Vorgeschlagene Grenzwerte für Neuöle in Transformatoren nach IEC 60422

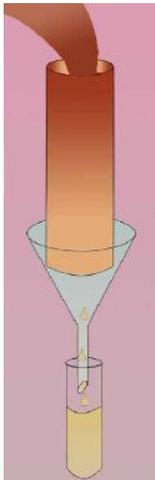
Während der Regenerierung durch Adsorption nimmt erfahrungsgemäss zuerst der Verlustfaktor ab, etwas langsamer verbessert sich die Neutralisationszahl gefolgt von der Grenzflächenspannung. Nach einer optimalen Aufbereitung durch Regeneration entsprechen die Ölkennwerte weitgehend denjenigen von Neuöl.



Abbildung 25: Regenerierstufen von gealtertem Öl

Bevor man das Isolieröl mit Fullererde regeneriert, sollte anhand einer Probefüllung das voraussichtliche Ansprechen des Öles auf diese Regenerierung untersucht sowie der ungefähre Fullererdeverbrauch ermittelt werden. Dies gilt vor allen für die konventionelle Druckfullermethode.

### 7.1.1 Probefullerung



#### Vorgehen:

Einen Liter gealtertes Öl auf 60° C erwärmen und unter ständigem rühren stufenweise Fullererde beimischen bis der Verlustfaktor resp. die Grenzflächenspannung nahezu die Grenzwerte von Neuöl erreichen. Sollten sich die dielektrischen Werte nicht signifikant verbessern besteht der Grund zur Annahme, dass das Isolieröl zu starken chemischen und thermischen sowie mechanischen Belastungen ausgesetzt war. Dies bedeutet wiederum, dass das Isolieröl ausgetauscht werden muss.

Abbildung 26: Probefullerung

### 7.1.2 Verbrauch der Fullererde in Funktion zum Alterungsverhaltens

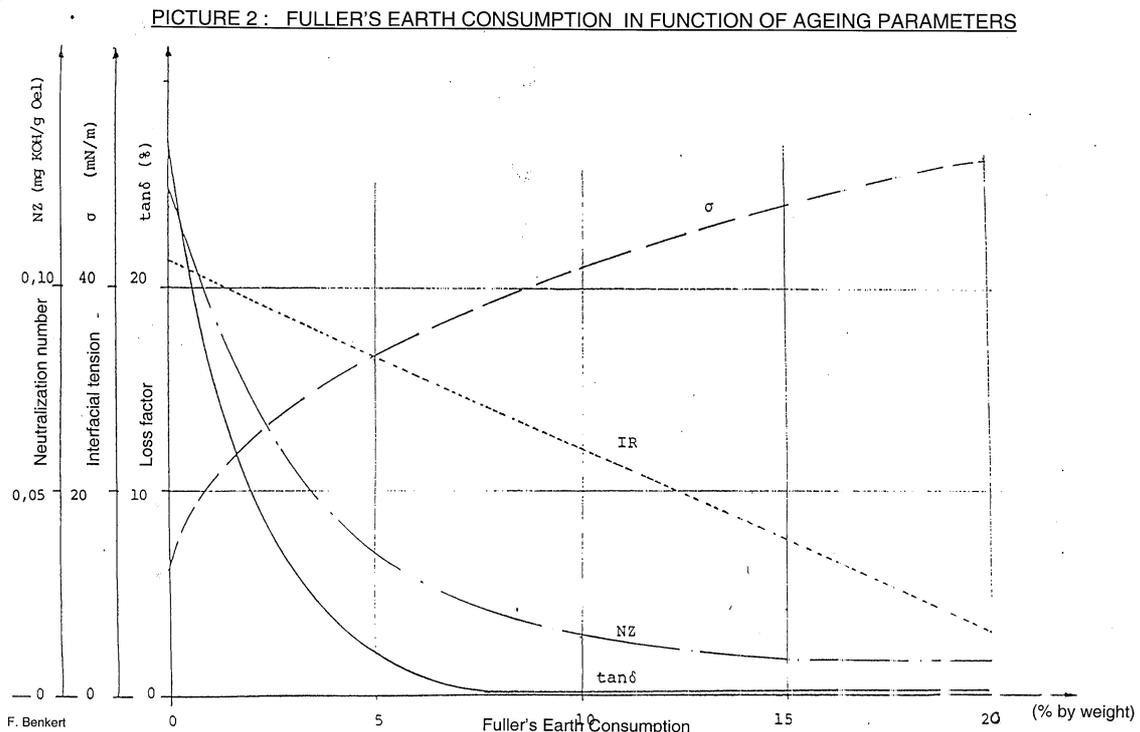


Abbildung 27: Verbrauch Fullererde

In Abbildung 27 ist der Fullererdeverbrauch bezogen auf das Ölgewicht ersichtlich. Anhand dieser Werte können Rückschlüsse auf den Verbrauch der Fullererde gemacht werden und mittels der Probefullerung kann beurteilt werden, ob sich das gealterte Isolieröl für die Regenerierung eignet.

Grundsätzlich kann gesagt werden, dass der typische Fullererdeverbrauch bei ca. 10-15kg pro 100kg Öl liegt. (10-15 Gewichtsprozente)

## 7.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Wassergehalt (ppm) in Abhängigkeit der Temperatur .....	193
Abbildung 2:	Gleichgewichtskurven Papier-Öl-System .....	193
Abbildung 3:	Online Ölaufbereitung mit Micafil Typ VOT .....	198
Abbildung 4:	VH312.....	199
Abbildung 5:	Kombinierte Aufbereitungs- und Regenerieranlage MORP .....	199
Abbildung 6:	Ölzirkulations- und Vakuum-Pulsationstrocknung.....	200
Abbildung 7:	Ölspray-Trocknung.....	201
Abbildung 8:	LFH-Trocknung mit Ölzirkulation.....	201
Abbildung 9:	LFH-Trocknung mit Ölspray .....	202
Abbildung 10:	Einsatzgebiete von Micafil Aufbereitungssystemen.....	202
Abbildung 11:	Personal-Anforderungen .....	203
Abbildung 12:	Effizienzbewertung der Technologien bzgl. Aufbereitung.....	204
Abbildung 13:	Abschätzung Zeitverhalten.....	205
Abbildung 14:	Kostenübersicht pro Technologie .....	205
Abbildung 15:	Verfahrensmöglichkeiten.....	206
Abbildung 16:	Schema der VOT Online .....	207
Abbildung 17:	mobiles VH312 System.....	209
Abbildung 18:	Entsorgungsproblematik klassische Regeneration .....	209
Abbildung 19:	MORP.....	209
Abbildung 20:	Entsorgungsverhalten MORP .....	210
Abbildung 21:	Prozessdiagramm MORP .....	210
Abbildung 22:	MORP Aufbereitung/Filtrierung.....	211
Abbildung 23:	MORP Regeneration.....	211
Abbildung 24:	MORP Reaktivierung Fullererde .....	211
Abbildung 25:	Regenerierstufen von gealtertem Öl .....	214
Abbildung 26:	Probefullerung.....	215
Abbildung 27:	Verbrauch Fullererde .....	215

## 7.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Mindestanforderungen Isolationsöle nach IEC.....	192
Tabelle 2:	Charakteristische Spaltgase bei Transformatorenfehler .....	194
Tabelle 3:	Kontrollintervalle an Leistungstransformatoren .....	196
Tabelle 4:	Beispiel einer Online Aufbereitung .....	208
Tabelle 5:	Zusammenstellung VH312 .....	208
Tabelle 6:	Vorgeschlagene Grenzwerte für Neuöle in Transformatoren nach IEC 60422 .....	214

## Referenzen

- 1 T.V. Oommen Bubble evolution from transformer overload, IEEE Insulation life subcommittee Oct 2000
2. Sokolov, Griffin, Vanin Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation systems Cigre WG 12.18
3. W. Lampe Beitrag zur Berechnung der notwendigen Trocknungszeit von Grosstransformatoren, Archiv für Elektrotechnik, Band 53 (1969) Heft 3
4. Y. Du, M. Zahn, B.C. Lesieutre, A.V. Mamishev, S.R. Lindgren Moisture equilibrium in Transformer paper-oil systems IEEE Electrical Insulation Magazine 1999
5. T.V Oommen Moisture equilibrium in Transformer paper-oil systems Doble Conference Paper April 2003
6. IEC Norm 60422 Fluids for Electrotechnical Applications
7. H.J. Knab Die Betriebsüberwachung von Transformatoren, Bulletin SEV/VSE 21/96
8. Hinweis zur Überwachung und Wartung von Leistungstransformatoren, Micafil Technische Nachrichten, MNV 500D, 1990
9. Fa. Engelhard Clay Spezifikation
10. Filtervac Spezifikation



# TRANSFORMATORENMATERIALIEN – MÖGLICHKEITEN UND GRENZEN

I. Höhle  
Siemens AG, PTD Transformatoren, Nürnberg

## 1. EINFÜHRUNG

Isolierflüssigkeiten, Papier, Pressspan, Kupfer werden seit Jahren beim Bau von Transformatoren eingesetzt und sind als „klassische“ Trafomaterialien bekannt. Der Fortschritt in den Werkstoffwissenschaften, sowie das ständig andauernde Bestreben die Lebenserwartung einer immer älter werdenden Transformatorflotte zu erhöhen, erfordert mehr Wissen über die Abbaumechanismen, sowie über das Verhalten dieser Materialien über Jahrzehnte hinweg.

Man erhofft sich eine zuverlässige Diagnostik für frühzeitige Fehlererkennung, sowie angebrachte Instandhaltungsmaßnahmen für die weitgehende Wiederherstellung des Dielektrikums. Diese Herausforderungen können nur mit einer besseren Kenntnis der Alterungsprozesse und der Design-Berücksichtigung des chemischen und physikalischen Verhaltens der Trafomaterialien gelöst werden. In diesem Beitrag werden neue Betrachtungen und die Notwendigkeit für anwendungsspezifische Spezifikationen und Prüfungen insbesondere für

- ✓ Isolierflüssigkeiten
- ✓ Isolationspapier und
- ✓ Drillleiter

vorgelegt.

## 2. ISOLIERÖL

Die Eigenschaften des Isolieröls bestimmen zu einem großen Teil die Lebensdauer eines Transformators. Die richtige Wahl des Mineralöls hängt vom Trafotyp („freiatmend“ oder „mit Gummisack“), Trafodesign, erwarteter Last, Kühlungstyp usw. ab.

Die Oxidationsbeständigkeit, sowie die thermische und Korrosionsstabilität müssen für die richtige Wahl der Isolierflüssigkeit in Betracht gezogen werden. Fehler bei der Wahl können die Lebenserwartung eines Transformators erheblich verkürzen.

### 2.1. Oxidationsstabilität

Die wichtigste Aufgabe des Mineralöls in einem Transformator ist es zu isolieren und zu kühlen. Der historisch verbreitete Einsatz von frei atmenden Transformatoren in Europa führte zu einer erheblichen Verschärfung der Kriterien für Oxidationsstabilität. Die Entwicklung der s.g. „high grade“ inhibierten Öle brachte eine neue Generation Mineralöle zum Einsatz, die unter hohen Beanspruchungen der Lebensdauererwartung eines Transformators gerecht werden. Es gibt verschiedene nationale und internationale Normen, die Methoden und Grenzwerte für die Oxidationsstabilität von Mineralölen – z. B. IEC 61125C, ASTM D2112, ASTM D2440, DIN 51554, definieren. Wichtige Kriterien zur Beurteilung der Oxidationsstabilität sind Schlammgehalt, Neutralisationszahl, Verlustfaktor nach unterschiedlich gestalteten Alterungsverfahren. Die Oxidationsverfahren, definiert in den verschiedenen Standards können schwer miteinander verglichen werden.

Ein sehr wichtiger Faktor ist das Raffinationsverfahren, wodurch die selektive Entfernung von im Rohöl vorhandenen unerwünschten Substanzen, bestimmt wird. Manche Substanzen, hauptsächlich Schwefel-Verbindungen, können eine verbesserte Oxidationsstabilität des Mineralöls auch ohne den

---

E-Mail: [ivanka.hoehlein-atanasova@siemens.com](mailto:ivanka.hoehlein-atanasova@siemens.com)

Zusatz von DBPC ((2,6-Di-tert-butyl-p-cresol) gewährleisten. Die Raffinationsprozesse streben eine Optimierung des Raffinationsverfahrens in Hinblick des Ansprechverhaltens von DBPC an. Ziel ist es, manche öleigene Oxidationsinhibitoren einzubehalten und ihre Effektivität durch DBPC-Zugabe zu erhöhen.

## 2.2. Thermische Stabilität

Die Oxidationsstabilität stellt nur eine Seite der Isolieröl-Leistungsfähigkeit dar. Ein Isolieröl muss die Lebensdauer eines Transformators bei den maximal zulässigen Öltemperaturen (mit oder ohne Gummisack) gewährleisten.

Es existieren keine Testmethoden für die Zuordnung von Mineralölen zu bestimmten Wärmeklassen. Weder der Flamm- noch der Brennpunkt kann eine Leistungsfähigkeit bei höherer Temperatur definieren. Die Schlamm- und Verharzungsbildung, Verhalten gegenüber Feuchtigkeit, sowie die Oxidationsrate oder die Bildung von korrosivem Schwefel beeinflussen die Tauglichkeit der Isolierflüssigkeit bei höheren Temperaturen.

IEC 60137 in Verbindung zu IEC 60076-1, IEC 60076-2 und IEC 60354 definiert die maximal zulässigen Öltemperaturen in Transformatoren:

90°C: Höchster Tagesmittelwert (Mittelwert von 24-stündigen Messungen)

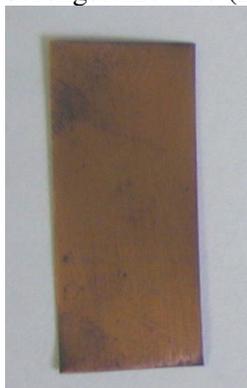
100°C: Höchste Temperatur bei normaler Last

115°C : Höchste Temperatur bei Notbetrieb

## 2.3. Korrosionsstabilität

In letzter Zeit erhöht sich die Anzahl von Hinweisen, die für eine nicht ausreichende Korrosionsstabilität von inhibierten und nicht inhibierten Ölen sprechen [1–4]. Dieser Fehler resultiert in der Bildung von leitfähigen Schichten von Kupfer(I)sulfid auf Isolierteilen. Dabei handelt es sich um Öle, die im Anlieferungszustand den Test mit Silberstreifen (18h, 100°C, DIN 51353) oder/und den Kupferstreifentest (19h, 140°C, ASTM D1275) bestehen.

Ein verlängerter Test mit Kupferstreifen mit Isolierpapier umwickelt (72h oder länger) führt zur Bildung von einem schwarzen Belag auf der Kupferoberfläche. Der Test ist viel empfindlicher, wenn er mit einem papierumwickelten Kupferstreifen als nur mit einem unumwickelten Kupferstreifen durchgeführt wird (**Fig.1**).



Öl mit Kupferstreifen



Öl mit Kupferstreifen umwickelt mit Isolierpapier

**Fig. 1: Ergebnisse aus dem verlängerten Kupferstreifentest mit und ohne Isolierpapier (72h, 140°C).**

Manche Öle, inhibiert oder nicht inhibiert, verursachen unter bestimmten Bedingungen Ablagerungen von Kupfer(I)sulfid auf dem Isolierpapier, die von innen nach aussen durch mehrere Papierlagen wachsen und auf diese Weise zu einer verminderten dielektrischen Festigkeit der Papierisolation mit folgendem Durchschlag führen können (**Fig. 2**).



**Fig. 2:** Kupfer(I)sulfid Schichten auf Wicklungspapier

Risikobehaftete Bedingungen können dabei sein:

- ✓ Nicht lackiertes Kupfer (Flachdraht)
- ✓ Höhere Umgebungstemperaturen und/oder hohe Last
- ✓ Limitierter Sauerstoffgehalt, der auf die Anwesenheit von Gummisack, oder aber auch auf Betriebsbedingungen zurückzuführen ist.

## 2.4. Oxidationsstabilität und Korrosion

In einem freiatmenden Transformator kann unter bestimmten Bedingungen mit Schlammabildung gerechnet werden. Schlamm bildet sich durch thermisch-oxidative Prozesse des Isolationssystems. Schlamm setzt sich auf Isolierteilen ab, enthält einen hohen Anteil an hoch oxidierten Schwefelverbindungen, kann zum Verstopfen der Kühlkanäle und Verzerrung des elektrischen Felds führen. Diese Art von Verunreinigung ist meistens oberflächlich und kann teilweise durch Wartungsverfahren, z. B. Ölregenerierung entfernt werden.

Das neue Phänomen der Korrosivität besteht in der Bildung der hoch leitfähigen, thermodynamisch stabilen Substanz Kupfer(I)sulfid, die durch die üblichen Instandhaltungsprozeduren nicht entfernt werden kann.

Die Anforderungen an Isolieröle hatten bis jetzt immer die hohe Oxidationsstabilität als Schwerpunkt. Die hohen Beanspruchungen unter hoher Last und wachsender MVA und kV pro Öleinheit in den heutigen Transformatoren können nur durch "High Grade" inhibierte Öle erfüllt werden. Für Transformatoren mit Gummisack sind auch weitere Anforderungen bezüglich der thermischen und Korrosionsstabilität gegeben.

Die Zugabe von Substanzen, die die Kupferoberfläche passivieren, die so genannten "Passivatoren", stellt eine mögliche Problemlösung dar. Die Transformatoren- und Ölindustrie wird in der nächsten Zeit ein Umdenken von einer "allgemeinen" zu einer "anwendungsspezifischen" Ölspezifikation erfahren müssen.

Der zukünftige Öltesting für Transformatorenanwendungen muss:

- ✓ Die Bedingungen in einem Transformator möglichst realistisch widerspiegeln
- ✓ "Realitätsnahe" Ergebnisse im beschleunigten Verfahren darstellen.

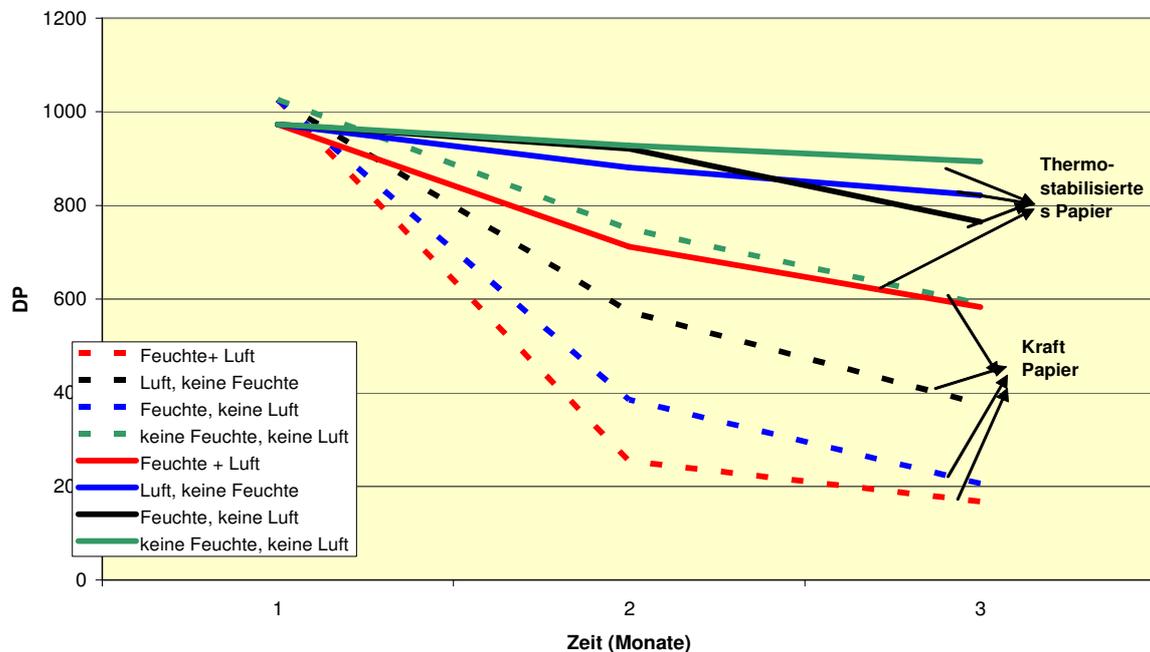
## 3. ISOLATION UND ALTERUNG

Die Alterung eines Transformators wird hauptsächlich durch drei Faktoren bedingt: Design und Materialien, Verunreinigungen im Isolationssystem und Betriebsbedingungen. Für die feste Isolierung, d.h. Papier und Pressspan, bedeutet dies eine Kombination aus mechanischer und dielektrischer Performance, die stark voneinander abhängig und synergistisch sind. Für die mechanische

Leistungsfähigkeit des Papiers sind der Dehnindex oder der Polymerisationsgrad, die stark durch die Alterung beeinflusst werden, ausschlaggebend. Die Kenntnis der Alterungsfaktoren und Mechanismen erlaubt die Verminderung der Alterungsprozesse durch gezielten Einsatz von Transformatorenmaterialien.

