

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

Modernes Design und zuverlässiger
Betrieb von Komponenten
des elektrischen Netzes

5. und 6. März 2008
Filderhalle Stuttgart



*Institut für Energieübertragung
und Hochspannungstechnik*



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:

ABB

A
AREVA

LDIC 



OMICRON 

PFISTERER

SIEMENS

S G B
S T A R K S T R O M

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

Modernes Design und zuverlässiger
Betrieb von Komponenten des
elektrischen Netzes

5. und 6. März 2008
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart

Wissenschaftliche Tagungsleitung:
Prof. i.R. Dr.-Ing. Dr. h.c. Kurt Feser
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

ISBN 978-3-00-024098-0

© 2008 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47
70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel, Heinz Rebholz

Druck: haka print und medien GmbH, 73760 Ostfildern

Inhaltsverzeichnis:

Hohe Zuverlässigkeit, für Kernkraftwerke eine Notwendigkeit Peter Hirt, Präsident Swissnuclear, Schweiz	21
Ester Transformer Fluids for Increased Fire Safety, Reliability and Environmental Performance Russel Martin, M+I Materials Ltd, Manchester, UK	29
Wasseraufnahmevermögen und Alterungsverhalten von Pflanzenölen für Leistungstransformatoren Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	37
Power Transformer Experience with Natural Ester Dielectric Coolant Peter G. Stenborg, Cooper Power Systems, Waukesha, USA	51
Regelbare Leistungstransformatoren mit biologischabbaubarem Öl Jörg Harthun, AREVA Energietechnik GmbH, Mönchengladbach	63
Thermische Auslegung von mit Estern befüllten Transformatoren Christian Schmied, Siemens AG, Dresden Andreas Weinläder, Universität Stuttgart	73
Elektrische Spannungsfestigkeit typischer Isolierstrecken von Stufenschaltern in Esterflüssigkeit Rainer Frotscher, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	81
Neue Trends bei der Lüftersteuerung von Leistungstransformatoren Tobias Stirl, AREVA Energietechnik GmbH, Mönchengladbach	89
Lastgeräusch bei Transformatoren Erik de Groot, Smit Transformatoren, Nijmegen, Niederlande	105
800 kV Ultra HVDC – Eine technische Herausforderung Peter Heinzig, Siemens AG, Nürnberg	119
Hochfrequente Teilentladungsmessung – Anwendung vor Ort und in der Labormesstechnik Dr. Sacha M. Markalous, LDIC GmbH, Dresden	121
Vorteile synchroner TE-Mess- und Auswerteverfahren Dr. Ronald Plath, OMICRON electronics, Klaus, Österreich	129
Störungsarme Vor-Ort-Teilentladungsmessungen mit der UHF Methode Sebastian Coenen, Universität Stuttgart	143

Moderne Verfahren zur Wasserbestimmung in Leistungstransformatoren	155
Dr. Maik Koch, OMICRON electronics, Klaus, Österreich	
Tan Delta Messungen und Teilentladungsdiagnose bei VFL Prüfspannungen	167
Prof. Dr. Gunter Voigt, HTWG Konstanz	
TE- und dielektrische Diagnose an Mittel- und Hochspannungskabeln mit DAC Technologie	183
Frank Petzold, Seba Dynatronic GmbH, Baunach	
Neue TE-Sensortechnik an Hochspannungsgarnituren und -steckern	191
Ruben Grund, Pfisterer AG, Winterbach Denis Denisov, Universität Stuttgart	
Transformator Durchführungen für höchste mechanische Belastungen	201
Jens Rocks, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich	
Teilentladungsdetektion und -ortung an gasisolierten Schaltanlagen GIS	211
Stefan Hoek, Universität Stuttgart	
Gasisolierte Schaltanlagen für 1100 kV – Herausforderungen an Entwicklung und Prüfung	219
Dr. Uwe Riechert, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich	
Schaden an einem 110-kV-Transformator infolge einer Gleichlaufstörung des Leistungsschalters	235
Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried, Universität Karlsruhe (TH)	
Praxiserfahrung mit IEC 61850 – Einbindung des Transformator Monitoringsystems MS 3000 in die Leittechnik	247
Michael Rösner, AREVA Energietechnik GmbH, Mönchengladbach	
On-Site Diagnostik an Leistungstransformatoren	257
Guntmar Gunkel, Idea metrology, Schalksmühle	
Fleetscreening an Leistungstransformatoren – Ein Fallbeispiel	269
Uwe Thiess, Siemens AG, Nürnberg	
Mobiles Transformatorenprüfsystem mit statischem Frequenzumrichter	285
Andreas Thiede, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH	

ABB Schweiz AG

Micafil



ABB Micafil produziert und liefert innovative, qualitativ hochwertige Isolationskomponenten für den globalen Energietechnik-Markt.

Wir leisten hiermit einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren, effizienten und nachhaltigen Energieversorgung.



ABB Schweiz AG, Micafil
Badenerstrasse 780
CH – 8048 Zürich, Schweiz
Tel. +41 58 586 03 33 Fax +41 58 586 03 01



Hermetiktransformatoren mit Bio-Öl



TRANSMISSION & DISTRIBUTION

T&D

Von der Vision zur Wirklichkeit

- Leistungen bis 200 MVA
- Spannungen bis 245 kV
- Biologisch abbaubares Kühlmedium

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.areva.com

AREVA

Teilentladungs-, Mess- und Diagnose-Systeme



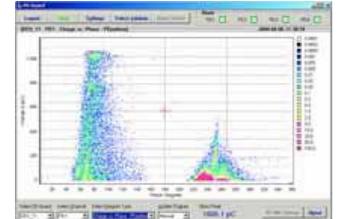
PD SMART



LDS-6 / UHF



Mobiles Prüfsystem



Monitoring

Vom zeitabhängigen zum zustandsabhängigen Asset Management

Es erhöht die Verfügbarkeit der elektrischen Energie und ermöglicht die zeitliche Planung von Abschaltungen zu Wartungszwecken. Innovative digitale Monitoringsysteme, die sich in übergeordnete Leit- und SCADA-Systeme eingliedern lassen, sind unsere Spezialität. Die Monitoringsysteme lassen sich kaskadieren und fernsteuern. Hochentwickelte Software zur Auswertung der gesammelten Daten erleichtert den Benutzern die Arbeit. Zusätzlich stehen im Alarmfall Analysetools zur Verfügung, die eine Entscheidung über einzuleitende Maßnahmen erleichtern.

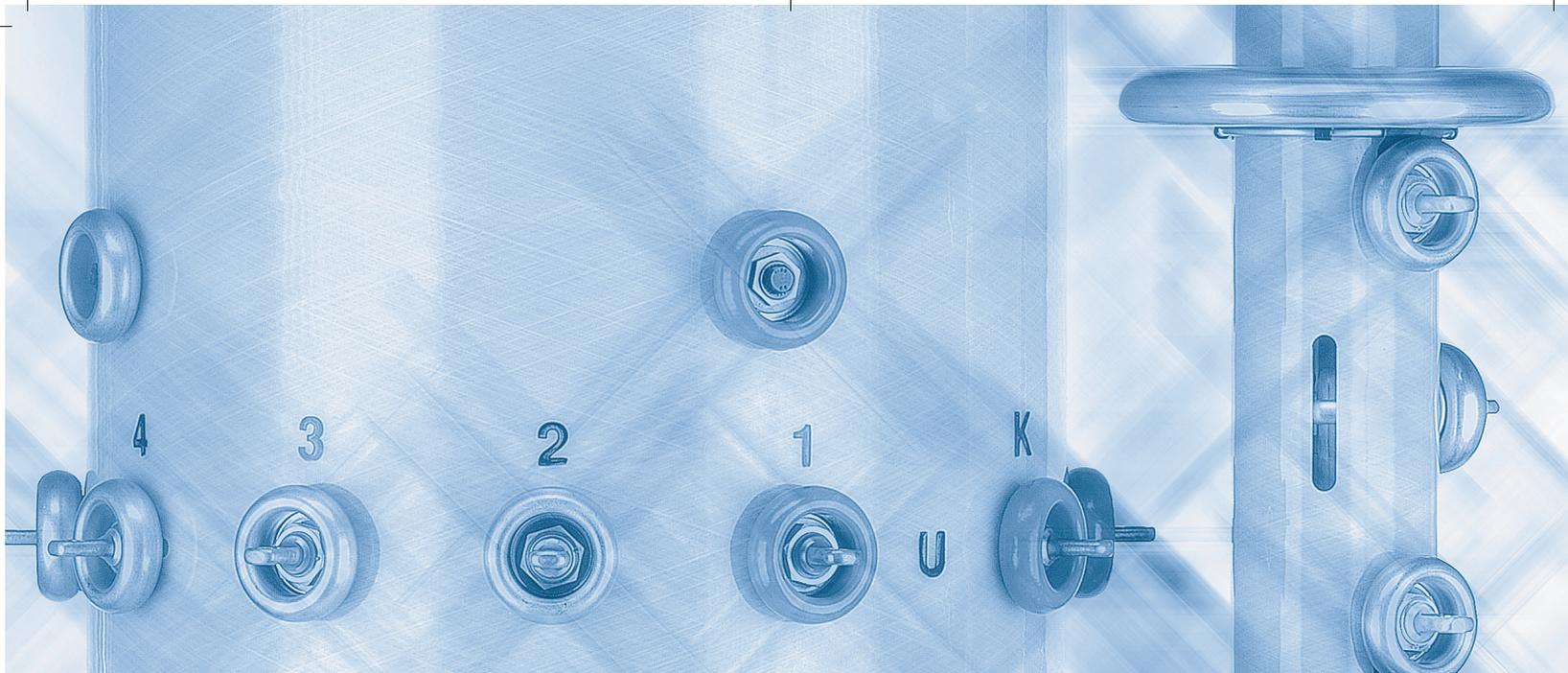
Teilentladungs-Monitoringsysteme

Sensoren für das TE-Monitoring



Beratung, Training und Seminare





VACUTAP® VR 1300. Willkommen in der Zukunft.

VACUTAP®-Stufenschalter von Reinhausen sind bekannt für ihre Zuverlässigkeit unter allen Bedingungen. Ihre Vorteile überzeugen Anwender rund um die Welt.

Zuverlässig Kosten senken

- Wartungsfrei bis zu 300.000 Schaltungen
- keine zeitabhängige Wartung
- für alle Netzanwendungen
- drastisch reduzierte Kosten über die Gesamtnutzungsdauer
- erhöhte Verfügbarkeit des Transformators

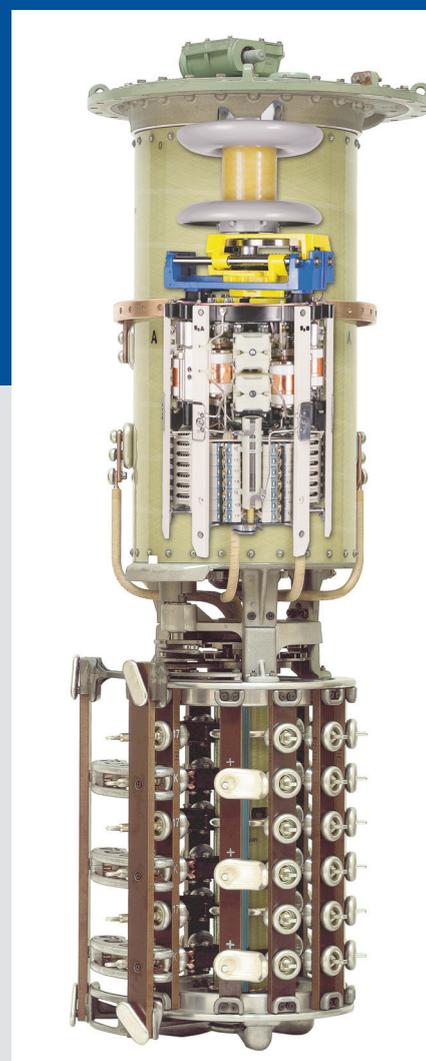
Lösungen für alle Anwendungen

- für Industrieanwendungen, z. B. Lichtbogenofenbetrieb
- für Spartransformatoren
- für Regelung am Anfang der Dreieckwicklung
- für HGÜ-Transformatoren
- für Hermetik-Transformatoren
- Sonderausführung für Einsatz in explosionsgefährdeten Bereichen verfügbar

www.reinhausen.com

Kontakt:

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstraße 8, 93049 Regensburg, Germany
Tel.: +49 941 4090-0, E-Mail: sales@reinhausen.com



[Die hohe Kunst der Transformer Diagnose]



Wie Sie es auch betrachten,

mit seiner umfangreichen Produktpalette für die Primärprüfung setzt OMICRON neue Maßstäbe für die Energietechnik.

CPC 100 + CP Tan Delta (TD1) - das Diagnosewerkzeug für die automatische Prüfung wichtiger Trafo-parameter wie Wicklungswiderstand, Übersetzung und Verlustfaktor.

DIRANA - mit diesem neuartigen Diagnosesystem kann die Feuchtigkeit in Papierisolationen zuverlässig und schnell bestimmt werden. Eine Kombination von Frequenzbereichs- (FDS) und Zeitbereichsmessung (PDC) reduziert hierbei drastisch die Messzeit und macht DIRANA zu einem leistungsfähigen und dabei leichtgewichtigen Analysewerkzeug für Transformatoren.

FRAnalyzer - dieses kleine leichte Frequenzgangmessgerät hilft Defekte in Wicklung und Fehler im Kern von Leistungstransformatoren zu finden. Durch Messung im Frequenzbereich (SFRA) und die einfache sowie innovative Anschlussstechnik kann eine extrem gute Störunterdrückung erzielt werden.

MPD 600 - diese extrem kompakte Messlösung erfasst Teilentladungen in vielen Betriebsmitteln von Hochspannungsanlagen, wie Leistungstransformatoren, rotierenden Maschinen und Kabeln.

Innovative Geräteentwicklungen von OMICRON machen Prüfen und Analysieren einfacher denn je - informieren Sie sich über unser umfangreiches Produkt- und Dienstleistungsangebot.



OMICRON

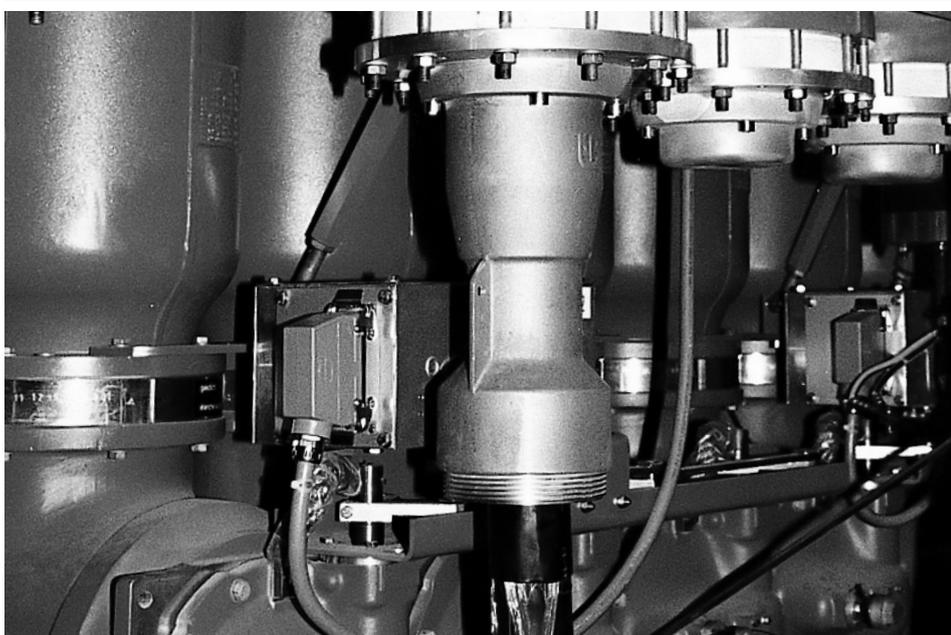


Innovative Prüflösungen für die Energietechnik

www.omicron.at

info@omicron.at

OMICRON electronics GmbH
Oberes Ried 1 • 6833 Klaus • Austria
Tel.: +43 5523 507-0 • Fax: +43 5523 507-999



Komponenten und Systeme für Mittel- und Hochspannungskabel bis 300 kV.

PFISTERER ist der Spezialist für Kontaktelemente und -systeme im Bereich von Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen. Über 80 Jahre Erfahrung sowie ein Gespür für Trends und Innovationen haben uns zu dem gemacht, wofür wir heute in vielen Bereichen stehen: Marktführer.

CONNEX. Trocken steckbares Anschluss-System für Mittel- und Hochspannungskabel.

Das universelle Anschluss-System für Transformatoren und Schaltanlagen mit zahlreichen Varianten für die Spannungsebenen von 12 kV bis 245 kV.

IXOSIL-Kabelendverschlüsse mit Silikon-Isolierung.

Die perfekte Lösung für den Freilufteinsatz. Darüber hinaus sind Ausführungen für Innenraumanwendungen sowie stützende Varianten sowohl mit Isolierfüllmasse als auch trocken verfügbar.

IXOSIL-Aufschiebe-Muffen aus Silikonkautschuk.

Zur sicheren Verbindung von gleichen und unterschiedlichen Kupfer- oder Aluminiumleiterkabeln. Das Programm umfasst Varianten im Spannungsbereich von 72,5 kV bis 300 kV.

IXOLINE. Mit IXOSIL- oder CONNEX-Anschlüssen konfektionierte Kabel.

Hohe Zuverlässigkeit bei niedrigem Zeit- und Kostenaufwand, da für die Installation keine Spezialwerkzeuge benötigt werden.

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH & Co. KG | Rosenstraße 44 | 73650 Winterbach
Telefon 07181 7005 0 | Telefax 07181 7005 565 | dialog@pfisterer.de | www.pfisterer.de

THE POWER CONNECTION

CABLE SYSTEMS | COMPONENTS | OVERHEAD LINES | RAILWAY CATENARY SYSTEMS



Wie deckt man den weltweit wachsenden Energiebedarf, ohne die Umwelt zu zerstören?

Unsere Antwort: „Effiziente Energieversorgung.“

Mit unseren Innovationen sorgen wir für mehr Effizienz bei der Erzeugung und Übertragung von Energie. Und somit auch für deutlich reduzierte CO₂-Emissionen.
www.siemens.com/answers

Answers for the environment.

SIEMENS

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 7841-439
 Email sgb@sgb-trafo.de
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
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
www.smittransformers.com

Hohe Zuverlässigkeit, für Kernkraftwerke eine Notwendigkeit

Peter H. Hirt
Geschäftsleiter
Kernkraftwerk Gösgen-Däniken AG
peter.hirt@atel.ch
Switzerland

KURZFASSUNG

Die Basis für den Erfolg der Kernkraftwerke ist ihre Zuverlässigkeit. Es gilt die Formel:

Hohe Zuverlässigkeit = hohe Sicherheit + hohe Verfügbarkeit

Daher stützt sich die Betriebsstrategie auf ein breites Spektrum unterschiedlicher Methoden. Mit umfangreichen, optimierten Massnahmen werden Sicherheit und Verfügbarkeit der Kraftwerke gewährleistet. Die eingesetzten Methoden umfassen unter anderem Rundgänge, Inspektionen, Funktionstests, wiederkehrende Prüfungen, periodische Instandhaltung, Personalschulung, Schutzsysteme und Diagnostik. Die betriebliche Überwachung und die betrieblichen Kontrollen werden von computergestützten Systemen unterstützt. Zur Schadenfrüherkennung werden Prüfverfahren und Diagnostik teilweise kombiniert, so dass durch vorbeugende resp. ausfallorientierte Instandhaltung Mängel gezielt behoben werden können.

Am Beispiel des Kernkraftwerks Gösgen-Däniken werden die eingesetzten Methoden zur Erreichung der hohen Zuverlässigkeit erläutert.

1 EINLEITUNG

Seit der kommerziellen Betriebsaufnahme im November 1979 hat das Kernkraftwerk Gösgen (KKG) überdurchschnittliche Werte in Bezug auf Verfügbarkeit und Sicherheit ausgewiesen. Die Jahresproduktion beträgt mittlerweile rund 8 Milliarden Kilowattstunden. Dies entspricht etwa 15 Prozent des schweizerischen Stromverbrauchs. Bis zum 31. Dezember 2007 betrug die Nettostromproduktion 207,5 Milliarden Kilowattstunden und die hohe durchschnittliche Arbeitsausnutzung seit der kommerziellen Inbetriebnahme 89,5 Prozent. Die Stromgestehungskosten sanken über die Jahre von 6,30 Rappen pro Kilowattstunde im Jahre 1980 auf 3,64 Rappen pro Kilowattstunde im Jahre 2007.

Das Jahr 2007 war das 17. Jahr in Folge ohne ungeplante Reaktor-Schnellabschaltung.

KKG liegt auf Rang 27 der von der Zeitschrift Nuclear Engineering International publizierten Welt-rangliste Arbeitsverfügbarkeit, basierend auf 385 KKW.

Die hohe Verfügbarkeit basiert auf einer ausgezeichneten Betriebsführung gestützt auf bestens ausgebildetem Personal und einem einwandfreien Zustand des Kraftwerks.

2 BETRIEBSFÜHRUNG

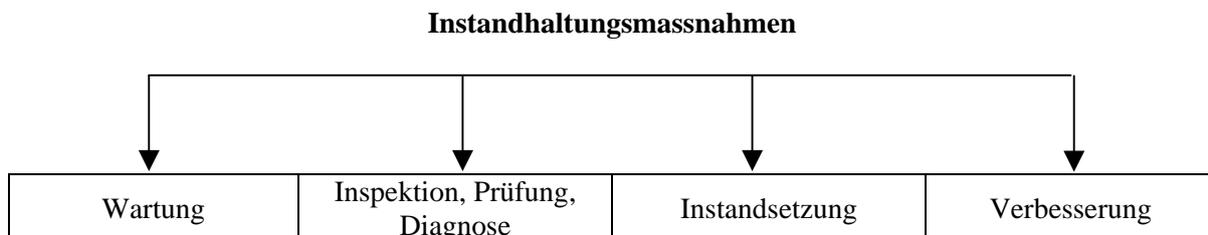
Die Betriebsmannschaft überwacht im Dreischichtbetrieb das Kraftwerk vom Hauptkommandoraum aus. Sie bedient sich der sehr umfangreichen Betriebsinstrumentierung, stützt sich auf das Betriebs-handbuch und die funktionsgerechte Ausbildung unter anderem am betriebseigenen "Full Scope" Simulator. Durch Rundgänge, Ablesen von Messinstrumenten vor Ort, visuelle Kontrollen und wiederkehrenden Funktionstests überwacht die Betriebsmannschaft das Kraftwerk. Bei Auffälligkeiten und Abweichungen vom Sollzustand werden Störmeldungen erstellt und den zuständigen Fachabteilungen zur Behebung übergeben. Die Instandhaltung übernimmt die rechtzeitige Anlagen-Anpassung.

3 INSTANDHALTUNG (IH)

3.1 Definition und Begriffe der Instandhaltung

Die Instandhaltung ist die Summe der geplanten und systematischen Aktionen, welche zur Bewahrung und Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft, der Zuverlässigkeit und der Verfügbarkeit der Kraftwerksanlage sowie zur Verhinderung des Versagens einzelner Anlagen notwendig sind.

Die Instandhaltung stützt sich auf die Grundmassnahmen Wartung, Inspektion/Prüfung/Diagnose, Instandsetzung und Verbesserung.



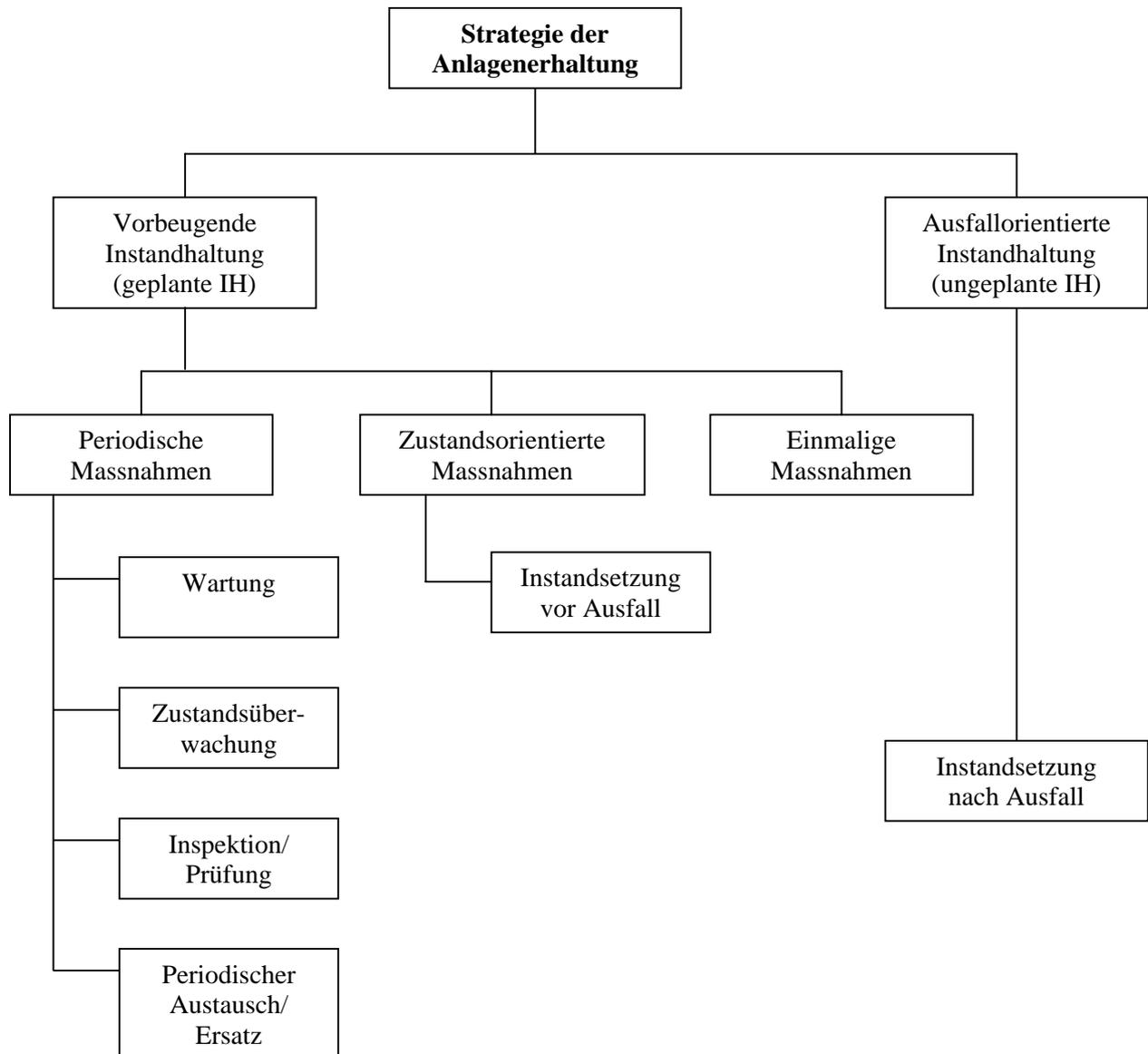
3.2 Instandhaltungsstrategien

Die Instandhaltungsstrategien beruhen auf IH-Empfehlungen der Hersteller, Betriebserfahrungen, externen Erfahrungsmeldungen, Vorgaben der Aufsichtsbehörde, Alterungserscheinungen sowie Hinweisen aus der probabilistischen Risikoanalyse.

Grundsätzlich ist zwischen vorbeugender und ausfallorientierter IH zu unterscheiden:

- Vorbeugende IH (geplante IH)
Für diese IH sind Planungen ausgearbeitet. Die Pläne basieren auf den Anforderungen bezüglich Sicherheit und Verfügbarkeit.
- Ausfallorientierte IH (ungeplante IH)
IH infolge unerwarteten Ausfalls. Die IH ist zum nächstmöglichen Zeitpunkt durchzuführen.

Im KKG werden die Strategien der vorbeugenden und ausfallorientierten IH angewendet:



3.3 Vorbeugende Instandhaltung

IH vor Eintritt einer Störung oder dem Ausfall einer Anlage. Der Nutzungsvorrat wird nicht ausgenutzt.

Bei allen Systemen und Komponenten mit sicherheitstechnischer Bedeutung muss vorbeugende IH angewendet werden. Die Strategie der vorbeugenden IH wird auch für die sicherheitstechnisch wichtigen Bauwerke eingesetzt. Bei einsträngigen Systemen und Komponenten mit grosser Gefahr für einen Betriebsunterbruch sowie bei den konventionellen Bauwerken wird fallweise ihr Einsatz geprüft.

Anlagen mit vorbeugender IH sollen während des nächsten Intervalls keinen Ausfall erleiden.

- **Periodische Massnahmen:**
Geplante, in festen Zeitabständen wiederkehrende Massnahmen.
Die Zeitabstände werden aufgrund von Lieferantenempfehlungen, Erfahrungswerten oder Forderungen der Aufsichtsbehörde festgelegt.
- **Zustandsorientierte Massnahmen:**
Voraussetzung ist die kontinuierliche oder periodische Zustandsüberwachung, durch Inspektionen, Kontrollen, Tests oder Diagnose, welche eine Voraussage des Nutzungsvorrats und somit des IH-Zeitpunkts erlaubt. Die Periodizität wird aufgrund von Lieferantenempfehlungen, Erfahrungswerten oder Prüfmöglichkeiten (System in Betrieb) festgelegt. Die Instandsetzung vor Ausfall wird ausgelöst, wenn vordefinierte Kriterien erreicht werden.
- **Einmalige Massnahmen:**
Aufgrund von Erfahrungsmeldungen oder der Auswertung von IH-Ergebnissen einmalig durchgeführte Massnahmen. Je nach Ergebnis können sie in periodische Massnahmen umgewandelt werden, eine Instandsetzung oder Verbesserung zur Folge haben oder einmalig bleiben.

3.4 Ausfallorientierte Instandhaltung

IH nach Störung oder Ausfall einer Anlage. Der Nutzungsvorrat wird vollständig ausgenutzt, anschliessend erfolgt die Instandsetzung (korrigierende IH).

In der Praxis ist es manchmal erforderlich, periodische IH-Massnahmen mit ausfallorientierten IH-Massnahmen zu kombinieren.

3.5 Instandhaltungsablauf

Der Ablauf erfolgt in 5 IH-Stufen:

Stufen-Nr.	IH-Tätigkeit	IH-Phasen-Nr.
IH-Stufe 1	IH-Planung	Phase I
IH-Stufe 2	IH-Vorbereitung	Phase II
IH-Stufe 3	IH-Durchführung	Phase III
IH-Stufe 4	IH-Abschluss	Phase III
IH-Stufe 5	IH-Dokumentation und Erfahrungsauswertung mit Rückfluss in die IH-Planung	Phase IV

Für den IH-Ablauf wird als Arbeitshilfs- und Steuerungsmittel das EDV-Programm IPIS eingesetzt.

3.6 Zustandsüberwachung

Zustandsüberwachung als Teil der Instandhaltung ist "Diagnose" im weitesten Sinn, mit breit angelegten und tiefgehenden Wiederholungsprüfungen. In diesem Rahmen werden u. a. Diagnostiken zur Funktionsfähigkeit von Komponenten und zur Alterungsüberwachung eingesetzt. Wobei unter einer "Diagnostik" auch einfache Massnahmen wie z. B. "visuelle Kontrolle auf Korrosion" etc. verstanden werden.

Periodische Massnahmen:

Zur Zustandsüberwachung werden zum Beispiel im Bereich Maschinentechnik folgende Methoden angewendet:

- Stossimpulsmessung → rotierende Maschinen
- Schwingungsüberwachung → rotierende Maschinen
- Ölanalyse → rotierende Maschinen
- Temperaturmessung → rotierende Maschinen
- Stromaufnahme → Armaturen (in Zusammenarbeit mit Abt. E)
- Betriebsdaten (z. B. Druck, Durchflussmenge)

Die Zustandsüberwachung einer Komponente kann aus einer Kombination mehrerer Massnahmen bestehen. Ebenso kann die Planung von IH-Massnahmen aus einer Kombination von Zustandsüberwachung und periodischen Massnahmen bestehen (z. B. Überwachung des Zustands und Festlegung einer maximalen Einsatzdauer).

Zur rechtzeitigen Auslösung von IH-Massnahmen, d. h. vor dem Eintritt einer Störung, dem Ausfall eines Systems oder einer Komponente, werden Grenzwerte festgelegt. Die Festlegung dieser Grenzwerte erfolgt unter Berücksichtigung von Normen, Herstellerempfehlungen und eigenen Erfahrungen. Dabei können 2 Grenzwerte definiert werden:

- **Warngrenze**
Es ist eine merkbare Veränderung eingetreten, die genauer analysiert oder verfolgt werden muss.
Mögliche Massnahmen sind z. B.:
 - Verkürzung des Zeitintervalls der Zustandsüberwachung
 - Durchführung zusätzlicher Analysen
- **Alarmgrenze**
Es ist eine Veränderung derart eingetreten, dass IH-Massnahmen geplant werden müssen.

Für die Zustandsüberwachung sind die technischen Abteilungen (Elektro- und Maschinentechnik) zuständig, die auch für die IH verantwortlich sind.

4 DIAGNOSESYSTEME IM KKG

Die wichtigsten technischen Systeme sind nachfolgend stichwortartig zusammengefasst:

Stationäre Schwingungsmessungen

Hauptkühlmittelpumpe:

Voll instrumentiert: Wellenbahnmessung, Gehäuseschwingungsmessung, Wellenschwingungsmessung

Schwingungsmessungen Turbine/Generator

Lager- und Wellenschwingungen
Ständerwicklung Wickelkopfschwingung

Diese Messungen werden online ausgewertet. Analogsignale werden in den Prozessrechner eingespielt und z. T. auf Grenzwerte überwacht.

Spezielle Auswertungen beim An- und Abfahren.

Punktuelle Schwingungsmessungen

Messaufbau an Maschinen je nach Bedarf (z. B. im Rahmen von wiederkehrenden Prüfungen) mit anschließender Offline-Auswertung.

Schwingungs-Überwachungssystem (SÜS)

Das SÜS dient zur Überwachung der mechanischen Integrität des Primärkreislaufes. Beurteilungskriterium ist das Schwingungsverhalten der Komponenten. Auch kleine Verhaltensänderungen sind mit dem SÜS messbar, so dass entstehende Schäden frühzeitig erkannt und grössere Folgeschäden vermieden werden können.

Körperschallüberwachungssystem (KÜS)

Das KÜS hat die Aufgabe, den Primärkreis auf lockere oder lose Teile zu überwachen. Die rechtzeitige und sichere Detektion loser Teile, die das Kühlmittel mit sich reisst, vermeidet Folgeschäden wie zum Beispiel die Beschädigung der Brennelemente, der Pumpenschaufelplattierung oder der Heizrohrinwalzungen im Dampferzeuger-Rohrboden. Festgestellte lockere, noch ortsfeste Teile können die Loslösung von Einbauteilen ankündigen.

Prozessrechnersystem PRODIS

Ist das für die Leittechnik wertvollste System.

Messdatenerfassung von total 8000 Binär- und Analogmesswerten.

Überwachung von Grenzwerten möglich.

Abspeicherung der Messwerte in hoher Auflösung für nachträgliche Auswertungen und Trendverfolgung (Kurzzeittrends, Langzeittrends).

Online-Messwertverfolgung.

Transientenauswertung.

Mobile Analysegeräte (Leittechnik)

Messwarterfassung und Transientenrekorder für Fehlersuche.

Teilentladungsmessung am Generator

Online-Messung und Aufzeichnung. "Fingerabdruck" für den Zustand des Generators. Bei Veränderung erfolgt die Auswertung durch den Spezialisten.

Condition-Monitor am Generator

Analysiert das Kühlgasgemisch (Zusammensetzung und Konzentration der Gaskomponenten).

Sich selbst überwachende Baugruppen

Verschiedene Baugruppen überwachen sich durch Selbstdiagnose selber und melden einen Ausfall.

Zum Beispiel Drahtbruchüberwachung.

Ölanalyse bei Transformatoren

Online-Diagnose beim Blocktransformator mit Analyse des Gasgehaltes und -gemisches im Trafoöl. Kann Hinweise geben auf Heissstellen, Undichtigkeit, etc.

Einfachere Ausführung bei anderen Transformatoren, offline: Ölproben werden periodisch genommen und im Labor analysiert.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Ein grosser Teil der Tätigkeiten der Kraftwerksmitarbeiter ist im weitesten Sinn Diagnostik, viele Tätigkeiten der Betriebsmannschaft aber auch der technischen Fachabteilungen dienen der Erfassung des Anlagezustandes.

Die Betriebsmannschaft ermittelt durch Rundgänge, Kontrollen vor Ort, Analyse von Betriebsdaten, Funktionsprüfungen an Systemen, unterstützt durch PRODIS den betrieblichen Anlagenzustand. Die technischen Abteilungen erfassen mit Inspektionen Prüfungen, Tests und Analysen den technischen Zustand der Kraftwerkseinrichtungen. Die Ergebnisse aus all diesen Untersuchungen dienen zur Festlegung eines umfassenden Instandhaltungsprogramms, das den maximal besten Zustand des Kraftwerkes anpeilt.

Diese Kraftwerksanlage zusammen mit einer bestens ausgebildeten und trainierten Betriebsmannschaft sind die wichtigsten Voraussetzungen für eine hohe Zuverlässigkeit, d. h. hohe Sicherheit und hohe Verfügbarkeit des Kernkraftwerks.

Ester Transformer Fluids for Increased Fire Safety, Reliability and Environmental Performance

Dr Russell Martin, Technical Manager
& James O'Brien, Commercial Engineer

M&I Materials Ltd
Manchester, UK

Summary

The electrical power transmission and distribution industry has for some time expressed a rapidly growing interest and need for environmentally friendly dielectric fluids, as viable alternatives to mineral oil. However, in order for these fluids to have widespread appeal, they must also demonstrate that they are safe, economical, and offer a high standard of electrical performance over a long working life. This paper illustrates the advantages that ester fluids have to offer in terms of fire safety, environmental protection and moisture tolerance. Issues such as the refilling of existing equipment and fluid testing are also discussed.

Keywords:

Esters, fire safety, biodegradability, environment, moisture tolerance, refilling, fluid testing

Introduction

Esters have been used as dielectric liquids since the invention of the oil-filled transformer in the late 1880s. The earliest simple natural ester dielectrics were subsequently found to be incompatible with free breathing equipment, because of their chemistry, and were gradually replaced by mineral oils. Later, silicon oils made an appearance, offering a high fire factor alternative. However, these were found to be environmentally questionable.

In recent years there has been a drive towards finding and using dielectrics which offer good

reliability, high fire safety margins, whilst at the same time being environmentally friendly. A sustained R&D effort over many years has resulted in significant improvements in ester performance, and nowadays, modern ester dielectrics, both natural and synthetic, offer these advantages.

Synthetic ester dielectrics have been successfully used for almost 40 years and continue to grow in popularity.

In the last 10 years there has been a resurgence in interest in the use of natural ester dielectrics because of their obvious 'green' credentials.

There is still widespread confusion about the nature of ester dielectric fluids, and how they differ from other types of liquid insulation. This paper attempts to explain some of the misconceptions, and looks in detail at a few of the key advantages that ester fluids have to offer.

What is an 'ester'?

The term 'ester' comes from the chemical linkage, which is formed from the reaction of an alcohol and a fatty acid

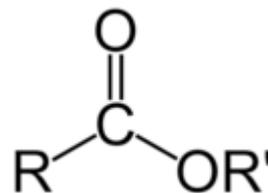


Fig 1 – The ester linkage

In Fig 1 the O represents oxygen, C represents carbon, R and R' represent carbon chains, which may be the same or different. The single line represents a single bond, and a double line represents a double bond. Note that C=O double bonds behave differently from the C=C double bonds found in the chains of natural esters.

As the name implies, the ester linkage occurs in both natural and synthetic esters, but does not occur in mineral or silicone oils.

Synthetic esters

Synthetic esters are derived from chemicals. They are usually the product of a polyol (a molecule with more than one alcohol functional group) with synthetic or natural carboxylic acids to give structures where several acid groups (usually 2, 3 or 4) are bonded to a central polyol structure. Importantly, the acids used are usually saturated (no C-C double bonds) in the chain, giving the synthetic esters a very stable chemical structure.

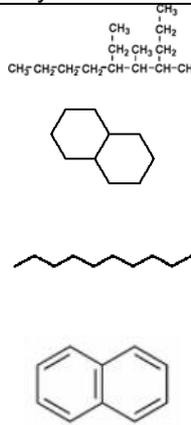
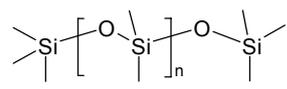
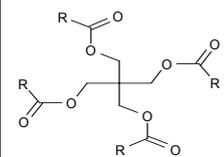
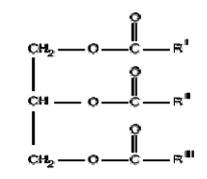
Natural esters

Natural ester dielectrics are produced from vegetable oils, which are themselves manufactured from renewable plant crops. The structure of the natural esters is based on a glycerol backbone, to which is bonded to 3 naturally occurring fatty acid groups. Again, these fatty acids may be the same or different. Plants produce these esters as part of their natural growth cycle. They are stored in the seeds, and can provide a valuable high calorific foodstuff when harvested.

Comparison between esters and other types of transformer oils

For the majority of transformer applications, mineral oil is an acceptable, cost-effective insulating fluid, and this situation is likely to continue well into the future. In applications where fire safety and protection of the environment are important considerations, transformer fluids based on esters can be a more attractive alternative.

Table 1 – Common Fluid Properties

Name	Mineral oil	Silicone oil	MIDEL 7131	MIDEL eN
Type	Refined oil based distillate	Synthetic oil	Synthetic ester	Natural ester
Principle components	Complex mixture of hydrocarbons	di-alkyl silicone polymer	Pentaerythritol tetra ester	Plant based natural ester
Chemical structure				
Source	Purified from oil	Made from chemicals	Made from chemicals	Extracted from crops
Biodegradability	Very slow to biodegrade	Effectively does not biodegrade	Readily biodegradable	Readily biodegradable
Moisture behaviour	Performance Sensitive to moisture	Performance sensitive to moisture	Excellent moisture tolerance	Good moisture tolerance
Water saturation at ambient (ppm)	55	220	2600	1100
Flash point, °C	160	>300	>250	> 300
Fire Point, °C	170	>350	>300	>350
Fire Classification	O	K	K	K

Briefly, ester dielectrics are:

- Less Flammable (K-Class fluids)
- Very moisture tolerant
- Excellent cooling fluids
- Non toxic
- Readily biodegradable
- Able to be used to retro-fill mineral oil transformers
- Safe - synthetic ester has more than 25 years flawless safety record.

The structural and key properties of the common currently used transformer fluids are summarised in Table 1.

Fire safety

Fire safety is a key concern of today's users of dielectrics. This is especially so when considering their use in areas where a fire would be highly undesirable and difficult to control, for example in subway tunnels or aboard ships. Equally this applies where they will be used in populated areas such as near offices, shops and in the workplace.

Both natural and synthetic esters can offer a high degree of fire safety, due to their low fire susceptibility.

Table 2 – Fire properties of fluids

Fluid type	Flash point °C	Fire point °C	Class
Mineral oil	160	170	O
Silicone oil	>300	>350	K3
Natural ester	>300	>350	K2
Synthetic ester	>250	>300	K3

Insurance companies are increasingly aware of the fire potential of transformer fluids, and are encouraging end users to specify fire safe fluids, especially in areas where a fire is potentially very damaging. A serious fire originating from a flammable oil transformer, such as the one that occurred in the basement of a block of flats in Madrid in 2004, causes many problems



Flammable oil transformer fire, Madrid 2004

- Risk to human life
- Evacuation of surrounding area
- Down-time costs
- Transformer replacement time and cost.
- Costly insurance claims

Among the advantages of using the less flammable K class fluids are:

- Less costs for installation & maintenance safety equipment: “for electrotechnical equipment installed in areas of particular fire hazard (e.g. Buildings), less stringent measures are required in the case of less flammable liquids” IEC 60695-1-40 7.1
- No fire risk in event of major electrical fault; “even if spray ignites(..)the resulting pool of liquid rapidly ceases to burn” IEC 60695-1-40 7.1
- Low density, non toxic smoke

Burning tray tests [1]

In an attempt to demonstrate the difference in the burning behaviour between synthetic ester and the more flammable mineral oil, trays of each oil were heated with an oxy-acetylene torch flame (>2000°C) in the laboratory. The more flammable mineral oil is alight within 4 minutes as shown in the photographic sequence.



Time 1 min – the mineral oil is flashing under the flame



Time 3 min – the mineral oil is well on the way to igniting.



Time 4 min – the mineral oil is alight and smoking

In contrast the synthetic ester proves more fire resistant:



Time 3 min – the ester shows no sign of flashing



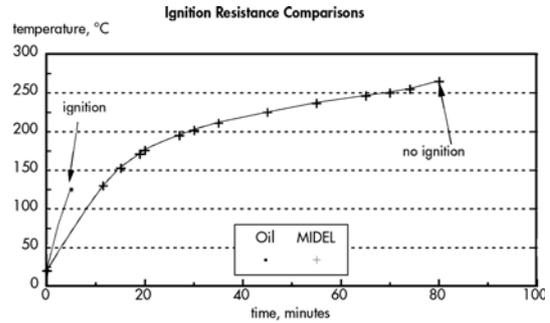
Time – 70 min small amount of flashing in the vicinity of the flame



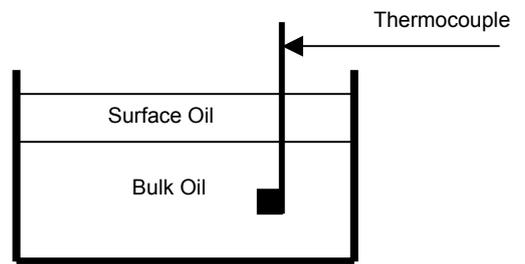
Eventually, under the intense heat of the flame, the ester burns but with very little smoke.

Dr Russell Martin, russellmartin@mimaterials.com

Graphically the burning behaviour of the two fluids can be expressed as follows

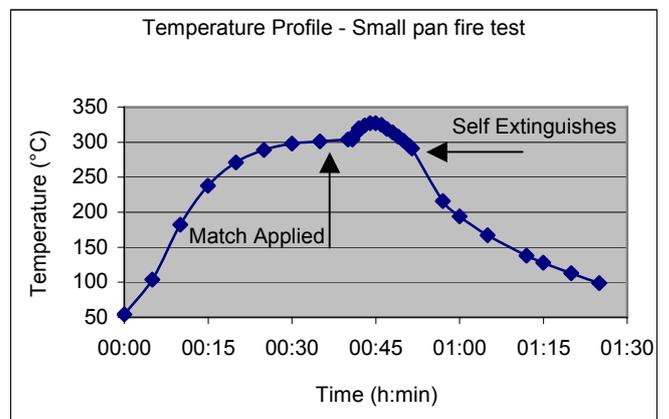


Self-extinguishing property of esters [2]



Self extinguishing test apparatus

A brass cup of synthetic ester (80ml) was placed on a hot plate and heated in a fume cupboard until the bulk oil temperature exceeded 300°C. At a bulk oil temperature of 304°C a flame (match) was applied and the Midel 7131 was set alight. The temperature was then monitored every minute. Once the pot was alight, the bulk oil temperature rose rapidly initially until a temperature of 327°C was reached. After 5 minutes of being on fire, the bulk oil temperature began to reduce. When the oil temperature cooled to 291°C the flame self extinguished.



James O'Brien Beng(Hons), jamesobrien@mimaterials.com

It must be remembered that in this experiment, the measured temperatures of 304°C and 291°C do not represent accurate fire point temperatures, as this experiment was not carried out under strictly controlled Fire Point determination conditions. These temperatures are of the bulk liquid temperature where the temperature probe was placed. The fluid burning at the surface of the oil would be expected to be hotter than the bulk oil temperature.

Fire Safety Tests in Situ

To compliment the laboratory tests, a synthetic ester (MIDEL 7131) filled transformer was sacrificed to demonstrate that in the event of a serious electrical fault, the fluid does not contribute to any resulting fire [3].

The transformer, installed in a test rig, was subjected to a massive power overload, designed to simulate a lightning strike or serious fault. It was intended that the transformer be destroyed to simulate worst-case conditions.

The transformer is set up in the test rig:



Time = 0

The overload is introduced causing an initial flash. The tank ruptures due to the initial pressure surge:



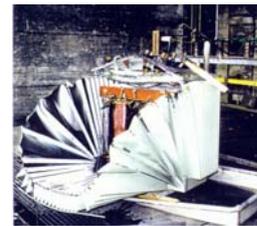
Time = 1 second

The tank splits and the fluid pours onto the floor:



Time = 3-4 seconds

After 3-4 seconds, the initial flash caused by igniting fault gases and vapourised oil starts to rapidly die away:



Time = 7 seconds

After 7 seconds, the initial flash has extinguished. The pool of MIDEL 7131 on the floor rapidly cools below its flash point, and hence cannot contribute to a fire. In critical areas, esters are often the most appropriate fluid because of their high fire safety credibility.

Environmental behaviour

Being environmentally friendly is now a vital characteristic of today's dielectric fluids. It is one of the properties of esters, which makes them attractive alternatives to mineral oil.

Both natural and synthetic esters are officially classified as being '**readily biodegradable**'. This means they pass strictly controlled degradation tests carried out according to OECD methods [4]. These test methods are internationally established and recognized. The behaviour contrasts markedly with mineral oil (very slowly biodegradable) and silicone oil (practically non-biodegradable).

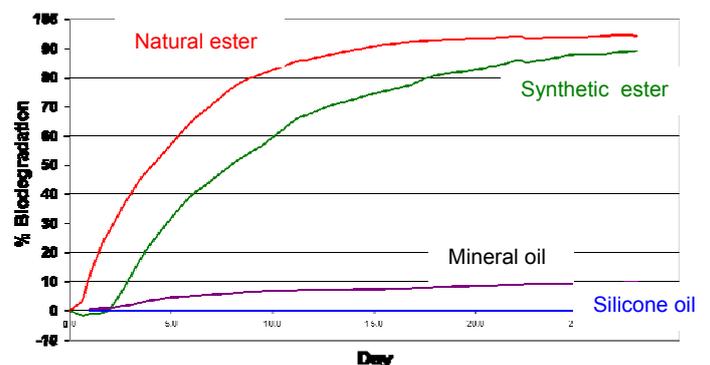


Fig 5 – Comparative biodegradation rates
James O'Brien Beng(Hons), jamesobrien@mimaterias.com

In addition, esters have demonstrated that they are also non-toxic to land and water based life. These key factors have prompted the German Federal Department of the Environment (Umweltbundesamt, UBA) to classify these esters as “*non water hazardous*” [5,6].

Rapid biodegradability and non-toxicity are two key factors that allow esters to be used in environmentally sensitive areas, such as near watercourses, or in close proximity to people.

Moisture tolerance

The ester linkages present in both natural and synthetic esters make these fluids ‘polar’. Like a magnet, these molecules contain regions (the ester linkages), which are able to attract other polar molecules.

Water, a polar molecule, is made up of two very different types of atom, hydrogen and oxygen. Consequently, esters have a particular affinity for water molecules in a way that mineral and silicone oils cannot.

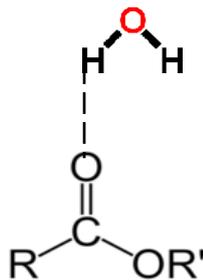


Fig 6 – How esters attract water molecules

Natural esters have 3 ester linkages per molecule, whilst synthetic esters may have 2-4 linkages per molecule. These differences become evident when we consider the amount of water that will dissolve in these fluids.

Table 5 – Solubility of water in esters

	Ester linkages	Approx water saturation at 23 °C (ppm)
Mineral oil	0	55
Natural ester	3	1100
Synthetic ester	4	2600

The solubility of water in all these fluids increases with temperature. A logarithmic plot of the water solubility against temperature shows an

Dr Russell Martin, russellmartin@mimaterials.com

approximately linear relationship, with different materials having different gradients [7,8]. Clearly the more polar esters are able to absorb more water across the temperature range.

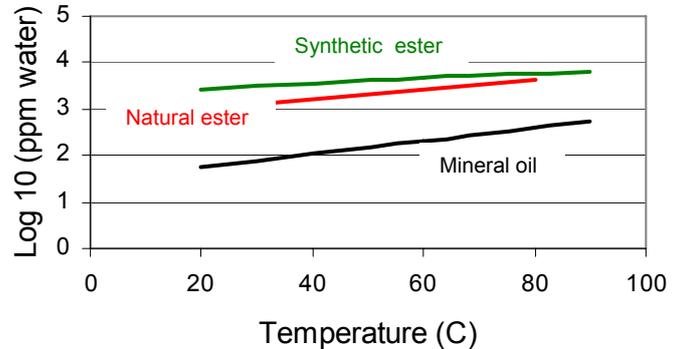


Fig 7 – Log plot of water content vs temperature

The absolute amount of water that a dielectric fluid contains can have a dramatic effect on its electrical properties. Polar fluids have significantly more water tolerance, and this can be clearly seen in the effect of water content on breakdown voltage [9,10].

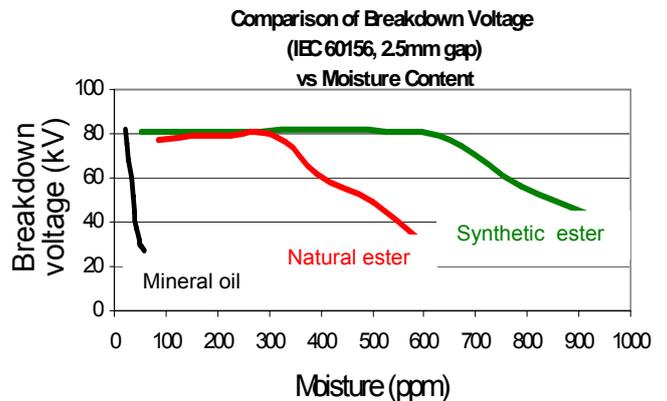


Fig 8 – Plot of breakdown voltage vs absolute water content

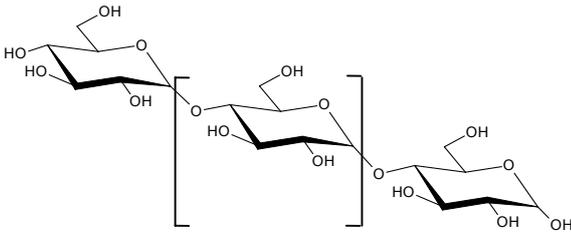
Non-polar fluids such as the mineral oil are particularly sensitive to the absolute moisture content.

Extending Transformer life

Paper (cellulose) is still the most common form of solid insulation used in transformers. Cellulose is a polymer structure made up of many glucose units arranged in chains:

n

James O'Brien Beng(Hons), jamesobrien@mimaterials.com



The average number of glucose units in the polymeric chains, called the 'degree of polymerisation' or DP, dictates how mechanically strong the paper is: the longer the chains, the stronger the paper.

A key indicator of the potential working lifetime of a transformer is the condition of the paper insulation. In a new transformer, the DP of the cellulose insulation is typically between 1000 and 1200. As a transformer ages, the paper (cellulose) begins to degrade and de-polymerise, forming chains of shorter length (lower DP). The overall effect of this is that the paper becomes progressively weaker [11,12,13,14,15]. When the average DP reaches 200, the paper insulation is said to have reached the end of its working life. This means that it should be completely replaced, or the transformer scrapped.

A by-product of this de-polymerisation process is the formation of water, which accumulates in the paper structure. Worse still, the presence of water causes an acceleration of the rate at which the paper degrades. This leads to a situation where older transformers, or those in poor condition may deteriorate rapidly towards the end of their working life, ultimately leading to failure. There is now a wealth of scientific papers which show that a reduction in the amount of water held in the cellulose insulation significantly extends the useful life of the paper.

In this regard, the affinity of esters for water has been put to good use [16].

In new transformers, the ester fluid is able to protect the cellulose paper by drawing moisture into itself, rather than let it accumulate in the paper. The paper insulation therefore stays drier longer and hence has a longer life. Esters do this both by absorbing the moisture from the degrading paper itself, and are also able to protect the paper from moisture entering from the outside in the case of free breathing equipment.

In a similar type of application, a previously redundant wet mineral oil transformer was retrofilled with a synthetic ester, MIDEL 7131. Follow up studies [17,18] show that the ester absorbed the water from the cellulose, and that

after a few fluid cycles; the transformer was able to be returned to active service.

Retrofilling mineral oil transformers

Both natural and synthetic esters are miscible with mineral oil in all proportions. This allows them to be used to retrofill mineral oil equipment. Ester fluid manufacturers will provide printed guidelines for exactly how this can be done easily and safely. When retrofilling mineral oil equipment, it is important to remove as much mineral oil as possible during the draining and flushing procedure. This is because relatively large amounts (greater than say 4%) of mineral oil can compromise the high fire safety characteristics of the ester fluids [19]. It should also be noted that silicone oil is not miscible with ester fluids, and that even small amounts of silicone fluid contamination in ester fluids can cause foaming when charging a transformer under vacuum.

Maintenance of ester fluid equipment

The standard set of tests to determine fluid quality for mineral oil can also be used with ester fluids. Typical examples are: breakdown voltage, neutralisation value and moisture content, among many others. However, test results will be different to those expected from mineral oil, and the appropriate standards for ester fluids should be consulted [20,21].

The range of DGA gases produced by esters are the same as for mineral oil, namely hydrogen, methane, ethane ethylene, acetylene, etc. When diagnosing transformer faults, the diagnostic charts of ratios (e.g. Rogers ratios or Duval triangle) can be used with the mineral oil values to give a reasonable guide [22,23]. For example a strong arcing fault will produce acetylene from both mineral oil and esters. However it is true to say that the amount and proportion of the fault gases produced are slightly different from mineral oil, and some care needs to be taken, especially in the diagnosis of borderline cases.

The CIGRE group TF15 headed by Michel Duval [24] is currently investigating DGA in alternative fluids and is due to issue a formal report in due course. The University of Manchester in the UK has also carried out excellent work in this area [25,26].

References

1. M+I Materials Internal Video Recording of Tests

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

2. G. Parsons 'Self Extinguishing Temperature of MIDE^L® 7131', Internal Technical Report TD3283, M+I Materials
3. M&I Materials Internal video record of tests carried out by a European transformer manufacturer
4. "Ready Biodegradation of MIDE^L 7131 and MIDE^L eN". Cantest 2007 - M&I archive document.
5. MIDE^L 7131 NWG status confirmed by letter by Umweltbundesamt.
6. MIDE^L eN NWG status confirmed in writing from Umweltbundesamt.
7. Fofana, I.; Wasserberg, V.; Borsi, H.; Gockenbach, E. "Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers. 1. Investigation of mixed liquids" - Electrical Insulation Magazine, IEEE 18, 3, May/June 2002 18 –
8. A.Burgess "Saturation levels of MIDE^L eN at ambient and 80°C", 2007 - M&I Materials internal technical report.
9. Lance Lewand, Doble Engineering "Understanding water in transformer systems" - Neta World report, 2002.
10. R.Martin - Internal Technical Report, M&I Materials.
11. 12 L. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, T. Painter "Ageing of oil impregnated paper in power transformers" - IEEE Transactions on Power Delivery 2004.
12. D.J.Hill, T.T.Lee, M. Darveniza, T. Saha. "A Study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer Part 1. Molecular weight study of cellulose insulation paper" - Polymer Degradation and Stability 48 (1995) 79-87
13. D.J.Hill, T.T.Lee, M. Darveniza, T. Saha "A Study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer Part 2. Tensile strength of cellulose insulation paper - Polymer Degradation and Stability 49 (1995) 429 – 435
14. D.J.Hill, T.T.Lee, M. Darveniza, T. Saha "A Study of degradation of cellulosic insulation materials in a power transformer Part 3. Degradation products of cellulose insulation paper" - Polymer Degradation and Stability 51 (1995) 211 – 218
15. T.Prevoost "Degradation of cellulose Insulation in Liquid filled Power Transformers" - EHV-Weidmann Industries Inc. W-ACTI 2005 4th Annual technical Conference.
16. V Wasserberg, H Borsi, E. Gockenbach, I Fofana, University of Hannover, Germany "Drying of Liquid immersed solid insulations using a hygroscopic insulating liquid".
17. A.Smith "Drying cellulose Insulation with MIDE^L 7131" 2003. Internal Technical Report, M&I Materials.
18. A.Smith, "Drying a Ministry of Defence Transformer" 2003 - Internal Technical Report, M&I Materials.
19. MIDE^L 7131 "Retrofilling" - Technical datasheet No12, M&I Materials
20. BS EN 61099 (IEC 61099) "Unused synthetic organic esters for electrical purposes", 1992.
21. BS EN 61203 (IEC 61203) "Synthetic organic esters for electrical purposes – Guide for the maintenance of transformer esters in equipment" 1992.
22. R.R.Rogers , "IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis" IEEE Trans , Vol E1-13, No5 , Oct 1978, p 349-354.
23. Lance Lewand, Doble Engineering "Using dissolved gas analysis to detect active faults in oil insulated electrical equipment" - Practical Oil Analysis.
24. Michel Duval "Dissolved gas analysis: It can save your transformer" - Electrical Insulation magazine, IEEE Vol 5, Issue 6, Nov-Dec 1989, pages 22-27.
25. I Khan, Z.D.Wang, I. Cotton "Dissolved Gas Analysis (DGA) of Alternative Fluids for Power transformers" - University of Manchester, UK. Submitted to IEEE Electrical Insulation magazine in 2007.
26. J Dai I Khan, Z.D.Wang, I.Cotton "Comparison of HYDRAN and laboratory DGA results for electric faults in ester transformer fluids" - University of Manchester, UK. Submitted for the IEEE CEIDP conference in October 2007

Wasseraufnahmevermögen und Alterungsverhalten von Pflanzenölen für Leistungstransformatoren

Stefan Tenbohlen, Robert Seibold
Universität Stuttgart
Stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Im vorliegenden Beitrag wird die Eignung von Pflanzenöl als Isoliermedium in Leistungstransformatoren untersucht. Ein hoher Flammpunkt sowie die gute Umweltverträglichkeit sind zwei wichtige Vorteile gegenüber konventionellem Mineralöl als Isoliermedium.

Die durchgeführten Versuche haben gezeigt, dass Pflanzenöl aufgrund seiner elektrischen Eigenschaften durchaus im Transformatorenbereich einsetzbar ist.

Die wichtigsten Eigenschaften und Erkenntnisse sind an dieser Stelle in Stichworten zusammengefasst:

- Im Gegensatz zum Mineralöl haben die natürlichen sowie der synthetische Ester ein deutlich höheres Wasserlösungsvermögen. Die Sättigungsfeuchte der natürlichen Ester beträgt temperaturabhängig etwa das Fünffache wie der von Mineralöl. Es ist daher ratsam, für vergleichende Untersuchungen stets die Angabe der relativen Feuchte heranzuziehen.
- Die Neutralisationszahl der gealterten Öle ist insbesondere bei den natürlichen Estern deutlich höher als beim Mineralöl.
- Bei Alterung von natürlichen Estern unter Lufteinfluss kommt es durch Oxidation zu einem starken Anstieg der Viskosität.
- Die natürlichen Ester haben bezüglich der Papieralterung ein deutlich besseres Verhalten als Mineralöl.
- Die Durchschlagfestigkeit der natürlichen Ester für homogene Anordnungen nach VDE 0303 liegt mit über 80 kV für neue, trockenen Öle oberhalb der des Mineralöls. Im Allgemeinen zeigen die natürlichen Ester die gleiche Höhe und Abhängigkeit der Durchschlagspannung von der relativen Feuchte wie Mineralöl. Auch nach der Alterung ist diese weiterhin als sehr gut anzusehen.

1 EINLEITUNG

Die Verwendung von Pflanzenöl als Energieträger geht zurück bis ins Altertum, als aus Oliven Öl hergestellt wurde. Rudolf Diesel wies die Verwendung als Kraftstoff für Verbrennungsmaschinen. Die Idee zur Verwendung von Pflanzenöl als Isoliermedium in Transformatoren ist noch relativ jung, betrachtet man die Verwendung von Isolierölen auf Mineralölbasis, welche seit mehr als hundert Jahren als Isolier- und Kühlmittel in elektrischen Betriebsmitteln eingesetzt werden. In Transformatoren, Wandlern, Kondensatoren, in welchen diese alterungsbeständigen und niederviskosen Flüssigkeiten auf Mineralölbasis zum Einsatz kommen, müssen aufgrund der Einstufung in die Wassergefährdungsklasse 1 (schwach wassergefährdender Stoff) entsprechende Schutzmaßnahmen eingehalten werden. Pflanzliche Öle bieten somit eine ideale Alternative zu den konventionellen Isolierölen. Aufgrund ihrer Umweltverträglichkeit und biologischen Abbaubarkeit können sie als "nicht wassergefährdender Stoff" eingestuft werden [4, 5]. Ein weiterer Vorteil pflanzlicher Öle gegenüber konventionellen Isolierölen ist der wesentlich höhere Flammpunkt [6].

Die in dieser Arbeit vorgestellten Untersuchungen werden an Isolierölen auf pflanzlicher Basis nach DIN EN 61099 durchgeführt. Als Referenz wurde das Mineralöl Nynas Nytro 3000X ausgewählt. Die verwendeten Flüssigkeiten sind im Einzelnen:

- Sonnenblumenöl High Oleic 90 Plus® (T&T Oleochemie GmbH)
- Envirotemp® FR3TMFluid (Cooper Power Systems)
- Midel® eN (M&I Materials Ltd)
- Midel® 7131 (M&I Materials Ltd), synthetischer Ester
- Nynas Nytro 3000X, Mineralöl inhibiert

2 ALLGEMEINE CHEMISCHE GRUNDLAGEN

Ester bilden eine Stoffgruppe organischer Verbindungen, die formal oder tatsächlich durch die Reaktion einer Säure und eines Alkohols unter Abspaltung von Wasser entstehen. Es gibt Ester von organischen Säuren (z. B. Carbonsäuren, Sulfonsäuren) und solche von anorganischen Säuren (z. B. Phosphorsäure, Borsäure).

Fette und Öle entstehen durch die Veresterung von Glycerin (Bezeichnung des dreiwertigen Alkohols Propantriol) und Fettsäuren. Die Bezeichnung „Fettsäure“ ist ein Sammelbegriff für Monocarbonsäuren, welche aus einer Carboxylgruppe (-COOH) und aus einer unterschiedlich langen, aber fast ausschließlich unverzweigten Kohlenwasserstoffkette bestehen. Man unterscheidet gesättigte und ungesättigte Fettsäuren. Ungesättigte Fettsäuren haben im Gegensatz zu gesättigten eine oder mehrere Doppelbindungen zwischen den Kohlenstoffatomen der Kette.

Pflanzenöle, darunter auch Sonnenblumen und Rapsöl, zählen zu den organischen Estern. Triglyceride, welche durch die chemische Bindung von Fettsäuren an Glycerinmoleküle entstehen, bilden die Grundbaustoffe. Der Prozess der Veresterung ist in Abbildung 1 zu sehen.

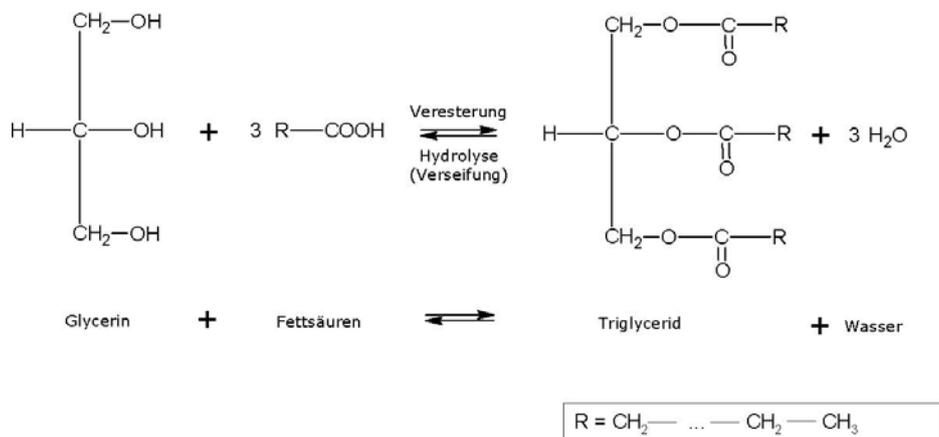


Abbildung 1: Reaktionsgleichung für die Entstehung von Rapsöl [8]

Abbildung 2 zeigt den chemischen Aufbau von Rapsöl. Es zeichnet sich durch einen hohen Anteil an einfach ungesättigten Fettsäuren, insbesondere der Ölsäure, aus. Sie ist der wichtigste Vertreter der einfach ungesättigten Fettsäuren. Ihr systematischer Name lautet Z-9-Octadecensäure [7], sie wird aber auch als Oleinsäure bezeichnet. Ölsäure ist im Vergleich zu den mehrfach ungesättigten Fettsäuren (z. B. Linolensäure) nur wenig oxidationsempfindlich. Sie oxidiert langsam an der Luft unter Gelbfärbung, die auf die Bildung von Zerfallsprodukten zurückzuführen ist. Hauptangriffspunkt der Oxidation ist die C-C-Doppelbindung. Sie wird dabei besonders von Licht, Wärme oder gelösten Metallionen gefördert und verläuft hauptsächlich über radikalische Reaktionsmechanismen [8].