### 3.1. Einfluss von Feuchte und Luft

Feuchte und Luft (Oxidationsprozesse) haben einen wesentlichen Einfluss auf die Alterung von Kraft- und thermostabilisiertem Kraft-Papier [5-8] (Fig. 3). Dies bedeutet nicht nur, dass die mechanische Festigkeit des Papiers sehr schnell unter dem Einfluss von Feuchte und Luft herabgesetzt wird, sondern auch dass die Abbauprodukte eine wachsende Kontamination der kombinierten Fest-Flüssig-Isolierung darstellen und zu deren Schwächung verstärkt beitragen. Thermostabilisiertes Papier ist weniger empfindlich gegenüber Feuchte und Oxidation als normales Kraft-Papier. Dies gilt für Mineralöle und Esterflüssigkeiten gleichermaßen.



**Fig. 3:** Thermisches Verhalten von Kraft- und thermostabilisiertem Kraftpapier unter dem Einfluss von Luft und Feuchte bei 115°C im Mineralöl.

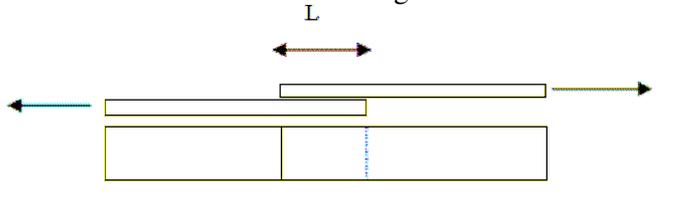
In Bezug auf die Lebensdauerabschätzung von Transformatoren ist “die dielektrische Lebensdauer des Isolationssystems” von wichtigerer Bedeutung als nur “die mechanische Lebensdauer des Papiers”.

### 4. BACKLACK DRILLEITER

Backlack Drilleiter werden durch die Beschichtung von lackierten Kupfer-Flachleitern mit Epoxyharzen im B-Stadium hergestellt. Im B-Stadium sind die Harze thermoplastisch, nach dem Verbacken erreichen sie das so genannte “thermosetting” Verhalten, d.h. die Wiedererweichungstemperatur ist höher als die Verbackungstemperatur. Das Ziel ist die vollständige Verklebung der Leiter zu einem Verbund während des üblichen Trocknungsprozesses im Werk. Dieser Verbund soll den Widerstand der Wicklung im Falle eines Kurzschlusses verbessern. Auf dem Markt existieren verschiedene Epoxyharze mit unterschiedlicher Glasumwandlungstemperatur und Verklebungseigenschaften.

#### 4.1. Test-Methoden zur Qualitätsicherung angewendet durch die Hersteller von Backlackdrilleitern

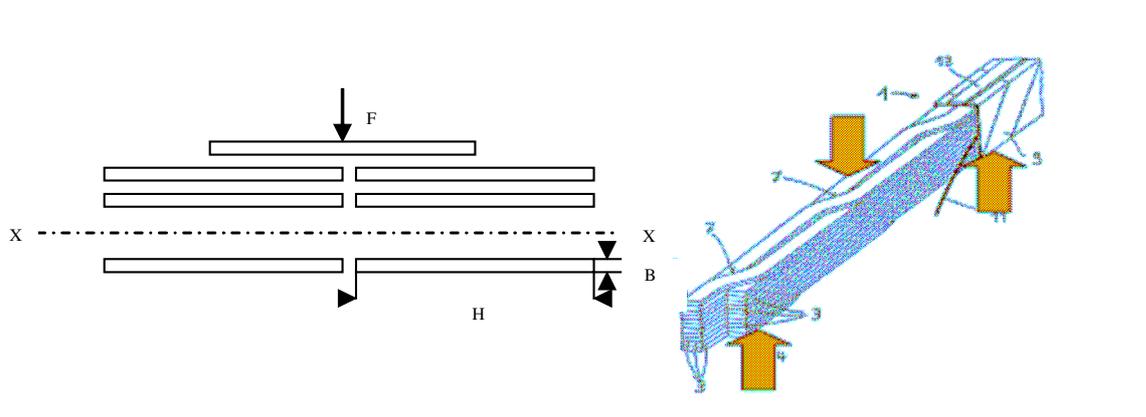
Diese Methoden basieren hauptsächlich auf der Bestimmung der Scherfestigkeit von zwei überlappten und verklebten Drilleitern bei Raumtemperatur – **Fig. 4**. Diese Testmethode erlaubt eine Aussage über Kohäsions- und Adhäsionskräfte des Epoxyharzes in Verbindung mit dem Kupferleiter, ist aber für das Verhalten der Wicklung beim Kurzschluss nicht ausschlaggebend.



**Fig. 4:** Scherfestigkeit Versuchsaufbau

#### 4.2. Testmethoden, die die Wicklungsbeanspruchung im Kurzschlussfall beschreiben

Die radiale Biegefestigkeit vom Backlackdrilleiterbündel stellt ein gutes Modell für die Wicklungsbeanspruchung im Kurzschlussfall dar (**Fig. 5**).



**Fig. 5:** Versuchsaufbau für die Untersuchung der radialen Biegefestigkeit für Backlack-Drilleiter

Als Maß für den Anstieg der Biegefestigkeit kann die Biegesteifigkeit (ein Produkt aus dem E-Modul und Flächenträgheitsmoment) verwendet werden. Diese Größe ist weitgehend von der Leitergeometrie unabhängig. Der Verfestigungsgrad ist das Verhältnis der Biegesteifigkeit des verbackenen Backlackdrilleiterbündels bei 25°C, entsprechend bei 105°C im Vergleich zur Biegesteifigkeit des nicht verbackenen Bündels bei 25°C.

Die Ergebnisse der Scherfestigkeit und radialer Biegefestigkeit unterscheiden sich wesentlich und sind nicht miteinander vergleichbar. Für die Endeneigenschaften der Wicklung, d.h. Kurzschlussfestigkeit, ist nicht nur die Glasumwandlungstemperatur, sondern auch das Verhalten des Backlacks während Aushärtung und Aufbereitung, d.h. Prozessparameter sehr wichtig.

### 5. SCHLÜSSE

- ✓ Die Oxidations-, sowie die thermische Stabilität und Korrosionsstabilität sind gleichermaßen wichtig für die Leistungsfähigkeit der Isolierflüssigkeit. Nicht nur die feste Isolierung, sondern auch die flüssige ist für die Lebensdauer eines Transformators ausschlaggebend. Die Einführung von verschärften Tests für korrosiven Schwefel ist notwendig.

- ✓ Die zukünftige Entwicklung der Anforderungen für Isolieröle soll anwendungsspezifisch und “realitätsorientiert” sein, d.h. sie muss unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit weiteren Trafomaterialien erfolgen.
- ✓ Zuverlässige Testmethoden erlauben die Wahl von Backlackdrilleiter-Typen, die die Wicklungsbeanspruchung im Kurzschlussfall widerspiegeln.
- ✓ Kenntnis in der Werkstoffkunde ist unabdingbar bei der Transformatorenherstellung. Weitere Entwicklungen im Trafodesign sind sehr eng an die Möglichkeiten und Grenzen der Trafomaterialien gekoppelt. Zuverlässige Transformatoren sind ein Ergebnis aus geprüftem Design, qualifiziertem Herstellungsprozess und der richtigen Wahl der Materialien für die gewünschte Anwendung.

## 6. LITERATUR

- [1] Siemens Presentation at ABINEE, Workshop on Corrosive Sulphur in Oil, June 2-3 2005, Sao Paulo, Brasil
- [2] ABB Presentation at ABINEE, Workshop on Corrosive Sulphur in Oil, June 2-3 2005, Sao Paulo, Brasil
- [3] Doble Presentation at ABINEE, Workshop on Corrosive Sulphur in Oil, June 2-3 2005, Sao Paulo, Brasil
- [4] Areva Presentation at ABINEE, Workshop on Corrosive Sulphur in Oil, June 2-3 2005, Sao Paulo, Brasil
- [5] I. Höhle, A. J. Kachler, Ageing and Diagnostics of Free Breathing Transformers. Effect of Oil, Air and Moisture, Proc. Int. Conference Bydgoszcz, Poland, May 17-20, 2005.
- [6] A. J. Kachler, I. Höhle, “Ageing of Cellulose at Transformer Service Temperatures, Part 1. Influence of Type of Oil and Air on the Degree of Polymerisation of Pressboard, Dissolved Gases and Furanic Compounds in Oil”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 21, March/April 2005, pp 15-21.
- [7] I. Höhle, A. J. Kachler, “Ageing of Cellulose at Transformer Service Temperatures, Part 2. Influence of Moisture and Temperature on Degree of Polymerisation and Formation of Furanic Compounds in Free Breathing Systems”, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 21, Sept./Oct. 2005, pp. 20-24.
- [8] I. Höhle, A. J. Kachler et al., “Diagnostics and Maintenance as Prerequisites for Transformer Reliability”, Cigre SC A2 Colloquium, Moscow, Russia, June 20-24, 2005.

# Leistungstransformatoren in Hermetikerausführung

## Reduzierte Wartung und Alterung im Vergleich zu konventionellen Leistungstransformatoren

Dipl.-Ing. Ing. Frank Hofmann  
Dipl.-Ing. (FH) Manfred Argus  
AREVA Energietechnik GmbH  
Bereich Schorch Transformatoren

### Einleitung

Leistungstransformatoren sind bedeutende Komponenten im Energieübertragungsnetz. Ziel ist es, eine möglichst lange Lebensdauer dieser Betriebsmittel zu erreichen. Dies lässt sich vor allem dann realisieren, wenn es durch geeignete konstruktive Maßnahmen gelingt, den Kontakt zwischen dem Isolieröl und Sauerstoff sowie Feuchtigkeit zu vermeiden.

Im folgenden Beitrag werden verschiedene konstruktive Möglichkeiten vorgestellt. Besonders wird hierbei auf den Leistungstransformator in Hermetikerausführung eingegangen. Anschließend werden weitere positive Aspekte wie die Wartungsarmut und die ökologischen Vorteile dieses Transformatorenkonzeptes beschrieben.

Abschließend wird ein Ausblick auf weitere Entwicklungsschritte gegeben.

### Alterung von Transformatoren

Die Lebensdauer von Öltransformatoren wird im wesentlichen durch die Alterung der Isolationsmaterialien Papier und Öl bestimmt. Einflussparameter der Alterung sind neben der Temperatur - und damit der Belastung des Transformators - der Wasser- und Sauerstoffgehalt im Isolieröl. Hierbei altert das Papier schneller als das Isolieröl. Abbildung 1 zeigt den Einfluss der Papierfeuchte auf die Alterungsgeschwindigkeit des Papiers.

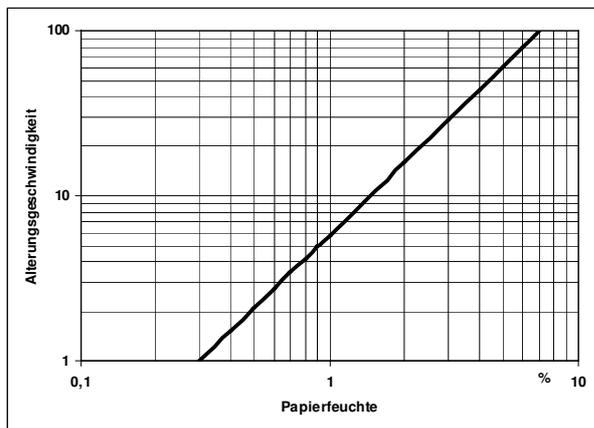


Abbildung 1: Einfluß der Restfeuchte auf die Alterungsgeschwindigkeit der Zellulose (Quelle: WEIDMANN)

Entscheidend für die Papieralterung ist das Vorhandensein von Wasser und Sauerstoff. Die Maßzahl für die Beurteilung des Alterungszustandes der Zellulose ist der Depolymerisationsgrad (DP-Grad). Der DP-Grad beschreibt die mittlere Anzahl der zusammenhängenden Glucoseringe in der Zellulose. Neues Papier weist einen DP-Grad von etwa 1200 auf. Bei DP-Graden von 250-300 ist das Lebensdauerende des Isolierpapiers erreicht. Das Papier verliert dabei seine mechanische Festigkeit. Bereits bei relativ geringen mechanischen Belastungen

kann das Isolierpapier reißen. Infolgedessen kann es zu einem dielektrischen Versagen, d.h. zum Ausfall des Transformators kommen.

Bei der Depolymerisation unterscheidet man drei unterschiedliche Prozesse: die Pyrolyse, die Oxidation und die Hydrolyse. Zersetzungsprodukte dieser Reaktionen sind neben Kohlenmonoxid und Kohlendioxid auch Glucose und vor allem Wasser. Das heißt, Wasser ist Ausgangsstoff und Reaktionsprodukt gleichzeitig. Daher ist ein geringer Wassergehalt in der Zellulose das A und O für eine lange Lebensdauer eines Transformators.

Konstruktiv gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Feuchtigkeitsaufnahme des Isolieröls zu begrenzen. Die einfachste und kostengünstigste Möglichkeit ist die Anbringung von Luftentfeuchtern in der Zuleitung des Dehngefäßes. Hierbei wird jedoch nur der im Dehngefäß befindlichen Luft ein Teil der Feuchtigkeit entzogen. Die Wirksamkeit der Luftentfeuchter hängt im starken Maße von dem regelmäßigen Austausch der eigentlichen Trocknungsvorlage ab.

Ferner kann das Dehngefäß innen mit einem Gummisack ausgestattet werden, der die Verbindung des Öls mit der Luft verhindert. Diese Lösung ist mit höheren Kosten verbunden. Zusätzlich wird ein Luftentfeuchter benötigt. Bei der Verwendung eines Hydrokompensators ist die Ermittlung des exakten Ölfüllstandes schwierig und das Handling bei notwendigen Ölarbeiten ist umständlicher. Ferner hat der Gummisack eine deutlich geringere Lebensdauer als der Transformator - nur ca. 10-12 Jahre.

Die effektivste Methode ist, den Kontakt des Öls mit der Umgebungsluft gänzlich zu vermeiden, auf ein Ölausdehnungsgefäß komplett zu verzichten und den Transformator hermetisch zu verschließen. Dieses Prinzip wird im Weiteren genauer beschrieben.

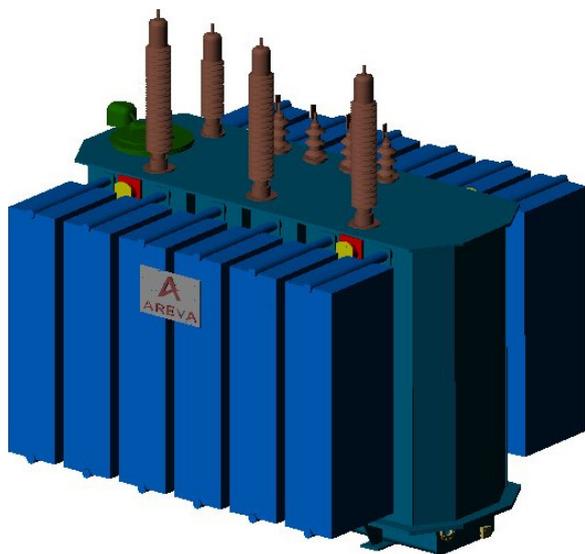


Abbildung 2: CAD-Modell Hermetiktransformator

Bei der Fertigung von Leistungstransformatoren wird durch optimierte Trocknungsprozesse die Feuchtigkeit in der Papierisolation weitestgehend entfernt. Die Trocknung der fertigen Aktivteile erfolgt unter Vakuum bei einer Temperatur von etwa 120 °C. Die der Trocknung folgenden Prozesse sind dahingehend optimiert, dass die erneute Feuchtigkeitsaufnahme möglichst vermieden wird (Nachspannen des Aktivteils, Einbau in den Kessel). Nach dem Einbau des Aktivteils in den Kessel wird der Transformator dicht geflanscht und auf ein Vakuum < 10 mbar gebracht. Dann erfolgt vom Kesselboden her steigend die Füllung des Kessels mit getrocknetem Öl. Somit ist eine Feuchtigkeitsaufnahme nahezu ausgeschlossen und man spricht von einem trockenen Aktivteil. Der typische Wert der Restfeuchte im Papier liegt bei etwa 0,5%.

## Konstruktiver Aufbau eines Hermetik-Leistungstransformators

Hermetisch abgeschlossene Verteilungstransformatoren sind seit langer Zeit erfolgreich im Einsatz. Das benötigte, vergrößerte Ölvolumen bei steigender Temperatur wird hierbei von den Wänden des Kessels aufgenommen. Diese Wände sind als sogenannte Wellwände ausgebildet und dienen neben der Ölaufnahme gleichzeitig auch zur Kühlung des Transformators. Da die Herstellung solcher Wellenwände in der Höhe und Wellentiefe beschränkt ist, kommt eine Anwendung aufgrund der größeren Ölvolumina und der höheren abzuführenden Verluste für Leistungstransformatoren nicht in Frage. AREVA hat gemeinsam mit dem Hersteller von Kühlradiatoren, der Firma Menk Apparatebau GmbH, Bad Marienberg, einen sogenannten Dehnradiator entwickelt. Dieser Radiator arbeitet nach dem gleichen Prinzip wie die Wellwandkessel. Durch ein bestimmtes Schweißverfahren kann der Radiator eine bestimmte Menge Öl als Dehnvolumen aufnehmen. Umfangreiche Langzeittests in Anlehnung an die Norm der Wellwandkessel haben die Funktionstüchtigkeit der Dehnradiatoren auch im Langzeitbetrieb nachgewiesen.

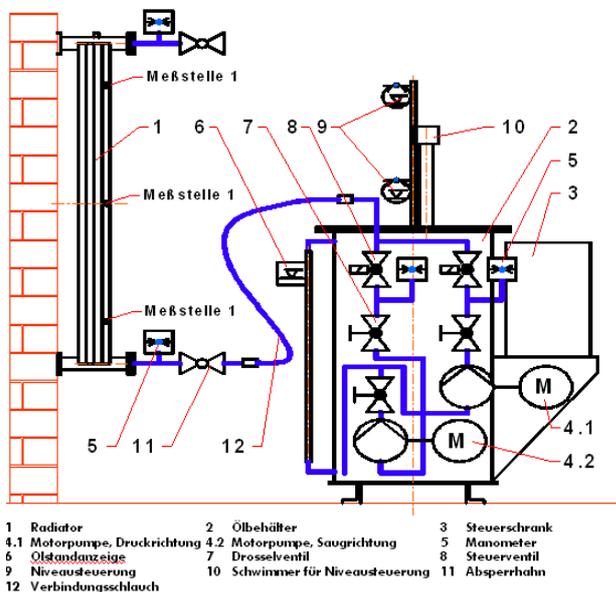


Abbildung 3: Versuchsaufbau für die Langzeittests an Dehnradiatoren

Mit diesen Radiatoren wurde eine Lösung gefunden, die den Wegfall des Dehngefäßes erlaubt und so den hermetischen Abschluss eines Leistungstransformators möglich macht.

Die Auslegung der Dehnradiatoren ist so bemessen, dass der Transformator im Betrieb mit Bemessungsleistung mit einem leichten Überdruck im Kessel arbeitet. Sollte die Belastung des Transformators oder die Außentemperatur stark sinken, geht das System in den leichten Unterdruck. Tests im Labor und im Leistungsprüffeld haben gezeigt, dass bei den hier entstehenden Unterdrücken die dielektrische Festigkeit der Öl-Papierisolation nur unbedeutend abnimmt und daher eine Gefährdung des Transformators im kalten Zustand ausgeschlossen ist.