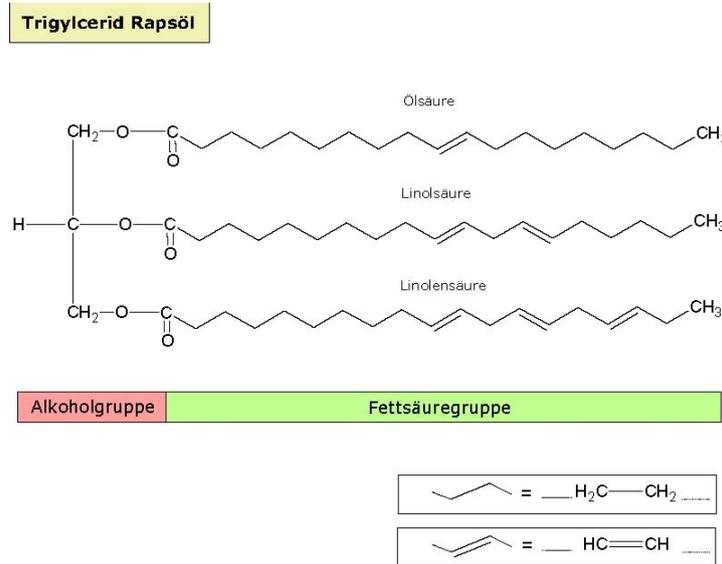


Abbildung 2: Chemischer Aufbau von Rapsöl [9]

2.1 Alterungsmechanismen

Der Alterungsvorgang bei Pflanzenöl lässt sich durch die Oxidation und Verharzung der ungesättigten Bindungen (Kohlenstoff-Doppelbindungen) pflanzlicher Öle bei thermischer Belastung beschreiben. Maßgebend dafür sind im Wesentlichen drei Prozesse: hydrolytische Spaltung, Oxidation und oxidative Polymerisation.

2.1.1 Hydrolyse

Die Hydrolyse ist die Umkehrreaktion der Veresterung. Durch die Einwirkung von Wasser entstehen hierbei unvollständige Estermoleküle und freie Fettsäuren. Die Estermoleküle werden an ihren C-O-Bindungen aufgetrennt. Die Reaktionsgleichung der Hydrolyse ist in Abbildung 3 dargestellt. Da die freien Fettsäuren selbst beschleunigend auf den Prozess der Hydrolyse wirken, wird diese auch als autokatalytische Reaktion bezeichnet. Eine weitere Beschleunigung tritt mit Zunahme des Wassergehalts, der Öltemperatur oder gelöster Metalle ein. Als Folge der Hydrolyse erhöht sich die Neutralisationszahl des Öls. Da die unvollständigen Estermoleküle zudem an ihren Trennpunkten polymerisieren, steigt auch die Viskosität an. Durch Zugabe von Additiven kann auf diesen Vorgang jedoch Einfluss genommen werden [10].

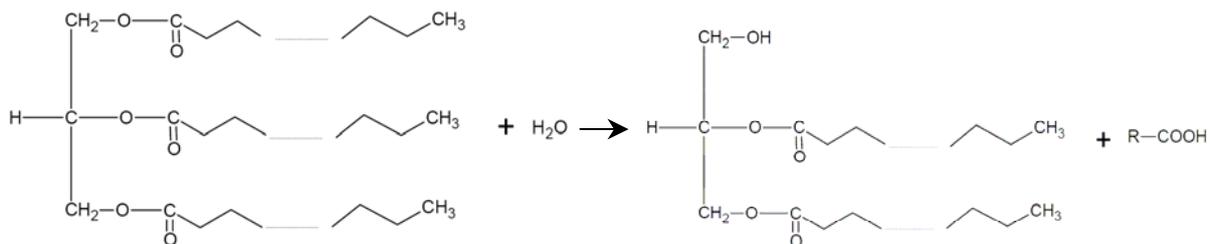


Abbildung 3: Reaktionsgleichung der Hydrolyse [8]

2.1.2 Oxidation

Durch die Reaktion von Sauerstoff mit den Kohlenstoff-Doppelbindungen bricht das Triglycerid auf. Hierbei werden Fettsäureteile bzw. ganze Fettsäuren abgespalten. Die Haltbarkeit des Öls wird durch die Anzahl der Doppelbindungen beeinflusst. Je mehr Doppelbindungen (ungesättigte Fettsäuren) vorhanden sind, desto weniger haltbar ist das Öl. Ein hoher Anteil an gesättigten Fettsäuren führt folglich zu einer hohen Stabilität des Öls unter Luft [11].

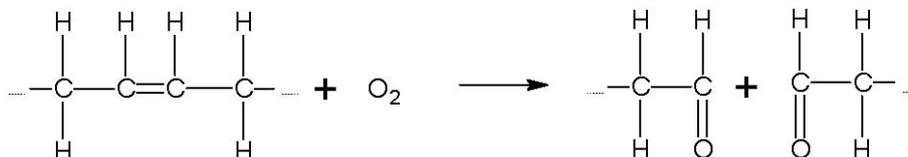


Abbildung 4: Aufspaltung der Fettsäure durch Oxidation

2.1.3 Eigenschaften der Fettsäuren

Wie schon erwähnt, wird zwischen gesättigten sowie einfach-ungesättigten, zweifach- und mehrfachungesättigten Fettsäuren unterschieden. Ein hoher Anteil an gesättigten Fettsäuren begünstigt zwar die chemische Stabilität, führt aber zu einem hohen Gefrierpunkt. Je höher der Anteil an dreifach ungesättigten Fettsäuren ist (Leinsamen/Tungöl), desto instabiler wird das Öl in der Luft. Ungesättigte Fettsäuren haben die Eigenschaft, bei niedrigen Temperaturen flüssig zu bleiben. Die häufigste einfach ungesättigte Fettsäure in Pflanzenöl ist die Olein-Säure mit 18 Kohlenstoffatomen. Entsprechend der allgemeinen Nomenklatur wird diese mit C18:1 bezeichnet. Die erste Zahl gibt die Anzahl der Kohlenstoffatome wieder, die zweite den Grad der ungesättigten Fettsäuren. Tabelle 1 ist eine Übersicht über die Fettsäurezusammensetzung einiger Öle und Fette zu entnehmen.

	Ölsäure C18:1	Linolsäure C18:2	Linolensäure C18:3	Stearinsäure C18:0	Palmitinsäure C16:0
HOSO	80-92 %	3-10 %	0 %	1-4 %	4 %
HO-Raps	75-85 %	6-10 %	3 %	1-2 %	4 %
HO-Soja	75-82 %	7-10 %	1,5 %	2-3 %	6 %
Ölivenöl	73-78 %	9-11 %	0,5 %	3-5 %	10 %
Palmöl	36-40 %	10-12 %	0,3 %	4 %	44 %

Tabelle 1: Fettsäurezusammensetzung wichtiger Öle und Fette [9, 12]

2.2 Sonnenblumenöl

Herkömmliches Sonnenblumenöl ist aufgrund seines hohen Gehaltes an zweifach ungesättigten Fettsäuren nicht über längere Zeit thermisch belastbar. Hinzu kommt, dass es bei Raumtemperatur bereits nach relativ kurzer Zeit oxidiert. Bereits seit den 1980er Jahren werden gezielte Pflanzenzuchtversuche und Saatgutmodifikationen vorangetrieben. Dadurch konnte unter anderem ein Sonnenblumenöl entwickelt werden, welches in vielerlei Hinsicht technisch interessant ist. Wegen seines hohen Gehaltes an einfach ungesättigten Fettsäuren wird es auch als hochölsäurehaltiges oder High-Oleic Sonnenblumenöl bezeichnet. High Oleic Sonnenblumenöl 90 Plus® (HOSO) enthält über 90% Ölsäure und zeichnet sich daher durch eine hohe Oxidationsstabilität aus [1, 13].

Kaeb [9] beschreibt in seinem Artikel u.a. die Vorteile der Ölsäure sowie die der HO-Öle. Neben Oxidationsstabilität und thermischer Belastbarkeit werden hier auch gutes Tieftemperaturverhalten sowie ein reduzierter Reinigungsaufwand der HO-Öle bei der Herstellung genannt.

2.3 Envirotemp® FR3™

Envirotemp FR3 ist eine Mischung aus verschiedenen nichtwassergefährdenden Pflanzenölen gesättigter und ungesättigter Fettsäuren mit Kettenlängen zwischen 14 und 22 Kohlenstoffatomen [2]. FR3 wird seit einigen Jahren erfolgreich in Verteiltransformatoren eingesetzt. In Leistungstransformatoren wurde FR3 bisher nur vereinzelt eingesetzt und es fehlt daher noch an Betriebserfahrungen.

2.4 Midel® eN

Bei Midel eN handelt es sich, ebenso wie bei FR3, um eine Mischung pflanzlicher Öle. Den Hauptbestandteil bildet hier Rapsöl. Bisher erfolgt der Einsatz als Hydraulik Flüssigkeit und Schmiermittel. Aufgrund seiner guten biologischen Abbaubarkeit [3] ist es auch für den Einsatz in Transformatoren durchaus interessant.

2.5 Midel 7131

Synthetische Ester sind chemisch hergestellte Verbindungen aus organischen Säuren und Alkoholen. Je nach gewünschter Eigenschaft des Esters können definierte Molekülstrukturen synthetisiert werden [18]. Synthetische Ester können dabei zum einen aus der Modifizierung natürlicher Pflanzenöle, zum anderen auf der Basis petrochemischer Rohstoffe hergestellt werden.

Seit Mitte der 80er Jahre werden synthetische Isolierflüssigkeiten in Transformatoren eingesetzt. Aufgrund des bislang eher begrenzten Einsatzes waren damit unter anderem hohe Kosten verbunden. Für Midel 7131 existieren bereits seit einigen Jahren Untersuchungsergebnisse, auch im Einsatz kleinerer Verteiltransformatoren [14, 15, 16]. In diesen Arbeiten wurden unter anderem das Wasserlösungsvermögen, Durchschlagspannung und Verlustwinkel untersucht. Die Mischung dieser synthetischen Flüssigkeit mit Mineralöl und die daraus resultierenden elektrischen Eigenschaften bilden einen weiteren Forschungsschwerpunkt. Dies ist insbesondere bei einem Tausch des Isoliermediums interessant, da das bereits eingefüllte Mineralöl nicht vollkommen ersetzt werden kann. Bei Midel 7131 handelt es sich um Pentaerythritol-Tetraester, welcher zur Gruppe der organischen Ester zählt. Pentaerythrit ($C(CH_2OH)_4$) ist ein vierwertiger Alkohol. Nach Dumke [17] ergeben sich die guten viskositären und elektrischen Eigenschaften von Midel 7131 durch die nahezu vollständige Veresterung der Moleküle des Alkohols Pentaerythrit. Dies sorgt vor allem auch für Beständigkeit gegen hydrolytische Zersetzungen, die bei anderen, nur unvollständig veresterten Flüssigkeiten nicht gegeben ist.

2.6 Flamm- und Brennpunkt

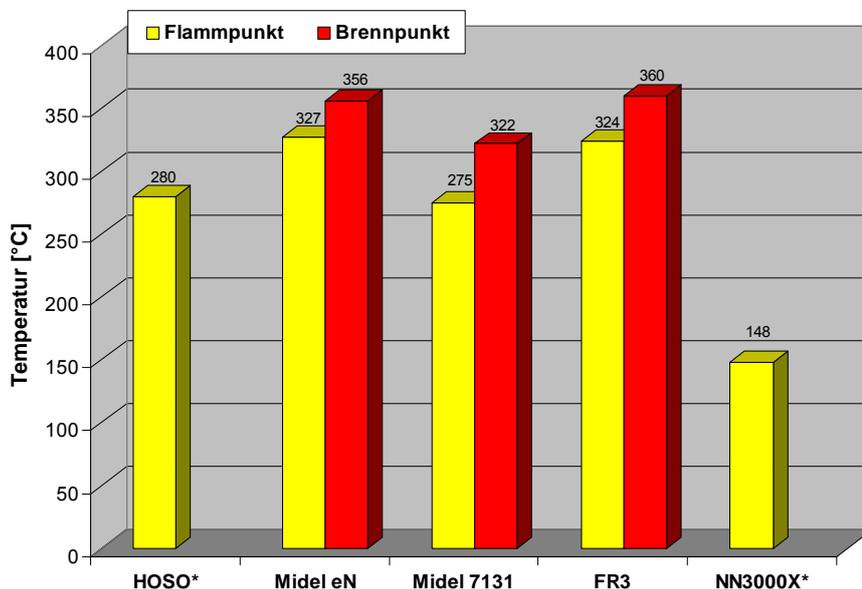


Abbildung 5: Flamm- und Brennpunkte der Öle [1, 2, 3, 18]

Abbildung 5 zeigt die Herstellerangaben der Flamm- und Brennpunkte der Öle. Bei HOSO und Nynas Nytro konnten zu den Brennpunkten keine Angaben gefunden werden. Der Flammpunkt natürlicher Öle ist etwa doppelt so hoch wie der des Mineralöls.

Tabelle 2 stellt die Herstellerangaben der wichtigsten Daten der Öle zusammen.

		HOSO [1]	FR3 [2]	Midel eN [3]	Midel 7131 [18]
Dichte bei 20°C	g cm ⁻³	0,911		0,92	0,97
Kin. Viskosität bei 40°C	mm ² s ⁻¹	39,5 – 40,5	33	37	28
Kin. Viskosität bei -20°C	mm ² s ⁻¹			1485	1400
Säurezahl	mg KOH g ⁻¹	0,2	0,022		
Flammpunkt	°C	280	330	327	275
Brennpunkt	°C		360	356	322
Durchschlagspannung	kV		56	75	75

Tabelle 2: Eigenschaften der Flüssigkeiten nach Herstellerangaben

3 UNTERSUCHUNG DES ALTERUNGSVERHALTENS

3.1 Versuchsdurchführung

Um einerseits die realen Bedingungen in Transformatoren, als auch den Alterungsvorgang des Öls an sich zu untersuchen, kommen verschiedene Versuchsanordnungen zum Einsatz. Die Unterteilung der Versuche findet wie folgt statt: Es wird unterschieden zwischen Alterung ohne und mit Transformatormaterialien, sowie Alterung unter Luftzufuhr und Luftabschluss. Zum Einsatz kommt in allen Versuchen jeweils luftgesättigtes Öl. Abbildung 6 zeigt den Versuchsaufbau für die Alterung im abgeschlossenen System, mit und ohne Materialzusätze. Für diesen Versuchsaufbau werden abgedichtete Behälter verwendet, in welche ein zusätzliches Gefäß eingebracht ist. Um den Effekt der katalytischen Wirkung von Metallen in Öl nachzustellen, wurde dem Öl im äußeren Behälter Filtertüten mit Metallsubstanzen zugesetzt. Die inneren Gefäße enthalten lediglich das zu untersuchende Öl ohne Zusätze. Die Alterungsdauer für das abgeschlossene System wird auf 1440 Stunden festgelegt, während der eingesetzte Behälter schon nach 164 h entnommen wird. Dies ist notwendig, um einen Vergleichswert für das unter Luft gealterte Öl (ohne Zusätze) zu bekommen - dies verbleibt mit der erwähnten Dauer von 164 h im Ofen.

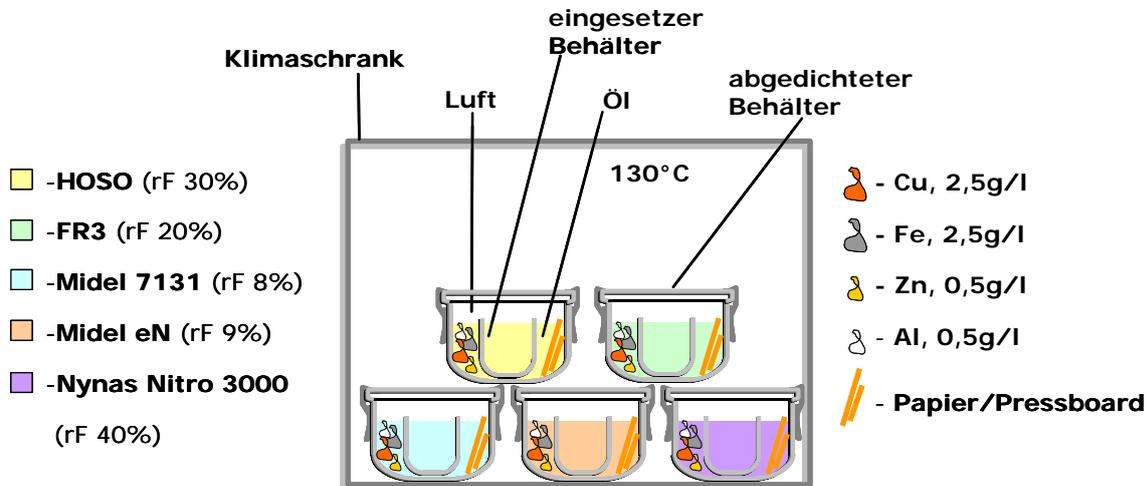


Abbildung 6: Versuchsaufbau zur Oxidationsstabilität unter Luftabschluss

Für die Alterungsuntersuchung mit Luft werden 10 Edelstahlbecher mit jeweils 300 ml Öl befüllt. Zwei Becher enthalten dieselbe Ölsorte, wobei jeweils einer Materialzusätze enthält. Für die Simulation der Papierisolierung ist sowohl Pressboard als auch Zellulose enthalten. Dies wird im Massenverhältnis 1 : 10 (Papier : Öl) den Proben zugesetzt. Die Prüfdauer der Becher mit Zusätzen beträgt 1440 h.

Übersicht über die durchgeführten Alterungsexperimente:

- Test 1: Alterung unter Luftzufuhr, ohne Materialzusätze, 164 h
- Test 2: Alterung im abgeschlossenen System, ohne Materialzusätze, 164 h
- Test 3: Alterung unter Luftzufuhr, mit Materialzusätzen, 1440 h
- Test 4: Alterung im abgeschlossenen System, mit Materialzusätzen, 1440 h

3.2 Farbe und Aussehen

Nach Durchführung der Alterungsexperimente wird Farbzahl gemäß Farbtabelle nach VDEW Ölbuch bestimmt. Tabelle 3 stellt die Ergebnisse der Farbzahlbestimmung dar. Die Proben der neuen Öle sind klar und frei von Schwebstoffen. Die lediglich 164 h gealterten Öle (Test 1/2) (gealtertes Öl ohne Zusätze) zeigen keine Veränderung gegenüber dem Neuzustand. Hingegen zeigen die Tests 3 und 4 (gealtert mit Zusätzen) eine deutliche Verschlechterung der Farbzahl. Die an Luft gealterten und mit Zusätzen versehenen Proben weisen die schlechteste Farbzahl auf; scheinen somit am stärksten oxidiert. Bei FR3 konnte bei der Alterung mit Luft und zugesetzten Trafomaterialien ein weiterer Effekt beobachtet werden. Nach einer Prüfdauer von 1440h waren Teile des Öls gelartig.

Bezeichnung	Farbzahl von neuem Öl	Farbzahl nach Alterung (Test 1&2) ^{1,2}	Farbzahl (Test 3) ³	Farbzahl (Test 4) ⁴
HOSO	1,5	1,5	4,5 (+200%)	2,5 (+67%)
FR3	0,5	0,5	6,5 (+1200%)	2,5 (+400%)
M7131	0,5	0,5	1,5 (+200%)	1,5 (+200%)
MideN	0,5	0,5	4,5 (+800%)	4,5 (+800%)
NN3000X	0,5	0,5	–	4,5 (+800%)

Tabelle 3: Farbzahl der Ölproben

3.3 Neutralisationszahl

Die Neutralisationszahl wird mittels automatischer potentiometrischer Titration bestimmt. Hierzu steht der Titrator „Titrino SM 702 mit Exchange Unit 806“ der Firma Metrohm zur Verfügung. In Abbildung 7 sind die Messergebnisse der NZ-Messung dargestellt. Es sind dabei neben den Mittelwerten auch die Standardabweichungen angegeben. Auf der x-Achse sind von links nach rechts die Ergebnisse der einzelnen Proben aufgetragen, während in jeder „Sektion“ immer der erste Balken den Literaturwert angibt. Bei Nynas Nytro fehlt Test 3, da das Öl nach der Prüfdauer verdampft war.

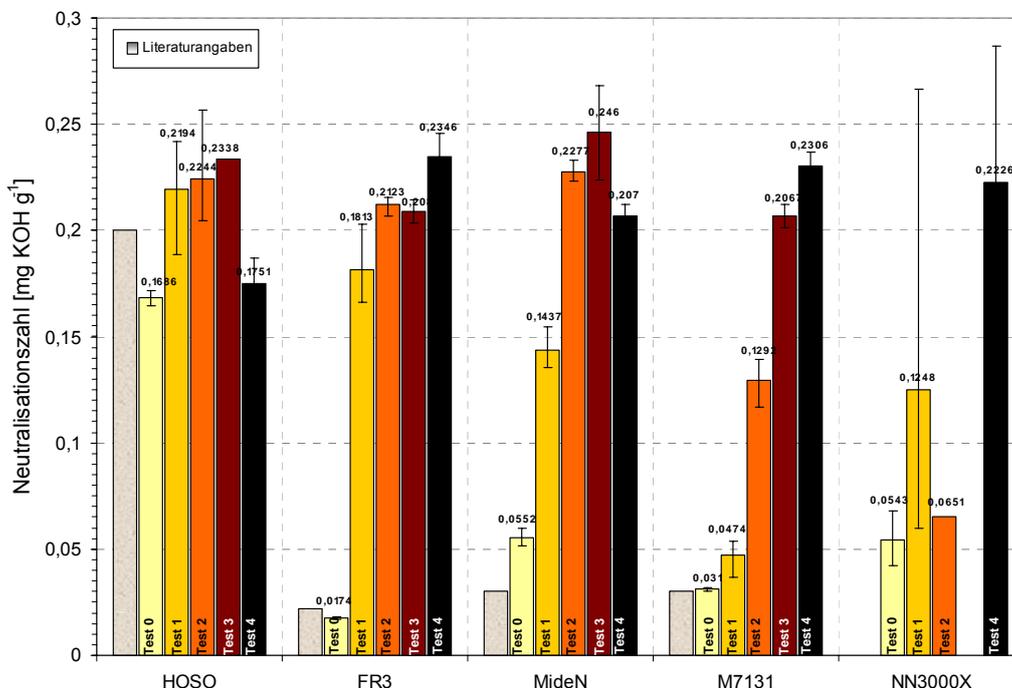


Abbildung 7: Neutralisationszahlen nach Alterung

Überraschend ist nicht, dass die Neutralisationszahl der gealterten Öle deutlich höher liegt als im Neuzustand. Durch Oxidationsvorgänge mit Luft sowie hydrolytische Reaktionen mit zugesetzten Materialien werden durch Spaltung der Fettsäureketten Säuren freigesetzt. Das Sonnenblumenöl hat zwar im Vergleich zu den anderen Isolierölen schon von Grund auf eine sehr hohe Neutralisationszahl,

erhöht sich aber durch die Alterung nur noch unwesentlich. Bei den übrigen untersuchten Isolierölen ist mit einer Verfünf- bis Verzehnfachung der Neutralisationszahl zu rechnen. Konkret werden diese Zahlen dann, wenn später das Wasserlösungsvermögen vor und nach der Alterung bestimmt wird. Mit der Neutralisationszahl lassen sich Rückschlüsse auf den Fortgang der Ölalterung schließen, zum Beispiel die hydrolytische Spaltung, bei der die Esterbindung gelöst wird. Der stärkste Anstieg ist bei den Tests im abgeschlossenen System mit Materialzusätzen (Test 4) festzustellen. Trotz der eingangs erwähnten guten Stabilität des synthetischen Ester Midel 7131 ist auch hier ein starker Anstieg der Neutralisationszahl festzustellen.

3.4 Wasserlösungsvermögen

Die Sättigungsfeuchte wird in Abhängigkeit der Temperatur bestimmt. Dazu wird mittels eines HMP228 die relative Feuchtigkeit (auch als relativer Wassergehalt bezeichnet) und die Temperatur der Ölproben kontinuierlich bestimmt. Die Bestimmung der Gewichtsfeuchte (absoluter Wassergehalt) erfolgt mit dem Titrator Aqua 40.00 der Analytik Jena, welcher nach dem coulometrischen Verfahren arbeitet. Das Wasserlösungsvermögen (die Sättigungsfeuchte) lässt sich damit bestimmen zu

$$W_L = \frac{W_{abs}}{W_{rel}} \cdot 100\%$$

mit W_{rel} als dem relativen Wassergehalt und W_{abs} als dem absoluten Wassergehalt. Die Bestimmung des Wasserlösungsvermögens wurde sowohl bei neuem Öl als auch bei den gealterten Ölproben durchgeführt.

Die ermittelten Messwerte des Wasserlösungsvermögens von neuem Öl, auch Sättigungsfeuchte genannt, sind in Abbildung 8 Abhängigkeit der Temperatur aufgetragen.

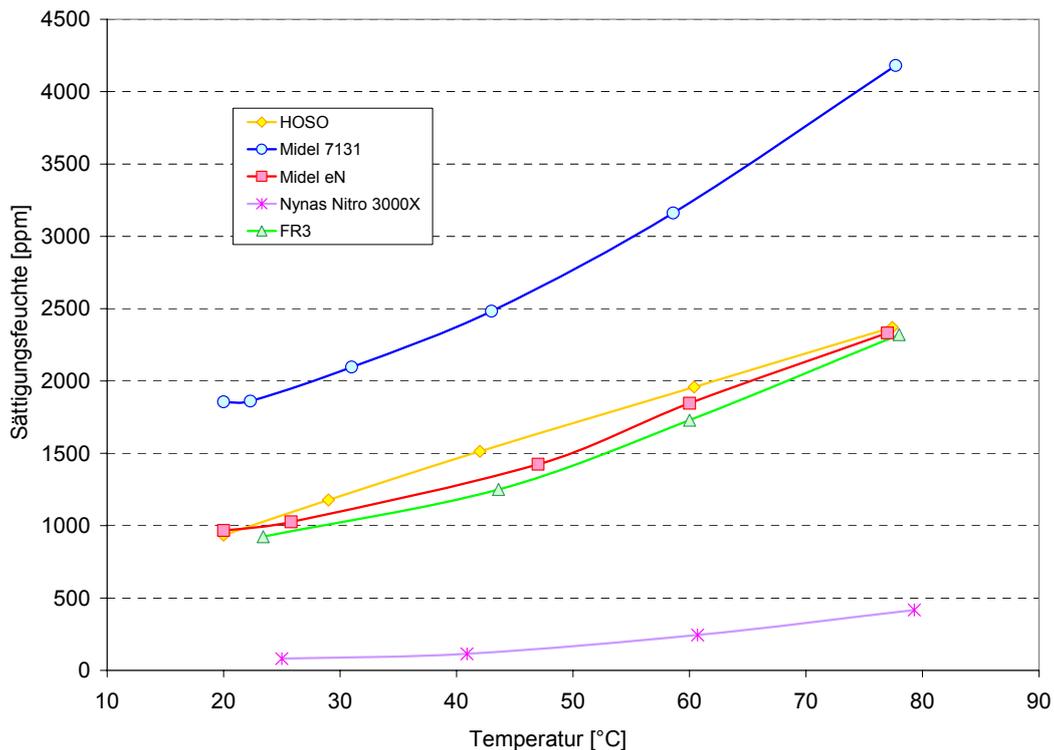
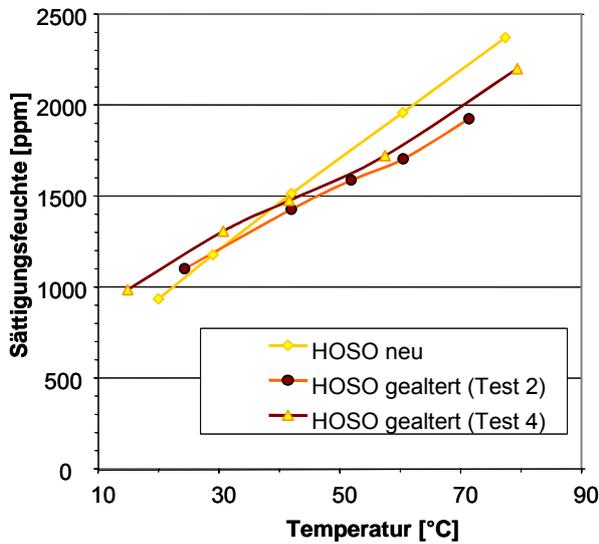


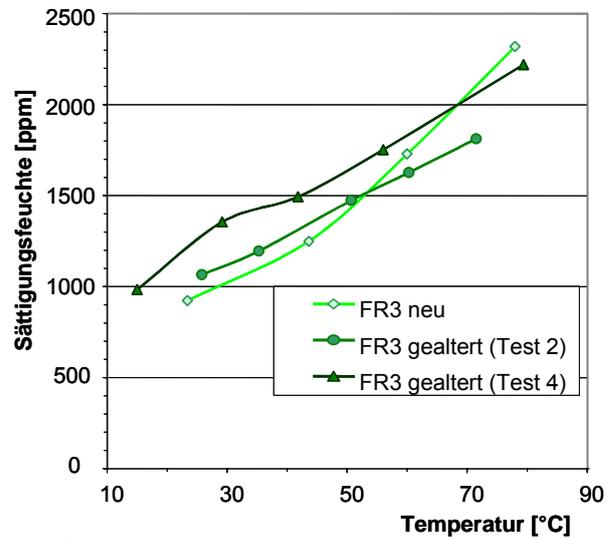
Abbildung 8: Wasserlösungsvermögen der nicht gealterten Öle

Während die natürlichen Ester im Wesentlichen ähnliches Wasserlösungsvermögen aufweisen, ist aus dem Diagramm ersichtlich, dass der synthetische Ester Midel 7131 im gesamten Temperaturbereich ein deutlich höheres Wasserlösungsvermögen besitzt. Chemisch lässt sich dies durch die Wasserbrückenbindungen der polaren Seitenvalenzen von Midel 7131 beschreiben, an welche die Wassermoleküle gebunden werden [17].

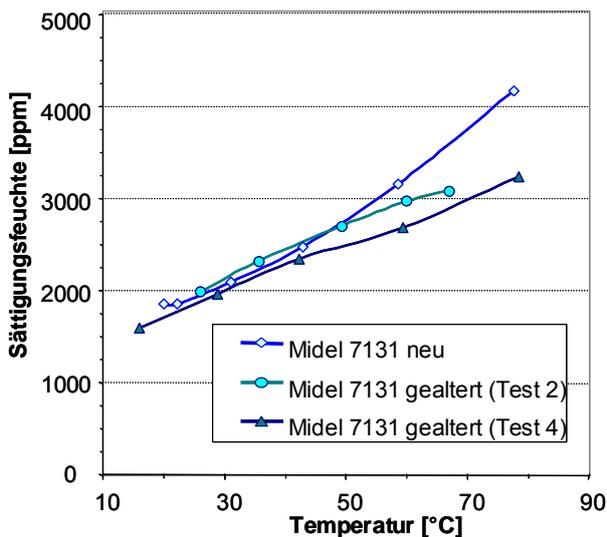
Die Diagramme der Abbildung 9 stellen nun die Sättigungsfeuchten der untersuchten Flüssigkeiten jeweils von neuem sowie von nach den Tests 2 und 4 gealtertem Öl dar. Bei den in Test 1 und 3 mit Luftzufuhr gealterten Öle konnten nach der Alterung keine Kurven aufgenommen werden, da die in den Prüfbehältern verbliebene Menge zu gering war.



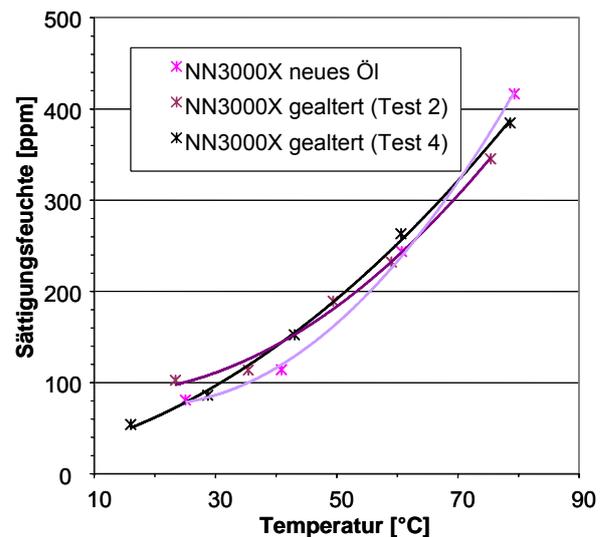
a) HOSO



b) FR3



c) Midel 7131



d) Nynas Nytro3000X

Abbildung 9: Vergleich der Sättigungsfeuchten

Sonnenblumenöl, Abbildung 9a): Zwischen gealtertem Öl sowie neuem Öl ist so gut wie kein Unterschied sichtbar. Dies korreliert sehr gut mit den Ergebnissen der Neutralisationszahl von HOSO, welche sich im Verlauf der Alterung auch nur unwesentlich ändert.

FR3, Abbildung 9b): Verglichen mit dem linksseitigen Diagramm von HOSO ist bei FR3 der Alterungsprozess deutlicher sichtbar. Das unter Luftabschluss und mit Transformatormaterialien gealterte Öl zeigt bei hier den schlechtesten Verlauf. Betrachtet man dazu die Neutralisationszahlen von FR3, so ist auch hier der höchste Wert bei Test 4 ermittelt worden.

Abbildung 9c) zeigt die Auswertung der Messwerte von Midel 7131. Die Ergebnisse der NZ-Messung lassen eine Verschlechterung durch die Alterung vermuten, jedoch ist eine Änderung des Wasserlösungsvermögens nicht erkennbar. Die in Abbildung 9d) dargestellten Kurven von Mineralöl zeigen ebenso nahezu keine Veränderung des Wasserlösungsvermögens. Die bei den natürlichen Estern feststellbare Änderung des Wasserlösungsvermögens ist auf hydrolytische Vorgänge während des Alterungsprozesses zurückzuführen. Bei Mineralöl tritt dieser Effekt nicht auf. Grund dafür ist die chemische Struktur, welche lediglich aus einfachen Kohlenstoffketten besteht.

3.5 Viskosität

Die Viskosität ist die entscheidende Größe für die Kühleigenschaft der Isolierflüssigkeit. So kommt dieser Größe eine besondere Bedeutung zu. Schon die rein visuelle Untersuchung der unter Luftzufuhr gealterten natürlichen Ester zeigt den extremen Anstieg der Viskosität. In Abbildung 10 sind die mit einem Rotationsviskosimeter mit Kegel-Platte Geometrie bestimmten Viskositäten der verschiedenen Öle im neuen und gealtertem Zustand dargestellt. Für alle natürlichen Ester ist die Viskosität durch die Alterung mit Luftzufuhr so stark angestiegen, dass ein Einsatz im Transformator als Kühlmittel nicht mehr möglich ist. Durch Oxidation werden den Ester Moleküle in kleinere Bestandteile zerlegt. Durch Polymerisation der verbleibenden Moleküle wird die Viskosität stark erhöht. Bei Alterung unter Luftabschluss ist diese Steigerung der Viskosität nicht zu erkennen. Infolgedessen muss beim Betrieb von mit Pflanzenölen befüllten Transformatoren ein Kontakt des Öls mit Luft unterbunden werden.

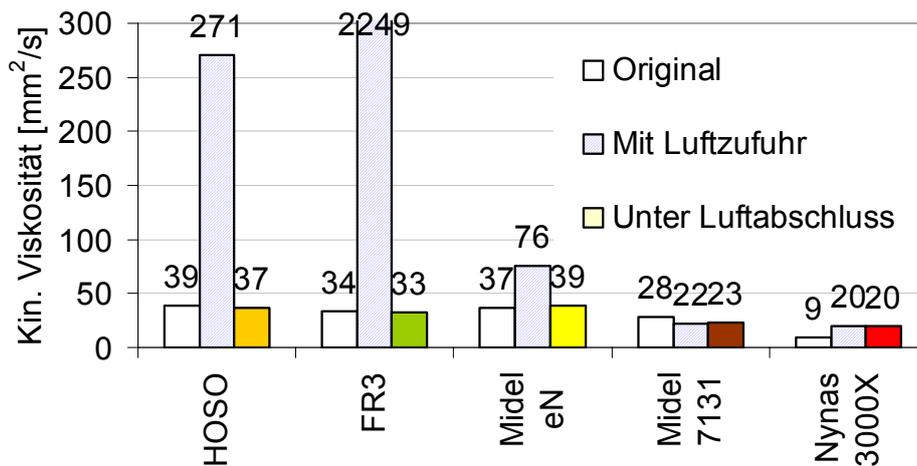


Abbildung 10: Kinematische Viskosität bei 40°C in Abhängigkeit des Alterungszustandes

3.6 Depolymerisationsgrad der Zellulose

Die in den verschiedenen Isolierölen gealterten Papierproben wurden auf ihren verbliebenen Depolymerisationsgrad (DP-Grad) hin untersucht. In Abbildung 11 sind die Ergebnisse dieser Untersuchung in Abhängigkeit der Ölsorte und des Luftabschlusses dargestellt. Im Vergleich zum ursprünglichen Zustand (DP-Grad: 715) hat sich der DP-Grad der gealterten Proben deutlich verschlechtert. Es zeigt sich aber auch, dass der DP-Grad der in den natürlichen Estern gealterten Proben erheblich größer ist als der im synthetischen Ester und im Mineralöl gealterten Proben. Die natürlichen Ester haben somit ein verbessertes Verhalten bezüglich der Papieralterung als Mineralöl.

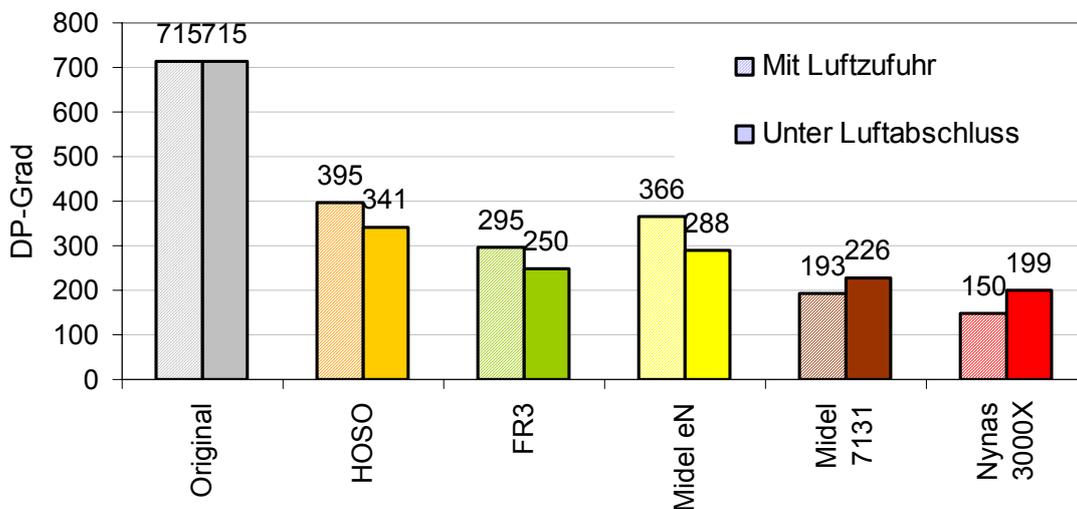


Abbildung 11: DP-Grad des Papier nach der Alterung

4 ELEKTRISCHE EIGENSCHAFTEN

4.1 Tan Delta

Der $\tan \delta$ ist ein wichtiger Indikator für die elektrische Qualität und den Grad der Verunreinigung einer isolierenden Flüssigkeit. Abbildung 12 zeigt die zur $\tan \delta$ Messung verwendete Messzelle.

Alle Messungen wurden im Frequenzbereich zwischen 0,1 bis 1000 Hz mit dem Programm IDA 200 vorgenommen. Die Spannung wurde auf 10 V eingestellt. Auf die Darstellung des kompletten Frequenzverhaltens wird hier verzichtet, sondern es sind für eine höhere Übersichtlichkeit nur die 50-Hz-Werte der $\tan\delta$ - Messung in Abbildung 13 dargestellt. Es sind lediglich 2 der 5 Ölsorten komplett vermessen worden. Nach Alterung unter Luft war die Probe von FR3 so zähflüssig (nahezu fest) geworden, dass auf die Messung verzichtet werden musste. Für die Messung von Midel eN war nicht ausreichend Flüssigkeit vorhanden. Das Mineralöl Nynas Nytro ist während des Tests vollständig verdampft.

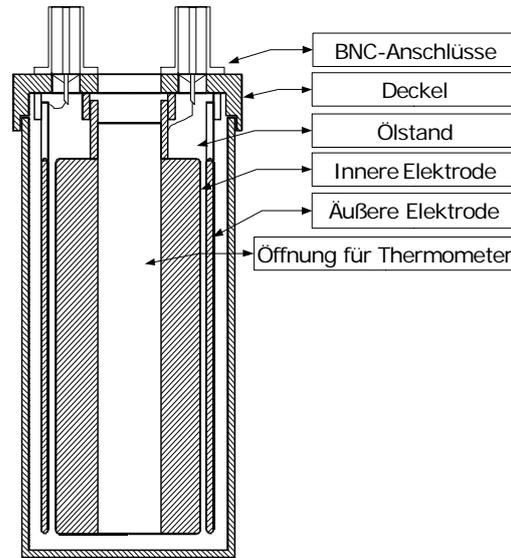


Abbildung 12: Messzelle für die $\tan\delta$ -Messung

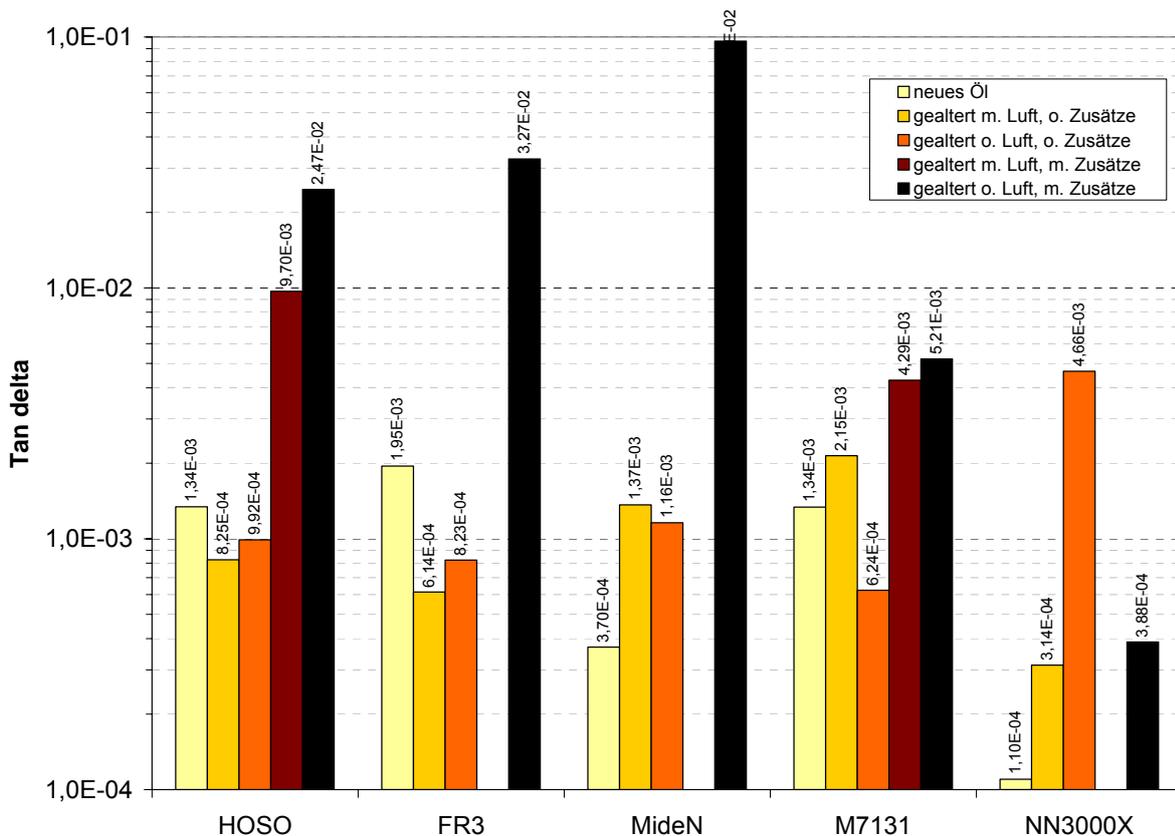


Abbildung 13: Einfluss der Alterung auf den Verlustfaktor $\tan \delta$ bei 50 Hz

Weiterhin lässt sich feststellen, betrachtet man das Mineralöl, dass dessen Kurve einen niedrigeren $\tan \delta$ als die natürlichen /der synthetische Ester aufweist. Generell ist ersichtlich, dass der $\tan \delta$ von gealtertem Öl in der Regel höher ist als der von neuem. Das unter Luftabschluss und mit Zusätzen

gealterte Öl (Test 4) weist bei allen untersuchten Flüssigkeiten den höchsten $\tan\delta$ -Wert auf. Bei HOSO und FR3, gealtert ohne Zusätze, ist der $\tan\delta$ nahezu unverändert. Midel eN zeigt auch hier eine Erhöhung des $\tan\delta$ um eine Dekade. Obwohl HOSO bei der Neutralisationszahl und dem Wasserlösungsvermögen so gut wie keine Änderung zeigte, sind die $\tan\delta$ -Werte dieser gealterten Öle deutlich erhöht. Man kann somit keine direkt Rückschlüsse dieser Werte auf die Ölalterung ziehen, sondern muss immer auch die anderen Messgrößen betrachten. Grundsätzlich lässt sich hier aber festhalten, dass mit zunehmender Ölalterung die Werte des $\tan\delta$ ansteigen.

4.2 Durchschlagspannung

Die Messung der Durchschlagspannung erfolgt mit dem vollautomatischen Durchschlagmessgerät Baur DTA 100 nach DIN VDE 0303 mit Kugelkalotten von 2,5 mm Abstand. Um eine homogene Partikelverteilung zu erreichen, wird das Öl während der Messpausen mittels eines Rührers gemischt.

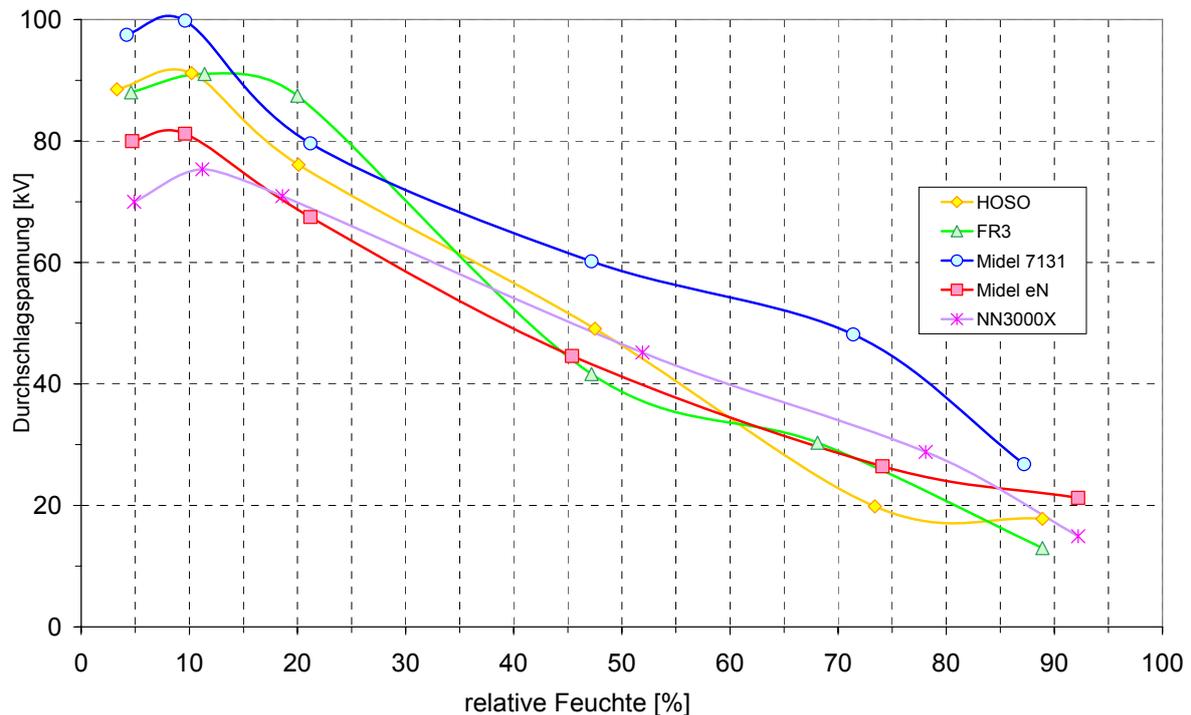


Abbildung 14: Durchschlagspannung in Abhängigkeit von der rel. Feuchte

Abbildung 14 zeigt die Durchschlagspannung in Abhängigkeit von der relativen Feuchte. Die Resultate der Durchschlagspannung zeigen, dass die pflanzlichen Öle durchaus gutes Isoliervermögen aufweisen. Besonders im Bereich von 10% rF wurden mit über 80 kV sehr gute Ergebnisse erzielt. Gegenüber Mineralöl ist die Durchschlagfestigkeit der natürlichen Ester nicht verschlechtert.

In Abbildung 15 ist der Durchschlagspannungstest des gealterten Öls abgebildet. Die Messungen erfolgten hier jeweils bei einer relativen Feuchte von 20%. Auch nach der Alterung blieb die Durchschlagfestigkeit der natürlichen Öle bzw. des synthetischen Ester erhalten. Scheinbar paradox ist die Situation bei Midel eN. Hier hat die gealterte Flüssigkeit eine deutlich höhere Durchschlagfestigkeit als die des neuen Öls. Ein Messfehler bei neuem Öl kann ausgeschlossen werden, da die Daten $U_d = f(RS)$ konsistent sind. Eine Erklärung für diesen Anstieg lässt sich somit nicht finden. Bei Mineralöl ist ein deutlicher Abfall der Durchschlagfestigkeit festzustellen.

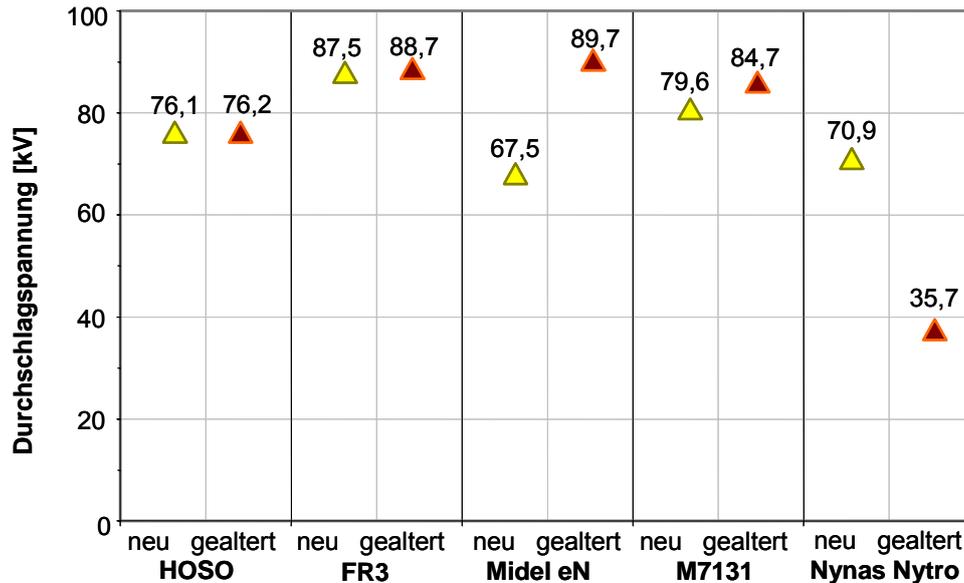


Abbildung 15: Durchschlagsspannung nach der Alterung bei 20 % rF

5 ZUSAMMENFASSUNG

Natürliche Ester sind im Gegensatz zu den gegenwärtig eingesetzten mineralölbasierten Flüssigkeiten als nachwachsende Rohstoffe biologisch schnell abbaubar, nicht wassergefährdend und schwerer entflammbar. Somit haben mit natürlichem Ester gefüllte Leistungstransformatoren einige Vorteile gegenüber der konventionellen Ausführung mit Mineralöl. Allerdings müssen beim Einsatz einige Besonderheiten beachtet werden.

Mittels Karl Fischer Titration und kapazitiver Sonden wurde die Wasserlöslichkeit verschiedener natürlicher Ester bestimmt. Diese beträgt temperaturabhängig etwa das Fünffache wie von Mineralöl. Die Alterungsstabilität ist für den Betrieb von Leistungstransformatoren von entscheidender Bedeutung. Daher wurde ebenfalls die Alterung unter der Einwirkung von erhöhter Temperatur, Sauerstoff und Feuchtigkeit untersucht. Es zeigt sich, dass bei Alterung unter Luftzufuhr die Viskosität der natürlichen Ester durch Oxidationsprozesse unzulässig erhöht wird. Durch Luftabschluss können diese Prozesse stark verringert werden. Hinsichtlich der Zersetzung der Zelluloseketten (DP-Grad) verhalten sich die natürlichen Ester deutlich unkritischer als Mineralöl. Die Durchschlagfestigkeit der natürlichen Ester für homogene Anordnungen nach VDE 0303 liegt mit über 80 kV für neue, trockenen Öle oberhalb der des Mineralöls. Im Allgemeinen zeigen die natürlichen Ester die gleiche Höhe und Abhängigkeit der Durchschlagsspannung von der relativen Feuchte wie Mineralöl.

LITERATUR

- [1] High Oleic – Vegetable Oils for the Industry, <http://www.high-oleic.de/> June 2007
- [2] Cooper Power Systems, Envirotemp FR3 Fluid – Bulletin 00092 Product Information, May 2001
- [3] M&I Materials Ltd – Vergleichsdaten Flüssigkeit Midel eN, Technisches Datenblatt Nr. 5, Januar 2007
- [4] M. Hemmer; R. Badent : Einsatzfähigkeit von Rapsöl als Isoliermedium in Mittelspannungstransformatoren. In: Tagungsband 8. Symposium Nachwachsende Rohstoffe für die Chemie, 2003, S. 591-599
- [5] Umweltbundesamt: Einstufung wassergefährdender Stoffe auf der Basis der Verwaltungsvorschrift wassergefährdende Stoffe (VwVwS) vom 17.05.1999. Dez 1999
- [6] K. Dumke; H. Borsi; E. Glockenbach: Fundamental investigations on the influence of temperature and water content on the electrical behavior of fluid impregnated insulating papers.

- In: Electrical Insulation, 1996, Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium Bd. 2, 1996, S. 542-545 vol.2
- [7] J. Falbe; M. Regitz: Römpp Lexikon Chemie. Georg Thieme Verlag, 10. Auflage, 1999
- [8] M. Hemmer: Rapsöl als Isolier- und Kühlmedium in Transformatoren, Universität Karlsruhe, Dissertation, 2004
- [9] H. Käb: High- Oleic Öl: Industrierohstoff der Zukunft. In: Tagungsband 7. Symposium Nachwachsende Rohstoffe für die Chemie, 2001, S. 99-105
- [10] J. Hinrichs: Gebrauchseigenschaften von Druckflüssigkeiten für hydrostatische Verdrängermaschinen auf Basis von Rapsöl, synthetischem Esteröl und Polyalkylenglykol, TU Hamburg-Harburg, Diss., 1996. – Fortschritt-Berichte VDI Reihe 1 Nr. 271. Düsseldorf, VDI Verlag 1996
- [11] X. Ciu: FDS und PDC an neuem und altem Pressboard, Universität Stuttgart, Studienarbeit, 2006
- [12] A. Behr; A. Westfechtel: Katalytische Prozesse bei der Wertstoffgewinnung aus natürlichen Ölen und Fetten. In: Chemie Ingenieur Technik 79 (2007), Nr. 5, S. 621-636.
<http://dx.doi.org/10.1002/cite.200600153>
- [13] B. Olbrich-Deusser; K.-H. Brunner: High-Oleic Sonnenblumenöl 90plus – ein außergewöhnliches Öl eröffnet neue Perspektiven. In: Tagungsband 7. Symposium Nachwachsende Rohstoffe für die Chemie, 2001, S. 640-644
- [14] H. Borsi: Esterflüssigkeit Midel 7131 als Ersatz für Mineralöl in Transformatoren. In: Elektrizitätswirtschaft 93 (1994), Nr. 24, S. 1523-1524, 1526-1528
- [15] H. Borsi; E. Gockenbach: Properties of ester liquid midel 7131 as an alternative liquid to mineral oil for transformers. In: Dielectric Liquids, 2005. ICDL 2005. IEEE International Conference, 2005, S. 377-380
- [16] E. Gockenbach; H. Borsi: Performance and new application of ester liquids. In: Dielectric Liquids, 2002. ICDL 2002. Proceedings of 2002 IEEE 14th International Conference on 2002, S. 203-206
- [17] K. Dumke: Untersuchungen an einer Esterflüssigkeit als Isolierstoff für Transformatoren, Universität Hannover, Diss., 1998
- [18] M&I Materials Ltd – Product Overview Midel® 7131, Technical Datasheet No. 2, Februar 2007

Power Transformer Experience with Natural Ester Dielectric Coolant

Cooper Power Systems

Peter G. Stenborg

Peter.Stenborg@CooperIndustries.com

Waukesha, Wisconsin USA

Cooper Power Systems

John Luksich

John.Luksich@CooperIndustries.com

Waukesha, Wisconsin USA

ABSTRACT

Natural ester (vegetable oil) dielectric coolant applications date back to 1996 field trials in distribution transformers in the USA, and full commercial offering in 1999. Excellent performance on distribution systems led to the first application for power in 2001 in the retrofill of a 50 MVA, 69 kV generator step-up (GSU) transformer. As an IEC K-Class fluid, fire safety is a major advantage, but environmental properties and extension of insulating paper thermal life are also important. Applications have expanded in recent years in response to safety, asset management and environmental concerns. Field installations now total more than 95,000 transformers in the Americas, Asia-Pacific, Europe and the Middle East. This includes more than 100 power transformers, with ratings up to 200 MVA and 242 kV. This paper reviews the performance of two retrofilled GSU transformers. Assessments of in-service fluid condition using standard fluid properties and dissolved gases are given. We present the current state of international standards for both new and in-service natural ester dielectric fluid.

1 INTRODUCTION

Natural ester (vegetable oil) dielectric fluids are the most recent addition to the category of alternative dielectric coolants. Alternatives to mineral oil first appeared in the 1930s with the introduction of chlorinated aromatic hydrocarbons such as polychlorinated biphenyls (PCB). With the banning of PCBs, less-flammable (very high fire point) fluids entered the market and were offered in a variety of chemical types. First, in the 1970s, were the high molecular weight hydrocarbons (HMWH) and silicones, followed in the 1980s by synthetic fluids such as polyalphaolefins (PAO) and polyolesters (POE). Of these, the POEs easily have the most attractive environmental and low temperature properties. Their high cost has limited them to niche applications and spurred the search for more affordable alternatives.

The natural esters are chemically similar to the POEs and share many of their properties. Chemically, a natural ester molecule is a triacylglycerol, or triglyceride, and consists of three long chain fatty acids attached to a glycerol backbone. The natural esters have excellent environmental properties, provide high degree of fire safety due to very high flash and fire points, and are shown to retard the degradation of paper insulation [1-5].

Development of a natural ester dielectric fluid began as a research project in 1991. Over the next five years, more than two-dozen vegetable oils and blends were evaluated in a comprehensive and rigorous series of small-scale trials. The most favorable natural ester formulation underwent full-scale accelerated life testing throughout 1995, per the IEEE C57.100 standard test procedure. The ester units lasted more than three times longer than required by the standard procedure. The first prototypes, 225 kVA distribution transformers, were installed in 1996. Their performance was discussed at the 66th International Conference of Doble Clients [6 & 7]. Third party field trials began in 1997 in utility distribution systems throughout the USA. The first retrofit prototypes were done in 1998. Natural ester distribution transformers went into standard production in 1999. Since then, natural ester power transformers have been manufactured on five continents. The first power transformer applications were retrofills, starting in 2001 with a 50 MVA, 69 kV generator step-up (GSU) transformer. Installations now include more than 100 transformers and reactors over 10 MVA and 35 kV. The largest ratings are 200 MVA and 242 kV. In 2007, 3 large private US utilities standardized on natural ester for their purchase of distribution transformers, bringing the total number of installed transformers to more than 95,000. Figure 1 shows the natural ester development timeline.

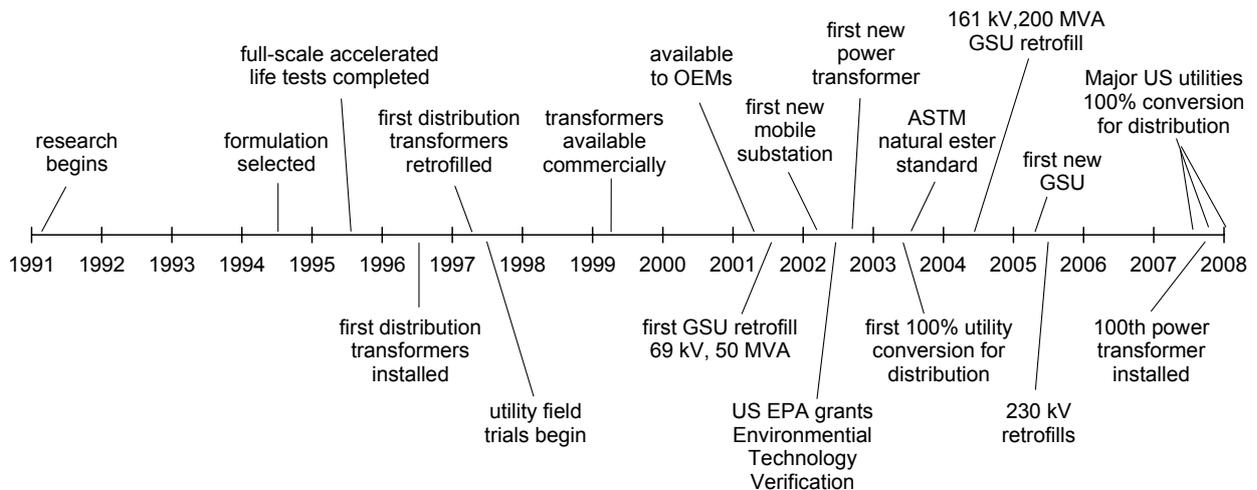


Figure 1. Timeline of events in the development and application of natural ester dielectric fluid

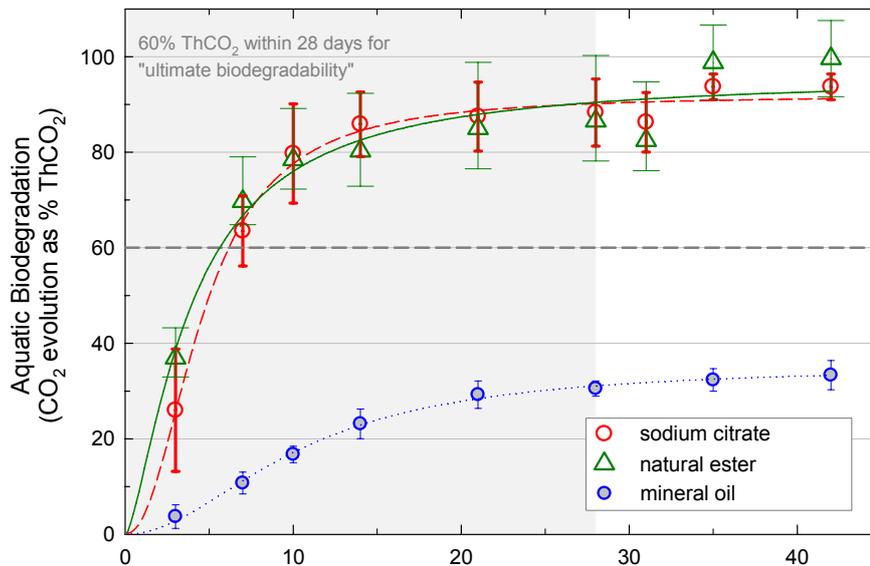


Figure 2. Aerobic Aquatic Biodegradation of Sodium Citrate, Natural Ester and Mineral Oil per OPPTS 835.3100

2 NATURAL ESTER LABORATORY AND IN-SERVICE TESTING

2.1 Environmental Testing

One natural ester fluid has been evaluated using a wide range of environmental tests. In acute toxicity tests, both oral and aquatic, it was found to be not toxic. Specific results were

- 1) Acute Aquatic Toxicity per OECD 203 at 1000 mg/L: no observable adverse effect. [8-11]
- 2) Acute Oral Toxicity per OECD 420 at 2000 mg/kg: no adverse effect other than diarrhea. [10-14]

Biodegradation tests per OPPTS 835.3110 Method show that it biodegrades at the same rate as the test's ultimately biodegradable reference material, sodium citrate, and meets the criteria to be classified "readily biodegradable". [15,16]

Self-assessment according to the German Water Hazard Classification (WGK) confirms this natural ester to be 'non-hazardous'. [17] Natural ester fluids have been certified by the US and California Environmental Protection Agencies under a program called "Environmental Technology Verification" (ETV). [18,19]

2.2 Oxidative Stability of Natural Esters

Natural esters are inherently more sensitive to oxidation than mineral oils. Although different oxidative stability can be measured for various types of seed oils, none can be used in free-breathing apparatus. The effect of oxidation on the dielectric and cooling performance in mineral and vegetable oils must also be compared.

The by-products of mineral oil oxidation can precipitate as sludge, coating surfaces and eventually reduce a transformer's cooling capacity and electrical insulation characteristics. Short chain acids are also formed. Oxidation inhibitor additives help postpone the degrading effects of mineral oil oxidation. Sludge formed in the oil during accelerated thermal aging is an indicator of poor stability. Various fluid properties help monitor the level of contamination in a dielectric fluid. Dissipation factor ($\tan \delta$) and interfacial tension are the ones most commonly used to detect polar compound

degradation by products from mineral oil. Neutralization number is the primary means of detecting acids and acidic compounds.

Natural esters oxidize differently from petroleum oils, leading to an increase in viscosity and under severe conditions to polymerization. Oxidation inhibitors are also commonly used. Polymerization occurs relatively quickly in thin films on hard surfaces, especially when exposed to fresh air, heat and UV radiation. However, oxidation progresses very slowly in pools of fluid, as in electrical equipment tanks. Moisture from fresh air also causes hydrolysis of natural ester forming long chain fatty acids, relative mild compared those formed in mineral oil oxidation. Analysis of laboratory and field data tells us that dissipation factor is the best early indicator of abnormal oxidation, detecting excessive oxygen exposure 5 – 10 years before cooling performance is harmed by significant increases in viscosity. [20] Although dissipation factor offers early detection, an increase in viscosity is the definitive indication of oxidation taking place. For this reason, a viscosity measurement should be added to the periodic fluid tests.