Die Grenzen der Anwendbarkeit dieses Systems hängen von den abzuführenden Verlusten, dem benötigten Dehnvolumen und der Umgebungstemperatur ab. Theoretisch ist für alle ONAN- und ONAN/ONAF-Transformatoren eine Hermetikausführung denkbar.

Jedoch übersteigt bei bestimmten Konstellationen der genannten Parameter die Anzahl der benötigten Dehnradiatoren die erforderliche Kühlfläche und damit steigt der Platzbedarf

für den Transformator. Doch auch in diesen Fällen erhält der Betreiber einen wartungsarmen Transformator mit deutlich reduzierten Life-cycle-cost.

Ein besonderes Augenmerk bei der Entwicklung des Hermetiktransformators wurde auf das Schutzkonzept gelegt. Die bewährten Schutz- und Überwachungssysteme konventioneller Transformatoren wurden übernommen und an den Hermetiktransformator angepasst. Das Ölvolumen des Schalters dehnt sich in einem separaten Dehnradiator aus. Die geeignete Dimensionierung des Transformators und der Dehnradiatoren stellt sicher, dass der Druck im Schaltergefäß immer etwas höher ist als im Kessel. Damit ist eine sichere Funktion des Schalters gewährleistet und eine Beschädigung des Schalters ausgeschlossen. Beide Ölräume werden durch Überdruckventile überwacht. Arbeitet der Transformator im Unterdruck, so kann auch im Fehlerfall kein Öl austreten.

Um die Wahrscheinlichkeit von Ölleckagen so gering wie möglich zu halten, werden sämtliche Schieber durch Kugelhähne ersetzt. Ein spezielles Ventil an den Ölprobeentnahmen sorgt dafür, dass Ölproben immer nur im Überdruckbereich gezogen werden können.

Die Erwärmung des Transformators wird über die Messung der Öltemperatur in einer Thermometertasche auf dem Deckel überwacht. Diese Temperatur bestimmt auch den Schaltzeitpunkt für die Lüftersteuerung, sofern es sich um einen Transformator mit der Kühlungsart ONAF handelt.

Durch die Erwärmung der Umschaltwiderstände im Stufenschalter entstehen in der Schaltkammer betriebsbedingt Gase. Damit diese Gase nicht zu einem unzulässig hohen Druck im Schaltergefäß führen, muss dieser Vorgang überwacht werden. Hierzu wird an den Ölraum des Stufenschalters ein Zweischwimmerbuchholzrelais angeschlossen. Über den oberen Schwimmerschalter wird ein Magnetventil gesteuert, das kleinere Gasmengen abbläst und anschließend wieder schließt. Bei einem Fehler im Stufenschalter entsteht kurzzeitig eine große Menge Gas. Dieses Gas führt über den zweiten Schwimmerkontakt zur Abschaltung des Transformators.

Die Überwachung etwaiger Gasentwicklungen im Transformator übernimmt ebenfalls ein Buchholz-Relais. Hier wird der erste Kontakt zur Warnung, der zweite zur Abschaltung des Transformators benutzt.

Ein weiterer Vorteil des Hermetiktransformators besteht darin, dass er extrem wartungsarm ist. Da keine Luftentfeuchter benötigt werden, ist ein Austausch der Trocknungsvorlage nicht notwendig.

Um das Konzept eines wartungsfreien Transformators weiter zu verfolgen, werden Hermetiktransformatoren grundsätzlich mit einem Stufenschalter mit Vakuumschaltkammer ausgestattet. Dieser Schaltertyp erzeugt bei einem Schaltvorgang keinerlei Schadgase und der Abbrand der Schalterkontakte ist reduziert. Eine Wartung solcher Schalter ist erst nach ca. 150.000 Schalthandlungen erforderlich. Das entspricht je nach Anwendung einem Wartungsintervall von 15 Jahren.

Durch diese Maßnahmen lassen sich die Life-cycle-cost eines Hermetiktransformators gegenüber einem Transformator konventioneller Bauart deutlich reduzieren. Untersuchungen haben gezeigt, dass durch den Einsatz des Hermetikkonzeptes Kosteneinsparungen bis zu zweistelligen Prozentsätzen - bezogen auf die Gesamtlebensdauer des Transformators - möglich sind.

Der Wartungsaufwand vor allem bei ONAF gekühlten Transformatoren lässt sich durch den Einsatz moderner Monitoringsysteme mit integrierter Steuerungsfunktion zusätzlich reduzieren. Diese Systeme sorgen zum Beispiel für eine gleichmäßige Auslastung der Lüfter, was zu einem homogenen Lebensdauerverbrauch und damit längeren Wartungsintervallen führt.

Um möglichst keine zusätzlichen Radiatoren für die Ölausdehnung zu benötigen, wird das Kesseldesign auf ein minimales Ölvolumen optimiert. Dadurch kann die Ölauffangwanne in der Schaltanlage entsprechend kleiner gebaut werden. Die notwendige Breite der Wanne wird über die sogenannte Ersatzölsäule bestimmt.

Der Wegfall von Rohrleitungen, Luftentfeuchtern und Dehngefäß ermöglicht einen reduzierten Materialeinsatz bei der Fertigung von Hermetiktransformatoren. Die Materialverringerung und das reduzierte Ölvolumen zusammen mit der konsequenten Verwendung von Wasserlack und Zinkstaubfarbe zur Sicherstellung des Korrosionsschutzes machen den Hermetiktransformator zu einem ökologisch verbesserten Produkt.

### **Betriebserfahrungen**

Der erste von AREVA gelieferte Hermetik-Leistungstransformator ist im Jahre 2002 in Betrieb gegangen. Seit dieser Zeit läuft der Transformator störungsfrei. Gemeinsam mit dem Anlagenbetreiber wurde entschieden, diesen Transformator mit einem Monitoringsystem auszustatten und in regelmäßigen Abständen Ölproben zu entnehmen, um die theoretischen Werte an Hand von aktuellen Messungen zu verifizieren.

Die ersten Gas-in-Öl-Analysen zeigen keinerlei erhöhte Konzentration von Schadgasen im Öl und bestätigen eindeutig die nicht vorhandene Alterung. Der Anteil des im Öl gelösten Sauerstoffs lag deutlich unter dem Wert vergleichbarer Transformatoren mit ähnlichen Betriebsbedingungen. Der gemessene niedrige Wassergehalt des Öls zeigt, dass der Transformator von außen keinerlei Feuchtigkeit aufgenommen hat.

Insgesamt hat AREVA Schorch bislang 39 Leistungstransformatoren von 10 MVA Einphasentransformatoren bis zu 80 MVA Dreiphasen-Einheiten in Hermetikausführung geliefert. Diese Aggregate laufen seit ihrer Inbetriebnahme störungsfrei.



Abbildung 4: 40 MVA, 110 kV Hermetiktransformator, Kunde: E.ON Westfalen Weser AG

Aufgrund der positiven Betriebserfahrungen wird das Konzept derzeit erweitert. Zur Zeit laufen Untersuchungen über die Anwendbarkeit bei Transformatoren mit einer Nennleistung von 200 MVA und einer Nennspannung von 400 kV.

### **Zusammenfassung und Ausblick**

Leistungstransformatoren sind gehören zu den kapitalintensiven Betriebsmitteln in Energieübertragungsnetzen. Daher sollen sie möglichst lange und ohne Ausfall in Betrieb bleiben. Wesentliches Kriterium ist, die Alterung der Öl-Papier-Isolation durch einen hermetischen Abschluss positiv zu beeinflussen. Unter den verschiedenen konstruktiven Möglichkeiten hat sich das Hermetikkonzept mit Dehnradiatoren als sehr effektiv erwiesen. Das zeigen die positiven Betriebserfahrungen.

Ein entscheidendes Kriterium bei der Auslegung von Leistungstransformatoren ist die so genannte Heißpunkttemperatur. Hierbei handelt es sich um die Temperaturdifferenz zwischen der Wicklungstemperatur und der Umgebungstemperatur. In den gängigen Normen werden heute 105 °C für die mittlere Wicklungstemperatur und 118 K für den Heißpunkt festgesetzt. Bei diesen Grenzwerten sind Papier und Pressspan als Isoliermedium und die theoretische Alterung des Isolationssystems unter Vorhandensein von Wasser und Sauerstoff vorausgesetzt. Würde man nun im Bereich der Heißstellen innerhalb der Wicklungen höher temperaturbeständiges Material einsetzen und den hermetischen Abschluss gegenüber Feuchtigkeit und Sauerstoff berücksichtigen, so könnte man innerhalb des Transformators höhere Temperaturen zulassen, ohne dass der Transformator eine beschleunigte Alterung aufweisen würde. Dies kann zum einen dazu genutzt werden, das aktive Material im Transformator zu reduzieren und somit einen kostengünstigen Transformator zu bauen. Zum anderen kann die höhere Temperaturbeständigkeit für eine kontrollierte längere Überlast des Transformators genutzt werden. Diese Punkte sind jedoch nur möglich, wenn sie bei der Auftragsverhandlung zwischen Kunde und Transformatorenhersteller vereinbart werden.

Um den ökologischen Gedanken beim Hermetiktransformator weiter fortzuführen, erscheint der Einsatz von biologisch abbaubarem Öl sinnvoll. Dies hat den Vorteil, dass für den sehr unwahrscheinlichen Fall einer Undichtigkeit mit Ölaustritt keine Wassergefährdung auftreten kann. AREVA wird hierüber zu einem späteren Zeitpunkt berichten.

# HGÜ-Transformatoren

*Th. Hammer*

*Siemens AG, Transformers  
Director Technology / Innovation*

**Zusammenfassung:** Der Entwurf und die Herstellung von HGÜ-Transformatoren und Glättungsdrosseln für hohe Gleichspannungen ist immer noch etwas Besonderes und es gibt nur wenige Anbieter am Markt.

Diese Abhandlung analysiert die Bauteile von HGÜ-Transformatoren und Drosseln im Detail und zeigt den Einfluss der Gleichspannungsanteile auf.

Der Kern ist sehr ähnlich dem normaler Drehstromtransformatoren, da er die gleichen physikalischen Anforderungen erfüllen muss. Bei der Auslegung müssen allerdings zusätzliche Bedingungen wie Gleichstromanteile berücksichtigt werden, die den Kern übersättigen und möglicherweise überhitzen, den Geräuschpegel und das Geräuschspektrum ändern können.

Die Wicklungen von HGÜ-Transformatoren sind auch ähnlich wie die von Drehstromtransformatoren ausgeführt. Die Berücksichtigung von Zusatzverlusten durch oberwellenbehafteten Strom sind bei der Trafoauslegung übliche Praxis.

Eine Besonderheit sind Ventilwicklungen. Sehr hohe Prüfspannungen in Verbindung mit einer niedrigen Windungszahl sind eine Herausforderung.

Die Isolierung zwischen Netz- und Ventilwicklungen und zur Erde sowie die Leitungsausführung der Ventilseite und der Durchführungen ist anders als bei Drehstromtransformatoren. Feldbilder für Wechselspannungs-, Gleichspannungsprüfung und Umpolung beschreiben das technische Problem genauer.

Die Qualitätskontrolle mit den Elementen Materialauswahl und -prüfung und Komponentenspezifikation und -test muss sehr sorgfältig durchgeführt werden.

Besonderes Augenmerk muss auf die Auslegung der Leitungsführung der Ventilwicklung und der Ventildurchführung unter Berücksichti-

gung der unterschiedlichen Beanspruchungen und der örtlichen Gegebenheiten gelegt werden.

Die Prüfung von HGÜ-Transformatoren ist in Normen und Kundenspezifikationen geregelt.

Der Herstellungsprozess von HGÜ-Transformatoren weicht teilweise von dem von Drehstromtransformatoren ab. Einige Unterschiede werden nachfolgend beschrieben.

**Index:** Ventildurchführung, HGÜ, Leitungsführung, Magnetkreis, Herstellung, Test, Transformator, Ventilwicklung

## 1. Einführung

Die ersten kommerziellen HGÜ-Anlagen wurden vor ungefähr 40 Jahren errichtet.

Zu dieser Zeit bis in die siebziger Jahre hinein war bei steigenden Gleichspannungspegeln die Entwicklung solcher Transformatoren mehr oder weniger immer ein FuE-Projekt. Heute, nach Jahrzehnten mit Design- und Betriebserfahrung, ist die Entwicklung dieser Produkte besser in die Designprozesse integriert. Computerprogramme zur Feldberechnung der verschiedenen Spannungsformen sind vorhanden. Das Wissen über die eingesetzten Materialien ist größer geworden.

Trotz aller Verbesserungen müssen grundsätzliche Unterschiede zwischen HGÜ- und normalen Drehstromtransformatoren beachtet werden:

- Die Isolierung gegen Erde und zwischen Netz- und Ventilwicklung muss für eine kombinierte Wechsel- und Gleichspannungsbeanspruchung ausgelegt werden.
- Die Ventilwicklungen, besonders die in Stern geschalteten Wicklungen mit einer geringen Windungszahl, müssen mit Spannungen geprüft werden, die zum Schutzpegel der Gleichspannungsseite gehören und nicht zum AC-Pegel der Wicklung passen.
- Der oberwellenbehaftete Strom verursacht Verluste in verschiedenen Bauteilen.

- Gleichströme in den Ventilwicklungen beeinflussen das Betriebsverhalten des Kerns. Im Folgenden werden einige Besonderheiten in der Auslegung, Fertigung und Prüfung erörtert.

## 2. Auslegung des Kerns

Große HGÜ-Transformatoren sind normalerweise Einphasentransformatoren. In Abhängigkeit von Betriebsspannung und Transportbedingungen beträgt die Schenkelleistung bis zu 200 MVA. Es kommen Kerne mit zwei bewickelten Schenkeln zum Einsatz, wobei zwei gleiche Ventilwicklungen parallel oder ein Schenkel mit Dreieck- und ein Schenkel mit Sternventilwicklung ausgerüstet ist. Als Kernmaterial wird normales kornorientiertes Blech eingesetzt. Einige Kunden bevorzugen auch gelasertes Material, um die Leerlaufverluste gering zu halten..

Die Schichtung der Bleche entspricht der von normalen Wechselstromtransformatoren. Step-Lap-Schichtung ist Stand der Technik (Bild 1).

Die Kühlung des Kerns verlangt mehr Aufmerksamkeit. Die Sättigung des Kerns lässt sich nicht vollständig vermeiden, da Gleich- und Wechselrichterstation asymmetrisch sind und der Beeinflussung des Gleichstromanteils der durch die Wicklungen fließen kann, technische Grenzen gesetzt sind.

Einige Ampere Gleichstromstromanteil können die Leerlaufverluste um bis zu 20% und die Kerngeräusche um bis zu 22 dB erhöhen.



Bild 1: Step-Lap-Schichtung

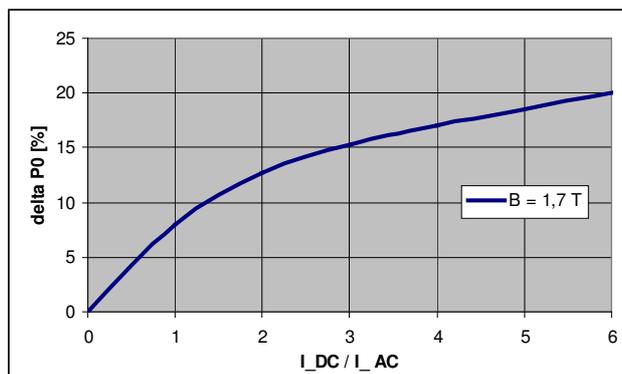
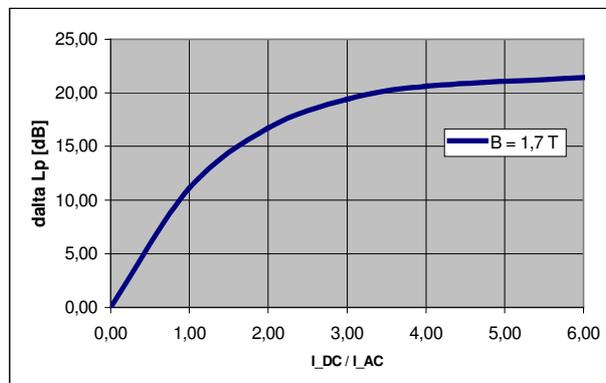


Bild 2: Zunahme der Leerlaufverluste bei kleinen Gleichströmen

Bild 2 zeigt den prozentualen Anstieg der Leerlaufverluste in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gleichstromanteils zum Nennstrom (AC) bei einer typischen Kerninduktion von 1,7 T. Nach einem nichtlinearen Anwachsen für kleine Gleichströme bis ca.  $I_{DC}/I_{AC} = 3$  wachsen die Verluste bei höheren Anteilen linear.

Bild 3 zeigt den dazugehörigen Anstieg des Geräuschpegels. Auch hier ist zu erkennen, dass das Verhalten Sättigungscharakter hat. Ebenso ist festzustellen, dass bereits kleine Gleichstromanteile zu



beträchtlichen Erhöhungen des Geräuschpegels führen.

Bild 3: Zunahme des Geräuschpegels bei kleinen Gleichströmen

Zusätzliche Verluste bei leichtem Oberwellenanteil in Wechselrichterstationen sind gut bekannt und stellen insoweit keine Besonderheit dar. Der damit verbundene erhöhte Leerlaufverlustanteil ist kleiner als 2%.

### 3. Wicklungen

Die Netzwicklung in HGÜ-Transformatoren unterscheidet sich nicht von denen konventioneller Transformatoren. Die Auslegung erfolgt so, dass die Wicklung den Beanspruchungen des Wechselspannungsnetzes standhält. Die Isolation zwischen der Netz- und der Ventilwicklung unterscheidet sich aber, da alle Beanspruchungen, die zur Gleichspannungsseite gehören, berücksichtigt werden müssen.

Die Ventilwicklungen, besonders die Wicklung an der Hochspannungsseite der Gleich- oder Wechselrichterstation ist speziell. Gewöhnlich benötigt die in Stern geschaltene Ventilwicklung besondere Aufmerksamkeit. Die AC-Nennspannung für eine 500 kV HGÜ-Übertragung beträgt ungefähr 200 kV. Die Prüfspannungen dieser Wicklung gehören aber zum Schutzpegel für 500 kV Gleichspannung, sind also signifikant höher. Die Wicklung wird von beiden Seiten gestoßen, wobei das andere Ende jeweils geerdet ist. Manchmal werden auch beide Enden miteinander verbunden und gestoßen (Potentialstoß). Bei dieser Prüfung entstehen in der Wicklung Stoßspannungsverteilungen, die sich grundsätzlich von denen mit geerdeter Klemme unterscheiden. Die Oberwellen im Strom verursachen in der Ventilwicklung zusätzliche Verluste. Das Wickelkupfer muß daher sorgfältig ausgewählt werden. Gewöhnlich werden deshalb Drilleiter eingesetzt.

Eine typische Lösung für Wicklungen mit hohen Blitzstoßspannungspegeln sind verschachtelte Wicklungen. Der wesentliche Nachteil besteht in der sehr hohen Anzahl von Lötstellen und in der Tatsache, dass der Einsatz von Flachdrähten zu wesentlich höheren Zusatzverlusten führt. Eine bessere Lösung stellen Designs mit Drilleitern und einem speziellen Wicklungseingang (Bild 4a) oder Steuerleitern (Bild 4b) dar.

Bei beiden Lösungen handelt es sich um Lösungen, die von Siemens patentiert sind. Im Arbeitsleiter befinden sich dabei nur wenige oder gar keine Lötstellen, die Herstellzeiten sind kurz und die Zusatzverluste durch Stromoberwellen können minimiert werden.

Da die Kurzschlussspannungen bei HGÜ-Transformatoren nur sehr kleine Toleranzen haben dürfen, werden solche Wicklungen mit einer Toleranz von  $\pm 0,2$  mm in Länge und Durchmesser gefertigt.