Because the oxidation processes differ between these two types of oils, oxidative stability testing must also be different. ASTM D27 Committee is evaluating alternatives to the rotating bomb methods traditionally used for petroleum oils. One alternative considered was the combined Power Factor Valued Oxidation (PFVO) and Sludge Free Life (SFL) tests developed by Doble Engineering (Boston, USA) and used as indicators of the oxidation stability of transformer oil during accelerated life testing [21].

A new method called Oxidation Induction Time (OIT) is being evaluated in the ASTM committee. It measures the time to initiation of the oxidation reaction in an air environment, more representative of electrical equipment applications than the pure oxygen exposure used for mineral oil testing.

2.3 International Standards

Before 2003, international standards did not exist for natural ester dielectric fluids. Because the physical, chemical, and electrical properties of synthetic ester dielectric fluids are comparable in many ways to natural esters, the IEC standards for new and in-service synthetic fluids served as surrogate guides where the properties were similar. In 2003, ASTM issued a standard specification for new natural ester fluids. An IEEE Working Group crafting a maintenance guide for natural ester dielectric fluids has issued a final version for ballot. IEC TC10 has formed a Project Team for new natural ester dielectric fluid, with a draft in process. Once this is complete, a Working Group will be formed to address in-service maintenance guidelines.

Type	New		In Service	
	ASTM	IEC	IEEE	IEC
mineral oil	D3487	60296	C57.106	60422
synthetic ester	none	61099	none	61203
natural ester	D6871	PT Formed	C57.147 (draft)	-

Table 1. International Standards for mineral oil, synthetic ester, and natural ester dielectric fluids

2.4 Transformers Retrofilled with Natural Ester Fluid

Retrofilling existing transformers with natural ester fluid is considered for environmental reasons, to extend the remaining thermal life of the transformer, and/or to upgrade the fire safety of the installation. Retrofill procedures are straightforward, as natural ester fluid is miscible with mineral oil and compatible with standard transformer construction materials. However, transformers with free-breathing conservators must be retrofitted with bladders or use other means to seal the headspace from the atmosphere.

Because of the high fire point of natural ester fluid, transformers can often be upgraded to high fire point condition (fire point $> 300^{\circ}\text{C}$) by replacing the mineral oil with natural ester fluid. There is no reduction in fire point up to 7% residual mineral oil. Reduced power ratings are not required, as any increase in temperature due to fluid differences is more than adequately compensated for by the reduction in insulation thermal aging rate. In essence, this results in an extension of the remaining thermal life of the transformer.

The first power unit to be retrofilled with natural ester fluid was a 50 MVA 69 kV GSU transformer. In continuous service since 1957, it was retrofilled in October 2001 and remains in service today. Several dozen additional power transformers have been retrofilled since then, including a 200 MVA, 161 kV GSU transformer and four 8 MVA, 230 kV single-phase substation transformers. Examples are given in Table 2.

Figure 3 summarizes oil sample data from the October 2001 GSU retrofill. Dielectric strength (a), viscosity (g), dissipation factor (b) and acid number (h) have been observed to be quite stable. Absolute water content of the oil (e) has shown an increase over time confirming natural ester's greater affinity for water and, importantly, its ability to remove water from paper insulation. However, despite the higher absolute water content, the relative saturation (f) at 20°C remains below 7%, well below the level at which the dielectric performance is compromised.

The retrofill procedure did not attempt to minimize the amount of mineral oil remaining in the transformer after retrofill by flushing or removal of the dregs from the tank bottom. The consequence is seen in the flash and fire points of Figure 4 (a). The residual mineral oil was estimated, using the change in flash point, to be about 4% shown in Figure 4 (b). The residual oil held in the paper insulation slowly mixed with the natural ester fluid. The fire point, initially steady at 350°C , dropped below 300°C to 245°C as the residual mineral oil rose above 7%, reaching about 9%. Figure 5 shows the dissolved gas levels remaining relatively stable.

Figure 6 shows the dissolved gases and their proportions in a 200 MVA 161 kV GSU transformer retrofilled in 2004. The gases levels remain stable. Not shown are the fluid properties, which indicate good condition and stable operation before and after the retrofill. The mineral oil content immediately after retrofilling was below 1%, and reached about 4.5% after the mineral oil held in the solid insulation mixed with the tank fluid.

3 SUMMARY

Natural ester dielectric coolant now has seen more than a decade of application in distribution transformers and a more than 6 years in power transformers. Data collected from the earliest power transformers indicate good stability of natural ester fluid key performance properties. There have been no reported operating problems with any medium and large power transformer with the natural ester. Based on the experienced to date, key fluid properties and DGA testing guides have been developed.

BIBLIOGRAPHY

- [1] McShane, C.P., Rapp, K.J., Corkran, J.L. Gauger, G.A., and Luksich, J., "Aging of paper insulation in natural ester dielectric fluid", IEEE/PES Transmission & Distribution Conf., 2001, Atlanta, USA
- [2] McShane, C.P., Rapp, K.J. Corkran, J.L. Gauger, G.A., and Luksich, J., "Aging of plain Kraft paper in natural ester dielectric fluid", IEEE/DEIS Conf. on Dielectric Fluids, 2002, Graz, Austria
- [3] McShane, C.P., Rapp, K.J. Corkran, J.L., and Luksich, J., "Aging of cotton/Kraft blend insulation paper in natural ester dielectric fluid", TechCon Asia-Pacific, 2003, Sidney, Australia
- [4] McShane, C.P., Corkran, J.L., Rapp, K.J., and Luksich, J., "Aging of paper insulation retrofilled with natural ester dielectric fluid", IEEE Conf. on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2003, Albuquerque, USA
- [5] Rapp, K.J., McShane, C.P., and Luksich, J., "Interaction Mechanisms of Natural Ester Dielectric Fluid and Kraft Paper", 15th International Conf. on Dielectric Liquids, 2005, Coimbra, Portugal
- [6] McShane, Gauger, G.A., and Luksich, J., "Determining and Interpreting Key Properties of Ester-Based Dielectric Fluids, 66th International Conf. of Doble Clients, April 12-16, 1999, Boston, USA
- [7] McShane, Luksich, and Stenborg P.G., "Review of In-service Transformers Using Natural (Vegetable Oil) Ester Dielectric Fluid", 73rd International Conf. of Doble Clients, April 9-11, 2006, Boston, USA
- [8] "Final Report: Acute Trout Toxicity Testing for Two Envirotemp FR3 Formulations"; GlobalTox International Consultants, Guelph, ON, Canada, Dec. 1, 1999
- [9] "Fish, Acute Toxicity Test", OECD 203, Effects on Biotic Systems, OECD Guidelines for the Testing of Chemicals, Organization for Economic Cooperation and Development, 17 July 1992
- [10] "Acute Oral Toxicity – Fixed Dose Method", OECD 420, Health Effects, OECD Guidelines for the Testing of Chemicals, Organization for Economic Cooperation and Development, 17 July 1992
- [11] "Determine the Acute Oral Toxicity of FR3 and FR3-E", A. Lemm, Report ML 2006091.021, Thomas A. Edison Technical Center, October 3, 2006
- [12] "Acute Oral Toxicity – Fixed Dose Method OECD-420", File 001-029165/1, Life Sciences Services, SGS US Testing Company, Fairfield, NJ, July 20, 2006
- [13] "Acute Oral Toxicity – Fixed Dose Method OECD-420", File 001-029169/1, Life Sciences Services, SGS US Testing Company, Fairfield, NJ, July 20, 2006

- [14] “Final Report: Ready Biodegradability Study for Envirotemp FR3”, GlobalTox International Consultants, Guelph, ON, Canada, Sept 28, 2001
- [15] “Aerobic Aquatic Degradation”, OPPTS 835.3100, “Fate, Transport, and Transformation Test Guidelines”, EPA Publication 712-C-98-075, Office of Prevention, Pesticides, and Toxic Substances, US Environmental Protection Agency, January 1998
- [16] “Ready Biodegradation”, OPPTS 835.3110, “Fate, Transport, and Transformation Test Guidelines”, EPA Publication 712-C-98-076, Office of Prevention, Pesticides, and Toxic Substances, US Environmental Protection Agency, January 1998
- [17] Index No. 660, Annex 1 Substances Non-Hazardous to Waters Pursuant to Number 1.2a, Water Hazard Classes (VwVwS), Administrative Regulation on the Classification of Substances Hazardous to Waters, 1999, Federal Republic of Germany
- [18] “Pollution Prevention Technology Certification”, W.H. Hickox, Certificate No. 03-01-040, California Environmental Protection Agency, February 8, 2003
- [19] “ETV Joint Verification Statement – Envirotemp FR3 Insulating Dielectric Fluid”, E.T. Oppelt and K.F. Wilhelm, VS-R-02-02, Environmental Technology Verification Program, U.S. Environmental Protection Agency, June 2002
- [20] “Field Analysis of Envirotemp® FR3® Fluid in Sealed Versus Free-Breathing Transformers” Cooper Power Systems Test Report CP0414, December 2004
- [21] Oliver, F.S., “Doble Power-Factor Valued Oxidation Tests,” Doble Conference Minutes 1960, Insulating Fluids/ 10-401, pgs 1-9

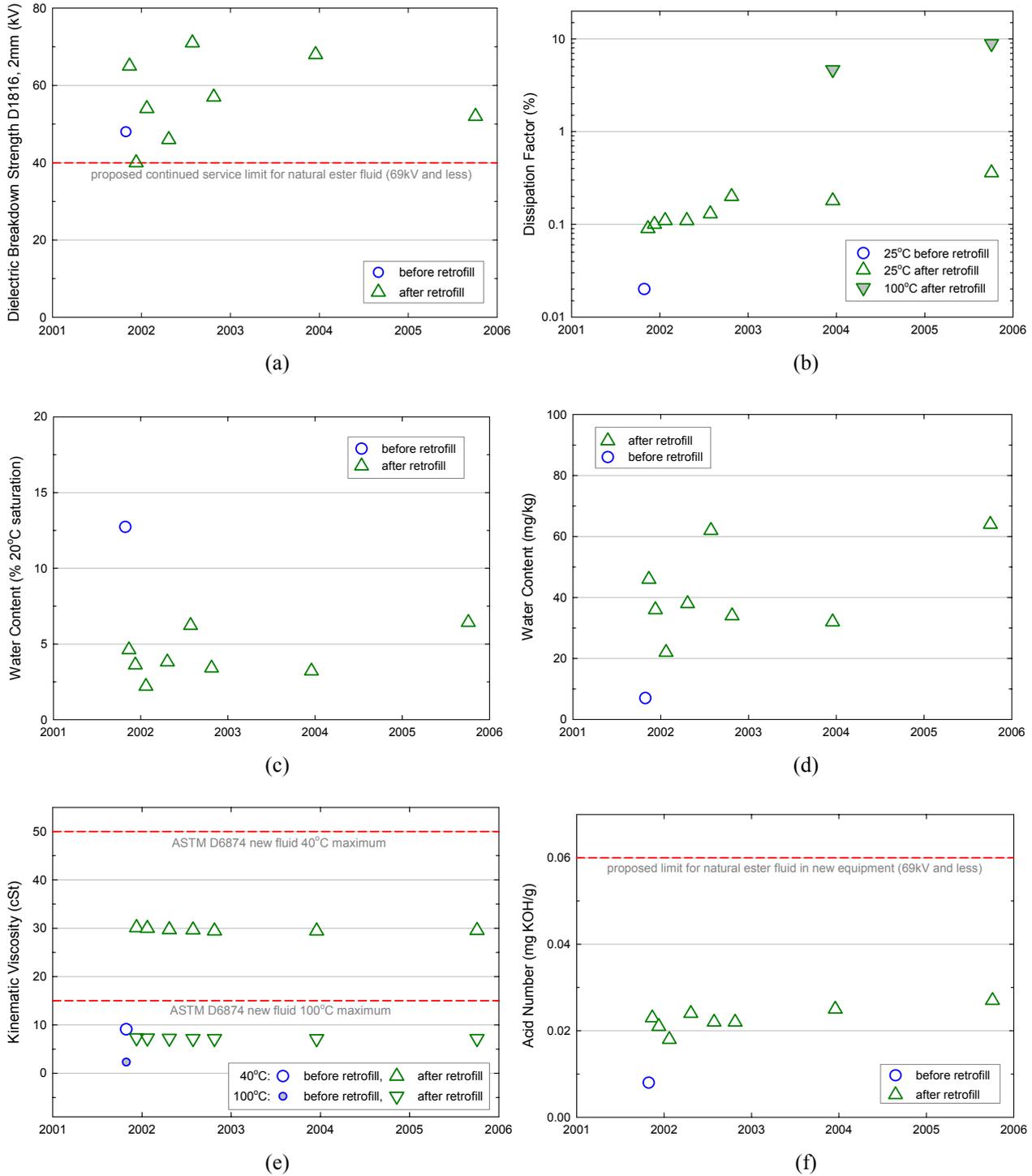


Figure 3. Fluid properties of a 50 MVA 69 kV generator step-up transformer in service since 1957 and retrofilled in 2001; This is the longest operating transformer designed for mineral oil and retrofilled with natural ester fluid. The water contents are given in absolute amount and relative saturation, and illustrate the higher saturation limit of natural ester fluid.

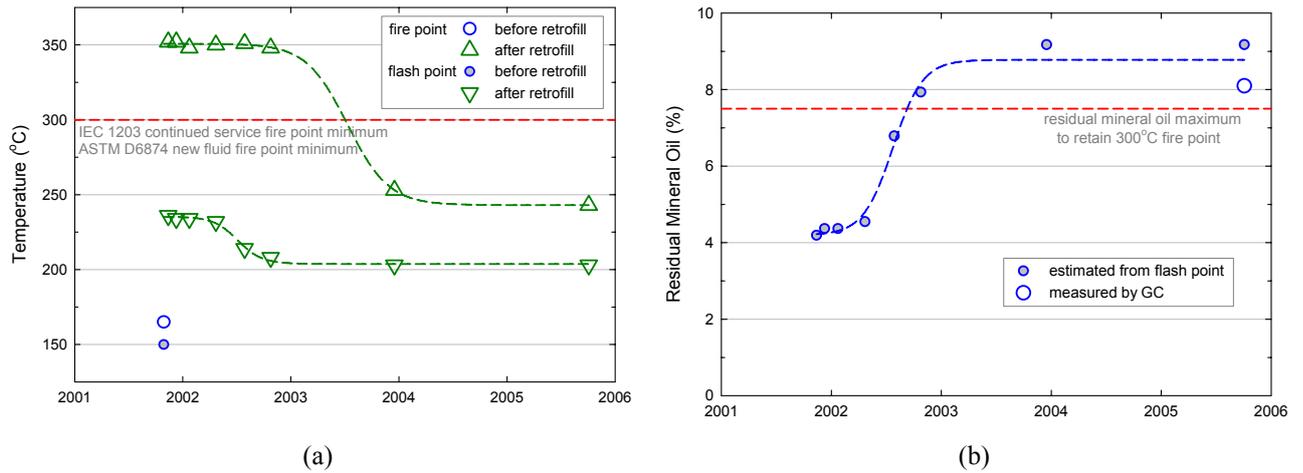
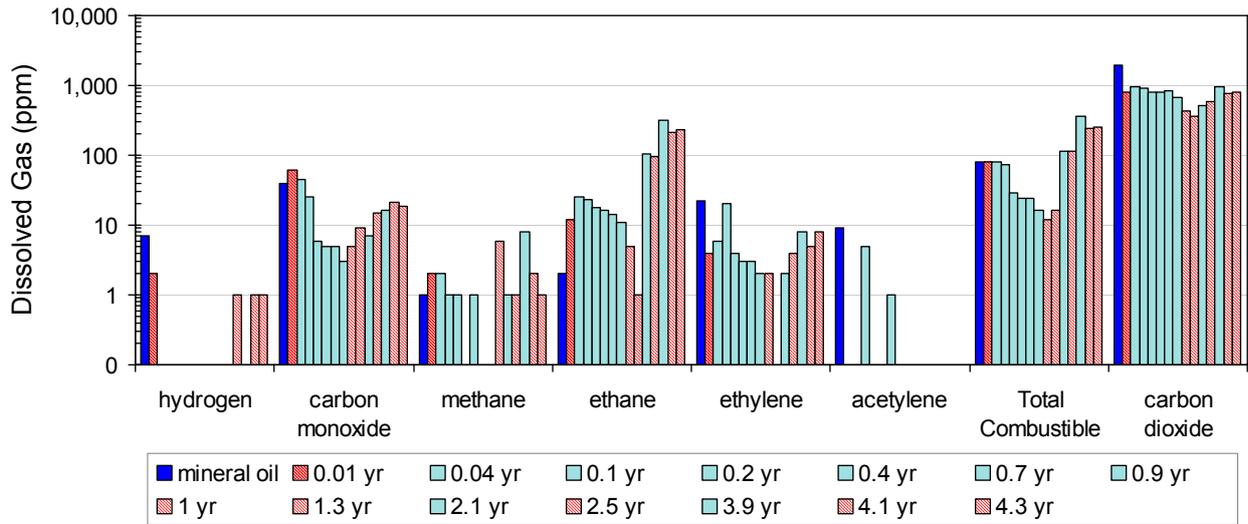
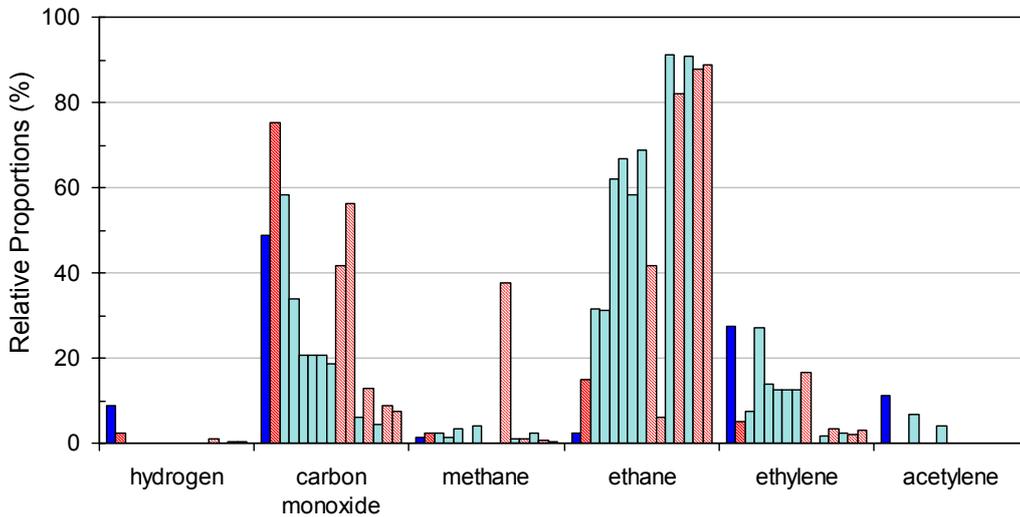


Figure 4. Flash and fire points of a 50 MVA 69 kV generator step-up transformer retrofilled with natural ester fluid. The transformer was drained and refilled without removing the mineral oil dregs. The result is a high initial mineral oil content in the natural ester fluid. As the mineral oil held in the solid insulation mixed with the tank fluid, the overall residual mineral oil content climbed above the threshold needed to reduce the fire point. Typical retrofills use flush and drain techniques that mini-mize the residual mineral oil, usually below 1%.

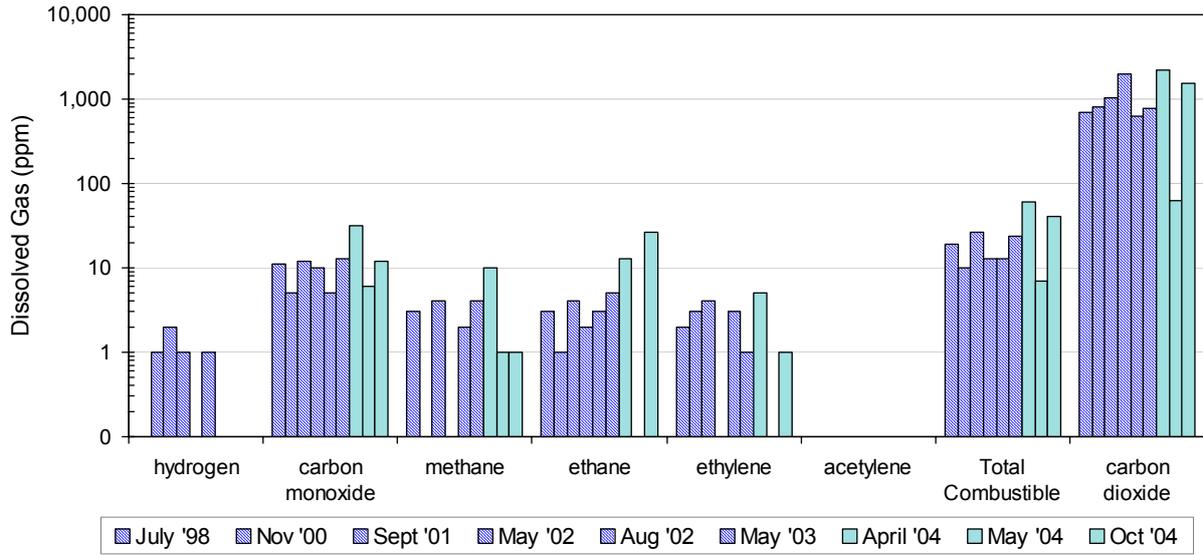


(a)

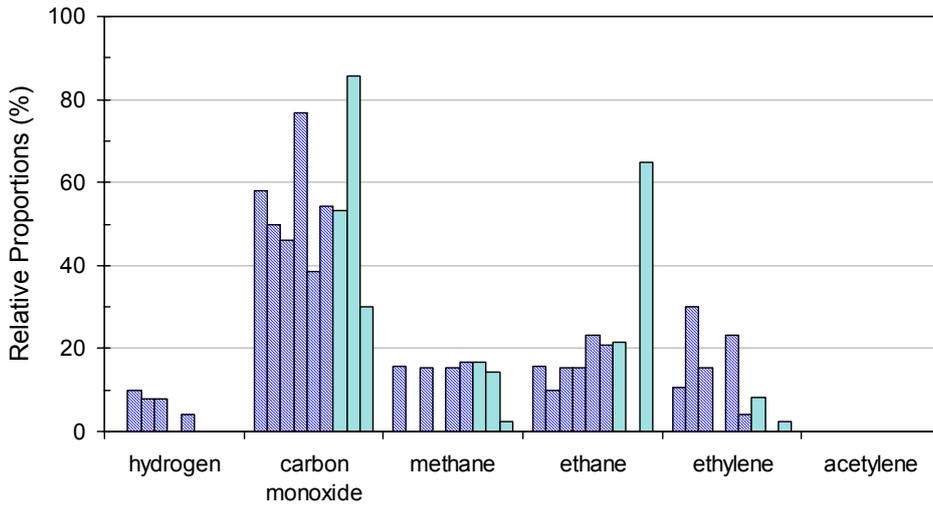


(b)

Figure 5. Chart (a) shows the amounts of dissolved gases in the 50 MVA retrofilled transformer slowly returning to pre-retrofill levels. The exception is ethane, which shows the proportionally higher values typical of natural ester fluid (b). The dark blue bars show gases in mineral oil immediately prior to retrofilling. The light green and red striped bars show natural ester values and represent data from two different laboratories.



(a)



(b)

Figure 6. Amounts of dissolved gases (a) and their proportions (b) before (blue striped bars) and after refilling with natural ester fluid (light green bars) in a 200 MVA 161 kV generator step-up transformer. The transformer, in service since 1966, was refilled in the spring of 2004. Ethane is beginning to show the higher proportional level typically seen in natural ester fluid.

Regelbare Leistungstransformatoren mit biologisch abbaubarem Öl

Dipl.-Ing. Jörg Harthun
AREVA Energietechnik GmbH
joerg.harthun@areva-td.com
Germany

Dipl.-Ing. Karl-Heinz Häger
AREVA Energietechnik GmbH
karl-heinz.haeger@areva-td.com
Germany

Dipl.-Ing. Jörg Baum
AREVA Energietechnik GmbH
joerg.baum@areva-td.com
Germany

KURZFASSUNG

Umweltfreundliche Produkte und Umweltschutz haben eine immer größere Bedeutung im privaten Umfeld, bei Dienstleistungen, im Handel und in der Industrie. Im Leistungstransformatorenbau wurde diesen Anforderungen mit verlust- und geräuschoptimierten Auslegungen Rechnung getragen. In den letzten Jahren kamen zudem vermehrt synthetischer und natürlicher Ester als Kühlmedium in Verteilungstransformatoren und Transformatoren zur Bahnstromversorgung zum Einsatz.

Regelbare Leistungstransformatoren mit natürlichem Ester als Kühlmedium wurden in den letzten beiden Jahren von AREVA erfolgreich entwickelt und auf den Markt gebracht. Vor- und Nachteile sowie die noch zu lösenden Aufgaben werden in diesem Beitrag betrachtet. Weiterhin wird auf die zukünftigen Möglichkeiten der Kombination regelbarer Hermetiktransformator mit Esterfüllung eingegangen.



1. EINLEITUNG

Ein großer Teil der Energieerzeugung wird durch den Einsatz von fossilen Energieträgern abgedeckt. Hierzu gehören hauptsächlich Kohle, Erdgas und Erdöl. Seit der Ölkrise in den 70er Jahren wurde vermehrt nach alternativen Energiequellen gesucht. Hierzu zählen in erster Linie die Nutzung von Wasser-, Wind- und Sonnenenergie. Im Bereich der Automobilindustrie wurden Motoren entwickelt, welche den Einsatz von Biodieselmotoren ermöglichten. Seit Januar 2007 wird in Deutschland ein aus Pflanzenöl gewonnener Kraftstoff den herkömmlichen Kraftstoffen beigefügt.

Im Transformatorenbau wird ebenfalls vermehrt auf den Einsatz von Pflanzenölen anstelle von Mineralöl gesetzt. Als wesentliche Vorteile gegenüber Mineralölen sind zu nennen:

- Nachwachsender Rohstoff
- Nicht Wasser gefährdend
- Höherer Flammpunkt als Mineralöl
- Biologisch abbaubar

Seit ca. 5 Jahren werden natürliche Ester als Kühl- und Isolierstoffflüssigkeiten im Leistungstransformatorenbau eingesetzt. Die ersten Referenzen stammen aus dem nordamerikanischen Raum. Bis auf den Neubau von kleineren Sondertransformatoren wurden hier hauptsächlich "Retrofillmaßnahmen" an Transformatoren mit Leistungen von 3,75 MVA bis 64 MVA und Nennspannungen bis 163 kV durchgeführt. Auch liegen einzelne Referenzen für höhere Spannungsebenen und größere Leistungen vor (167 MVA – 230 kV oder 200 MVA - 161 kV) [1]. Bei diesen Transformatoren handelt es sich fast ausnahmslos um unregelte Transformatoren oder um Standorte, an denen die Kaltstartfähigkeit eine untergeordnete Rolle spielt.

Bei den jüngsten Projekten in Europa handelt es sich jedoch fast ausnahmslos um Neutransformatoren mit natürlichem Ester als Erstbefüllung. Die Einflüsse von natürlichem Ester als Kühlmedium auf die Neuauslegung und die Fertigung von regelbaren Mittelleistungstransformatoren werden im Weiteren näher betrachtet.

2. EIGENSCHAFTEN VON NATÜRLICHEN ESTERN

2.1. Oxidationsstabilität

Wie alle natürlichen Fette und Öle oxidieren natürliche Ester mit dem Luftsauerstoff. Die dabei entstehenden Substanzen lassen das Öl schneller altern und würden somit eine Gefahr für den Transformator bedeuten. Dies liegt darin begründet, dass Fettsäuren der in Frage kommenden Basisöle zwei und mehr Kohlenstoffdoppelbindungen enthalten. Diese Bindungen ermöglichen eine direkte Reaktion mit dem im Medium befindlichen Sauerstoff. Das bedeutet, dass Basisöle mit hohem Anteil an ungesättigten Fettsäuren, eine vergleichsweise hohe Oxidationsempfindlichkeit haben. Die Wahl des geeigneten Basisöls oder eine Mixtur aus verschiedenen Basisölen ist zunächst als grundlegendes Qualitätskriterium anzusehen. Aus **Bild 1** ist zu entnehmen, dass hochgesättigte Sonnenblumenöle aufgrund ihres hohen Ölsäuregehalts eine deutlich bessere Alterungsbeständigkeit aufweisen, als z.B. Sojaöle [2].

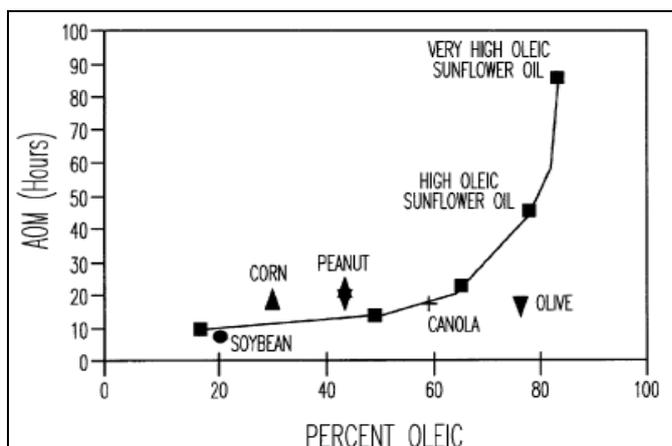


Bild 1: Oxidationsstabilität bei verschiedenen Pflanzenölen [2]

Die Werte sind jedoch nur Trendinformationen, da durch gezielte Modifikation immer wieder verbesserte Pflanzenkulturen entwickelt werden können. Weiterhin besteht die Möglichkeit durch gezielte Mixturen die Eigenschaften zu optimieren.

Zur Erhöhung der Oxidationsstabilität z.B. von Sojaöl kann auch eine partielle Hydrierung von Pflanzenölen in Betracht gezogen werden. Durch diesen Vorgang ist es möglich die Doppelbindungen durch Hydrierung mit Wasserstoff (H₂) in Gegenwart eines Katalysators zu reduzieren (**Bild 2**). Andererseits darf keine vollständige Hydrierung erfolgen, da vollständig hydrierte Produkte einen festen Aggregatzustand besitzen.

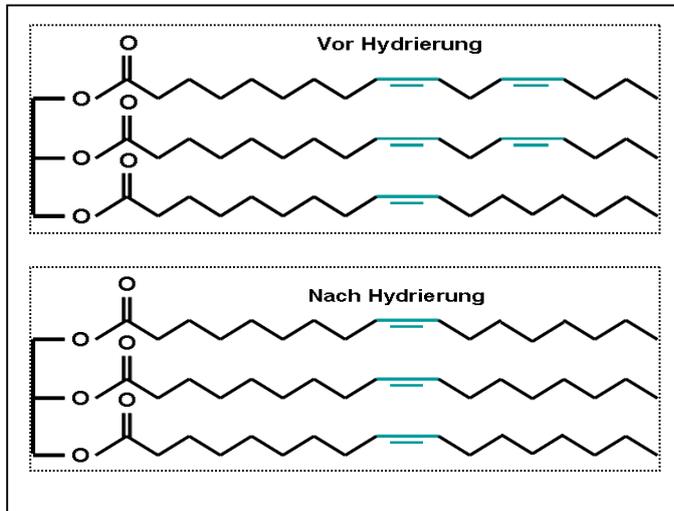


Bild 2: Chemische Struktur Sojaöl

Darüber hinaus sollte eine Überprüfung erfolgen, inwieweit die aus dem Mineralölsektor bekannten Oxidationsinhibitoren eingesetzt werden können.

Zusätzlich zu den oben beschriebenen Einflüssen müssen, wie auch bei Mineralölen, Oxidationsprozesse durch Temperaturerhöhung oder Kontakt zu Kupfer, Eisen und Zellulose mit in die Betrachtung einfließen. Zielsetzung ist das Erreichen einer möglichst hohen Oxidationsstabilität.

In jedem Fall muss bei natürlichen Esterölen ein lang andauernder Kontakt mit Luftsauerstoff vermieden werden. Die einzige sinnvolle Möglichkeit, den Kontakt zwischen Isolierstoffmedium und Luftsauerstoff zu unterbinden, ist Transformatoren mit hermetischem Abschluss einzusetzen. Hier bieten sich unter anderem folgende Möglichkeiten an:

- Wellwandkessel bei Verteilungstransformatoren
- Groß- und Mittelleistungstransformatoren mit Dehnradiatoren
- Transformatoren mit Hydrokompensator im Dehngefäß

Hinsichtlich der Oxidationsstabilität des Öls sind die Varianten mit Wellwandkessel bei Verteilungstransformatoren und Dehnradiatoren bei Groß- und Mittelleistungstransformatoren die erfolgreichsten Methoden zur Vermeidung der Sauerstoffaufnahme des Öls. Beim Hydrokompensator diffundiert ein geringer Gasanteil durch den Gummisack in das Öl und bewirkt im Vergleich zum vollständigen hermetischen Abschluss eine etwas höhere Sauerstoffanreicherung im Öl.

Dagegen weisen alle von AREVA vorgenommenen Gas-in-Öl-Analysen an hermetisch geschlossenen Transformatoren nach einigen Jahren Betriebszeit auf einen niedrigen Sauerstoffanteil (ca. 3000 – 6000 ppm) hin.

Hermetiktransformatoren sind somit nicht nur für die Befüllung mit Mineralöl erste Wahl sondern auch für den Einsatz von natürlichen Esterflüssigkeiten hervorragend geeignet.

2.2. Wasseraufnahmevermögen

Die gesamte Feuchtigkeit im Transformator befindet sich in der Festisolation und im Öl. Bei steigender Temperatur diffundiert das Wasser aus der Festisolation in das Öl. Bei sinkender

Temperatur ist dieser Vorgang umgekehrt. Nach einiger Zeit stellt sich jeweils eine Gleichgewichtskonzentration "Wasser in Öl" – "Wasser in der Zellulose" ein.

Bild 3 zeigt einen Vergleich zwischen dem Wasseraufnahmevermögen von einem Bioöl (hier Rapsöl) zu Mineralöl [3]. Über den gesamten Temperaturbereich kann Rapsöl eine wesentlich größere Menge Wasser aufnehmen. Dies hat zur Folge, dass bei Einsatz von natürlichem Ester eine geringere Menge Wasser in der Zellulose gespeichert wird. Weil Feuchtigkeit in Form von Wasser die Alterung der Zellulose beschleunigt, kann davon ausgegangen werden, dass ein mit natürlichem Ester gefüllter Transformator eine höhere Lebensdauer hat (**Tabelle 1**) [4] bzw. bei gleicher Lebensdauer höher belastet werden kann.

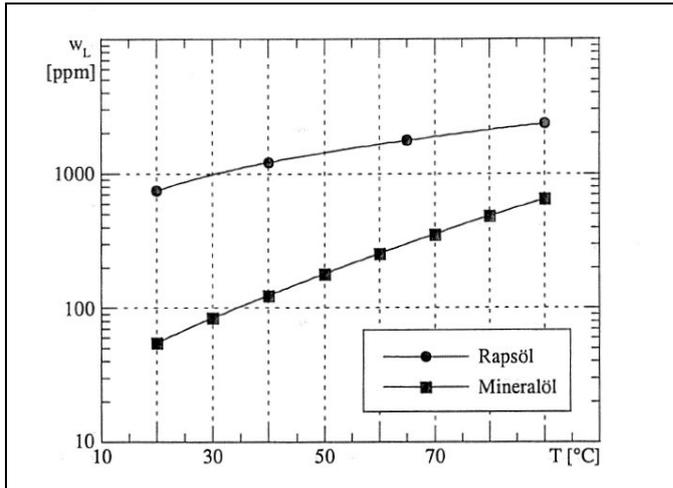


Bild 3: Wasseraufnahmevermögen von Raps- und Mineralöl [3]

Heißpunkttemperatur (°C)	Mineralöl	Natürlicher Ester
98	1	0,16
104	2	0,32
110	4	0,63
114	6,35	1
116	8	1,26
128	32	5
140	128	20

Tabelle 1: Relative Alterungsrate bezogen auf Heißpunkttemperatur [4]

2.3. Thermische Eigenschaften

2.3.1. Viskosität

In **Bild 4** sind die Viskositäten verschiedener Ölsorten in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt [5]. Im Temperaturbereich von 40 °C bis 60 °C, in der Regel die Betriebstemperatur des Transformators, sind die Viskositäten aller Ölsorten relativ gering. Bei höherer Belastung des Transformators sinken die Viskositäten und verbessern die Kühlung.

Bei niedrigen Temperaturen muss das Kaltstartverhalten des Transformators berücksichtigt werden. Speziell bei Tiefsttemperaturen (-25 °C) ergeben sich hohe Viskositätswerte für Esterflüssigkeiten. Bei Einschaltung eines Transformators mit Vollast kann es zu lokalen Überhitzungen in den Wicklungen kommen, bevor sich ein Ölkreislauf ausbildet. Mit geeigneten Programmen kann dieser Vorgang am Rechner simuliert und das Wicklungsdesign dementsprechend gewählt werden. Durch geeignete Maßnahmen kann die natürliche Strömung in den Wicklungen auch bei niedrigen Temperaturen aufrecht erhalten werden.

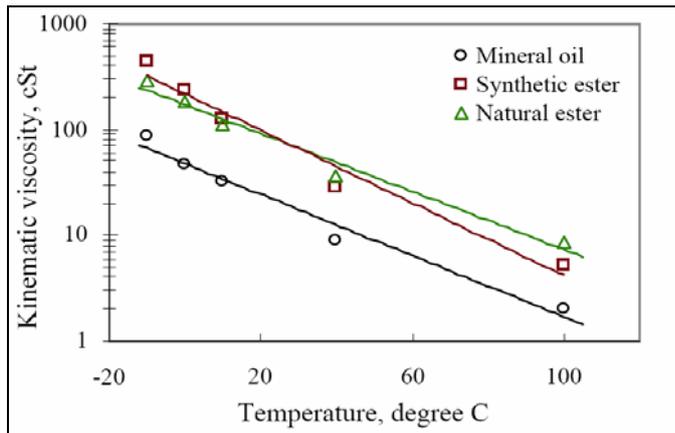


Bild 4: Viskositäten verschiedener Öle [5]

2.3.2. Wärmeleitfähigkeit

Einen zusätzlichen Einfluss auf das Wärmeabfuhrvermögen einer Isolierflüssigkeit hat die Wärmeleitfähigkeit. Mineralöl hat bei 25 °C eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,14 W/(mK) wobei natürlicher Ester eine Wärmeleitfähigkeit von ca. 0,17 W/(mK) besitzt. Dieses führt bei Esterflüssigkeiten, im Vergleich zu Mineralöl, zu einer verbesserten Wärmeabgabe aus dem Wicklungsmaterial an die Isolierflüssigkeit.

2.4. Elektrische Eigenschaften

Umfangreiche Festigkeitsuntersuchungen wurden von AREVA an verschiedenen natürlichen Estern durchgeführt und mit Werten von synthetischem Ester sowie Mineralöl verglichen [4]. Insgesamt wurden für jedes Öl 18 Proben durchgeführt (**Bild 5**), welche alle die gleichen Ölbehandlungen erhielten. Die Durchschlagspannungen lagen gemäß IEC 60296 für Mineralöl bei allen Ölsorten über dem festgelegtem Grenzwert (Durchschlagspannung >70 kV als Mittelwert von 6 Proben).

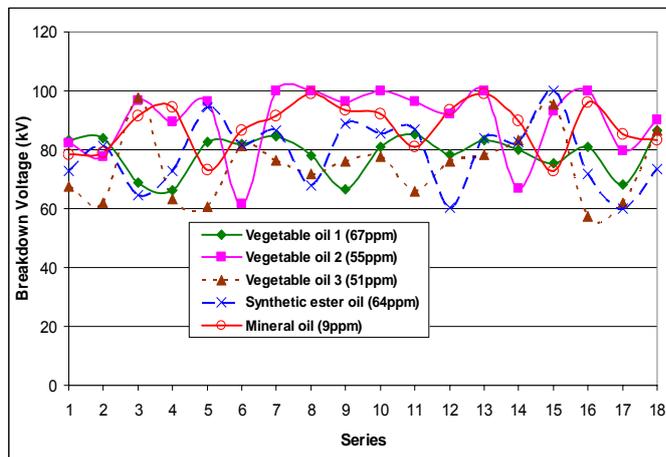


Bild 5: Spannungsuntersuchungen gemäß IEC 60156 mit 2,5 mm Elektrodenabstand [4] (Feuchtegehalt in ppm)

Die Dielektrizitätszahl von natürlichem Ester liegt mit 3.2 ca. 40 % über dem Wert für Mineralöl. Mit den Dielektrizitätszahlen für Papier 3.2, Pressspan 4.5, Mineralöl 2.3 und natürlichem Ester 3.2 wurden FEM-Berechnungen durchgeführt (**Bild 6**). **Bild 7** zeigt die Ergebnisse der Feldberechnungen für den homogenen Bereich. Es ist erkennbar, dass Anordnungen mit natürlichen Estern in den Ölkanälen, verglichen mit Anordnungen in Mineralöl, ca. 8 % niedrigere Feldstärken ergeben. Dafür steigt die Feldstärke in den Feststoffbarrieren sowie in der Papierisolation auf dem Wicklungsmaterial an. Da die Festigkeiten von Feststoffbarrieren wesentlich höher sind als von Ölkanälen, hat die höhere

Feldstärke in den Zellulosematerialien keine negativen Auswirkungen bei homogenen und leicht inhomogenen Anordnungen. Erst bei stark inhomogenen Anordnungen mit einer mehrere Millimeter dicken Papierisolation kann die höhere Feldstärke in der Papierisolation kritisch werden, da auch hier Grenzwerte für die Auslegung einer solchen Anordnung existieren und überschritten werden könnten.

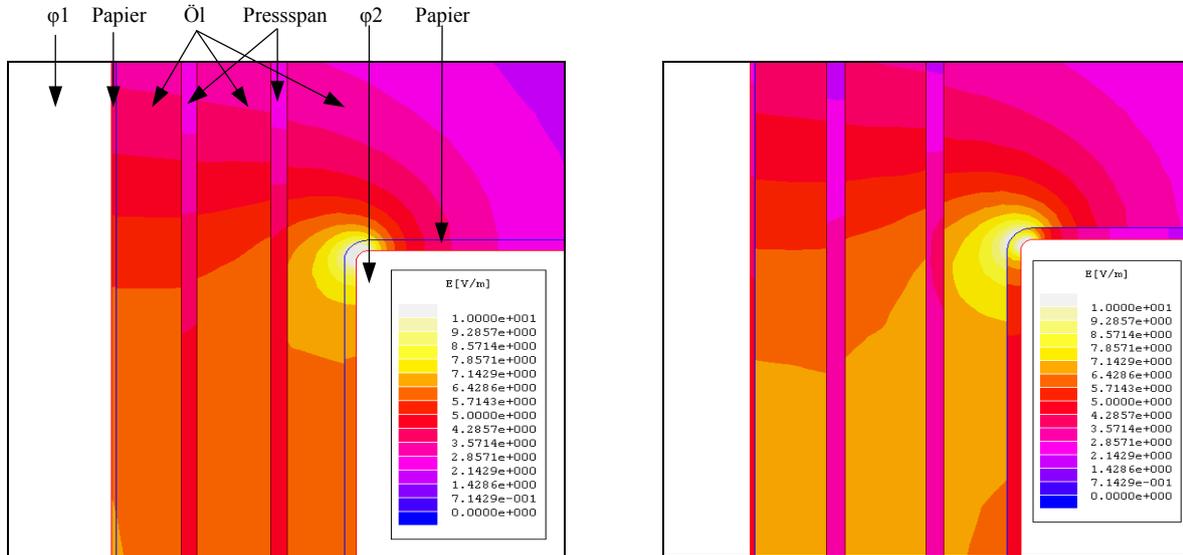


Bild 6: Links: Feldberechnung einer Isolationsanordnung „Natürlicher Ester/Papier/Pressspan“
Rechts: Feldberechnung einer Isolationsanordnung „Mineralöl/Papier/Pressspan“

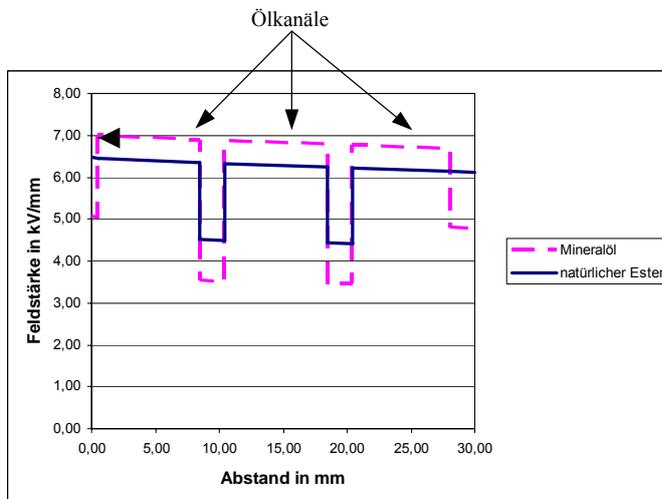


Bild 7: Feldstärkeverlauf einer Öl-, Papier-, Pressspanisolation

Eine Abschätzung der mittleren Feldstärke in homogenen Feldern kann auch mit der Formel

$$E_{\text{Öl}} = \frac{U}{d_{\text{Öl}} + \frac{\epsilon_{r\text{Öl}}}{\epsilon_{r\text{Papier}}} * d_{\text{Papier}} + \frac{\epsilon_{r\text{Öl}}}{\epsilon_{r\text{PSP}}} * d_{\text{PSP}}}$$

erfolgen.

Für ein Mischdielektrikum aus 10% Papier, 20% Pressspan und 70% Öl ergibt sich unter der Annahme einer Dielektrizitätskonstanten von 3.2 für Papier, 4.5 für Pressspan und 2.3 für Mineralöl bzw. 3.2 für natürlichen Ester eine um ca. 7,8% niedrigere mittlere Feldstärke von natürlichem Ester im Vergleich zu Mineralöl.

Als wesentliche elektrische Vorteile von Esterflüssigkeiten im Vergleich zu Mineralöl sind daher zu nennen:

- Eine homogenere Feldstärkeverteilung der Gesamtanordnung
- Eine Verringerung der Feldstärke in den Ölkanälen

3. EINFLUSS AUF DIE TRANSFORMATORENFERTIGUNG

Die Verwendung von natürlichen Estern hat Einfluss auf einige Fertigungsabläufe. Der Transformatorenhersteller versucht daher, die Prozesse innerhalb der Fertigung möglichst nah an die Prozesse der Fertigung von mineralölgefüllten Transformatoren anzunähern.

Da fast ausschließlich identische Materialien wie bei mineralölgefüllten Transformatoren eingesetzt werden können, sind jedoch kaum verlängerte Prozesszeiten notwendig.

Lediglich die erhöhten Viskositäten führen zum Ende der Produktion zu Abweichungen gegenüber dem Standardprozess. Untersuchungen zeigten auf Grund der höheren Viskosität von natürlichen Estern eine verlängerte Imprägnierungszeit der Isolationsmaterialien. Speziell Isolationsmaterialien großer Dicke benötigen Bohrungen bzw. Ausschnitte für eine schnellere Imprägnierung der Isolation. Die Ölfüllung erfolgt mit erhöhter Temperatur über eine externe Anlage mit einer anschließenden, im Vergleich zu Mineralöl, verlängerten Standzeit des Transformators.

4. KOMPONENTEN

Untersuchungen der Hersteller von Esterflüssigkeiten haben die Verträglichkeit von natürlichen Estern mit allen in Transformatoren üblicherweise eingesetzten Komponenten und Werkstoffen gezeigt. Umfangreiche Diskussionen mit Zulieferanten führten letztendlich zu einer Auslegung, welche weitestgehend mit der Standardauslegung für Transformatoren identisch ist. **Bild 8** zeigt den bei AREVA in Mönchengladbach gebauten und erfolgreich geprüften 31.5 MVA Hermetiktransformator mit natürlicher Esterfüllung.



Bild 8: Mittelleistungstransformator mit Bioölfüllung

4.1. Stufenschalter

Die Änderung der Übersetzung eines Transformators kann durch

- eine Umklemmvorrichtung
- einen Umsteller
- einen Laststufenschalter

erfolgen.

Eine Spannungseinstellung unter Last kann nur durch den Laststufenschalter erfolgen. Nicht jeder Stufenschalterhersteller hat Schalter für Esterflüssigkeiten in seinem Produktionsprogramm. Der für den Transformator gewählte Stufenschaltertyp hat auf Grund der erhöhten Viskositäten des Esters Einschränkungen bei Tiefsttemperaturen. Ein zu langsamer Schaltablauf und damit eine Überschreitung der höchst zulässigen Schaltzeit bei Tiefsttemperaturen wären die Folge.

Für synthetischen Ester liegt die Temperaturuntergrenze des gewählten Schaltertyps bei ca. -18°C und bei natürlichem Ester bei ca. -10°C . Werden die jeweiligen Temperaturgrenzen unterschritten, muss der Schalter blockiert werden. Der Schalter kann weiterhin Strom führen, aber keine Schalthandlung mehr vornehmen. Erst bei Erreichen der festgelegten Temperaturgrenze kann eine Schalthandlung erfolgen. Derzeit laufen umfangreiche Untersuchungen bei Ölherstellern, Stufenschalterherstellern sowie Transformatorenbauern, um auch bei Tiefsttemperaturen Schalthandlungen bei Einsatz von natürlichen Estern zu ermöglichen.

5. PRÜFERGEBNISSE VON TRANSFORMATOREN MIT NATÜRLICHEN ESTERN

Bisher wurden bei AREVA regelbare Transformatoren mit Leistungen bis 90 MVA sowie eine unregelte Hochspannungsdrossel mit einer Bemessungsspannung von 242 kV mit natürlicher Esterfüllung gebaut und erfolgreich geprüft. Dabei wurden jeweils alle erforderlichen Stück- und Typprüfungen nach IEC 60076 durchgeführt. Hierzu zählten unter anderem Erwärmungsmessungen und Stoßspannungsprüfungen.

Weil die Prüfanforderungen (Prüfpegel) an Transformatoren mit Esterfüllung identisch sind mit denen an Transformatoren mit Mineralöl, sind konsequenterweise die Prüfergebnisse identisch. Das gleiche gilt für zu garantierende Messergebnisse (Lastverluste, Leerlaufverluste, Geräusche).

Die gemessenen Teilentladungspegel waren deutlich niedriger als die einzuhaltenden Grenzwerte. Ferner wurden leicht erhöhte Öltemperaturen sowie geringere Wicklungsgradienten festgestellt. Allerdings lassen die Messverfahren nach IEC 60076 unter Berücksichtigung der bisher geringen Zahl von durchgeführten Prüfungen daraus keine physikalischen Rückschlüsse zu.

6. ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In den letzten Jahren wurden von AREVA an verschiedenen Standorten Transformatoren mit natürlicher Esterfüllung entwickelt und auf den Markt gebracht. Die ersten regelbaren Leistungstransformatoren mit einer Leistung von maximal 90 MVA und einer höchsten Betriebsspannung von 132 kV wurden entwickelt, gebaut und erfolgreich geprüft. Weiterhin wurde auch eine unregelte Drossel mit einer maximalen Spannung von 245 kV erfolgreich geprüft und in Betrieb genommen.

Leistungstransformatoren gehören zu den kapitalintensiven Betriebsmitteln in Energieübertragungsnetzen. Ein möglichst langer Betrieb sollte daher die primäre Zielsetzung sein. Wesentliches Kriterium ist, die Alterung der Öl-Papier-Isolation durch geeignete Maßnahmen zu beeinflussen. Durch den Einsatz von Esterflüssigkeiten steht eine Kühl- und Isolierflüssigkeit zur Verfügung, welche die Wasseraufnahme der Papierisolation erheblich reduzieren kann und somit eine Lebensdauerverlängerung von Transformatoren zur Folge hat.

Auf Grund der geringen Oxidationsstabilität von natürlichen Estern sollten diese idealerweise in Kombination mit einem Transformator in Hermetik-Design eingesetzt werden.

Zielsetzung ist der Einsatz dieses umweltfreundlichen Kühl- und Isolierstoffmediums in Transformatoren mit einer Nennleistung von bis zu ca. 300 MVA und einer Nennspannung im Bereich der 400-kV-Ebene.

7. LITERATUR

- [1] COOPER Power Systems , Bulletin B900-04062, April 2007
- [2] Cannon, G. S.; Kotowski, J. A.; Wavely Light and Power, US6340658,
- [3] M. Hemmer: "Rapsöl als Isolier- und Kühlmedium in Transformatoren", Dissertation Universität Karlsruhe, Karlsruhe, 2004
- [4] A. Darwin, C. Perrier, P. Folliot: "THE USE OF NATURAL ESTER FLUIDS IN TRANSFORMERS", MATPOST Session 2007, paper 36, Lyon, 2007
- [5] Z. Wang, A. Darwin, R. Martin: "New insulation fluids: use of environmentally friendly fluids in power transformers", Cigre Colloquium Bruges, paper PS1-04, Brugge 2007

Transformator in hermetisch gekapselter Ausführung mit alternativer Isolierflüssigkeit

Christian Schmied

Siemens AG, Transformatoren-
Betrieb Dresden
christian.schmied@siemens.com
Deutschland

Jörg Findeisen

Siemens AG, Transformatoren-Betrieb
Dresden
joerg.findeisen@siemens.com
Deutschland

Andreas Weinläder

Universität Stuttgart
awein@ieh.uni-stuttgart.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Die technische Ausführung eines mit alternativer Isolierflüssigkeit gefüllten hermetisch gekapselten Transformators mit einer Leistung von 40 MVA, 110 kV wird dargestellt.

Der Autor vergleicht dabei diese Lösung mit am Markt befindlichen Systemen und stellt die Vorteile eines solchen Transformators da.

Diese Art von Transformatoren gewinnen zunehmend an Bedeutung aufgrund immer höherer Forderungen bzw. Auflagen aus dem Umwelt- und Brandschutz.

Da sich Pflanzenöl auch in Eigenschaften, welche für Strömung und Wärmeübertragung relevant sind, von herkömmlichem Mineralöl teilweise stark unterscheidet, wurden Untersuchungen zum Erwärmungsverhalten von mit solchen Ölen isolierten Transformatoren durchgeführt. Es wurde hierbei Wert auf allgemeingültige Aussagen gelegt, da bei der Vielzahl an Auslegungen von Transformatoren doch recht unterschiedlich stark ausgeprägte Veränderungen zu erwarten sind.

1 EINLEITUNG

Basierend auf den theoretischen Untersuchungen der Siemens AG in Zusammenarbeit mit dem Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart soll es im folgenden Beitrag darum gehen, wie die theoretischen Ergebnisse bei einem mit natürlichem Ester befüllten hermetisch gekapselten 40 MVA Leistungstransformator angewendet wurden.

Diese Art von Transformatoren gewinnen zunehmend an Bedeutung aufgrund immer höherer Forderungen bzw. Auflagen aus dem Umwelt- und Brandschutz. Gleichzeitig werden die Transformatoren zunehmend höher belastet, um die Investitionskosten – auch bedingt durch die Liberalisierung des deutschen Strommarktes – möglichst gering zu halten und zusätzlich die Lebensdauer der Transformatoren stetig zu erhöhen.

Aus diesem Grunde sind Systeme mit hermetischem Abschluss besonders geeignet, weil die Alterung der Zellulose unter Feuchtigkeitseinfluss eine (neben der Betriebsführung) der bestimmenden Größen für die Lebensdauer ist.

Um eine richtige thermische Auslegung des Transformators sicherzustellen, müssen verschiedene Materialparameter des Kühlmediums in Betracht gezogen werden. Dies sind im Einzelnen die Wärmeleitfähigkeit, die spezifische Wärmekapazität, die Dichte und die Viskosität. Da sich diese Größen bei Pflanzenöl von denen bei Mineralöl mehr oder weniger stark unterscheiden, wurden die Temperatur- und Strömungsverhältnisse – insbesondere für den Betriebsbereich von natürlich gekühlten Transformatoren (ONAN/ONAF)- näher untersucht. Hierzu wurde die Ölströmung und die damit gekoppelte Wärmeleitung mittels CFD-Software (Computational Fluid Dynamics), basierend auf der Finite Volumen Methode, simuliert. Der Vergleich der Ergebnisse für Pflanzenöl mit denen für Mineralöl zeigt Möglichkeiten einer für Pflanzenöl optimierten thermischen Auslegung.

2 BESCHREIBUNG DES TRANSFORMATORS

Bislang wurden Transformatoren im Mittelleistungsbereich mit wenigen Ausnahmen mit mineralischen Isoliermedien (mineralische Öle) befüllt. Diese Öle müssen im Wesentlichen zwei gute Eigenschaften besitzen, die für den sicheren Betrieb von Transformatoren wichtig sind. Erstens ein gutes elektrisches Isolierverhalten und zweitens eine gute Wärmeleitfähigkeit besitzen, d.h. sie müssen die durch Verluste im Kern (Leerlaufverluste), den Wicklungen (Lastverluste) und die durch Streufelder hervorgerufenen Verluste in inaktiven Teilen (Zusatzverluste) auftretenden Temperaturerhöhungen gut abtransportieren können.

Durch das Eindringen von Feuchtigkeit von außen und zusätzlich durch Feuchtigkeit in Folge des Papierabbaus werden die elektrischen Eigenschaften der Öle im Laufe eines Transformatorenlebens immer schlechter. Weiterhin spielt auch der Sauerstoff eine entscheidende Rolle bei der Alterung von Transformatoren. Aus diesem Grunde ist man bestrebt, Systeme in geschlossener Ausführung zu entwickeln und einzusetzen.

Erste Typen dieser Entwicklung waren Transformatoren mit einem Gummikompensator im Ausdehnungsgefäß, bei denen das Öl dann keinen Kontakt mehr mit der Umgebungsluft hat. Somit kann keine Feuchtigkeit mehr von außen eindringen, die internen Abbauprodukte bleiben aber bestehen. Da der Gummikompensator über den Luftentfeuchter direkt mit der Umgebungsluft in Verbindung steht, kann sich jetzt zwar noch Feuchtigkeit im Gummikompensator niederschlagen, der direkte Kontakt zum Öl ist aber unterbrochen. Nachteil dieser Lösung ist aber, dass der Gummikompensator auch altert – vor allem durch Ozon hervorgerufen. Die Lebensdauer eines solchen Kompensators wird mit ca. 5 - 10 Jahren angegeben, wobei aus Erfahrungen in unserem Hause wir eher eine größere Lebensdauer registrieren. Bei einem Defekt dieses Gummikompensators ist dieser dann relativ unproblematisch auszubauen und durch einen Neuen zu ersetzen.

Auf dem Markt der Vereinigten Staaten von Amerika ist ein zweites System weit verbreitet. Bei dieser Ausführung entfällt das Ausdehnungsgefäß. Im oberen Kesselbereich wird ein zusätzliches Stickstoffpolster eingebracht, das eine Ausdehnung des Öles infolge Temperaturschwankungen kompensiert. Der Stickstoff steht bei dieser Lösung direkt in Kontakt mit dem Öl, so dass sich dieser auch im Öl lösen kann. Bei sehr schnellen Temperaturänderungen kann es dann zur Blasenbildung kommen, was im Extremfall auch zum Ausfall des Transformators führen kann. Neben dem bereits beschriebenen Lösungsvermögen des Stickstoffes im Öl hat das System noch zwei weitere Nachteile aufzuweisen. Um das Stickstoffpolster im oberen Kesselbereich zu überbrücken, benötigt man spezielle verlängerte Durchführungen, damit die ölseitige Elektrode dann tatsächlich unter Öl steht. Weiterhin wird dabei ein zusätzliches Kesselvolumen (Baugröße) benötigt, um das Stickstoffpolster einzubringen.

An dieser Stelle soll ein drittes System nicht unerwähnt bleiben, bei dem die Ausdehnung des Öles über spezielle Radiatoren realisiert wird. Diese Radiatoren können ihr internes Volumen durch ein spezielles Herstellungsverfahren bei Temperaturänderungen des Öles ändern. Dieses System ist patentrechtlich geschützt und somit nur eingeschränkt am Markt verfügbar.

Wenn man nun die Vorteile und auch Nachteile der beiden ersten Lösungen betrachtet, kommt man zu einer weiteren Lösung, bei der die Nachteile dann behoben werden können. Diese Art von hermetisch gekapselten Transformatoren wurde von der Siemens AG entwickelt und an mehreren mit mineralischem Öl gefüllten Transformatoren eines deutschen Energieunternehmens erfolgreich in der Praxis eingeführt.

Dabei kommt der Gummikompensator zum Einsatz, der aber nun keinen direkten Kontakt mehr zur Umgebungsluft und damit zum Sauerstoff / Ozon hat, sondern mit einem geschlossenen zusätzlichen stickstoffgefüllten Gefäß abgeschlossen wird. Da sich bei dieser Lösung sowohl das Öl als auch der Stickstoff in Abhängigkeit von der Temperatur ausdehnt, muss dies bei der Dimensionierung des Volumens beachtet werden. Dies wurde durch ein spezielles Design der Transformatoren realisiert, bei dem das Ölvolumen minimiert wurde. Die Transformatoren werden durch ein geeignetes Verfahren zur Einstellung des Druckes so eingerichtet, dass dabei unter realen Betriebsbedingungen kein Unterdruck im Transformatorenkessel vorhanden ist und dass das seitens der Stufenschalterhersteller geforderte Druckspiel zwischen Schaltergefäß und Kessel eingehalten wird. Das gesamte System unterliegt nicht der Druckbehälterverordnung, da die auftretenden Drücke sehr gering und damit unter der in der Druckbehälterverordnung festgelegten Grenzen liegt.

Die Transformatoren sind durch ein geeignetes Monitoringsystem überwacht. Dieses liefert jederzeit einen genauen Überblick über den Zustand der Transformatoren. Dabei ist die Überwachung des Gummikompensators mit eingeschlossen – per Signal wird sofort auf den Defekt hingewiesen. Das System erlaubt aber ein Weiterbetreiben des Transformators über einen längeren Zeitraum. Somit kann dann der Austausch im Rahmen einer nächsten Revision mit erledigt werden.

Dieses Konzept eines hermetisch gekapselten Transformators erlaubt den Einsatz von mineralischen Ölen als auch alternativen Isolierflüssigkeiten (synthetische und natürliche Ester) im gleichen Maße. Dabei müssen nur die unterschiedlichen Ausdehnungskoeffizienten der einzelnen Flüssigkeiten und die Auswahl eines dafür geeigneten Dichtungsmaterialies beachtet werden.

3 VORTEILE DES HERMETISCH GEKAPSELTEN TRANSFORMATORS

- Bei den hier vorgestellten Transformatoren in hermetisch gekapselter Ausführung handelt es sich um sehr kompakte Einheiten, bei denen vom Betreiber deutlich kleinere Stellflächen und Ölauffanggruben benötigt werden. Das System ist dabei modular aufgebaut – eine räumliche Trennung von Ölvolumen und Stickstoffvolumen ist jederzeit möglich.

- Die Lage des Ausdehnungsgefäßes lässt sich jederzeit beliebig anordnen und ist somit ortsunabhängig.
- Da das System einen Gummikompensator zur Volumenausdehnung benutzt, kann der Transformator im Havariefall nicht leerlaufen und einen längeren Zeitraum auch mit defektem Kompensator weiter betrieben werden.
- Ein vollständiger Transformatorenschutz ist realisierbar einschließlich vollständigem Buchholzschutz (Schwallschutz und Gasschutz).
- Abhängig vom Dichtungssystem lässt dieses System mineralische Öle als auch alternative Isolierflüssigkeiten zu.
- Da natürliche Ester vollständig biologisch abbaubar sind, kann auf ein aufwendiges und kostspieliges Ölauffangsystem weitestgehend verzichtet werden.
- Durch den deutlich höheren Flammpunkt dieser natürlichen Ester verglichen mit mineralischen Ölen ist der Einsatz solch eines Transformators auch in brandschutztechnisch schwierigen Einsatzbedingungen (z.B. Großstädten mit hoher Bevölkerungsstruktur) möglich.
- Im Bereich Service können Transformatoren jederzeit mit diesem System kostengünstig nachgerüstet werden und somit in den Vorteil eines hermetisch abgeschlossenen Systems kommen. Dabei besteht auch nach vorheriger Prüfung die Möglichkeit, das mineralische Öl durch einen natürlichen Ester zu ersetzen.

4 THERMISCHE UNTERSUCHUNGEN

In Tabelle 1 sind die für das thermische Verhalten relevanten Eigenschaften eines typischen Mineralöls und des Pflanzenöls "FR3" einander gegenübergestellt. Die spezifische Wärmekapazität ist für beide Öle in etwa gleich und bedarf dementsprechend keiner Diskussion. Die Abnahme der Dichte bei steigender Temperatur ist ebenfalls gleich und die verfügbare Druckdifferenz zum Antrieb des natürlichen Ölumlafs ist dementsprechend gleich groß. Die Wärmeleitfähigkeit des FR3 ist hingegen um etwa 40% höher als die von Mineralöl, was hauptsächlich zu einem besseren Wärmeübergang zwischen der Isolationsoberfläche und dem Öl führt und dementsprechend auch zu einer kleineren Temperaturdifferenz zwischen Oberfläche und dem umgebenden Öl. Aufgrund des dadurch gleichfalls besseren inneren Wärmeübergangs in den Radiatoren können diese dann eventuell kleiner ausgeführt werden. Der hauptsächliche Nachteil des Pflanzenöls besteht in der im Vergleich mit Mineralöl um mehr als das Fünffache höheren Viskosität, da der hydraulische Widerstand einer Wicklung bei niedrigen Durchflussraten –entsprechend einer ON-Kühlung– in etwa proportional der Viskosität zunimmt. Da ON-gekühlte Transformatoren keine Pumpe für den Ölumlaf besitzen, muss entweder der natürliche Antriebsdruck durch Anheben der Radiatoren erhöht werden, oder der hydraulische Widerstand muss durch Vergrößerung des Querschnitts der Ölkanäle in der Wicklung gesenkt werden. Dieser schwerwiegende Nachteil wird in den meisten Fällen nur zum Teil durch die o.g. bessere Wärmeleitfähigkeit und durch die später noch beschriebene gleichmäßigere Strömungsverteilung kompensiert.

Temperatur in °C	Wärmeleitfähigkeit in W/(m K)		Spez. Wärmekapazität in J/(kg K)		Dichte in kg/m ³		Dyn. Viskosität in mPa s	
	Shell Diala DX	Enviro. FR3	Shell Diala DX	Enviro. FR3	Shell Diala DX	Enviro. FR3	Shell Diala DX	Enviro. FR3
20	0.124	0.167	2020	1850	874	923	14.9	86.3
60	0.122	Nicht verfügbar	2195	2120	848	898	3.8	22.3
100	0.199	Nicht verfügbar	2370	2390	822	872	1.7	8.6

Tabelle 1: Eigenschaften von Mineralöl und Pflanzenöl im Vergleich

Um einen repräsentativen Vergleich entsprechend konkreter Fälle zu machen, wurde ein typischer Entwurf einer Scheibenwicklung näher untersucht (Bild 1). Im vorgestellten Fall werden nach jeweils acht Wicklungsscheiben wechselseitig die vertikalen Ölkanäle durch Sperren unterbrochen. Dies führt zu einem Ölfluss in zigzag-Muster. Für die Simulation wurde in das entsprechende Modell am Eingang ein definierter Öldurchsatz von ca. 1.7 l/min (bezogen auf ein Segment zwischen zwei Abstandhaltern) eingepreßt, während die Leiter eine bekannte Verstärkungsdichte erhielten. Die gekoppelten Gleichungen für Strömung und Wärmeübertragung wurden dann in der Simulation simultan gelöst. Da die Effekte der Abstandhalter vernachlässigt wurden, war ein 2D-Modell ausreichend. Die Anordnung wurde mit der kommerziellen Software "CFX" mit ca. 1/4 mio. Elementen modelliert.