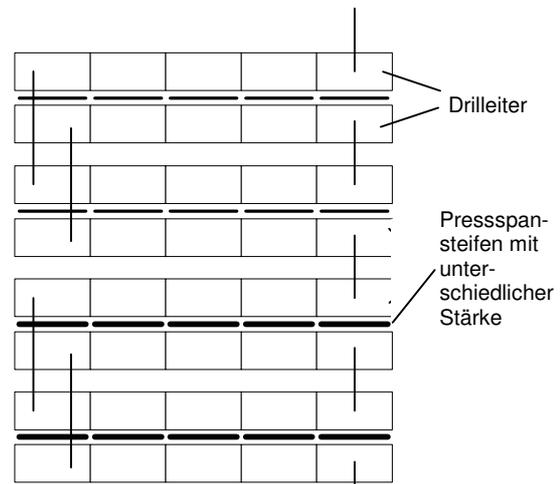


Bild 4a: Axial verschachtelte Drilleiterwicklung

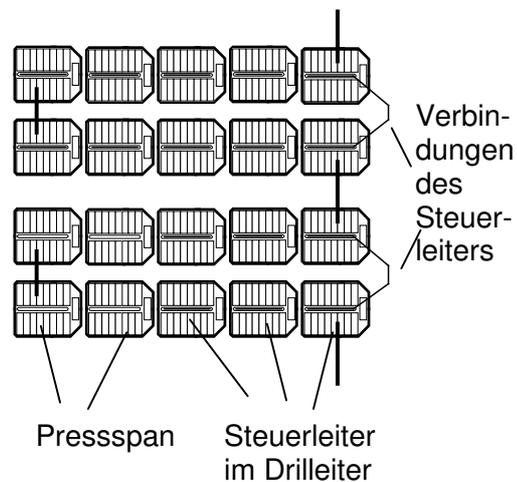


Bild 4b: Steuerleiter im Drilleiter

### 4. Leitungsführung (Ventilseite)

Die Wicklungsenden müssen an die Durchführungen angeschlossen werden. In Abhängigkeit vom Trafotyp und der Aufstellposition in der Ventilhalle gibt es dafür verschiedene Lösungen.

Bild 5 zeigt die Anordnung der Ventildurchführungen für einen Yd/Yy Einphasentrafo an der Längsseite des Kessels.

Bild 6 zeigt die Anordnung der Ventildurchführungen für einen Yd/Yy Einphasentrafo an der Stirnseite des Kessels.

Bild 7 zeigt die Anordnung der Ventildurchführungen für einen Yy Einphasentrafo an der Stirnseite des Kessels.

Bild 5: 397 MVA Yd/Yy Einphasentrafo für Indien.



Bild 6: 345 MVA Yd/Yy Einphasentransformator für China



Bild 7: 283,7 MVA Yy Einphasentransformator für China

Für den Designer ist die Leitungsführungsgeometrie immer unterschiedlich. Die Isolation der Kupferelektrode ist aus Pressspan gefertigt und als Barriersystem ausgeführt (Bild 8).



Bild 8: Anordnung der Leitungsführung der Ventilseite eines 345 MVAYd/Yy Einphasentransformator

Das an das Wicklungsende angeschlossene Ende der Leitungsführung muß in das dort vorhandene Barriersystem passen. Das an die Durchführung angeschlossene Ende muß zum Ölteil der Durchführung passen. Der Isolationsaufbau mit den zugehörigen Preßspannteilen muß dabei für AC, LI, SI, DC und DC Umpolprüfung dimensioniert werden. Für die Verteilung bei Gleichspannung ist der Widerstand der Materialien maßgebend (Bild 9 a), bei AC, LI und SI verteilt sich die Spannung nach den Kapazitätsverhältnissen (Bild 9 b)

Der Widerstand der Materialien ist auch von der Feldstärke und der Temperatur der Materialien ab, wobei sich die unterschiedlichen Materialien unterschiedlich verhalten.

Zur Gestaltung des Isolationssystems sind deshalb eine ganze Reihe von Optimierungsrechnungen erforderlich.



Bild 9 a)b) Feldbild bei DC und AC

## 5. HGÜ-Durchführungen

Moderne Durchführungen für die Ventilseiten von HGÜ-Trafnsformatoren haben folgende Anforderungen zu erfüllen:

- Erfüllung aller Anforderungen der IEC 62199
- Keine Ölfüllung auf der Seite der Ventilhalle
- Sehr hohe Anforderungen an Kriechstrecken auf der Außenseite

Die Länge solcher Durchführungen kann bis zu 9,5 m betragen, die Kriechstrecke kann bis 24 m lang sein.

## 6. Prüfung von HGÜ-Transformatoren

Den Prüfungen von HGÜ-Transformatoren im Herstellerwerk liegt immer eine Kundenspezifikation zu Grunde. Diese basiert auf IEC 61378-2 und/oder IEEE C57.129 und beinhaltet zusätzliche spezielle Anforderungen des Kunden. Die Prüffeldausrüstung muss über passende AC- und Impulsgeneratoren verfügen. Weiterhin sind DC-Quellen erforderlich, die eine Umpolung in 60 sec. ermöglichen. Die Prüfhalle sollte für die TE-Messung geeignet geschirmt sein.

Die Prüfungen sind zeitaufwendig, nachdem auch zusätzliche „Routine“-Prüfungen wie Warmlauf, 12-Stunden-Leerlaufstest, Messung der elektrostatischen Aufladung bei jeder Einheit und weitere Prüfungen erforderlich sind.

## 7. Herstellung

An die Herstellung von HGÜ-Transformatoren sind einige Anforderungen zu stellen, die jedoch von modernen Transformatorenfabriken erfüllt werden:

- hohe Sauberkeit
- moderne Wickelmaschinen, die die Fertigung mit engen Toleranzen erlauben
- moderne Kernschneidanlagen
- Vapourphase-Trocknungsanlagen
- staubfreie Ausrüstung (auch Kräne)
- staubfreie Kessel
- hohe Qualität der zugelieferten Materialien und staubfreie Lagerung
- hohe Qualität der Instandhaltung der Ausrüstung
- ausgebildete Arbeitskräfte zur Gewährleistung der engen Toleranzen in allen Herstellungsprozessen

## 8. Referenzen

1. IEC 61378-2
2. IEC 62199
3. IEEE C57.129
4. Dr. Klaus Eckholz:  
HGÜ-Transformatoren - Stand der Technik; 2001
5. Peter Heinzig:  
Entwicklung von Leistungstransformatoren, TLM-Symposium Siemens AG; 2002

# Querregeltransformatoren – Lastflussregelung im liberalisierten Markt

Dr. Dietrich Bonmann  
 ABB AG Geschäftsbereich Energietechnik – Transformatoren  
 Lohfelderstr. 19-21, 53604 Bad Honnef

## 1 Einführung

Im liberalisierten Markt kommt es durch geänderte ökonomische Anreize zu Verlagerungen in der Erzeugung der elektrischen Leistung. Zudem nimmt der Energiehandel auch über größere geografische Entfernungen zu. Die bestehenden elektrischen Netze erfahren dadurch Lastflussverteilungen, für die sie zur Zeit ihrer Planung nicht ausgelegt wurden. Querregeltransformatoren sind erprobte Betriebsmittel zur Steuerung von Lastflüssen. Sie ermöglichen die Kontrolle über die Nutzung von Leitungen, was zum einen die Betriebssicherheit erhöht, zum anderen eine bessere kommerzielle Nutzung zulässt. Der Vortrag behandelt typische Anwendungsfälle von Querregeltransformatoren und einige in den letzten Jahren realisierte Projekte.

## 2 Typische Anwendungsfälle für Querregeltransformatoren

Eine Zunahme der Auslastung der Stromübertragungsnetze kann sich aus einer Zunahme oder Verlagerung von Erzeugung und Verbrauch, oder durch zunehmenden Handel über größere Entfernungen ergeben. Ein Beispiel ist der Anstieg verbraucherferner Erzeugung durch Windparks. Die Leistungsflüsse verteilen sich den physikalischen Gesetzen folgend entsprechend der Verteilung von Erzeugern und Verbrauchern und der Leitungsimpedanzen.

Die Verlagerung von Leistungsflüssen, zum Beispiel durch zunehmende Durchleitungen durch ein Netz, das eigentlich für die überwiegend radiale Versorgung einer Region konzipiert wurde, kann dazu führen, dass einige Leitungen überlastet werden, während andere Leitungen noch deutliche Reserven haben. Die Durchleitungskapazität des Systems kann erhöht werden, wenn es gelingt alle elektrisch parallelen Übertragungswege gleichmäßiger auszunutzen. Querregeltransformatoren, auch Phasenschiebertransformatoren (Phase-shifting transformers, PST) genannt, können die Wirkleistung durch die Leitung in die sie eingefügt werden regeln. Variationen in Verbrauch und Erzeugung können ebenso ausgeglichen werden wie die Folgen des Ausfalls paralleler Übertragungsleitungen.

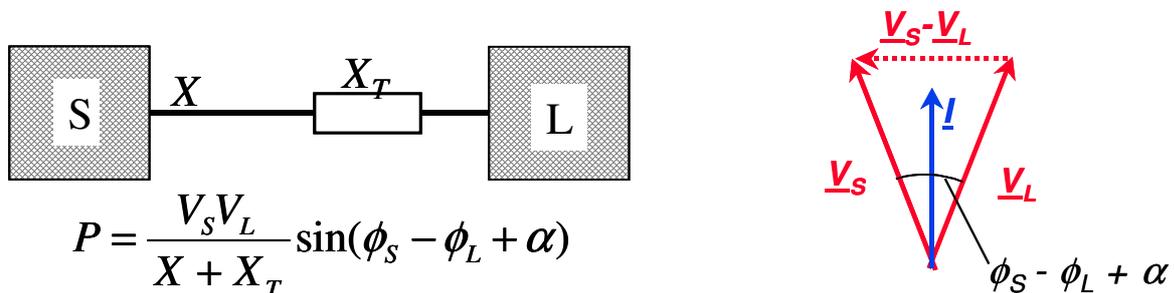


Abbildung 1: Wirkleistungsfluss  $P$  zwischen zwei synchronen Netzen.  $V_S$ ,  $V_L$  sind die Spannungen in den Systemen  $S$  und  $L$ .  $\phi_S$ ,  $\phi_L$  sind die Phasenlagen der Spannungen bezogen auf eine gemeinsame Referenz.  $X$  ist die Leitungsimpedanz,  $X_T$  die Impedanz des PSTs,  $\alpha$  die vom PST bewirkte Änderung der Winkeldifferenz.

PSTs regeln den Wirkleistungsfluss zwischen zwei synchronen Netzen durch Variation der Übertragungswinkeldifferenz ( $\phi_S - \phi_L$  in Abb. 1). Bei gleichem Betrag der Spannungen in den gekoppelten Netzen findet ohne Übertragungswinkeldifferenz kein Leistungsaustausch statt,

da keine Spannungsdifferenz zur Verfügung steht, die einen Strom über die Leitungsimpedanz treiben würde. Um Wirkleistung von S, der speisenden Seite, nach L, der Lastseite, zu übertragen, muß der Strom in L ungefähr in Phase mit der Spannung  $V_L$  liegen. Bei überwiegender induktiver Leitungsimpedanz wird eine Spannungsdifferenz  $V_S - V_L$  benötigt, die dem Strom um  $90^\circ$  voreilt. Das ist gleichbedeutend mit einem Nacheilen der Spannung  $V_L$  hinter  $V_S$ . Zur Erhöhung des Wirkleistungsflusses kompensiert der PST die an der Leitungsimpedanz abfallende Spannung, das heißt die Phase-Erde-Spannung an seinen L-seitigen Klemmen muß zu diesem Zweck der Phase-Erde-Spannung an den S-seitigen Klemmen voreilen. Zur Minderung des Wirkleistungsflusses fügt der PST eine Spannung in gleicher Richtung wie der des Spannungsabfalls an der Leitungsimpedanz in die Leitung ein; die Phase-Erde-Spannung an seinen L-seitigen Klemmen eilt dann der Phase-Erde-Spannung an den S-seitigen Klemmen nach. Eine Regelung der Beträge der Spannungen von  $V_L$  und  $V_S$  würde nur einen Blindleistungsfluss bewirken.

### 3 Anwendungsbeispiele für Querregeltransformatoren

In vielen Fällen muß die Aufteilung der Last auf parallele Übertragungsleitungen geregelt werden, weil sie nicht den gleichen Eigentümer haben, oder weil sie unterschiedliche Impedanzen haben, oder weil es Verträge mit unterschiedlichen Übertragungskosten gibt. In anderen Fällen kann es vorkommen, dass eine Leitung während Zeiten mit Spitzenlast ihre thermische oder dynamische Stabilitätsgrenze erreicht. Ein Querregeltransformator kann dem „natürlichen Lastfluss“ einen zirkulierenden Lastfluss überlagern, der eine Leitung entlastet, dafür andere Leitungen stärker belastet.

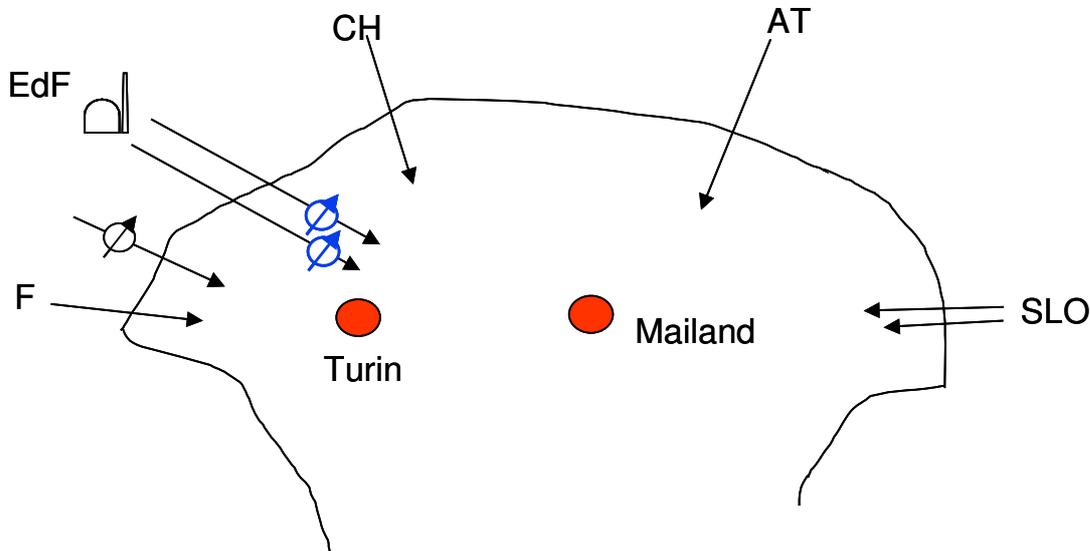


Abbildung 2: Einsatz von Querregeltransformatoren im Importkorridor über die Nordgrenze Italiens. In Rondissone nahe Turin wurden zwei 1630 MVA, 400 kV,  $+18^\circ$  Einheiten installiert.

Ein Beispiel ist der Import elektrischer Energie über die Nordgrenze Italiens. Es gibt eine Reihe von elektrisch parallelen Leitungen aus Frankreich, der Schweiz, Österreich und Slowenien. Wegen der ungleichen Auslastung der Leitungen ist die N-1 gesicherte Importleistung eingeschränkt. Durch die Installation von zwei Querregeltransformatoren mit einer Durchgangsleistung von je 1630 MVA in zwei 400 kV Leitungen zwischen Frankreich und Italien kann die gesicherte Importkapazität um ca. 1000 MW erhöht werden. Im Falle des Ausfalls einer der übrigen Leitungen können nun gezielt die Leistungsreserven der beiden 400 kV-Leitungen genutzt werden um andere Leitungen vor Überlastung zu schützen.

Im Zuge der Deregulierung werden gelegentlich ältere Kraftwerke im Inneren von Stadtwerknetzen stillgelegt. Deren wegfallende Erzeugung muss dann durch verstärkte Einspeisung aus dem überlagerten Netz, häufig an der Peripherie des Stadtnetzes, ersetzt werden. Aus Gründen der Sicherheit werden meist mindestens zwei Einspeisepunkte vorgesehen. Die natürlich im überlagerten Netz vorhandene Übertragungswinkeldifferenz zwischen den Einspeisepunkten treibt dann einen Lastfluss durch das Stadtnetz, d.h. das Verteilnetz wirkt unbeabsichtigt als Übertragungsnetz. Der parasitäre Lastfluss führt zu erhöhten Verlusten und eventuell zu Engpässen im Stadtnetz. Ein oder mehrere Querregeltransformatoren an den Einspeisepunkten können die Übertragungswinkeldifferenz ausgleichen und unbeabsichtigte Energietransite verhindern.

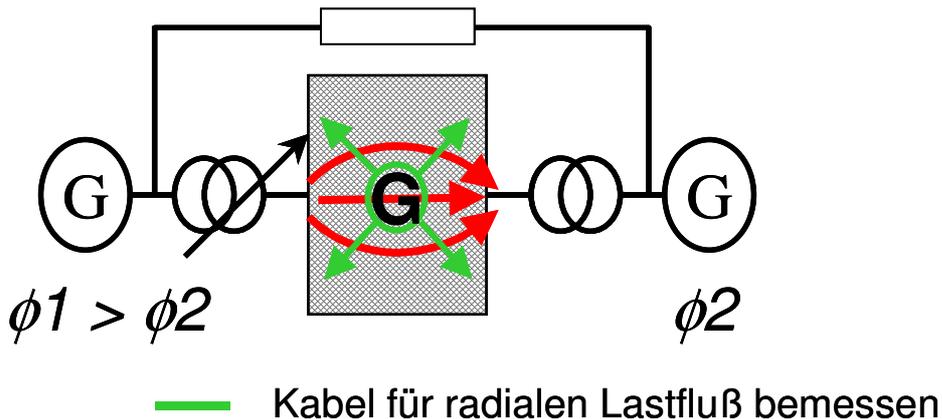


Abbildung 3: Einsatz von Querregeltransformatoren bei Ersatz von Eigenerzeugung durch verstärkte Einspeisung aus dem überlagerten Netz

#### 4 Schaltungen für Querregeltransformatoren

Die Querspannung, beziehungsweise die Winkelverschiebung wird im Querregeltransformator durch Kombination der Spannungen der verschiedenen Phasen erreicht. Es wird immer ein magnetischer Kern durch die normalen Phasenspannungen erregt. Die Querspannung wird an den Regelwicklungen von einem oder zwei Schenkeln des Kerns abgegriffen und direkt oder über einen Serientransformator zur Phasenspannung der dritten Phase addiert. In einem Querregeltransformator kommt die Regelspannung in jeder Phase von einer oder beiden Nachbarphasen, deshalb kann ein Querregeltransformator unabhängig von einem „natürlichen“ Lastfluss eine Querspannung aufbauen und den Lastfluss regeln. Eine Reihenkompensation mittels Kondensatoren oder Drosselspulen ist im Unterschied dazu ohne Laststrom ohne Wirkung. Es gibt eine Vielzahl von Schaltungen zur Realisierung der Querregelung. Dieser Bericht stellt zwei der am häufigsten benutzten Schaltungen vor. Das Zweikern-Konzept besteht aus einem Erreger- und einem Serientransformator. Je nach Bauleistung können die beiden Aktivteile in einem oder zwei Kesseln untergebracht werden. Beim symmetrischen Zweikern-Konzept wird der Erregertransformator durch die an den Mittenabgriffen der Serienwicklungen abgegriffene Spannung erregt (Siehe Blockschaltbild Abb. 4 und Zeigerdiagramm Abb. 5.) Die in den Regelwicklungen auf Schenkeln 2 und 3 induzierten Spannungen eilen der Spannung in Schenkel 1 um  $120^\circ$  und  $240^\circ$  nach, aber ihre Differenz liegt um  $90^\circ$  phasenverschoben zur Spannung in Schenkel 1. Die von den Regelwicklungen abgegriffene Differenzspannung der Phasen 2 und 3 speist die erregte Wicklung des Serientransformators, wodurch in der Serienwicklung die Querspannung symmetrisch zum Mittenabgriff induziert wird. Die Spannung im Zwischenkreis (Regelwicklungen und erregte Wicklungen) kann so gewählt werden, dass die Schaltleistung von am Markt erhältlichen Laststufenschaltern optimal genutzt wird.