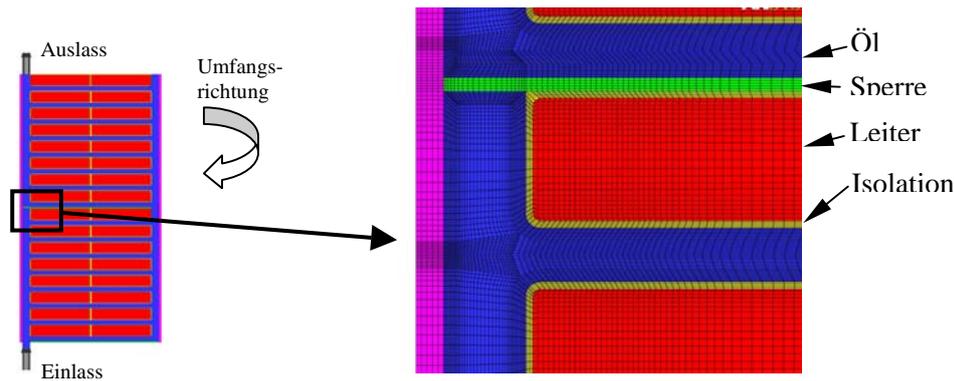


Bild 1: Prinzipskizze und Diskretisierung des untersuchten Falls

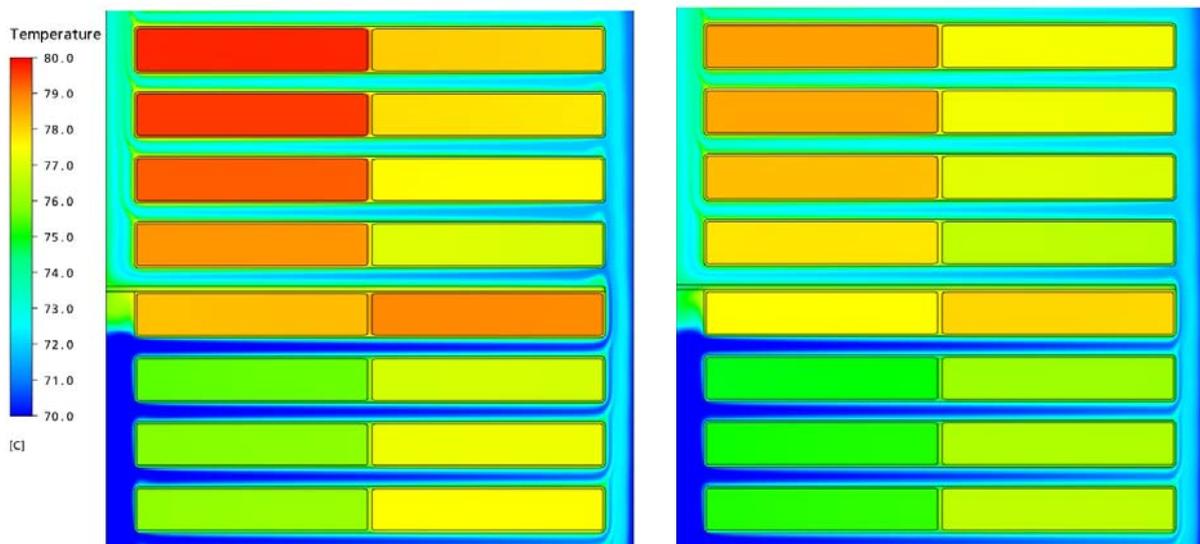


Bild 2: Temperaturverteilung in der Wicklung, gekühlt mit Mineralöl (links) und mit Pflanzenöl (rechts)

Bild 2 zeigt die berechnete Temperaturverteilung in der Wicklung. Durch die Effekte des als adiabatisch angenommenen oberen und unteren Randes sind nur die Ergebnisse des mittleren Teils repräsentativ und dementsprechend ist nur dieser Teil dargestellt. Die Temperaturverteilung sieht für beide Öltypen sehr ähnlich aus, wobei die Hot-Spot Temperatur im Fall von Mineralöl um ca. 1K höher ist, als bei Pflanzenöl. Dies scheint durch den Effekt der o.g. besseren Wärmeleitfähigkeit des Pflanzenöls bedingt zu sein. Es ist hervorzuheben, dass die hier eingepreßte Durchflussrate nicht das Gleichgewicht zwischen dem Druckabfall an den hydraulischen Widerständen und dem verfügbaren Antriebsdruck berücksichtigt. Für eine solche Betrachtung muss der gesamte hydraulische Kreis des

Transformators analysiert werden. Wie bereits gesagt, muss bei Befüllung des Transformators mit Pflanzenöl für die gleiche Durchflussrate der hydraulische Widerstand reduziert oder der Antriebsdruck erhöht werden.

Durch die bei Pflanzenöl höhere Viskosität ergibt sich eine entsprechend kleinere Reynoldszahl. Folglich ereignen sich –insbesondere an den Übergängen von den vertikalen zu den horizontalen Kanälen- weniger starke Strömungsablösungen und entsprechend sind die Kanäle weniger durch Ablösewirbel in ihrem Querschnitt reduziert. In Bild 3 links sind die Stromlinien für eine Durchflussrate von 6l/min (bezogen auf ein Wicklungssegment zwischen zwei Abstandhaltern bzw. Leisten) zu sehen. Hierbei handelt es sich um eine Strömung von Mineralöl bei 70 °C. In den Ausschnitten rechts sind die Fälle für Mineral- und Pflanzenöl bei jeweils 70 °C einander gegenübergestellt. Es ist zu sehen, dass die Engstellen am Kanaleingang im Fall von Pflanzenöl deutlich weniger ausgeprägt sind. Zur quantitativen Veranschaulichung der Verhältnisse wurde entlang der in Bild 3 links dargestellten Kontrolllinie in der Mitte des Ausschnitts die Geschwindigkeitsverteilung in den horizontalen Kanälen aufgenommen. Diese ist entlang der Höhe in Bild 4 aufgetragen. Im Diagramm links ist der Fall für 1l/min dargestellt, wobei zu sehen ist, dass sich für beide Öle in etwa die gleiche Verteilung auf die horizontalen Kanäle ergibt. Für den Fall von 6l/min (rechts) ergibt sich für den Fall von Mineralöl eine sehr ungleichmäßige Verteilung, wobei insbesondere die Kanäle am Eingang stark benachteiligt sind. Insbesondere wird durch die niedrige Geschwindigkeit der Wärmeübergang an der Grenzschicht zur Isolation verschlechtert und das Öl erfährt während des Durchlaufs durch den Kanal auch eine stärkere Temperaturzunahme. Im Fall von Pflanzenöl ist die Verteilung weit gleichmäßiger, was einen wesentlichen Vorteil für die Kühlung bedeutet.

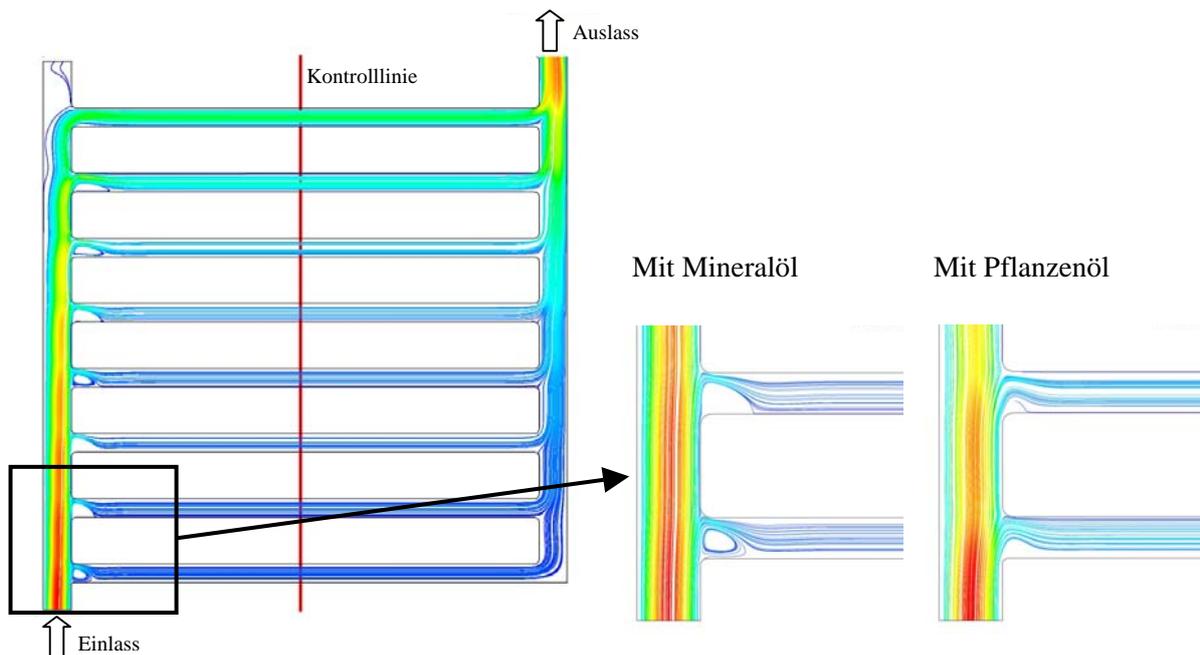


Bild 3: Stromlinien im Wicklungspaket bei 6l/min

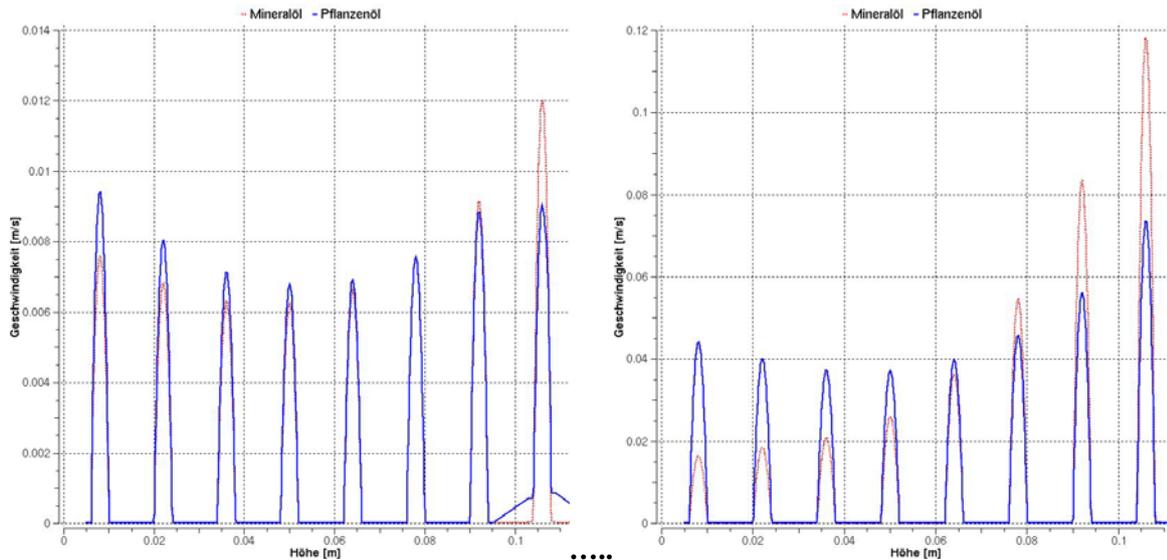


Bild 4: Geschwindigkeitsverteilung in den horizontalen Ölkanälen bei 11/min (links) und bei 6 l/min (rechts)

5 ZUSAMMENFASSUNG

Transformatoren in hermetisch gekapselter Ausführung sind die Grundlage für den Einsatz von natürlichen Estern als Isoliermedium, da damit der direkte Kontakt des Isoliermediums zum Sauerstoff unterbunden wird.

Die vollständige biologische Abbaubarkeit des natürlichen Esters und der deutlich höhere Flammpunkt erlaubt es, diese Art von Transformatoren in Gebieten mit erhöhten Umweltauflagen und in Gebieten hoher Bevölkerungsdichte (Brandschutzthemen) einzusetzen.

Mit dem Einsatz von Monitoringsystemen werden dabei relativ zeitnah Aussagen über den Betriebszustand solcher Transformatoren gewonnen. Mit diesen Erkenntnissen können damit in der Zukunft deutlich kleineren Einheiten zum Einsatz kommen.

Ziel ist es, die Transformatoren deutlich besser auszulasten bei Beibehaltung/Verbesserung einer sicheren und zuverlässigen Betriebsführung. Damit ist es möglich, die zurzeit noch höheren Anschaffungskosten für die natürlichen Ester zu kompensieren.

Anhand der vorgestellten Ergebnisse kann gefolgert werden, dass sich insbesondere für Transformatoren mit natürlichem Ölumlau (ONAN/ONAF) wesentliche Nachteile bei der Kühlung ergeben können. Zwar sind die etwas höhere Wärmeleitfähigkeit des Pflanzenöls zusammen mit der - aufgrund der höheren Viskosität - gleichmäßigeren Strömungsaufteilung der Kühlung zuträglich, andererseits wird die weit höhere Viskosität des Pflanzenöls vermutlich in den meisten Fällen diesen Vorteil überwiegen, so dass insgesamt mit einer Verschlechterung der Kühlung zu rechnen ist, bzw. müssen die Ölkanäle und somit der gesamte Transformator größer ausgeführt werden.

Es sei noch erwähnt, dass sich bei Transformatoren mit einem pumpengetriebenen Ölumlau (OF bzw. OD) die Nachteile der erhöhten Viskosität durch den Einsatz einer leistungsstärkeren Pumpe ausgleichen lassen.

Elektrische Spannungsfestigkeit typischer Isolierstrecken von Stufenschaltern in Esterflüssigkeit

Dipl.-Ing. Rainer Frotscher
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
r.frotscher@reinhausen.com
Germany

Dr.-Ing. Dieter Dohnal
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
d.dohnal@reinhausen.com
Germany

KURZFASSUNG

In zunehmendem Maße wird seit einigen Jahren der Einsatz schwer entflammbarer Kühl- und Isolierflüssigkeiten für Leistungstransformatoren und Stufenschalter angefragt. Dabei stehen synthetische und natürliche Esterflüssigkeiten im Vordergrund. Um die Betriebssicherheit von Stufenschaltern auch in diesen Medien sicherzustellen, wurden umfangreiche Prüfungen durchgeführt. Hinsichtlich der elektrischen Spannungsfestigkeit ließ sich ein deutlich von Mineralöl abweichendes Verhalten feststellen. Während homogene Isolierstrecken in Estern eine vergleichbare Spannungsfestigkeit wie in Mineralöl aufweisen, ergeben sich für inhomogene Strecken, wie sie an Stufenwählern üblich und unvermeidbar sind, reduzierte Werte.

Der Beitrag fasst die Ergebnisse der durchgeführten Prüfungen mit Blitzstoß- und Wechselspannung an Stufenschaltern unterschiedlicher Bauart und -größe zusammen und stellt sie vergleichend dar. Mögliche Ursachen für das beobachtete Verhalten werden diskutiert.

1 EINLEITUNG

Seit Jahrzehnten erfüllt mineralisches Elektro-Isolieröl in Transformatoren jeder Leistungsklasse seine Funktion als Isoliermedium und Kühlflüssigkeit. Allerdings trifft es dort, wo spezielle Anforderungen an Entflammbarkeit oder Gewässerschutz bestehen, auf Grenzen. In derartigen exponierten Anwendungen können stattdessen alternative Isolierflüssigkeiten eingesetzt werden, deren Hauptgattungen sind:

- Hochmolekulare Kohlenwasserstoffe (HMWH)
- Silikonöle
- Synthetische Ester
- Natürliche Ester

Während HMWH und Silikonöle durch ihren hohen Flammpunkt lediglich die Brandlast verringern, erfüllen Esterflüssigkeiten durch ihre biologische Abbaubarkeit darüber hinaus auch die Anforderungen an Umweltfreundlichkeit. Natürliche Ester nehmen dabei eine besondere Rolle ein, da sie aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden (Pflanzenöle). Für einen Einsatz dieser Flüssigkeiten in Regeltransformatoren mit Stufenschalter müssen neben den elektrischen und thermischen Eigenschaften auch die Schmierfähigkeit und das Lichtbogen-Löschverhalten am Vorwähler des Stufenwählers berücksichtigt werden. Dies gilt auch für die neue Generation von Stufenschaltern, die mit Vakuumschaltrohren ausgerüstet sind. Weiterhin ist das Schaltverhalten bei tiefen Öltemperaturen sowie die Materialkompatibilität mit den zahlreichen verwendeten Isolierstoffen von Interesse. Während bei synthetischen Estern das konventionelle „free-breathing design“ angewendet werden kann, ist bei natürlichen Estern aufgrund deren mangelnder Oxidationsstabilität ein hermetisch dichter Abschluss von Transformator und Stufenschalter gegenüber der Umgebungsluft unumgänglich.

Die Qualifizierung einer für Stufenschalter geeigneten Flüssigkeit als Alternative zu herkömmlichem mineralischen Elektro-Isolieröl nach IEC 60296, ASTM 3487 und weiteren vergleichbaren Normen ist also vielschichtig und erfordert einen nicht unerheblichen Prüfaufwand. Im vorliegenden Beitrag wird daher lediglich das Thema „Spannungsfestigkeit“ behandelt.

2 VERHALTEN VON HOMOGENEN ISOLIERANORDNUNGEN

2.1 Durchschlags-Wechselspannung nach IEC und ASTM

Esterflüssigkeiten orientieren sich bezüglich der Durchschlags-Wechselspannung an konventionellen mineralischen Elektro-Isolierölen. Beim Vergleich der Herstellerangaben müssen jedoch die unterschiedlichen verwendeten Normen berücksichtigt werden. Tabelle 1 zeigt die Datenblattwerte typischer Esterflüssigkeiten im Vergleich zu Mineralöl.

Die geringeren Werte bei Verwendung der ASTM-Disc-Elektroden werden vorrangig durch die kantigen Elektrodenränder verursacht, die dort ein inhomogenes elektrisches Feld schaffen. Mit diesen Elektroden werden bei Esterflüssigkeiten Durchschlagswerte erreicht, die um ca. 20% niedriger liegen als in Mineralöl.

VDE-Elektroden hingegen erzeugen nahezu ein durchweg homogenes Feld, das zu vergleichbareren Durchschlagswerten zwischen synthetischen Estern, natürlichen Estern und Mineralölen führt. In eigenen Meßreihen während der mehrmonatigen Prüfungen an Stufenwählern wurden jeweils rund 30 Ölproben untersucht (bei Raumtemperatur, Luftkontakt, Wassergehalt: <300ppm bei Estern, <15ppm bei Mineralöl). Tabelle 2 zeigt die Bandbreite der gemessenen Werte nach IEC 60156 (VDE-Elektroden, d=2.5mm) sowie die Mittelwerte. Erkennbar ist die deutlich höhere Streubreite bei den Esterflüssigkeiten im Vergleich zu Mineralöl, die trotz ähnlicher Maximalwerte zu ca. 15% niedrigeren Mittelwerten führt.

Durch diese Untersuchung wurde gezeigt, dass auch bei homogenen Feldanordnungen mit Schlagweiten im Millimeterbereich die dielektrische Festigkeit von Estern höher ist als bei inhomogenen Feldanordnungen, wobei allerdings die Werte von Mineralöl nicht ganz erreicht werden.

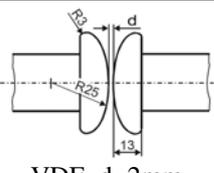
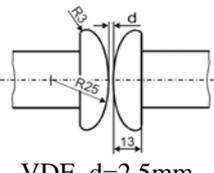
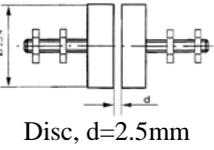
Norm	Elektrodenform	synth. Ester	natürl. Ester	Mineralöl
ASTM D1816	 VDE, d=2mm	56 kV (Cooper E200)	56 kV (Cooper FR3)	n.a.
IEC 60156	 VDE, d=2.5mm	>75 kV (M&I MIDEL7131)	n.a.	60 kV ex works 70 kV after treatment (SHELL Diala D)
ASTM D877	 Disc, d=2.5mm	43 kV (Cooper E200)	47 kV (Cooper FR3)	55 kV (Nynas Orion I)

Tabelle 1: Durchschlags-Wechselspannung von Esterflüssigkeiten und Mineralölen nach Herstellerangaben

U_D [kV]	MIDEL 7131	FR3	Diala D
Min – Max	52 – 88	49 – 84	71 – 87
Mittelwert	69	65	78

Tabelle 2: Durchschlags-Wechselspannung von Esterflüssigkeiten und Mineralöl nach eigenen Messungen

2.2 Prüfungen an VACUTAP®-Stufenschaltern

Die „Phase-Phase“- und „Phase-Erde“-Isolationsabstände der neuen Stufenschalter-Generation mit Vakuumschaltröhren sind durch numerische Feldberechnungen optimiert und zeigen eine ausreichend homogene Feldverteilung (Abb. 1). Sie sind entsprechend der für die jeweiligen Spannungsreihen geforderten Stehspannungen für Mineralöl ausgelegt.

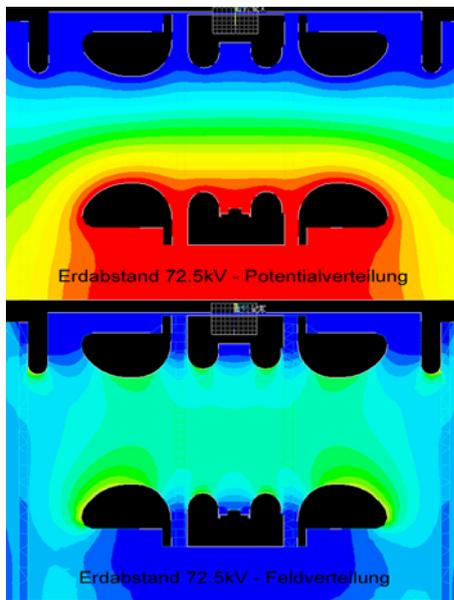


Abb. 1: optimierte Feldanordnung bei VACUTAP® VR

Um die Betriebssicherheit der Stufenschalter in Esterflüssigkeiten sicherzustellen, wurden diverse Spannungsprüfungen an verschiedenen Stufenschaltertypen (Abb. 2) für verschiedene Spannungsreihen in natürlichen und synthetischen Estern durchgeführt. Dabei kam ein standardisiertes Prüfverfahren zum Einsatz, mit dem statistisch abgesicherte Steh-Wechselspannungen und Steh-Blitzstoßspannungen bestimmt werden können. Mit dieser Methode konnten die für Mineralöl

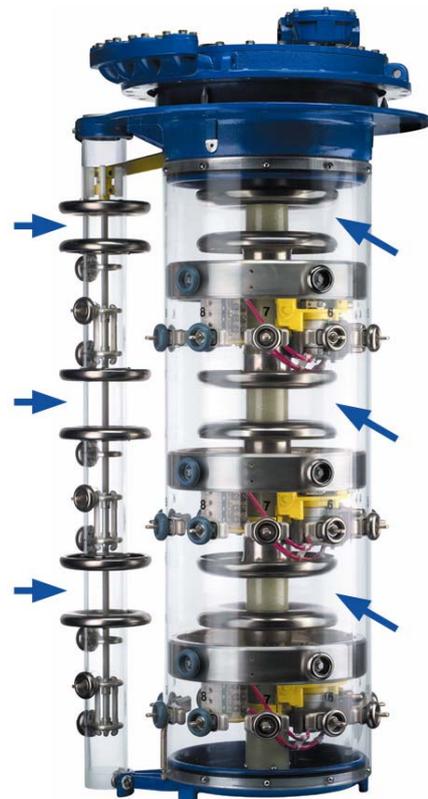


Abb. 2 homogene Erd- und Phasenabstände bei VACUTAP® VV

geltenden Stehspannungen zu 100% verifiziert werden. Die Durchschlagswahrscheinlichkeit in Estern ist bei den überprüften Isolieranordnungen nicht höher als in Mineralöl. Unterschiede zwischen synthetischen und natürlichen Estern konnten nicht festgestellt werden.

3 VERHALTEN VON INHOMOGENEN ISOLIERANORDNUNGEN

3.1 Prüfungen an VACUTAP®-Stufenschaltern

Stufenwähler weisen eine Vielzahl von Isolierstrecken für verschiedene Spannungsbereiche auf. Neben den „Phase-Phase“- und „Phase-Erde“-Strecken sind dort weiterhin die Regelbereichsstrecken



Abb. 3 Stufenwähler
VACUTAP® VRC/VRE

sowie die Strecken mit Stufenspannung zwischen benachbarten Elektroden zu finden. Reine Ölstrecken wechseln mit kombinierten Öl-Feststoffstrecken ab, die wiederum als Schichtdielektrika oder Längsgrenzflächen vorliegen können. Für alle diese Isolierstrecken sind Steh-Wechselspannungen und Steh-Blitzstoßspannungen (ggf. auch Steh-Schaltstoßspannungen) zu bestimmen, deren Sollpegel sich abhängig von der Schaltungsart (Stern, Dreieck, Autotrafo) aus der Prüfspannungsverteilung über der Regelwicklung ergeben.

Bei der Konstruktion der Wählerkontakte muß weiterhin die elektrische Stromtragfähigkeit bei Dauer- und Kurzschlußstrom berücksichtigt werden.

Neben den elektrischen Beanspruchungen muß ein Stufenwähler auch hohen mechanischen Belangen genügen, da die Wahl der benötigten Anzapfung der Regelwicklung mechanisch erfolgt. Ein robuster Mechanismus, der Millionen von Schaltspielen bei möglichst geringem mechanischen Verschleiß ermöglicht, erfordert eine entsprechende Formgebung der beweglichen und feststehenden Kontakte, die zuweilen einer elektrisch optimalen Form zuwider läuft.

So stellt ein Stufenwähler immer einen fein abgestimmten Kompromiss zwischen elektrisch und mechanisch perfekter Konstruktion dar, der seinesgleichen sucht. Durch langjährige Betriebserfahrung abgesichert, stellen die gegenwärtig verwendeten Designs das für eine Anwendung in Mineralöl

technisch-wirtschaftliche Optimum dar.

Eine bei Esterflüssigkeiten um den Faktor 1.5 höhere Dielektrizitätszahl, die Polarität der Estermoleküle und der 10-fach höhere Verlustfaktor lassen ein von Mineralöl abweichendes dielektrisches Verhalten erwarten. Tatsächlich konnten die für Mineralöl geltenden Stehspannungen in Esterflüssigkeiten nicht erreicht werden. Abhängig von Wählertyp und Baureihe ergaben sich für die einzelnen Isolierstrecken unterschiedliche Abschlüsse. Für synthetische Ester konnten für die Steh-Blitzstoßspannung 70-74%, für die Steh-Wechselspannung 80-83% der für Mineralöl geltenden Stehspannungen statistisch sicher ermittelt werden. Bei natürlichem Ester sind die Reduzierungen auf 63-65% Steh-Blitzstoßspannung und 74-77% Steh-Wechselspannung noch etwas gravierender. Diese Ergebnisse wurden an verschiedenen Wählerkonstruktionen und -baugrößen ermittelt und sind in sich konsistent und reproduzierbar. Die während der Prüfungen täglich ermittelte Durchschlagswahrscheinlichkeit nach IEC 60156 zeigt Tabelle 2.

3.2 Interpretation

Hohe elektrische Spannungsbeanspruchungen erfordern hohe Schlagweiten. Entsprechend den unterschiedlichen Spannungsreihen wird den „Phase-Phase“- und „Phase-Erde“-Strecken durch verlängerte Elektrodenabstände Rechnung getragen. Bei den Isolierstrecken am Stufenwähler ist dies aber nur bedingt möglich. Aus Abb. 4 ist ersichtlich, daß sich die Isolierstrecken entlang der Wählerstäbe durch Verwendung längerer Stäbe auf einfache Weise ertüchtigen lassen. Jedoch ist eine *radiale* Vergrößerung nicht ohne Änderung der grundlegenden Wählerkonstruktion möglich. Damit wirkt bei größeren Spannungsreihen/Wählerbaureihen die Regelbereichsstrecke „A3“ (Feinwählerkontakt – innerer

Stromring, s. Abb. 4 und 5) begrenzend, was sich sowohl in synthetischem als auch in natürlichem Ester gleichermaßen gezeigt hat. An dieser Isolierstrecke wurden z.T. noch niedrigere Steh-Blitzstoßspannungen erreicht als in Kap. 3.1 angegeben.

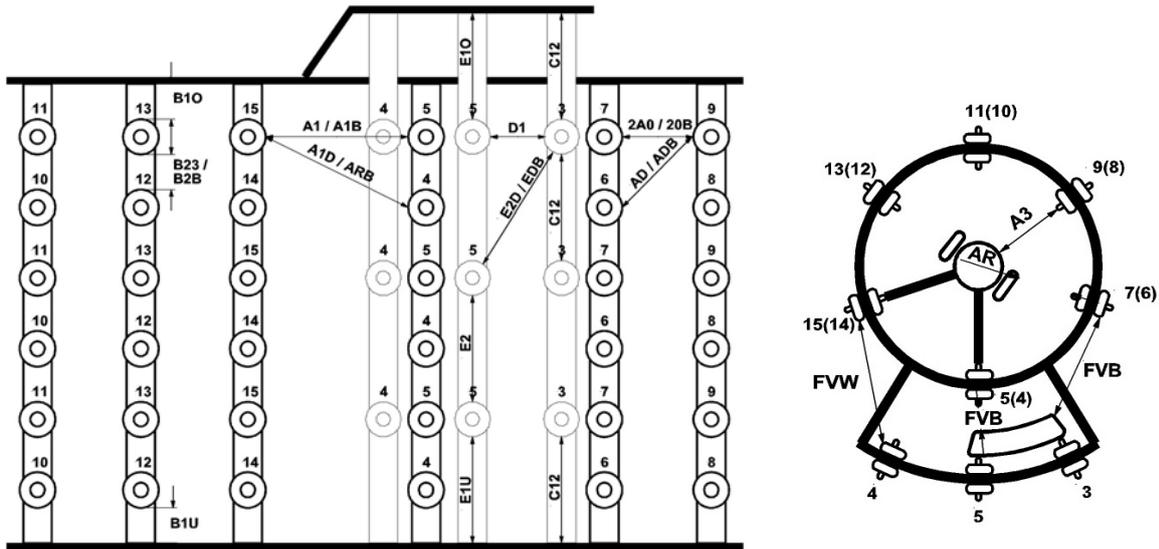


Abb. 4 Schematische Wählerabwicklung des Stufenwählers nach Abb. 3



Abb. 5 „A3“-Strecke am Stufenwähler (Baureihe DE)

4 DISKUSSION DER ERGEBNISSE

4.1 Isolationskoordination

Alle Isolieranordnungen für in Öl betriebene Stufenschalter wurden für die Verwendung von mineralischem Elektro-Isolieröl entworfen. Sämtliche Isolierstrecken wurden dabei auf eine stimmige Isolationskoordination über alle Spannungsreihen bzw. Wählerbaureihen hinweg optimiert. Die durchgeführten Spannungsprüfungen in verschiedenen Esterflüssigkeiten haben übereinstimmend gezeigt, dass bestimmte Isolierstrecken in diesen Flüssigkeiten schwächer sind als andere. Abhängig von der Homogenität der Anordnung ergeben sich dadurch unterschiedliche Reduktionsfaktoren, d.h. für (fast) jede Isolierstrecke existiert ein bestimmter Reduktionsfaktor. Durch Auswahl einer höheren Spannungsreihe bzw. Wählerbaureihe kann dieser Tatsache nur teilweise begegnet werden, unter Umständen ergeben sich dabei auch technisch-wirtschaftlich unattraktive Konfigurationen. Im Dialog mit dem Transformatorhersteller lassen sich jedoch für einen konkreten Anwendungsfall optimierte Lösungen finden. Neben der sinnvollen Auswahl einer höheren Spannungsreihe / Wählerbaureihe kann ggf. auch ein geändertes Wicklungsdesign angewandt werden, das für eine andere Spannungsverteilung in der

(Regel-) Wicklung sorgt (z.B. Spulenwicklung anstatt Lagenwicklung). Eine weitere Möglichkeit besteht im Einsatz von Varistoren, die die Spannung über der Regelwicklung auf ein zulässiges Maß herabsetzen.

Diese Möglichkeiten sind allerdings nur bei neuen Projekten realisierbar, für sog. „Retrofit“-Lösungen (Austausch des Mineralöls durch Esterflüssigkeit bei bereits installierten Transformatoren) ist im Einzelfall die Auslegung von Transformator und Stufenschalter zu überprüfen.

4.2 Ursachen

Die Ursachen für das deutlich unterschiedliche Verhalten von Esterflüssigkeiten im Vergleich zu Mineralöl können bis dato nur vermutet werden, da akademische Laboruntersuchungen zum dielektrischen Verhalten von Estern in inhomogenen Feldern noch lückenhaft sind (vgl. [1], [2]). Allerdings ist bereits dort zumindest ansatzweise eine reduzierte elektrische Festigkeit von synthetischem Ester bei inhomogenen Anordnungen sichtbar, die bei Blitzstoßspannungen $>300\text{kV}$ deutlicher wird. An Modellanordnungen mit Rogowski-Elektroden und vorgezogener Nadelspitze wurden bei Schlagweiten von 70mm bei Wechselspannung in synthetischem Ester um ca. 20% geringere Durchschlagsspannungen ermittelt als in Mineralöl [3], bei vorhandenen Längsgrenzflächen (z.B. durch einen Wählerstab) fiel der Unterschied geringer aus. Bei derartigen Anordnungen sorgt die höhere Dielektrizitätszahl der Esterflüssigkeiten durch Verringerung des Permittivitätsverhältnisses $\epsilon_{r\text{Feststoff}} / \epsilon_{r\text{Flüssigkeit}}$ für eine Vergleichmäßigung des elektrischen Feldes [4].

Das Verhalten reiner Ölrecken (z.B. „A3“-Strecke, s. Abb. 4 und 5) ist damit aber nicht erklärbar. Eine mögliche Ursache stellt hier die Elektronegativität der Estermoleküle dar, die für eine gewisse polare Eigenschaft sorgt und so bei ausreichend hohen Feldbeanspruchungen zu einer Ausrichtung der Moleküle führt, die den Durchschlag begünstigen kann. Ein derartiges Verhalten tritt aber anscheinend nur bei Anordnungen mit Schlagweiten $>50\text{mm}$ auf, deren Inhomogenitätsgrad irgendwo zwischen „Spitze-Platte“ und „Platte-Platte“ (homogenes Feld) liegt. Bei Spitze-Platte-Anordnungen mit Schlagweiten von ca. 30mm zeigte eine genaue Untersuchung der Streamerentladungen bei Stoßspannungsbeanspruchung jedenfalls kein unterschiedliches Verhalten zwischen Mineralöl und synthetischem Ester [5].

Zur Erklärung der bisherigen Prüfergebnisse gilt es also, ggf. mit Hilfe weiterer Untersuchungen, die Mechanismen zu finden, die für die Einbrüche in der Spannungsfestigkeit bei stufenschaltertypischen Isolieranordnungen in Esterflüssigkeiten verantwortlich sind.

5 AUSBLICK

Für einen Einsatz von alternativen Isolierflüssigkeiten in Stufenschaltern mit Vakuumtechnik müssen neben einer ausreichenden Spannungsfestigkeit weitere, nachfolgend aufgeführte Gegebenheiten erfüllt sein:

- Gute Schmierfähigkeit für einen möglichst geringen mechanischen Verschleiß der mechanisch bewegten Teile
- Geringe Viskosität für einen korrekten Schaltablauf im gesamten Temperaturbereich (üblicherweise $-25^{\circ}\text{C}..+115^{\circ}\text{C}$ Öltemperatur)
- Gutes Lichtbogen-Löschverhalten für eine ausreichende Schaltleistung am Vorwähler
- Kompatibilität mit allen verwendeten Isolierstoffen
- Ausreichendes Kühlvermögen zur Einhaltung der zulässigen Übertemperaturen an Überschaltwiderständen und dauerstromführenden Teilen
- Hohe Oxidationsstabilität für wartungsarmen Langzeitbetrieb

In den umfangreichen Tests, die an VACUTAP[®]-Stufenschaltern durchgeführt wurden, zeigten Esterflüssigkeiten in fast allen Disziplinen ein mehr oder weniger nachteiliges Verhalten im Vergleich zu Mineralöl:

- Die bereits bei $-10^{\circ}\text{C}..-12^{\circ}\text{C}$ beginnende partielle Bildung fester Bestandteile bei natürlichen Estern führt zu deutlichen Funktionsbeschränkungen bei tiefen Öltemperaturen.

- Die im Vergleich zu Mineralöl deutlich höhere Viskosität behindert den Betrieb bei tiefen Öltemperaturen und beschränkt den zulässigen Temperaturbereich.
- Ein vermindertes Lichtbogen-Löschverhalten führt zu reduzierten maximalen Schaltleistungen an Vorwählern
- Dichtungen aus Nitrilkautschuk werden chemisch angegriffen und müssen durch Dichtungen aus Fluorkautschuk ersetzt werden.
- Aufgrund der geringen Oxidationsstabilität müssen Applikationen mit natürlichem Ester hermetisch gegenüber der Umgebungsluft abgeschlossen sein, was einen gewissen Zusatzaufwand nach sich zieht.

Wünschenswert wäre, dass mit fortschreitender Entwicklung der Esterflüssigkeiten Verbesserungen in obiger Hinsicht erkennbar werden. Bislang steht allerdings einer großflächigen Verbreitung derartiger Flüssigkeiten noch deren doppelt bis vierfach höhere Preis im Vergleich zu Mineralöl entgegen.

6 ZUSAMMENFASSUNG

Für den Einsatz von Esterflüssigkeiten in Stufenschaltern ist eine Beurteilung der Spannungsfestigkeit lediglich anhand der Norm-Durchschlagsspannung nicht ausreichend. Reale Isolieranordnungen zeigten in einer Vielzahl durchgeführter Untersuchungen mit Wechsel- und Blitzstoßspannung bei homogenen Feldverhältnissen keine Einschränkungen gegenüber Mineralöl, wohl aber an konstruktiv bedingten eher inhomogenen Isolierstrecken. Natürliche Ester verhielten sich dabei noch etwas auffälliger als synthetische Ester. Aus den statistisch sicher ermittelten Stehspannungen wurden Reduktionsfaktoren für synthetische und natürliche Ester abgeleitet, die je nach Isolierstrecke variieren und in gewisser Weise von deren Inhomogenitätsgrad abhängig sind. Es sind daher während der Designphase des Transformators Abstimmungen zwischen Transformator- und Stufenschalterhersteller vorzunehmen, um ggf. mit trafoseitigen Maßnahmen eine optimierte Applikation mit Stufenschalter in Esterflüssigkeit realisieren zu können.

Gründe für das von Mineralöl abweichende Verhalten inhomogener Isolieranordnungen in Esterflüssigkeiten können in deren speziellen dielektrischen Eigenschaften sowie in der Polarität der Estermoleküle gesehen werden, wobei die Durchschlagmechanismen noch nicht genau bekannt sind. Es wird davon ausgegangen, dass mehrere Mechanismen wirksam sind, die sich überlagern und deren Einfluß sich abhängig von Elektrodenabstand und Homogenitätsgrad verändert.

Neben einer verringerten Spannungsfestigkeit weisen Esterflüssigkeiten noch weitere im Vergleich zu Mineralöl nachteilige Eigenschaften auf, z.B. eine verringerte Lichtbogen-Löschfähigkeit und ungenügendes Tieftemperaturverhalten. Weiterentwicklungen an Esterflüssigkeiten sollten diese und weitere Eigenschaften verbessern.

LITERATUR

- [1] M. Krins, H. Borsi, E. Gockenbach: "Comparison between the Breakdown and Flashover Strength of Ester Liquid and Transformer Oil", Schering-Institut für Hochspannungstechnik und Hochspannungsanlagen, Universität Hannover, 1999
- [2] H. Borsi, E. Gockenbach: "Report of high-voltage tests performed on insulation liquids MIDEL 7131 and mineral oil under impulse and AC voltage", Schering-Institut für Hochspannungstechnik und Hochspannungsanlagen, Universität Hannover, 2004
- [3] M. Krins, J. Gärtner, R. Jochem, E. Gockenbach: "Correlation between numerical field computation and experimental investigations on the parameters governing the flashover behavior of solid/liquid interfaces", Schering-Institute of High-Voltage Technique and Engineering, University of Hannover, Germany; IEEE 2000 Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Oct. 2000, Annual Report, Vol. 2, p. 788- 791
- [4] E. Gockenbach: "Influence of Surfaces on the Breakdown Process in Liquids", Schering-Institute of High-Voltage Technique and Engineering, University of Hannover, Germany; Proceedings of 13th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL '99), Japan, 1999
- [5] L. Hestad, G. Berg et.al.: "Streamer injection and growth under impulse voltage: A comparison of Cyclohexane, MIDEL 7131 and Nytro 10X", SINTEF Energy research, Trondheim, Norway; Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, Oct. 2004 Annual Report, p. 542 – 546

Neue Trends bei der Lüftersteuerung von Leistungstransformatoren

Dipl.-Ing. Tobias Stirl

AREVA Energietechnik GmbH
Bereich Schorch Transformatoren
tobias.stirl@areva-td.com
Germany

Dipl.-Ing. Günther Hoba

AREVA Energietechnik GmbH
Bereich Schorch Transformatoren
guenther.hoba@areva-td.com
Germany

Christian Pohl

FH Oldenburg, Ostfriesland
Wilhelmshaven
christian-pohl@web.de
Germany

KURZFASSUNG

Bei Leistungstransformatoren entstehen im Betrieb Geräusche, die durch eine Überlagerung verschiedener Schallquellen erzeugt werden. Zum einen entstehen Leerlaufgeräusche hervorgerufen durch Schwingungen aus magnetostriktiver Verformung des Kerns. Zum anderen beeinflussen elektromagnetische Kräfte in den Wicklungen, Kesselwänden und magnetischen Abschirmungen hauptsächlich die Lastgeräusche. Daneben hat eine Fremdkühlung mittels Lüftern einen großen Einfluss auf Geräuschemissionen.

Im Beitrag wird auf das Entstehen von Geräuschen am Transformator näher eingegangen. Verschiedene Maßnahmen zur Geräuschreduzierung werden beschrieben. Die Optimierung der Kühleinrichtung gerade bei großen Leistungstransformatoren wird durch heutige hohe Kundenanforderungen notwendig und erlangt einen immer höher werdenden Stellenwert. Neue Trends bei der Steuerung der Lüfter und Ergebnisse erster Untersuchungen werden vorgestellt. Im Vordergrund stehen dabei Verluste und Geräusche zu optimieren sowie Einsparungen beim Verdrahtungsaufwand zu erreichen.

1 EINLEITUNG

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) [1] ist ein Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge. Zweck dieses Gesetzes ist es, Menschen, Tiere und Pflanzen, den Boden, das Wasser, die Atmosphäre sowie Kultur- und sonstige Sachgüter vor schädlichen Umwelteinwirkungen zu schützen und dem Entstehen schädlicher Umwelteinwirkungen vorzubeugen. Die Vorschriften dieses Gesetzes gelten u. a. für die Errichtung und den Betrieb von Hochspannungsschaltanlagen. In der 16., 18. und 22. Bundes-Immissionsschutzverordnung zum Bundes-Immissionsschutzgesetz sind Grenzwerte für die Schallimmission von unterschiedlichen Schallquellen festgelegt. Schallemissionen von Leistungstransformatoren werden in Deutschland streng nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz überwacht und stellen hohe Anforderungen an deren Betreiber. Ein Überblick über den im Alltag entstehenden Geräuschen ist in Bild 1 dargestellt.

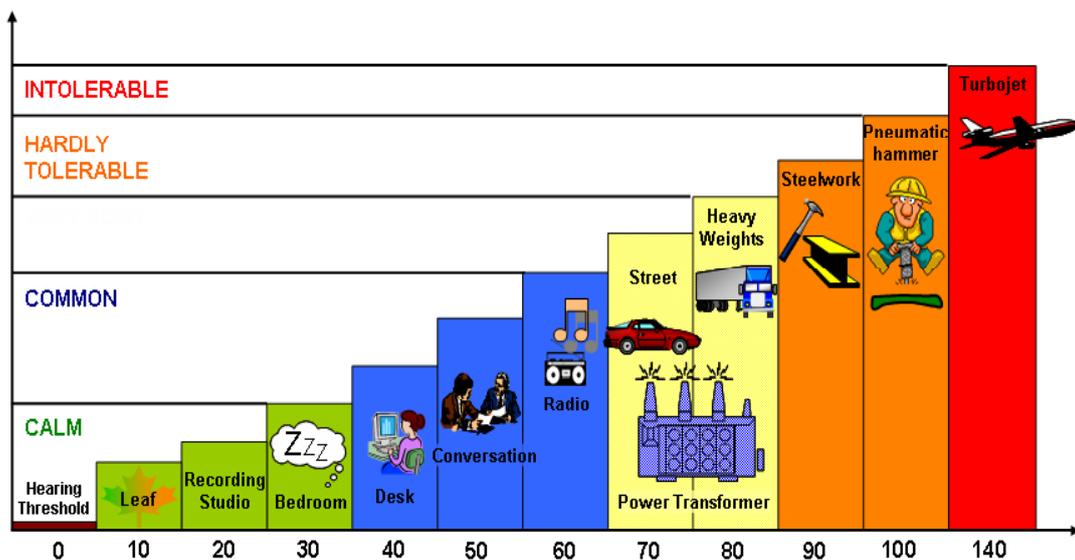


Bild 1: Geräusche im Alltag in dB(A)

Bei der Spezifikation von Leistungstransformatoren durch den Betreiber werden zunehmend höhere Anforderungen an das Geräuschverhalten gestellt. Die Bestimmung von Geräuschpegeln an Transformatoren ist in der Norm DIN EN 60076-10 „Leistungstransformatoren – Bestimmung der Geräuschpegel“ [2] geregelt. Es sind dort Schalldruck- und Schallintensitäts-Messverfahren definiert, mit denen die Geräuschpegel von Transformatoren, Drosselspulen und ihren zugehörigen Kühleinrichtungen bestimmt werden können. Üblicherweise werden Geräuschprüfungen an Transformatoren im Prüffeld der Hersteller vorgenommen, daneben können auch Prüfungen beim Betreiber vor Ort durchgeführt werden. Die Faktoren, die zu einer Entstehung von Geräuschen führen, werden im Folgenden näher erläutert.

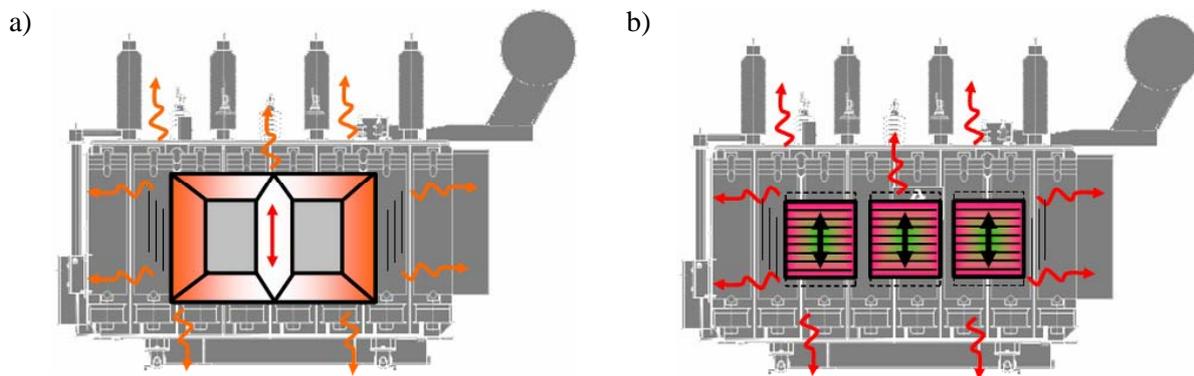
2 SCHALLEMISSIONEN AN TRANSFORMATOREN

2.1 Leerlaufgeräusche und Lastgeräusche

Bei Leistungstransformatoren entstehen im Betrieb Geräusche, die durch eine Überlagerung verschiedener Schallquellen erzeugt werden [3]. Ursachen für Leerlaufgeräusche sind Schwingungen des Kerns, die durch eine Magnetostraktion und damit hervorgerufene Längenänderung der Kernbleche erzeugt werden (Bild 2.a). Diese Geräuschausbildung hängt von der vorhandenen

magnetischen Flussdichte ab und wird maßgeblich beeinflusst durch die Betriebsspannung und Induktion, mit der der Transformator betrieben wird. Frequenzen eines Vielfachen der Netzfrequenz, besonders die 200 Hz- und 300 Hz-Komponenten des Geräuschspektrums, regen den Kern bei größer werdender Induktion wesentlich zum Schwingen an. Dieser Effekt überwiegt beim Leerlauf eines Transformators.

Elektromagnetische Kräfte rufen Schwingungen in den Wicklungen, Kesselwänden und magnetischen Abschirmungen hervor. Maßgeblich hierfür sind der Laststrom und - dadurch hervorgerufen - das Streufeld der Wicklungen. Die auftretenden Kräfte sind quadratisch proportional zum Strom. Die abgestrahlte Schalleistung ist dem Quadrat der Schwingungsamplitude proportional. Demzufolge sind die erzeugten Schwingungen sehr stark abhängig von der Belastung des Transformators (Bild 2.b). Ein besonders ausgeprägtes Geräusch erzeugt die Grundschwingung von 100 Hz (bei 50 Hz Netzfrequenz), die bei Lastgeräuschen dominiert.



*Bild 2: Ursachen für Leerlaufgeräusche und Lastgeräusche bei Leistungstransformatoren
a) Magnetostriktion des Kerns wird beeinflusst durch die Nennspannung und Induktion
b) Vibrationen der Wicklungen werden beeinflusst durch den Laststrom und das Streufeld*

Die Übertragung von Schwingungen durch das Öl geschieht fast ungedämpft und wird als Luftschall über den Kessel des Transformators freigesetzt. Auch die mechanische Verbindung zwischen Aktivteil und Kessel bildet einen Kopplungspfad für die Übertragung von Schwingungen.

Bekannte und angewandte Maßnahmen zur Geräuschminderung im Inneren des Transformators sind beispielsweise eine schwingungsgedämpfte Aufstellung des Aktivteils im Kessel oder Vermeidung mechanischer Kernresonanzen durch ein geeignetes Kerndesign. Mit Hilfe von FEM-Berechnungen lassen sich weitere Aussagen über die mechanische Festigkeit des gewählten Designs machen, wodurch eine Optimierung von z. B. Art und Lage von Versteifungen abgeleitet werden kann. Eine Induktionsabsenkung bei der Auslegung von Transformatoren ist ebenfalls möglich, die zu einer Verringerung der Geräusche führt.

Zu den äußeren Maßnahmen, die zur Geräuschminderung herangezogen werden können, zählt die Verminderung des Körperschalls durch Aufstellung des Transformators auf Schwingungsdämpfer und die Aufstellung von Geräuschdämmwänden oder eine komplette Einhausung des Transformators. Diese Maßnahmen können auch nachträglich eingesetzt werden. Durch äußerliche Maßnahmen können beispielsweise bis zu 20 dB(A) Geräuschreduzierungen erzielt werden. Weiter ist bekannt, dass bei einer Verdoppelung der Schallstärke der Schallpegel um rd. 3 dB(A), bei einer Verdreifachung um rd. 4,8 dB(A) zunimmt. Die gleiche Schallpegeländerung ist zu erwarten, wenn neben dem Schallerzeuger ein zweiter mit gleicher Schallstärke aufgestellt wird. Für eine praktische Betrachtung eines im Freien aufgestellten Transformators ist im Allgemeinen bei einer Verdoppelung des Abstandes zum Transformator mit einer Abnahme des Schallpegels um 4 bis 5 dB(A) zu rechnen.

2.2 Geräusche durch Kühleinrichtungen

Jede einem Transformator zugehörige Kühleinrichtung verursacht im Betrieb Geräusche. Lüfter und Pumpen erzeugen meist breitbandige Geräusche durch die Zwangsströmung von Luft oder Öl. Um die Kühlungsart eines Transformators eindeutig zu beschreiben, wird durch die Norm DIN EN 60076-2 [4] eine Kurzschreibweise durch einen Vier-Buchstaben-Schlüssel vorgegeben. Die gebräuchlichsten Kühlungsarten lauten wie folgt:

ONAN	Öltransformator mit äußerer Luftkühlung bei natürlicher Bewegung beider Kühlmedien
ONAF	wie ONAN, jedoch erzwungene Bewegung der Kühlluft
OFAF	Öltransformator mit äußerer Luftkühlung bei gezwungener (forcierter) Bewegung beider Kühlmedien
ODAF	Öltransformator mit äußerer Luftkühlung bei erzwungener Bewegung der Kühlluft und „direkter“ Rückführung des Öls an die Wicklungen
OFWF	Öltransformator mit äußerer Wasserkühlung bei gezwungener (forcierter) Bewegung beider Kühlmedien
ODWF	Öltransformator mit äußerer Wasserkühlung bei erzwungener Bewegung des Wassers und „direkter“ Rückführung des Öls an die Wicklungen

Großen Einfluss auf die Geräusche, von den oben aufgeführten Kühlarten, haben alle durch Pumpen und Ventilatoren unterstützten Kreisläufe. Sie fördern Fluide, deren Reibungen nicht zu vernachlässigende Schallemissionen erzeugen.

Durch Lüfter erzeugte Geräusche sind stark abhängig von der Umfangsgeschwindigkeit der Flügelräder. Der Nutzen von höhertourigen Lüftern wird dadurch infrage gestellt. Wird stattdessen ein langsam laufender Lüfter verwendet, muss die Anzahl der Lüfter folglich erhöht oder eine größere Baugröße gewählt werden, um einen entsprechenden Volumenstrom zu erhalten und so die erforderliche Kühlleistung aufzubringen. Es gibt auch Möglichkeiten, aufwendige Maßnahmen am Lüfter vorzusehen, die den Schall absorbieren. Im Gegensatz dazu wird in diesem Beitrag eine neue Methode beschrieben, die auf der Nutzung stufenlos drehzahlregelbarer Lüfter beruht und aufzeigt, wie eine Optimierung von Geräuschen erreicht werden kann.

3 NEUE LÜFTERSTEUERUNG MIT DREHZAHLREGELBAREN LÜFTERN

3.1 Lüftersteuerung nach dem Stand der Technik

Bei der Wärmeauslegung eines Transformators ist es das Ziel spezifizierte Grenzwerte der mittleren Wicklungstemperatur, der maximalen Öltemperatur und der Heißpunkttemperatur des Transformators nicht zu überschreiten. Dies wird beispielsweise erreicht durch den Einsatz von Ventilatoren, die an Radiatoren angebracht sind (ONAF-Kühlung).

Eine Möglichkeit beim aktuellen Stand der Technik besteht darin, alle Lüfter bei Überschreiten einer Temperaturschwelle einzuschalten. Zur Vermeidung von zu hohen Einschaltströmen wird üblicherweise erst eine Gruppe von Lüftern eingeschaltet und einige Sekunden zeitversetzt automatisch eine zweite Gruppe zugeschaltet. Bei Unterschreitung einer voreingestellten Temperatur werden alle Lüfter ausgeschaltet (Hysterese).

Eine weitere übliche Methode der Steuerung besteht darin, zwei Lüftergruppen in Stufen zuzuschalten. Entweder sind alle Lüfter ausgeschaltet (ONAN-Betrieb), es ist eine Lüftergruppe eingeschaltet (Stufe ONAF 1) oder es sind beide Lüftergruppen (alle Lüfter) eingeschaltet (Stufe ONAF 2). Nachteilig bei den in herkömmlicher Weise eingesetzten Lüftern ist, dass sie mit Asynchronmotoren ausgestattet sind und nur mit Nenndrehzahl betrieben werden können. Wird eine voreingestellte Öltemperatur

überschritten, so wird die erste Lüftergruppe zugeschaltet. Nach Überschreiten einer weiteren, vordefinierten Temperaturschwelle wird die zweite Lüftergruppe zugeschaltet.

Die Öltemperatur wird üblicherweise über ein auf dem Deckel des Transformators befindlichen PT100-Temperatursensor erfasst und mit einem entsprechenden Anzeigergerät mit Schaltkontakten zur Ansteuerung der Schütze für die Lüftergruppen im Schaltschrank verdrahtet.

Nachteilig bei der Steuerung nach dem Stand der Technik ist es, dass nur eine relativ grobe Stufung in der zugeführten Kühlleistung erreicht werden kann. Eine entsprechend bessere Abstufung der Kühlleistung kann erreicht werden, indem eine Einzelschaltung von Lüftern vorgenommen wird. Dies hat jedoch einen sehr hohen Steuerungs- und Verdrahtungsaufwand im Schaltschrank zur Folge und wird in der Praxis üblicherweise selten eingesetzt. Bei speziellen Anwendungen besteht die Möglichkeit, über eine Polumschaltung oder Frequenzumrichter eine etwas bessere Abstufung bei der Steuerung zu erreichen. Diese Methoden haben jedoch ebenso einen hohen Steuerungs- und Verdrahtungsaufwand zur Folge und haben sich in der Praxis nicht durchgesetzt.

Eine wesentlich verbesserte Steuerung der Kühlleistung kann hingegen durch heutzutage verfügbare stufenlos drehzahlregelbare Lüfter erreicht werden [5]. Diese ermöglichen eine temperaturabhängige Drehzahlregelung und halten im optimalen Fall die Temperatur des Transformators über einen breiten Lastbereich relativ konstant. Dadurch kann die Atmung des Transformators wesentlich herabgesetzt werden. Für die Betriebssicherheit eines Transformators ist der Wassergehalt des Öl-/Papierisolationssystems ein wichtiger Indikator [6, 7, 8, 9]. 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. Eine Reduzierung der Atmung des Transformators führt dementsprechend zu einer Verringerung der Feuchtigkeitsaufnahme und zu einer reduzierten Zellulosealterung und reduzierten Ölalterung durch Öl-Oxidation. Durch eine herabgesetzte Atmung kann demzufolge eine deutliche Verlängerung der Lebensdauer oder alternativ eine höhere Belastung (mit höheren Übertemperaturen) erreicht werden.

3.2 Drehzahlregelbare Lüfter mit EC-Technologie

Die seit kurzem auf dem Markt verfügbaren drehzahlregelbaren Lüfter sind elektronisch kommutierte Gleichstrommotoren (EC-Lüfter) [5]. Typische Baugrößen von Transformatorventilatoren besitzen eine Baugröße von 500 mm oder 800 mm Außendurchmesser. Die Ventilatoren bestehen aus den Komponenten Motorlaufrad, Motortragkonstruktion und Flügelräder (Bild 3). Typischerweise befindet sich der Lüfter in einer Rohrdüse, die auch mit einem Schutzgitter ausgerüstet sein kann. Das Motorlaufrad besteht aus einem EC-Außenläufermotor mit angeschraubten Aluminiumdruckguss- oder Kunststoff/Aluminium-Hybridflügeln. Transformatorventilatoren zur forcierten Kühlung von Ölradiatoren werden üblicherweise mit horizontaler oder vertikaler (von unten nach oben) Luftrichtung eingesetzt. Die zum Einsatz kommenden Motoren für Transformatorventilatoren sind nach den entsprechenden Vorschriften [10] geschützt. Bei EC-Ventilatoren wird der Motor über Temperaturwächter mit einem elektronischen Auswertemodul und die Elektronik über Strombegrenzer geschützt. Diese zahlreichen integrierten mikroprozessorüberwachten Schutzfunktionen können den Motor automatisch bei Übertemperatur der Elektronik oder des Motors, Phasenausfall, Blockierung, Netzunterspannung und Kurzschluss abschalten. Der Betrieb des Lüfters ist weltweit an 50 Hz und 60 Hz-Netzen an einem Breitspannungseingang 1phasig mit einer Spannung von 200 ... 277 V AC oder 3phasig mit 380 ... 480 V AC möglich.

Der EC-Lüfter besitzt einen bürstenlosen Gleichstrommotor, der blockbestromt wird. Er besitzt in Außenläufer-Bauweise als Rotor einen Permanentmagneten und wird über eine Steuerelektronik angesteuert. Über einen integrierten PID-Regler wird der Motor geregelt. Hohe Anlaufströme werden durch einen Sanftanlauf vermieden. Zusätzlich unterstützt ein kontinuierlicher Betrieb dieser verschleißarmen Technologie eine höhere zu erwartende Lebensdauer.

Die Lebensdauer von EC-Lüftern ist im Wesentlichen von zwei Hauptfaktoren abhängig:

- der Lebensdauer des Isolationssystems des Lüfters
- der Lebensdauer des Lagersystems

Die Lebensdauer des Isolationssystems hängt im Wesentlichen von der Spannungshöhe, der Temperatur und den Umgebungsbedingungen, wie z. B. Feuchte und Betauung ab. Die Lebensdauer des Lagersystems wird hauptsächlich von der Lagertemperatur bestimmt. Stand der Technik ist es, Kugellager einzusetzen, die in jeder Einbaulage eingesetzt werden können. Als Richtwert (abhängig von den Randbedingungen) beträgt die Lebensdauererwartung der Kugellager bei 40 °C Umgebungstemperatur > 40.000 Betriebsstunden. Um spezielle Einsatzbedingungen zu berücksichtigen, können auch individuelle Lebensdauerberechnungen erstellt werden. Aus den aufgeführten Gründen sind EC-Lüfter hinsichtlich der zu erwartenden Lebensdauer herkömmlichen Standard-AC-Ventilatoren vorzuziehen und eignen sich hervorragend für den Einsatz an Leistungstransformatoren.

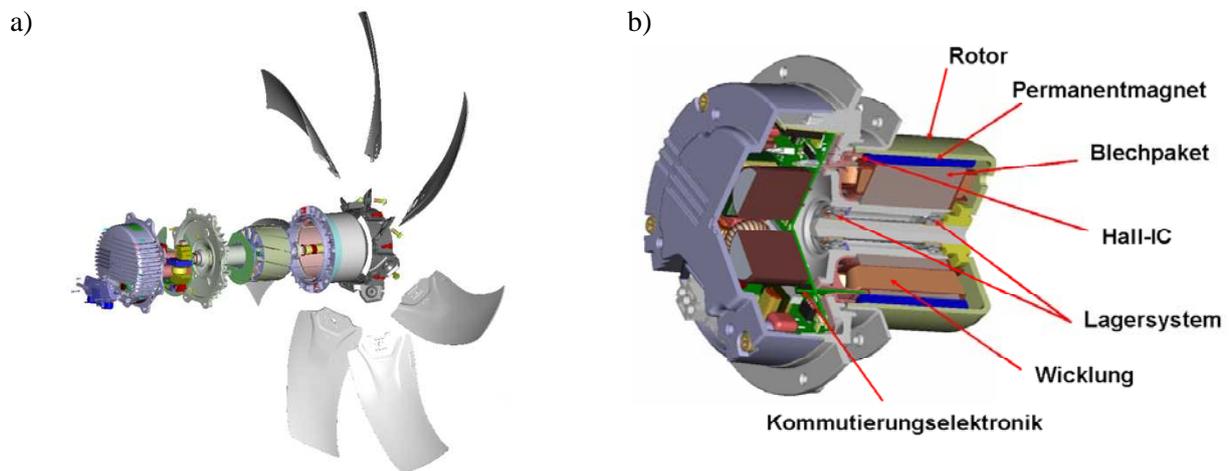


Bild 3: Schematische Darstellung eines EC-Lüfters [4]
 a) Explosionszeichnung Lüftermotor und Flügelräder
 b) Lüftermotor mit Bezeichnung der Komponenten

3.3 Vergleich von Standard-Lüftern mit drehzahlregelbaren Lüftern

Im Folgenden sind verschiedene 8-, 10- und 12-polige Standard-Lüfter und ein moderner EC-Lüfter beispielhaft miteinander verglichen. Die Kennlinien in Bild 4 stellen einen resultierenden statischen Druck p_{fa} über einem Volumenstrom V dar. Diese sich einstellenden Betriebskennlinien, bei frei blasendem Betrieb, sind im Prüffeld bei AREVA mit qualifizierten Prüfverfahren nachgewiesen. An den Punkten, wo sich die Betriebskennlinien mit der Anlagenkennlinie kreuzen, stellen sich Betriebspunkte ein. Der EC-Lüfter erreichte bei gleicher Drehzahl wie der betrachtete Standard-Lüfter nicht den gleichen Volumenstrom. Aus diesem Grund wurden die gemessenen Daten des EC-Lüfters auf den gleichen Volumenstrom des Standard-Lüfters hochgerechnet, um sie miteinander vergleichen zu können. Die Umrechnungsformeln sind in Bild 4 im Kästchen rechts oben aufgeführt. Diese Untersuchung zeigt, dass EC-Lüfter eine vergleichbare Kühlleistung wie Standard-Lüfter erbringen.

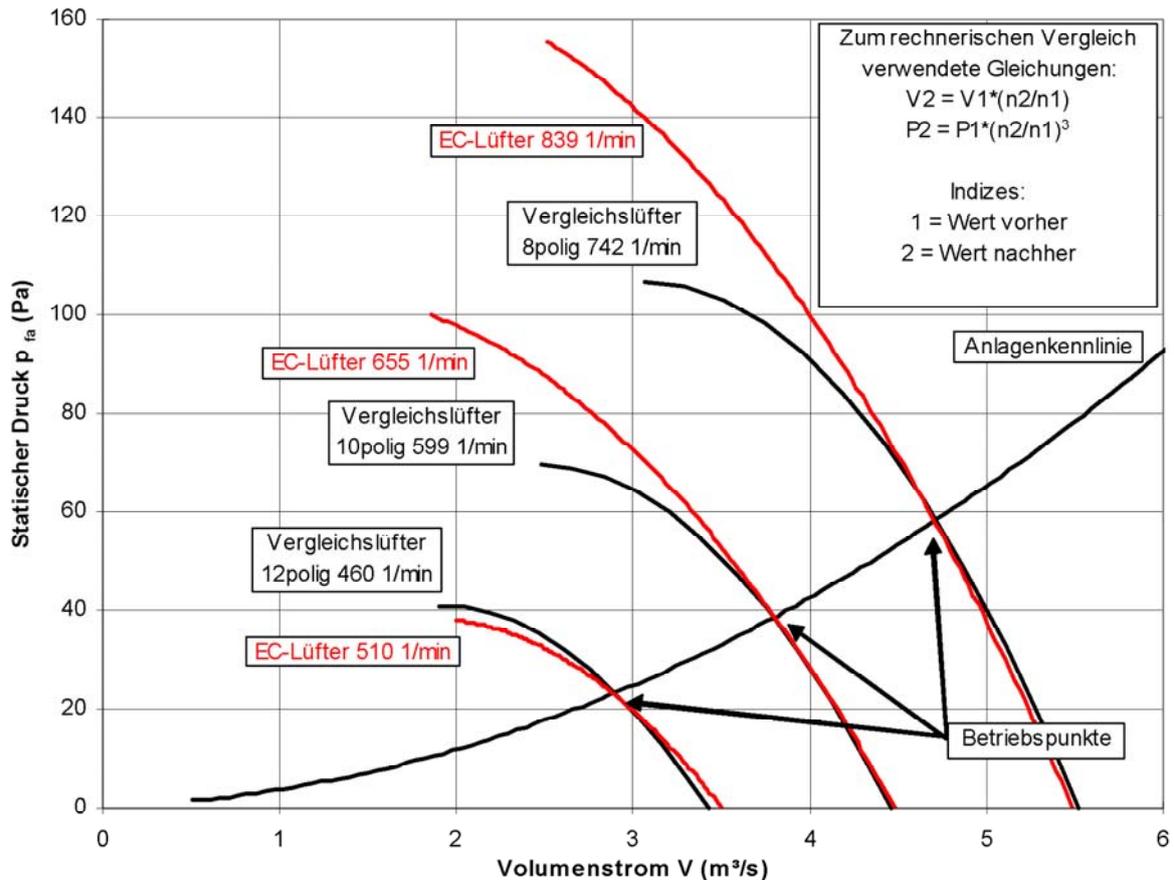


Bild 4: Betriebskennlinien Standard- und EC-Lüfter im Vergleich mit Anlagenkennlinie und sich einstellenden typischen Betriebspunkten

Im Folgenden werden für 6- und 12polige Standard-Lüfter sowie einen modernen EC-Lüfter Schalleistungspegel und aufgenommene Leistungen miteinander verglichen. Zunächst wird betrachtet, dass der Transformator mit Nennbelastung betrieben wird. Beispielhaft dafür sind die sich ergebenden Schalleistungspegel in Bild 5 dargestellt. Bild 5.a zeigt Schalleistungspegel, bei einem Betrieb der Lüfter mit einem Volumenstrom von $2,9 \text{ m}^3/\text{s}$. 14 Stück 12polige Standard-Lüfter erzeugen zusammen mit dem Geräusch des Transformators einen Summen-Schalleistungspegel von 91 dB(A). Im Vergleich dazu liegt das Summengeräusch beim Einsatz von EC-Lüftern im betrachteten Beispiel bei