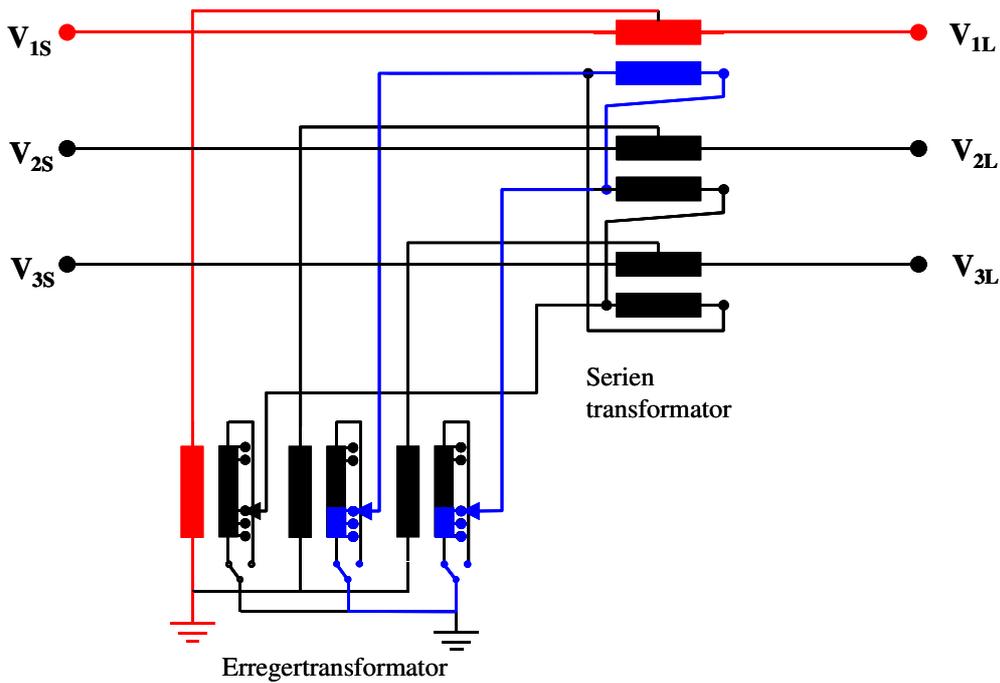


Abbildung 4: Blockschaltbild des Querregeltransformators nach dem symmetrischen Zweikern-Konzept

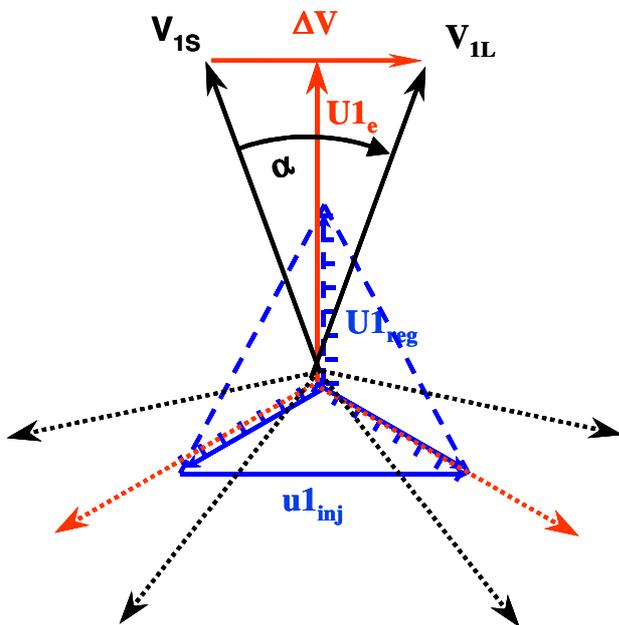


Abbildung 5: Zeigerdiagramm für den Querregeltransformator nach dem symmetrischen Zweikern-Konzept (Das Prinzip ist für die Phase 1 darzustellen.)

Durch Weglassen einer der beiden Serienwicklungshälften kann die Konstruktion vereinfacht werden; allerdings weicht das Übersetzungsverhältnis von  $V_L$  zu  $V_S$  dann mit zunehmendem Winkel von 1 ab. Die Variation des Übersetzungsverhältnisses ist in vielen Fällen bis zu Winkeln von etwa  $20^\circ$  vom System tolerabel.

Beispiele aus der jüngeren Vergangenheit sind die 1630 MVA, 400 kV, 18° Einheiten für TERNA, die 1400 MVA, 400 kV, 25° Einheiten, die ab 2006 von ELIA installiert werden, sowie die 1000 MVA, 400 kV,  $\sim \pm 37^\circ$  Querregler, die von TENNET installiert wurden. Erreger- und Serienwicklungen können auf nur einem Kern montiert werden, wenn die Gren-



Abbildung 6: 1630 MVA, 400 kV, 18° Querregeltransformator für TERNA. Verluste  $\sim 2600$  kW, Masse  $\sim 820000$  kg, Abmessungen ca. 13.2 x 15.3 x 10.2 m

zen des Stufenschalters für Strom oder Stufenspannung, oder Einschränkungen der Transportabmessungen kein Zweikern-Konzept erzwingen. Das asymmetrische „extended Delta“ – Konzept hat den einfachsten Aufbau, siehe Blockschaltbild (Abb. 8) und Zeigerdiagramm (Abb. 7). Die Erregerwicklungen sind im Dreieck geschaltet und erregen den Kern. Man erkennt, dass zum Beispiel die Spannung im von der Differenz der Phase-Erde-Spannungen  $V_{2S}$  und  $V_{3S}$  erregten Schenkel (blau) um  $90^\circ$  phasenverschoben zu Phase-Erde-Spannung  $V_{1S}$  liegt. In der in Serie mit der Übertragungsleitung geschalteten Regelwicklung (rot) wird die Querspannung direkt induziert. Bei Querspannung 0 sind keine Windungen der Regelwicklungen im Durchgangstrompfad; die Kurzschlussleistung des Querregeltransformators im extended Delta – Konzept ist dann Null. In Netzen hoher Kurzschlussleistung müssen Wicklungen und Stufenschalter durch Strombegrenzungsdrosseln gegen exzessive Ströme bei äußeren Fehlern geschützt werden. Die nötige Strombegrenzung kann auch durch die Impedanz eines nahegelegenen normalen Transformators erbracht werden, wenn die Verbindung zwischen Transformator und Querregler gegen Kurzschlüsse gut gesichert ist. Da alle Regelwicklungen auf Hochspannung liegen treten zwischen den Wicklungen jedes Transformatorschenkels höhere Spannungsdifferenzen als beim Zweikern-Konzept auf.

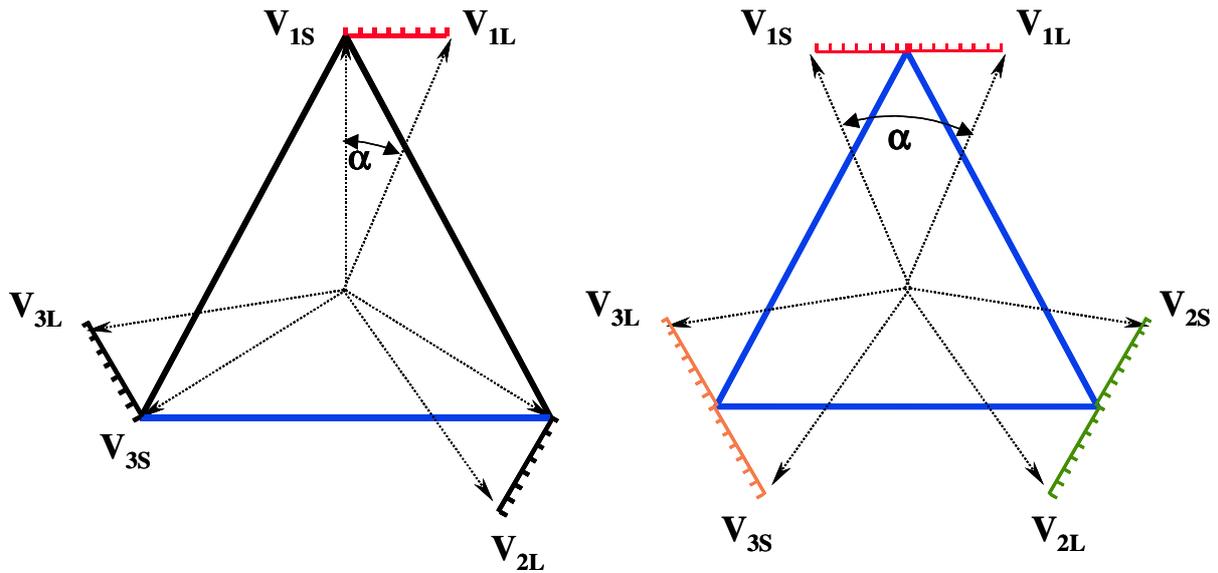


Abbildung 7: Zeigerdiagramm für das asymmetrische (links) und symmetrische „extended Delta“ Konzept

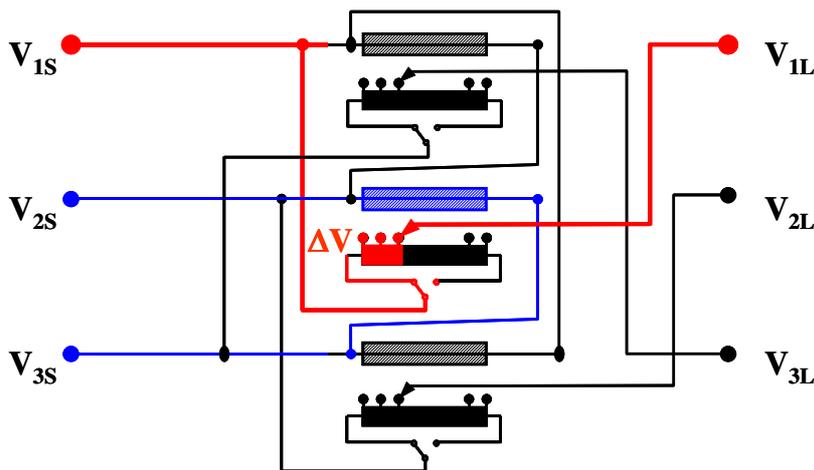


Abbildung 8: Blockschaltbild für Querregler des asymmetrischen extended Delta Konzepts

Durch Hinzufügen einer zweiten Regelwicklung in jeder Phase wird aus dem asymmetrischen ein symmetrisches „extended Delta“-Konzept (Abb. 7 rechts) mit den Vorteilen eines vom Winkel unabhängigen Übersetzungsverhältnisses und der Möglichkeit eine feine Stufung. In Netzen mit moderater Kurzschlussleistung und Nennspannungen bis 245 kV kann das extended Delta – Konzept eine kostengünstige Wahl sein.

Ein Beispiel für das symmetrische extended Delta – Konzept ist eine 450 MVA, 138 kV,  $\pm 58^\circ$  Einheit für KeySpan Energy auf Long Island (Abb. 9).

Die Querregelfunktion kann noch mit weiteren Schaltungen realisiert werden. Normal Transformatoren in Stern-Stern-Schaltung können eine Querregelung bewirken, wenn die Regelspannung für eine Phase von den jeweiligen beiden Nachbarphasen abgegriffen wird. Diese Lösung erlaubt die Kombination von Spannungsübersetzung und Querregelung, sowie die galvanische Trennung von Netzen.

Spartransformatoren können mit einem zusätzlichen Serientransformator versehen werden, der von einer Tertiärwicklung gespeist wird.



Abbildung 9: 450 MVA, 138 / 138 kV, +/- 58°, Extended Delta Konzept, mit separater Drossel. Abmessungen ca. 14.7 x 10.8 m, Masse ca. 553.000 kg

## 5 Zusammenfassung

Querregeltransformatoren sind oft eine sehr wirtschaftliche Lösung für Lastflussprobleme, bei denen es nicht auf eine schnelle Regelung ankommt. Schnelle leistungselektronische Regler (FACTS) zur Abdeckung dynamischer Anforderungen oder zur Spannungsstützung können die Querreglerlösung ergänzen.

## 6 Literatur

- 1 IEEE C57.135, IEEE Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers, 2002.
- 2 IEC 62032, Guide for the Application, Specification, and Testing of Phase-Shifting Transformers, 2005.
- 3 Walter Seitlinger: Phase Shifting Transformers Discussion of Specific Characteristics; CIGRE session 1998, paper 12-306.
- 4 A.Krämer, J. Ruff: Transformers for Phase Angle Regulation Considering the Selection of On-Load Tap-Changers; IEEE Trans on Power Delivery, Vol. 13, No2, April 1998.
- 5 D. Bonmann, Phase-shifting Transformers – Reliable Network Elements, to be published at TRAFOTECH, 2006, Mumbai, 18.-21. Januar 2006.



# **Modernes Asset Management Vom Condition Assessment bis zur On-Site Repair**

**Peter Werle      Jürgen Wohlfarth**

ABB AG, Division Energietechnik, Geschäftsbereich Transformatoren  
Delitzscher Str. 74, 06112 Halle (Saale),  
peter.werle@de.abb.com

## **Kurzfassung**

In diesem Beitrag erfolgt die Vorstellung von Methoden, welche in der Praxis erfolgreich eingesetzt werden, um ein Flottenmanagement zu realisieren, welches auf den detaillierten Zustandsdiagnosen aller zur Flotte gehörenden Transformatoren basiert.

Die systematische Analyse aller Zustands- und Betriebsparameter gestattet danach eine strategische und kostenorientierte Planung von Maßnahmen zur Zustandsverbesserung bzw. Lebensdauerverlängerung bis hin zur kosteneffizienten Reparatur vor Ort, was anhand aktueller Beispiele verdeutlicht wird.

## **1 Einleitung**

Die Liberalisierung und Deregulierung der Energiemärkte, wie sie zur Zeit in vielen Ländern weltweit erfolgt, zwingt die Betreiber elektrischer Energieanlagen besondere Maßnahmen bezüglich einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit zu ergreifen. Als wesentliche Ziele sind hier neben der Lastoptimierung der Komponenten vor allem die Verlängerung der Restnutzungsdauer der Betriebsmittel zu nennen, um so eine Minimierung von Neuinvestitionen zu erreichen. Daher sind Strategien erforderlich für ein effektives, lebenslanges Management für besonders wertvolle oder relevante Einheiten im Energieübertragungs- und -verteilungsnetz, die eine bessere Planung und ein optimiertes Handeln bei kritischen Zuständen erlauben [1].

Um jedoch derartige Zustände rechtzeitig zu erkennen und diese dann auch entsprechend beurteilen zu können, sind verschiedene Diagnoseverfahren notwendig, wobei im Wesentlichen unterschieden werden kann zwischen elektrischen Verfahren, chemischen oder optischen Techniken, welche in der Regel im Portfolio der führenden Servicedienstleister angeboten werden. Einen Überblick über die relevantesten Methoden ist Tabelle 1 zu entnehmen, wobei mittlerweile fast alle Verfahren automatisiert wurden, so dass Geräte für diese Methoden im Handel zu erwerben sind, mit Ausnahme der Messung und Bewertung von Teilentladungen (TE), da die Messung und insbesondere die Auswertung einige Erfahrung auch im Bereich der Interpretation der Messergebnisse erfordert, da solche Messungen vor Ort oftmals durch Störsignale

beeinträchtigt werden.

Methode	Zweck	On-line	Off-line	Art
Widerstandsmessungen	Detektion von Unterbrechungen oder schlechten Kontakten für alle Stufungen		■	elektrisch
Isolationswiderstandsmessungen	Bestimmung der Isolationsfestigkeit		■	
Übersetzungsmessungen	Detektion von Windungs- oder Lagenschlüssen		■	
FRA (Frequency Response Analysis)	Detektion von Windungsschlüssen und Spulendeformationen		■	
RVM (Recovery Voltage Measurement)	Bestimmung der Papierfeuchte / Alterungszustand		■	
FDS (Frequency Domain Spectroscopy)	Bestimmung der Papierfeuchte		■	
PDC (Polarization Depolarization Current)	Bestimmung der Papierfeuchte		■	
Teilentladungsmessungen	Detektion von Schwachstellen in der Isolierung	■		chemisch
DGA (Dissolved Gas Analysis)	Integrale Ermittlung von elektrischen oder thermischen Fehlern	X	X	
Ölparameter	Bestimmung der Isolierölqualität	X	X	
Furananalyse	Bestimmung des Grades des Papierabbaus bzw. der Papieralterung	X	X	
DP (Degree of Polymerization)	Bestimmung der Isolierpapierqualität	X	X	
Visuelle Inspektion	Detektion von Leckagen, Verschmutzungen, Verschleiß und ungenügendem Korrosionsschutz		■	optisch
Thermografie	Ermittlung von Wärmequellen und Heißpunkten	■		
UV-Kamera	Detektion von Korona-Impulsen	■		

**Tabelle 1:** Methoden zur Zustandsdiagnose von Transformatoren

Im Folgenden soll zunächst ein kurzer Überblick über einige in der Tabelle 1 genannten Maßnahmen zur Zustandsbewertung erfolgen, welche letztlich mittels entsprechender Evaluierungsprogramme eine ganzheitliche Bewertung erlauben, die als Basis für weitere Maßnahmen dienen muss, denn der oft gewünschte Übergang von zeitabhängigen Wartungsstrategien (Time Based Maintenance, TBM) zu wesentlich effektiveren und kostensparenden zustandsabhängigen Wartungsstrategien (Condition Based Maintenance, CBM) kann nur erfolgen, wenn der Zustand der Einheiten auch bekannt ist.

Abschließend sollen noch exemplarisch einige Maßnahmen zur Zustandsverbesserung vorgestellt werden, die beispielsweise das Resultat einer nach der Zustandsüberprüfung erfolgten Empfehlung zur Zustandsverbesserung sein könnten, wobei insbesondere auf

die Vor-Ort Reparatur eingegangen wird.

## 2 Ohne Diagnose keine Therapie

Die Ermittlung des Zustandes eines Leistungstransformators erfolgt in der Regel in mehreren Schritten, wobei oftmals ölanalytische Untersuchungen, in einem wie in Bild 1 exemplarisch gezeigten Labor, den Ausgangspunkt darstellen, wobei im Wesentlichen unterschieden wird in Untersuchungen

- der Isolierölkennwerte
- der Furanderivate
- und der im Öl gelösten Gase.

Eine Bestimmung der Isolierölkennwerte wie

- Farbzahl
- Reinheit
- Trübung
- Vorhandensein von Fremdstoffen
- Inhibitorgehalt
- Grenzflächenspannung
- dielektrischer Verlustfaktor
- Azidität
- Wassergehalt und
- Durchschlagspannung



**Bild 1:** Analyse der Ölproben im Labor

erlaubt dabei eine Aussage über die Qualität sowie die Alterung des flüssigen Isoliermediums, wobei, da dieses in Kontakt mit dem festen Isoliermedium steht, auch Korrelationen in Bezug auf den Zustand des in der Regel verwendeten Isolierpapiers möglich sind. So ist beispielsweise davon auszugehen, dass bei einem erhöhten Wassergehalt oder einer erhöhten Azidität im Isolieröl auch ein entsprechend erhöhter Wert im Isolierpapier vorliegt, so dass durch diese Analyse schon generelle Aussagen über die Qualität und Alterung des Isoliersystems des Transformators möglich sind [2, 3].

Eine weitere Aussage über die Alterung der Feststoffisolierung ist durch die so genannte Furananalyse möglich, da bei der Zersetzung des Papiers neben Wasser auch Furfurol entsteht, so dass Anhand der Furfurolkonzentration eine Abschätzung der Papieralterung möglich wird [4].

Wird zudem eine Gas-in-Öl Analyse durchgeführt, bei welcher bestimmte Gase einer vor Ort entnommenen Isolierölprobe extrahiert werden, können aus den Fehlergaskonzentrationen und deren Verhältnissen weitere Aussagen in Bezug darauf getroffen werden, ob im Transformator ein Fehler, durch welchen die im Öl gelösten Gase entstehen, vorliegt bzw. vorgelegen hat. Bei einem aktiven Fehler, welcher sich durch

eine stetige oder zunehmende Fehlergasproduktion auszeichnet, kann in der Regel zwischen elektrischen und thermischen Fehlern unterschieden werden, wobei innerhalb dieser Kategorien auch eine feinere Unterteilung möglich ist, so dass beispielsweise zwischen Teilentladungen und energiereicheren Entladungen unterschieden werden kann [5, 6, 7].

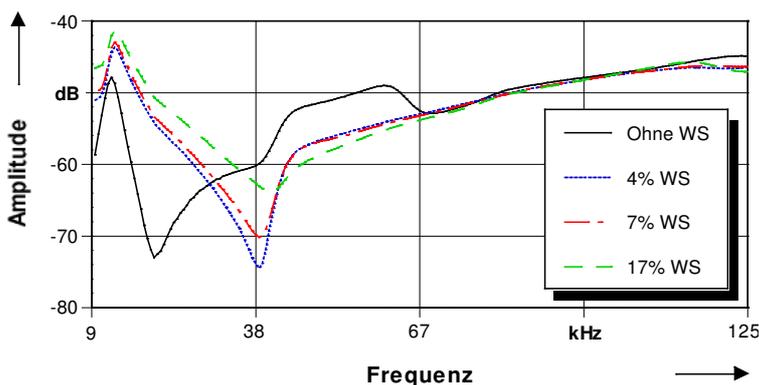
Bei allen ölanalytischen Untersuchungen ist jedoch immer zu beachten, dass diese aufgrund ihres integralen Charakters, keinen Rückschluss auf einen evtl. Fehlerort geben können, so dass falls Auffälligkeiten vorliegen, weitere Diagnoseverfahren zur genaueren Zustandsermittlung herangezogen werden müssen.

Dabei werden die Diagnosemethoden entsprechend der durch die Ölanalysen gewonnenen Erkenntnisse ausgewählt, so dass beispielsweise nur bei einer durch die Gas-in-Öl Analyse gegebenen Indikation einer Teilentladungsaktivität auch entsprechende Teilentladungsmessungen durchzuführen sind, wobei oftmals akustische oder elektrische Verfahren zum Einsatz kommen [8, 9].

Akustische Teilentladungsmessungen haben dabei den Vorteil eines einfachen Aufbaus, da lediglich Sensoren an der Kesselwand befestigt werden, was in Bild 2 dargestellt ist, so dass keine Betriebsunterbrechung des Transformators notwendig ist. Dem steht jedoch der Nachteil gegenüber, dass eine Bestimmung der so genannten scheinbaren Ladung, die ein Maß für die Größe des Fehlers ist, nur durch elektrische Messungen zu erhalten ist, da bei diesen eine Kalibrierung erfolgt, für welche der Transformator jedoch von Netz getrennt werden muss.



**Bild 2:** Akustische TE-Messung mit ABB-Sensor



**Bild 3:** Betragsspektrum der Übertragungsfunktion einer Transformatorwicklung ohne Windungsschluss (WS) sowie mit verschieden große Windungsschlüssen

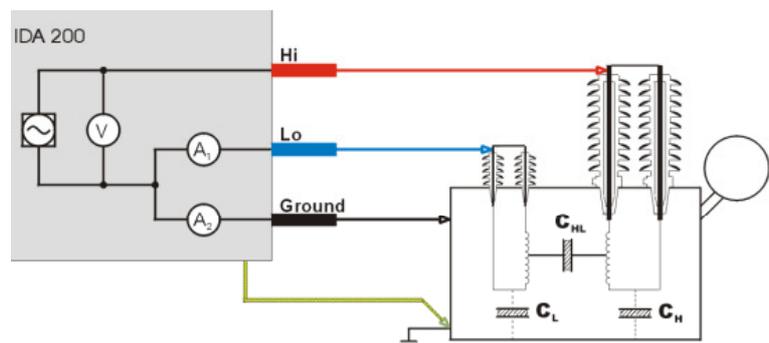
Eine ähnliche Vorgehensweise in Bezug auf die Notwendigkeit der Methodenanwendung gilt auch für thermografische Aufnahmen, die zu zusätzlichen Erkenntnissen bei durch die Gas-in-Öl Analyse erkannten thermischen Problemen führen können, während andere Diagnosemethoden auch sozusagen vorbeugend erfolgen, um Referenzmuster zu erhalten,

welche dann Verwendung finden, wenn es zu einem Vorfall kommt, welcher erneute Messungen notwendig macht, die jedoch nur exakt ausgewertet werden können, wenn die vorher erstellten Referenzmuster zum Vergleich vorliegen. Eine solche Methode ist beispielsweise die FRA-Messung (Frequency Response Analysis), bei welcher die Übertragungsfunktion einer Wicklung gemessen wird, wobei Abweichungen zwischen letzter Messung und Referenzmessung eine Veränderung des Übertragungssystems und damit des Wicklungsaufbaus bedeuten, was exemplarisch in Bild 3 visualisiert ist [10, 11].

Weiterhin gibt es jedoch auch eine Reihe von elektrischen Messungen, die oftmals ohne weitere Indikation durchgeführt werden, um direkt zusätzlich zu den Öluntersuchungen weitere Informationen über den Zustand zu erhalten, da generell gilt: Je mehr Informationen durch messtechnische Untersuchungen oder die Analyse von Betriebszuständen vorliegen, desto genauer kann eine Zustandseinschätzung erfolgen.

In diesem Zusammenhang werden in den letzten Jahren oftmals dielektrische Messungen an den Transformatoren durchgeführt mit dem Ziel, eine genauere Aussage über die Papierfeuchte zu erhalten, wobei Untersuchungen gezeigt haben, dass insbesondere mit der FDS-Methode (Frequency Domain Spectroscopie), bei welcher der dielektrische Verlustfaktor in einem Frequenzbereich zwischen wenigen mHz bis zu 1 kHz erfasst wird, eine adäquate Bestimmung des Wassergehalts im Papier möglich ist [12]. Den relativ einfachen Messaufbau, bei welchem die Kapazität zwischen US- und OS-Wicklung betrachtet wird,

zeigt Bild 4, wobei der mit diesem Verfahren ermittelte Verlauf des dielektrischen Verlustfaktors über der Frequenz durch Berechnungsprogramme, denen Vergleichskurven von Papierisolationen mit verschiedenen Feuchtegehalten zu Grunde



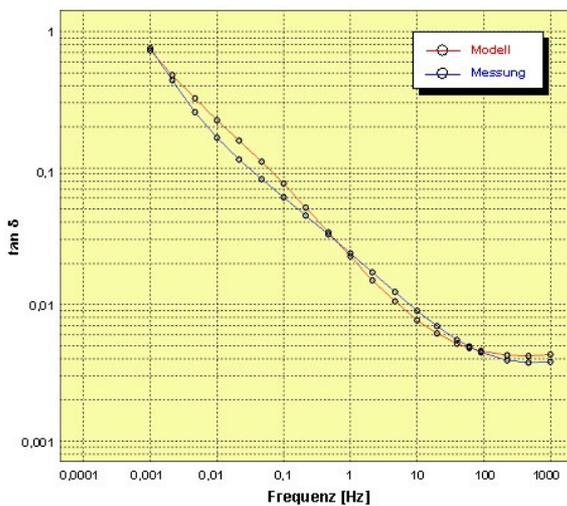
**Bild 4:** Messaufbau zur Durchführung einer FDS-Messung

liegen, in einen Wassergehaltswert umgewandelt wird. Das Ergebnis einer solchen Untersuchung ist in Bild 5 dargestellt, wobei an diesem Transformator der 110 kV Ebene mit dem FDS-Verfahren eine Papierfeuchte von 3,4 % ermittelt wurde, so dass eine Überführung des Transformators zur Trocknung und generellen Überholung ins Werk erfolgte.

Im Reparaturwerk wurde dann der in Bild 6 dargestellte Aktivteil gezogen, so dass an verschiedenen Stellen Papierproben genommen werden konnten, um diese bzgl. des Wassergehalts im Labor zu analysieren, wobei Werte zwischen 3 und 3,8% festgestellt wurden, so dass mit der FDS-Methode ein repräsentativer Mittelwert bestimmt werden konnte. Da je nach Betriebsbedingungen und Art des Transformators immer eine

Verteilung des Wassergehalts entlang der Wicklungen vorzufinden ist, können Methoden zu Bestimmung der Papierfeuchte letztlich immer nur einen Mittelwert bestimmen, jedoch ist dieser mit der FDS-Methode oftmals wesentlich genauer als mit herkömmlichen Methoden, wie die Bestimmung der Papierfeuchte über Gleichgewichtskurven zwischen der Feuchte im Öl und im Papier, wie z. B. den Kurven nach Fabre-Pichon oder Oommen [13].

Bei dem betrachteten Transformator hätte sich beispielsweise basierend auf Gleichgewichtskurven ein Feuchtegehalt von ca. 5,1 % ergeben, wobei diese Ungenauigkeiten bzw. die Abweichungen von den wahren Verhältnissen im Verfahren begründet sind, da sich ein derartiges Gleichgewicht infolge von Last- und Temperaturveränderungen sowie der Diffusionsgeschwindigkeiten bzgl. des Wassers im Papier und im Isolieröl in der Regel kaum einstellt und zudem die Gleichgewichtskurven oftmals nur für neue Isolieröle Gültigkeit besitzen, so dass unter anderem nicht berücksichtigt wird, dass gealterte Isolieröle eine höhere Wasseraufnahmekapazität aufweisen.



**Bild 5:** Ergebnis einer FDS-Messung



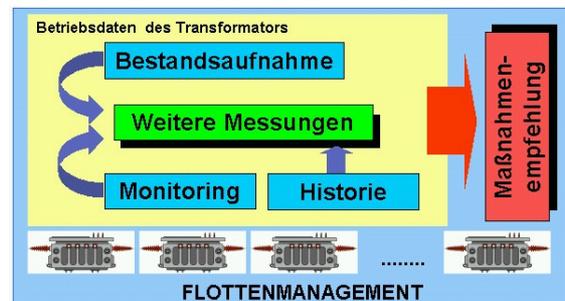
**Bild 6:** Aktivteil nach der Trocknung

Basierend auf einer ganzheitlichen Betrachtung aller zur Verfügung stehenden Untersuchungen sowie der Informationen über die Betriebsbedingungen kann dann eine präzise Zustandsanalyse für einen Transformator erfolgen, welche zu Empfehlungen über ggf. notwendige Maßnahmen führt. Da ein Betreiber elektrischer Energieversorgungsanlagen jedoch über eine Flotte von Transformatoren verfügt, müssen die Zustände aller Transformatoren berücksichtigt werden, wenn eine effizientere, zustandsorientierte Wartungsstrategie mit entsprechender Planbarkeit etabliert werden soll, was je nach Anzahl der betrachteten Einheiten aufwendig sein kann, da eine Vielzahl von Daten verarbeitet werden muss, was letztlich nur mit der Hilfe von Flottenmanagementsystemen erfolgen kann, welche nachfolgend vorgestellt werden.

### 3 Moderne Flottenmanagementsysteme

Bei einer detaillierten Zustandsanalyse eines Transformators oder einer Transformatorenflotte müssen im ersten Schritt alle zur Verfügung stehenden Daten gesammelt werden, wobei unter anderem auch aktuelle Messungen, wie sie vorher beschrieben wurden, Berücksichtigung finden, was in Bild 7 schematisiert ist.

Basierend auf allen zur Verfügung stehenden Daten kann dann eine Zustandsbewertung der betrachteten Komponente erfolgen, welche zu einer Abschätzung über die Restlebensdauer sowie zu Maßnahmenempfehlungen zur Zustandsverbesserung führen kann. Erfolgt dieser Prozess jedoch nicht nur für einen einzelnen Transformator, sondern für eine Transformatorenflotte kann je nach Anzahl der betrachteten Transformatoren der Umfang aller Daten Ausmaße annehmen, die den Einsatz von speziellen Softwarelösungen erfordern. Daher wurden so genannte Flottenmanagementprogramme entwickelt, welche basierend auf einem implementierten Expertensystem alle zur Verfügung stehenden Daten auswerten und anschließend eine Rangliste der untersuchten Transformatoren bzgl. diverser Parameter wie z. B.

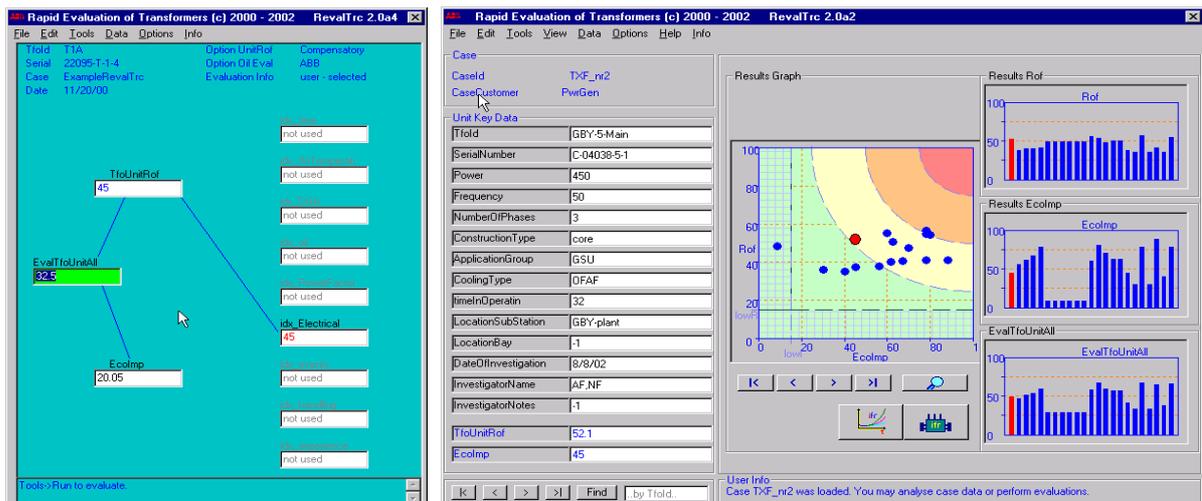


**Bild 7:** Vorgehen bei der Zustandsanalyse einer Transformatorenflotten

den Umfang aller Daten Ausmaße annehmen, die den Einsatz von speziellen Softwarelösungen erfordern. Daher wurden so genannte Flottenmanagementprogramme entwickelt, welche basierend auf einem implementierten Expertensystem alle zur Verfügung stehenden Daten auswerten und anschließend eine Rangliste der untersuchten Transformatoren bzgl. diverser Parameter wie z. B.

- Gesamtzustand
- Alterung
- Restlebensdauer
- Isoliersystemqualität
- Feuchtigkeit etc.

erstellen, aus welcher wiederum detaillierte Maßnahmen abgeleitet werden können.



**Bild 8:** ABB-Softwarelösung zur Zustandsbeurteilung von Transformatorenflotten



Bild 10 dargestellt, wobei hier eine Flotte von etwa 100 Transformatoren untersucht wurde, welche in Unterbereiche aufgegliedert wurde, da für die verschiedenen Bereiche unterschiedliche Verantwortlichkeiten vorlagen. In dem gezeigten Diagramm ist exemplarisch die Maßnahmendringlichkeit einer Methode zur Zustandsverbesserung zu erkennen, wobei diese mit dem Ausfallrisiko korreliert, da eine Nichtdurchführung der Maßnahme die Betriebszuverlässigkeit beeinträchtigen würde.

Aus dem Diagramm kann sofort abgeleitet werden kann, in welcher Reihenfolge (1 bis 4 im Diagramm gekennzeichnet) die Maßnahmen an den Transformatoren durchzuführen sind, so dass zuerst die relevanten Einheiten mit einem hohen Maßnahmenbedarf und erst später andere Transformatoren betrachtet werden müssen, so dass auf diese Weise der Übergang zwischen zeit- und zustandsbasierter Wartung vollzogen werden kann.

Basierend auf den umfangreichen Grafiken und statistischen Auswertungen des Flottenmanagementprogramms können für die unterschiedlichsten Maßnahmen Pläne erstellt werden, welche eine langfristige Wartungs-, Reparatur- und Ersetzungsstrategie ermöglichen, wobei zudem auch die Möglichkeit besteht, die Kosten für bestimmte Maßnahmen zu reduzieren. Dies ist möglich, indem das zur Verfügung stehende Budget so aufgeteilt wird, dass nur die strategisch relevanten Transformatoren entsprechend gewartet werden, während an Einheiten mit geringer Wichtigkeit und vermindertem Risiko zunächst keine weiteren Maßnahmen erfolgen müssen, so dass hier Aufwendungen eingespart werden können, ohne jedoch die Betriebszuverlässigkeit signifikant zu reduzieren.

#### 4 Möglichkeiten der Zustandsverbesserung bis hin zur On-site Repair

Die sich nach einer Zustandsanalyse ergebenden Maßnahmenempfehlungen können vielfältig sein, so dass neben kleineren Reparaturen und dem Austausch einzelner Komponenten auch Maßnahmen notwendig sein können, welche die Qualität des Isoliersystems verbessern sollen. Wird beispielsweise anhand der Isolierölkennwerte deutlich, dass das Isolieröl nicht mehr den Anforderungen der Normen entspricht oder erhebliche Alterungsspuren aufweist, so kann eine Wiederaufbereitung des Öls mit einer Ölregenerationsanlage erfolgen, welche exemplarisch in Bild 11 dargestellt ist.

Bei dieser Technik wird das Öl während der Transformator im



**Bild 11:** Ölregeneration vor Ort

Betrieb ist, im Bypassverfahren mit speziellen Filtern gereinigt, so dass es nahezu Neuölqualität erreicht, wobei in der Regel eine bessere Nachhaltigkeit als bei einem Öltausch gewährleistet ist, da der Aktivteil durch die Ölumwälzung ebenfalls eine Reinigung erfährt, während bei einem Öltausch die Abbauprodukte und Schlämme oftmals nicht entfernt werden können, so dass die Neuölfüllung einer schnelleren Alterung unterliegt.

Zeigt hingegen die Isolierölanalyse sowie die FDS-Messung eine erhöhte Feuchtigkeit im Isoliersystem muss eine Trocknung durchgeführt werden, wobei es hierfür on- und offline Systeme gibt. Bei den online Verfahren handelt es sich in der Regel um Bypasstechniken, die das Öl kontinuierlich trocknen, so dass damit einhergehend auch eine Trocknung der Papierisolation erfolgt, da das getrocknete Öl wieder Feuchtigkeit aus der Feststoffisolation aufnehmen kann [14]. Dies ist jedoch ein langwieriger Prozess, der aber wesentlich schonender als andere Trocknungstechniken ist, bei denen mit Vakuum und Wärme gearbeitet wird, wie z. B. beim LFH-Oilspray-Verfahren, welches die in den Reparaturwerken vorhandenen Vapour-Phase-Ofentrocknungsanlagen nachbilden soll. Letztlich ist daher die Wahl des geeignetsten Verfahren nur möglich, wenn der Gesamtzustand des Transformators berücksichtigt wird, so dass individuell für jeden Transformator entschieden werden muss, welche Therapie basierend auf der vorhergehenden Diagnose, die effektivste ist.

Neben diesen in der Regel einfach durchzuführenden Maßnahmen, können jedoch umfangreichere Reparaturen notwendig sein, welche früher überwiegend im Werk durchgeführt worden sind, jedoch heutzutage mehr und mehr auch vor Ort realisiert werden, da dies verschiedene Vorteile mit sich führt. Als wesentliche Aspekte sind hier geringere Transportkosten und kürzere Ausfallzeiten zu nennen, da der Transformator nicht mehr ins Werk und wieder zurück transportiert werden muss, so dass hier Zeit und Kosten gespart werden können, wobei eine kürzere Ausfallzeit zudem oftmals mit einem nicht unerheblichen wirtschaftlichen Vorteil verbunden ist.

Unter dem Begriff On-site Repair sind somit nicht kleinere Reparaturen vor Ort an einzelnen Komponenten zu verstehen, sondern eine Modifikation des Aktivteils, welche zumindest das Ablassen des Öls und direkte Arbeiten am Aktivteil beinhaltet. Somit beginnt die On-Site Repair (OSR) im Prinzip mit einfacheren Eingriffen, wie z. B. dem Austausch der Wählerkontakte vor Ort über die Erneuerung des kompletten Schalters bis hin zur Erneuerung von Wicklungen. Letzteres erlangt im Zuge der in den letzten Jahren extrem gestiegenen Materialpreise zunehmend an Bedeutung, da durch die Erneuerungen aller Wicklungen quasi ein neuwertiger Transformator zur Verfügung steht, wobei die Kosten insbesondere für den Kern, aber auch für den Kessel, Ausdehner, Durchführungen, Kühlungsanlage und diverse weitere Komponenten eingespart werden können, so dass beispielsweise eine derartige Wicklungserneuerung einer einpoligen Transformatorenbank im Vergleich zur Neuanschaffung von 3

Einzelpolen eine Ersparnis erzielen kann, welche im Bereich der Neuanschaffung eines Pols liegt.

Für die Erneuerung kompletter Wicklungen sind jedoch bestimmte Voraussetzungen vor Ort notwendig, die, wenn sie nicht gegeben sind, geschaffen werden müssen, wobei zur Strukturierung der dann notwendigen Prozesse On-site Repairs in Kategorien eingeteilt werden, was in Bild 12 schematisiert ist.

Wie in Bild 12 zu erkennen, ist für eine Einteilung in Kategorien insbesondere die Umgebung vor Ort sowie die vorhandenen Anlagen entscheidend, so dass beispielsweise bei einer OSR der Kategorie B3 eine ausreichende Halle mit entsprechenden Kränen zur Verfügung steht, um den Aktivteil herauszuheben und die Wicklungen abzuziehen.

In einigen Fällen ist es jedoch notwendig, dass vor der eigentlichen Reparatur umfangreiche und z. T. auch kostenintensive Vorbereitungen getroffen werden müssen, so dass z. B. bei einer OSR der Kategorie D zuerst eine Umgebung zu schaffen ist, in welcher der Aktivteil bearbeitet werden kann, wobei sich derartige Szenarien in der Regel nur dann auszahlen, wenn es keine Möglichkeit gibt, den Transformator von der Anlage abzutransportieren, da beispielsweise keine ausreichenden Verkehrswege mehr vorliegen, weil Gleißteile abgebaut wurden oder Brücken mit entsprechender Tragfähigkeit nicht mehr existieren.

Generell werden bei einer Wicklungserneuerung die Wicklungen im Werk gefertigt, getrocknet, imprägniert, geprüft und dann in Spezialbehältern als Wicklungsblock versendet, so dass nach Abziehen der alten Wicklungen auf einem Schenkel der komplette Block aufgesetzt wird.

Beispiele für OSRs verschiedener Kategorien an unterschiedlichen Transformatoren sind in Bild 13 bis 15 dargestellt.

Bild 13 zeigt eine OSR der Kategorie A2, bei welcher an einem 420 kV / 520 MVA Maschinentransformator ein kompletter Wicklungstausch vorgenommen wurde, wobei eine nahegelegene Halle in dem Kraftwerk für die Arbeiten genutzt werden konnte.



**Bild 12:** Einteilung der OSR in Kategorien



**Bild 13:** OSR Kategorie A2: Austausch aller Wicklungen an einem 420 kV / 520 MVA Maschinen-  
transformator in einem Kraftwerk



**Bild 14:** OSR Kategorie B4: Austausch eines Wicklungsblocks bei einem 35MVA Ofentransformator  
in der Produktionsanlage



**Bild 15:** OSR Kategorie C4: Erneuerung eines Wicklungsblocks bei einer 230 kV / 50MVAr Drossel

In Bild 14 sind Aufnahmen einer OSR der Kategorie B4 dargestellt, wobei an einem 35 MVA Ofentransformator ein Wicklungsblock erneuert wurde, ohne den Transformator von seinem Anlagenplatz zu entfernen.

Eine OSR der Kategorie C4 ist in Bild 15 zu erkennen, wobei an einer 230 kV / 50MVA Drossel die Wicklungen einer Phase erneuert wurden, ohne die Arbeiten in einer Halle durchführen zu können, so dass z. T. entsprechende Zeltkonstruktionen Verwendung fanden.

Die in den vorhergehenden Bildern dargestellten, erfolgreich durchgeführten On-site Repairs mit unterschiedlichen Schwierigkeitsgraden an verschiedenen Transformatortypen zeigen die Möglichkeiten, die in diesem Bereich bestehen, auf, wobei selbst bei Spannungsebenen von 400 kV eine entsprechende Qualität gewährleistet werden kann, wenn die Projekte entsprechend geplant und mit dem nötigen Know-how durchgeführt werden.

### **Zusammenfassung**

Mit der sich aus Liberalisierung und Deregulierung ergebenden Notwendigkeit zur effizienten Nutzung der zur Verfügung stehenden Betriebsmittel erlangt auch die Frage der Betriebssicherheit und Lebensdauer von Leistungstransformatoren zunehmende Bedeutung. Die Notwendigkeit geeigneter Verfahren zur Erfüllung dieser Anforderungen ergibt sich dabei zusätzlich aus dem Alter der aktuell eingesetzten Transformatoren, die vielfach die nominelle Betriebszeit bereits erreicht oder sogar überschritten haben.

In diesem Beitrag wurden daher Methoden zur Zustandsbewertung und Verbesserung bis hin zur Reparatur vor Ort vorgestellt, wobei die Effizienz der innovativen Maßnahmen an Beispielen aus der Praxis belegt wurden, so dass die vorgestellten Methoden letztlich dazu beitragen die Anlagen bei gleichzeitiger Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit wirtschaftlicher zu betreiben, so dass eine Minimierung von Neuinvestitionen erreicht werden kann, was bei den derzeitigen Materialpreisen und den damit verbundenen Anschaffungskosten für Leistungstransformatoren zunehmende Bedeutung erlangt.

## Literatur

- [1] Stach, M.  
Betriebswirtschaftliche Gesichtspunkte im Asset-Management im Zeitalter der Fusionen  
Micafil Symposium, Stuttgart, 2002, Beitrag 4
- [2] Werle, P. et al.  
Möglichkeiten zur Beurteilung und Werterhaltung des Isolationssystems von Leistungstransformatoren im Betrieb als Maßnahme zur Lebensdauererlängerung  
Micafil Symposium, Stuttgart, 2004
- [3] Kelly, J. J.; Myers, S. D.; Parrish, R. H.  
A guide to transformer maintenance  
TMI; Division, S.D. Myers, Inc. Akron, Ohio
- [4] Moser, H.P.; Dahinden, V.  
Transformerboard II  
H. Weidmann AG, Rapperswil, Schweiz, 1987
- [5] Müller, R.; Schliesing, H.; Soldner, K.  
Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase  
Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 73, Heft 23, 1974
- [6] Rogers, R.R.  
IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers using gas in oil analyses  
IEEE Transactions on Electrical Insulation, Volume 13, No. 5, 1978
- [7] Duval, M.  
Dissolved Gas Analysis: It Can Save Your Transformer  
Electrical Insulation Magazine Volume 5, No. 6, 1989
- [8] Werle, P. et al.  
An Enhanced System for Partial Discharge Diagnosis on Power Transformers  
13<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Niederlande, 2003
- [9] Werle, P. et al.  
Enhanced Online PD Evaluation on Power Transformers using Wavelet Techniques and Frequency Rejection Filter für Noise Suppression  
14<sup>th</sup> IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), Boston, USA, 2002
- [10] Werle, P. et al.  
Enhanced Diagnosis of Power Transformers using On- and Offline Methods: Results, Examples and Future Trends  
CIGRE 2000, Paris, September 2000
- [11] Werle, P. et al.  
Kombinierte Verfahren der Zustandserkennung der Isolierung von Leistungstransformatoren  
ETG-Tage 1999, München, November 1999
- [12] Koch, M., Feser, K.  
Vergleichende Untersuchungen an dielektrischen Diagnosemethoden für Leistungstransformatoren  
ETG Fachtagung: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, März 2004
- [13] Fabre, J., Pichon, A.  
Deteriorating Process and Products of Paper in Oil. Application to Transformers  
CIGRE 1960, Beitrag 137
- [14] Wasserberg, V.; Borsi, H.; Gockenbach, E.; Schmidt, O.; Hogrefe, P.; Wohlfarth, J.; Werle, P.  
Betriebserfahrungen mit einem neuen System zur kontinuierlichen Trocknung der Isolierung von Leistungstransformatoren ohne Beeinflussung der DGA  
ETG Fachtagung: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, März 2004-01-23

# Asset Management für SAP®

Martin Stiegler  
SAG Energieversorgungslösungen GmbH,  
Westfalendamm 100, 44141 Dortmund

## 1 Einführung

Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sehen sich vor dem Hintergrund von Regulierung und anhaltendem Kosten- und Wettbewerbsdruck markanten Herausforderungen ausgesetzt, die den Erhalt der Ertragskraft gefährden.

Gleichzeitig benötigen Energieversorgungsunternehmen einen ununterbrochenen und sicheren Betrieb und stellen hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit ihrer Anlagen. Die Sicherstellung der Versorgung hat dabei höchste Priorität.

Damit erhält das Thema "Kosten für Betrieb und Instandhaltung der Anlagen" ein hohes Gewicht. Um die Kriterien "Zustand" und "Kosten" im Betrieb und in der Instandhaltung abzubilden, muss ein Asset Management-System vorhanden sein, das sinnvollerweise in das jeweilige ERP-System des Unternehmens integriert ist.

Zur Unterstützung der Betriebs- und Instandhaltungsprozesse setzen dabei viele Unternehmen auf SAP.

Die vorgestellte Lösung "xRCM" ergänzt das SAP® R/3 um ein Asset Management-System. Es dient der Kontrolle und Entscheidungsfindung geeigneter Investitions- und Instandhaltungsmaßnahmen mittels des zuverlässigkeitsorientierten Vorgehens.

Durch das dabei benutzte Verfahren zur zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung ("Reliability Centered Maintenance - RCM") können sinnvolle und gezielte Betriebs- und Instandhaltungsmaßnahmen abgeleitet werden.

Die Anlagenbewertung, die Abbildung des technischen Zustandes und die Darstellung des Abnutzungsverlaufs werden damit ermöglicht und unterstützen die nachhaltige Kostensenkung und Optimierung im Betrieb.

Verschiedene Bewertungsmodelle und -informationen können eingebracht werden (z. B. das vorhandene Wissen im Unternehmen).

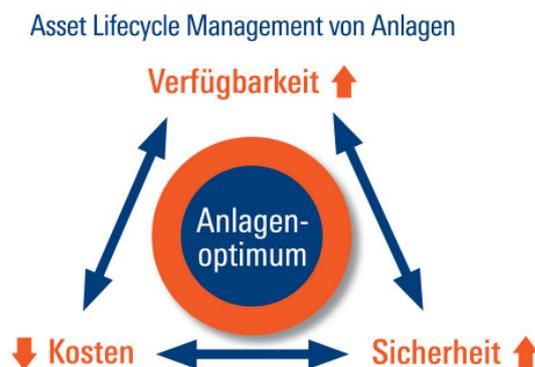


Abbildung 1: "Asset Lifecycle von Anlagen"

## 2 RCM als Instandhaltungsmethode

RCM beinhaltet die Vorgehensweisen einer zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung für technische Anlagen. Grundlage einer solchen Instandhaltungsstrategie ist die Bewertung der technischen Anlagen hinsichtlich Zustand und Bedeutung. Das gewonnene Wissen wird mittels eines objektivierten Kriterienschemas in der entsprechenden IT-Struktur der "xRCM"-Lösung abgebildet (Asset Management-System).

Dabei ist es das Ziel des Asset Managements, eine optimale Rentabilität und einen optimalen Betrieb der Anlagen zu erreichen. Vorliegende Anlageninformationen werden durch geeignete Gewichtung verdichtet und die Entscheidungsfindung unterstützt. Die notwendige Anlagentypisierung und Vereinheitlichung der Bewertungsschemata ist zentraler Bestandteil der Methode.

Daten zu Anlagen und Betriebsmitteln werden im regulären Betrieb gesammelt. Auf dieser Grundlage können technische Anlagen z. B. nach Gerätetypen oder Prozessschritten gewichtet und in ihrer Bedeutung mittels RCM strategisch bewertet werden.

Verschiedenartige Maßnahmen können dann abgeleitet und ausgewählt werden, wie z. B. Erneuerung / Ersatz, Instandsetzung, Wartung oder Inspektion. Die Auswahl wird in die Planung in der Arbeitsvorbereitung einbezogen. Entsprechende Aktionen können durchgeführt werden.

Im Vergleich zu traditionellen Verfahren, wie der turnusmäßigen oder zählerstandsabhängigen Maßnahmenplanung als Bestandteil der vorbeugenden Instandhaltung, sind mit RCM insbesondere bei kritischen Betriebsmitteln deutliche Einsparungspotenziale zu erzielen, die den notwendigen Mehraufwand an systematischer Betriebsdatenerfassung bei weitem übersteigen.

Diese Methode bietet sich für die innerbetriebliche Instandhaltung zunehmend als strategisches Werkzeug an.

Gleichzeitig unterstützt die beschriebene Verfahrensweise die Bewertung von betrieblichen Instandhaltungsmaßnahmen. Durch den transparenten Mitteleinsatz über den gesamten Lebenszyklus hinweg werden die Aufwände für Reinvestitionen optimiert.

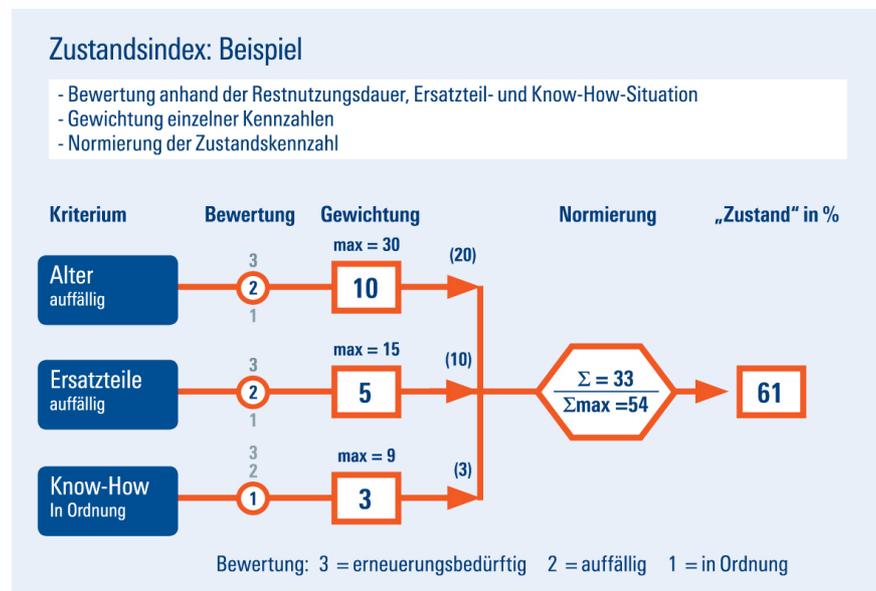


Abbildung 2: "Zustandsindex: Beispiel"

### 3 xRCM für den Einsatz mit SAP R/3

Für den Bereich der Instandhaltung werden im SAP R/3 vorwiegend die Module PM / CS genutzt. In ihnen sind die Anlagenstrukturen mittels "Technischer Platz" und "Equipment" abgebildet. Gleichzeitig wird über Aufträge und Meldungen die Auftragsbearbeitung durchgeführt.

Die im PM / CS vorliegenden Daten bilden die Instandhaltungs-Historie einer Anlage, wie sie durch die Pflege der Stammdaten, die Erfassung und Bearbeitung von IH-Meldungen und die Durchführung von IH-Aufträgen entstanden ist.

Alle im SAP R/3 verfügbaren Objekte, wie z. B. Technische Plätze, Equipments und Objektteile aus den Objektteilkatalogen können in die technische und wirtschaftliche Bewertung einbezogen werden. Durch die Integration mit den in SAP R/3 vorhandenen betriebswirtschaftlichen Daten der Anlagen ist eine objektive Anlagenperspektive ermittelbar.

Der Standard der xRCM-Lösung erlaubt die Bewertung von beliebigen Betriebsmitteln und Anlagen. Die Bewertungskriterien können dabei sowohl qualitativ:

- Technischer Zustand und
- Wichtigkeit der Anlage in der Produktion,

als auch quantitativ sein:

- Abnutzungsgrad und
- Messwerte.

Weitere Kriterien können vom Anwender definiert, miteinander verknüpft und zur Bewertung herangezogen werden.

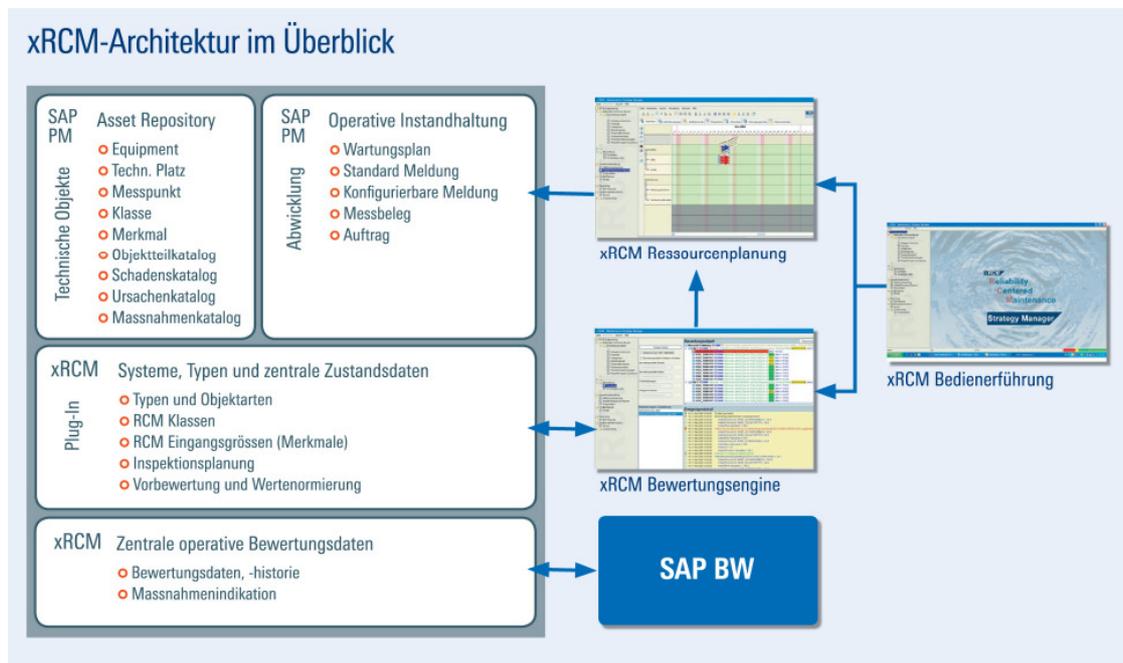


Abbildung 3: "xRCM-Architektur im Überblick"

## Typisierung - Einbindung von Anlagen und Geräten

Eine übergreifende Anlagengruppierung (Typisierung) erlaubt die Systematisierung und Konsolidierung der Objektdaten (Equipments, Technische Plätze und Baugruppen). Sie sorgt für die Bewertbarkeit und Vergleichbarkeit von technischen Objekten.

Technisch ähnliche Objekte können zu Elementen einer Klasse zusammengefasst werden. Dies kann unabhängig von der bestehenden Hierarchie der Technischen Plätze bzw. Equipments geschehen. Damit wird eine "technische Anlagendatenbank" aufgebaut, die ein flexibles Hinterlegen der speziellen Anlageneigenschaften erlaubt.

## Durchführung der Anlagenbewertung

Kernstück des xRCM ist die Bewertung der Anlagen. Die Bewertung erfolgt in der "xRCM Engine". Diese Wissensbasis verwendet unterschiedliche Bewertungsmodelle.

Bewertungsmodelle und -informationen stellen dabei das Wissen der Anlagenbetreiber dar und werden in die Bewertung eingebracht. Sie orientieren sich an den vorhandenen Objektstrukturen, die im SAP-System vorliegen.

Bedingt durch die beabsichtigte strikte Trennung im xRCM zwischen der IT-Anwendung und der "Ingenieur-Anwendung" der Anlage können weitere Bewertungsmodelle leicht durch das Instandhaltungs-Personal implementiert werden. Eine Programmierung ist hierzu nicht notwendig.

Die Bewertungsergebnisse im xRCM setzen sich grundsätzlich aus der Verknüpfung von Eingangsgrößen mit Formeln und daraus abgeleiteten Ausgangsgrößen zusammen.

Die Eingangsgrößen können sowohl Objektinformationen (Stammdaten) des PM, als auch physikalische Messgrößen oder qualitative Beurteilungen sein. Die Berechnungsfunktionen im xRCM unterstützen alle üblichen mathematischen Funktionen.

Zusätzlich können weitere Verfahrensweisen integriert werden.

*Hierzu ein Hinweis:*

*In Zusammenarbeit mit dem "Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)" der Universität Stuttgart wurde die Anwendung der "Fuzzy Logik" integriert.*

*Damit wird die Bildung und Verknüpfung von Bewertungskriterien für elektrische Betriebsmittel unterstützt.*

*Im zweiten Teil dieses Vortrages wird Herr Markus Fischer vom IEH mit seinen Ausführungen zur "Integration von Expertenwissen über technische Betriebsmittel in xRCM durch Einsatz von Fuzzy-Logik" das Thema weitergehend behandeln.*

Die Ergebnisse (Ausgangsgrößen) sind untergliedert in Zwischengrößen, die beliebige Kategorien und Einheiten annehmen können, und endgültigen Ausgangsgrößen, die einer relativen Kennzahl entsprechen (Bewertungsindex).

Diese Werte stellen z. B. die Bewertung für eine Anlage oder Anlagenteile dar. Das Ergebnis der Zustandsbewertung kann grafisch z. B. in Form von "Ampelwerten", als dreidimensionale Darstellung ("Würfel") oder auch quantitativ in Form von Prozentwerten dargestellt werden.

## Priorisierung der Instandhaltungsschwerpunkte nach Funktion

Durch die Darstellung in dreidimensionalen Koordinaten ergibt sich für jedes Betriebsmittel ein Beurteilungspunkt innerhalb einer räumlichen Darstellung (z. B. in einem Würfel).

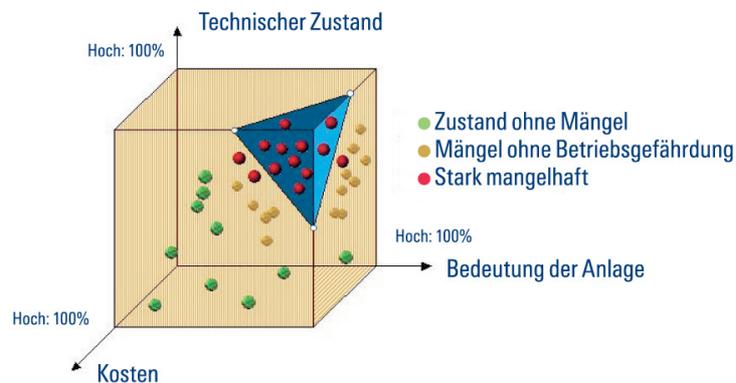


Abbildung 4: "Abbildung Würfel"

Anhand gewählter Kurven oder Flächen, die entsprechend der gewählten Instandhaltungsstrategie ausgerichtet sind, können diejenigen Betriebsmittel ermittelt werden, die im Sinne einer Priorisierung für die Wartung betrachtet werden müssen. Durch grafische Veränderbarkeit können Grenzen definiert und Simulationen für Anlagen oder Anlagenteile durchgeführt werden.

Eine nachfolgende Kontrolle der Bewertung ist durch den Zugriff auf die dokumentierte Berechnung, durch den eingebauten Formeleditor oder durch die Ablage jedes Bewertungslaufes fortlaufend in SAP leicht möglich. Die Bildung von Bewertungs-Zeitreihen ist möglich.

## Auswahl von anwendbaren und effektiven IH-Massnahmen

Abhängig vom Bewertungsergebnis wird die Durchführung von Folgemaßnahmen angestoßen. Es können automatische oder teilautomatische Aktionen ausgelöst werden (z. B. Versenden von SMS, Erzeugen von Meldungen im SAP PM und IH-Massnahmenanforderungen).

Planungsbasis bildet die im xRCM vorhandene Leitstandsfunktionalität.

Die Darstellung anhand von Kennzahlen, wie OEE (Overall Equipment Effectiveness), Technischer Zustand oder Bedeutungsindex einer Anlage oder Anlagengruppe ist möglich.

Die für die Arbeitsvorbereitung und Auftragsabwicklung notwendigen Maßnahmen werden durch den konfigurierbaren Datenextraktor ARP (Activity Resource Planner) angestoßen. Der „ARP“ ist ein Regeleditor zur Hinterlegung von Aktivitäten in Abhängigkeit von Zuständen und stellt durch die Übermittlung der Maßnahmentypen und Rollen die Workflowintegration dar.

Durch die Integration von xRCM in SAP PM werden notwendige Maßnahmen entsprechenden Wartungspositionen / -plänen zugeordnet. Automatisiert können Meldungen im SAP PM erzeugt werden. Die Typisierung bestimmt den Inhalt der Meldung. Vorgesehene Messpunkte werden mitgegeben.

Durch das Instandhaltungspersonal können anschließend Folgemaßnahmen in Form von PM Aufträgen erzeugt und freigegeben werden.

xRCM erlaubt sowohl die Einbindung von Typisierungsdaten und Bewertungsschemen von Drittanbietern wie von unternehmenseigenen Typ- und Bewertungsdaten, um der Vielfalt in der Anlagentechnik zu entsprechen. Dazu wurde eine zentrale Datenaustauschplattform geschaffen, die es interessierten Herstellern und Dienstleistungsunternehmen ermöglicht, Daten zur Verfügung zu stellen.

xRCM stellt eine einfache Anwendung zur mobilen On- / Offline-Erfassung zur Verfügung. Die Integration in SAP MAM ist möglich, eine eigene Meldungsart in xRCM bildet die Grundlage. Somit werden Zustandsdaten auf dem Prinzip des PM-Auftrags-/Meldungsschemas erfasst.

Das Zusammenspiel zwischen xRCM und dem SAP R/3 erlaubt die Bildung eines "Gesamtplanwertes" zur Budget-Ermittlung der Instandhaltung.

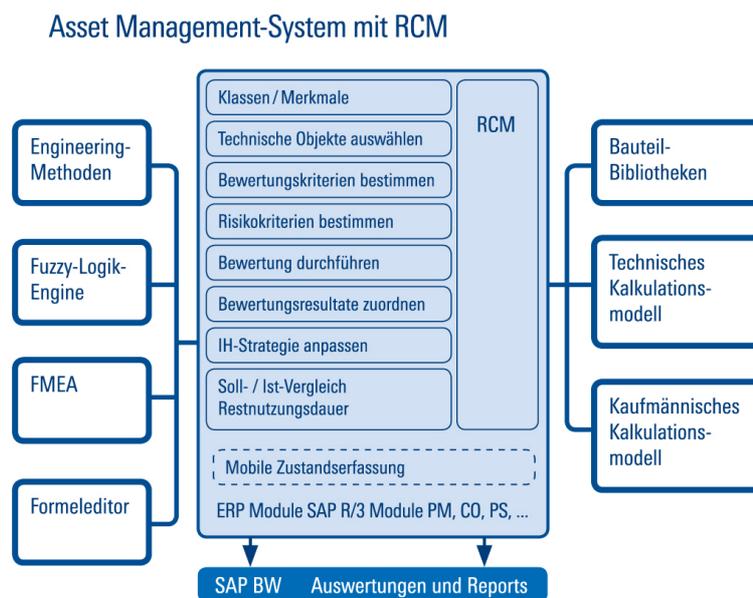


Abbildung 5: "Asset Management mit RCM"

## Zusammenfassung

Die Nutzung der von der SAG Energieversorgungslösungen entwickelten xRCM-Lösung bietet Energieversorgungsunternehmen die Unterstützung bei den Themen:

- Wirtschaftliche Erfassung von Anlagen- und Zustandsdaten
- Maßnahmen- und Bewertungsoptimierung in der Instandhaltung
- (Teil-) Automatisieren der Instandhaltungsplanung mit Bezug auf technische Daten und Anlagennutzung
- Regelbasiertes, transparentes Verteilen des Instandhaltungsbudgets für Anlagen nach Wertigkeit
- Erkennen von Schwachstellen in den Anlagen
- Generierung von Kennzahlen zur Unterstützung des Risikomanagements
- Optimierung der Anlagenabnutzung (Ausnutzung des Abnutzungsvorrats)
- Reduzierung von (geplanten) Ausfallzeiten
- Nutzung von SAP R/3 als zentrale Integrationsplattform.

Hinweis: SAP und R/3 sind eingetragene Markenzeichen der SAP AG

# Integration von Expertenwissen über technische Betriebsmittel in xRCM durch Einsatz von Fuzzy-Logik

Markus Fischer

Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH),  
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Pfaffenwaldring 47, 70569 Stuttgart

## **1 Vorgehen und Strategie**

Die Strategie der zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung eines technischen Systems (z.B. Energieversorgungssystem) ist eine Strategie, die die Instandhaltungsreihenfolge der Systemkomponenten unter Berücksichtigung der Gesamtzuverlässigkeit des Systems ermittelt. Die beiden tragenden Säulen dieser Instandhaltungsstrategie sind einerseits die Wichtigkeit der einzelnen Systemkomponenten für die Gesamtzuverlässigkeit des Systems und andererseits der Zustand der Systemkomponenten.

Es gibt grundsätzlich verschiedene Möglichkeiten die Wichtigkeit von Systemkomponenten festzulegen. Ein betriebswirtschaftlich sinnvoller Ansatz definiert die Wichtigkeit einer Systemkomponente über die Folgekosten für deren Ausfall. Im Folgenden soll aber nicht die Wichtigkeit einer Systemkomponente Gegenstand der Betrachtung sein, sondern deren Zustand.

Aus dem technischen Zustand in Gestalt diverser Zustandsgrößen einer Systemkomponente, können Rückschlüsse gezogen werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die Systemkomponente voraussichtlich weiterhin ihre technische Funktion voll erfüllen kann. Die Ermittlung der Zustandsgrößen einer Systemkomponente setzt die Erfassung zustandsrelevanter Messgrößen an der Systemkomponente voraus. Die Zustandsermittlung auf Basis dieser Messgrößen ist oft ein nichttrivialer Prozess, insbesondere dann, wenn es sich um eine technisch komplexe Systemkomponente handelt (z.B. Leistungstransformator). Fehlende mathematisch-physikalische Zusammenhänge in diesem Bereich müssen gewöhnlich erst durch Experten- und Erfahrungswissen gewonnen werden.

Die systemimmanente Eigenschaft der Fuzzy-Logik sprachliche Aussagen über den Zusammenhang zwischen Eingangs- und Ausgangsgrößen eines Systems in einen mathematischen Zusammenhang zu überführen, automatisiert quasi diesen Schritt. Mess- und Zustandsgrößen (1) können in entsprechende linguistische Variablen des Bildbereichs (3) transformiert werden. Dieser Schritt, als Fuzzifizierung (2) bezeichnet, schafft die notwendige Voraussetzung, damit Experten- und Erfahrungswissen unmittelbar in Gestalt von Produktionsregeln (4) eingebunden und damit nutzbar gemacht werden kann. Dadurch wird eine durchgängige Abbildungskette geschaffen, die linguistische Mess- und Zustandsvariablen miteinander verbindet und das Abbildungsproblem löst. Der letzte Schritt, Defuzzifizierung (5) genannt, überführt schließlich die sprachliche Lösung in eine mathematische Lösung in Gestalt eines funktionellen Zusammenhangs zwischen Eingangs- und Zustandsgrößen. Abbildung 1 zeigt die erwähnten Abbildungsschritte in einer Übersicht.

Die Fuzzy-Logik erweitert dabei die Möglichkeiten der Aussagenlogik wie folgt [Traeger... 94] [Nguyen... 00] [Borgelt... 03]:

- 1) Die Fuzzy-Logik ergänzt die Menge der in der Aussagenlogik verwendeten Wahrheitswerte (entsprechend  $\{0,1\}$ ) um die Pseudowahrheitswerte (entsprechend  $]0,1[$ ) zu der Gesamtmenge der Zugehörigkeitsgrade (entsprechend  $[0,1]$ ) und unterstützt so auch die Integration unpräziser sprachlicher Aussagen. Konstrukte wie „die Ölfeuchte ist hoch“ oder „die Spannung steigt rasch an“ lassen sich erst durch die Einführung der Zugehörigkeitsgrade abbilden.
- 2) Die Fuzzy-Logik besitzt die Eigenschaft, widersprüchliche Aussagen in einem quasi „demokratischen Prozess“ zu berücksichtigen. Darüber hinaus kann durch Gewichtung der Aussagen ihrer individuellen Aussagestärke Rechnung getragen werden.
- 3) Die transformierenden Elemente in der Fuzzy-Logik, namentlich Zugehörigkeitsfunktionen, Produktionsregeln mit Verknüpfungsoperatoren und Zuordnungsfunktionen, Aggregation und Verdichtung, sind nicht wie die transformierenden Elemente in der Aussagenlogik (NICHT, UND, ODER) fest definiert. Stattdessen existiert für jedes transformierende Element ein Pool an Funktionen, wobei jede Funktion individuell parametrisiert werden kann. Ist eine Aufgabe prinzipiell durch Fuzzy-Logik lösbar, kann durch die genannten Freiheitsgrade die Fuzzy-Logik an die zu lösende Aufgabe adaptiert werden. Dadurch sind optimierte Ergebnisse erzielbar.

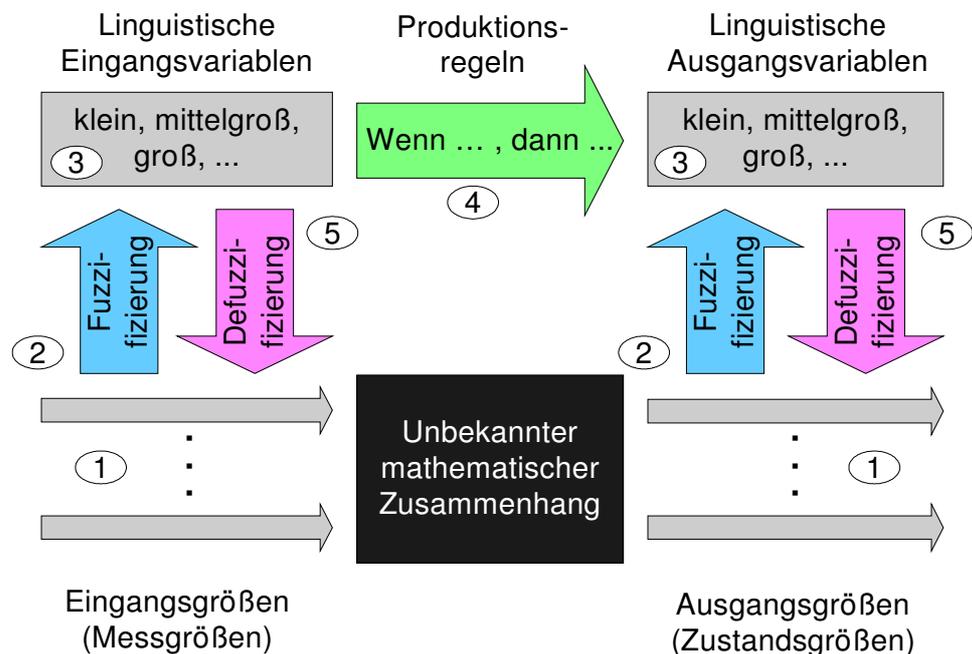


Abbildung 1 Abbildungsschritte der Fuzzy-Logik

Die in xRCM integrierte Fuzzy-Logik-Maschine ist generisch aufgebaut, das heißt, sie ist in weiten Teilen konfigurierbar ausgelegt, entsprechend Punkt 3. Die Wahl der geeigneten Funktionen für die transformierenden Elemente der Fuzzy-Logik-Maschine erfolgt aufgabenspezifisch aus xRCM heraus. xRCM legt ebenfalls die Parametrisierung der Funktionen, die sich an den Wertebereichen der Mess- und Zustandsgrößen orientiert, fest. Für die Integration von Erfahrungs- und Expertenwissen durch den Anwender stellt xRCM einen Regeleditor bereit. Ein Beispiel für die Zustandsbestimmung eines Betriebsmittels aus der Energieversorgung ist Gegenstand des Vortrags.

## **2 Literatur**

[Traeger... 94]

Traeger, D. H.: Einführung in die Fuzzy-Logik, B. G. Teubner Stuttgart, 1994

[Nguyen... 00]

Nguyen, H. T.; Walker, E. A.: A first course in fuzzy logic, Chapman & Hall/CRC, 2000

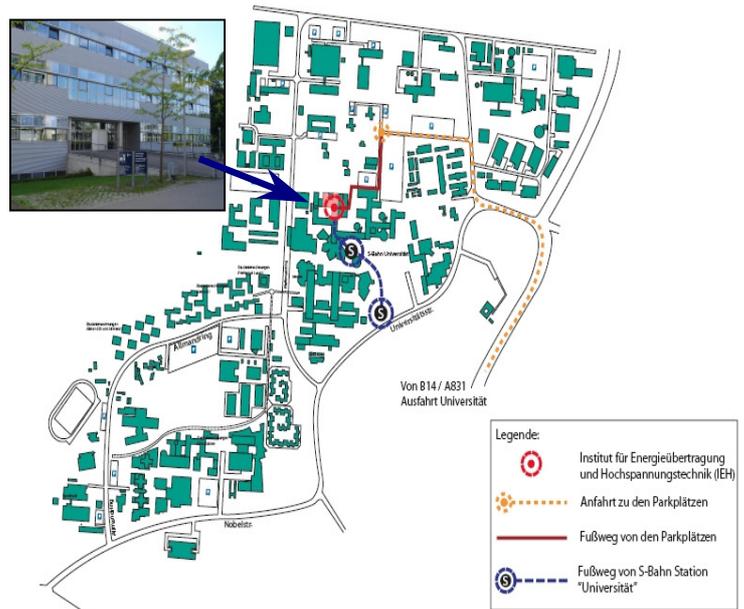
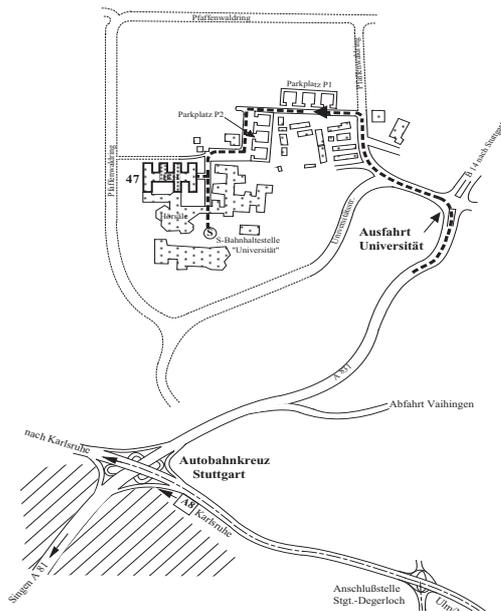
[Borgelt... 03]

Borgelt, C.; Klawonn, F.; Kruse, R.; Nauck, D.: Neuro-Fuzzy-Systeme, Vieweg, 2003

## Anfahrt zum IEH (Universität Stuttgart-Vaihingen)

### Anreise mit dem PKW

- Autobahn A8 / A81 Richtung Stuttgart
- Am Autobahnkreuz Stuttgart auf A831 Richtung S-Zentrum / S-Vaihingen
- Weiter Richtung Universität (A831 mündet auf B14)
- Ausfahrt Universität
- Wegweiser Richtung Universität folgen, dann nach rechts in Pfaffenwaldring abbiegen
- Gebäude Nr. 47 ist ausgeschildert (siehe Detailkarte)



### Anreise mit der Bahn:

Vom **Hauptbahnhof** erreichen Sie uns mit den S-Bahn-Linien

- 1 (Richtung Herrenberg),
- 2 (Richtung Filderstadt) oder
- 3 (Richtung Flughafen).

Die Fahrzeit vom Hauptbahnhof bis zur Haltestelle Universität beträgt etwa 12 Minuten.

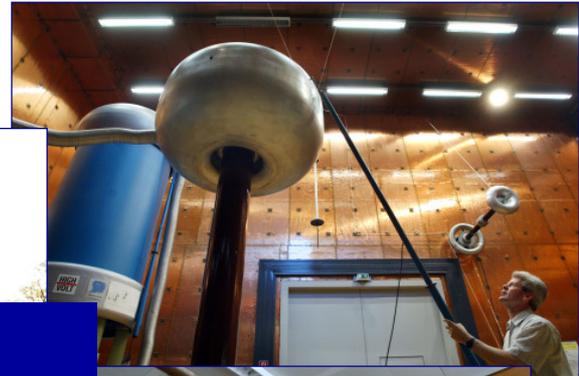
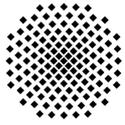
Vom **Flughafen der Filderhalle** erreichen Sie uns mit den S-Bahn-Linien 2 (Richtung Schorndorf) oder 3 (Richtung Backnang).

Die Fahrzeit vom Flughafen bis zur Haltestelle Universität beträgt etwa 17 Minuten.

Haltestelle *Universität*, Ausgang Universitätszentrum.

### Location and Travel Information





### Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen

### Schwerpunkthemen:

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Schaden- und Ausfallanalyse
- Simulation elektrischer und thermischer Strömungsfelder
- Entwicklung von Hard- und Software zur Zustandsbeurteilung elektrischer Betriebsmittel
- Entwicklung von Sensoren und Messverfahren zur Betriebsüberwachung
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung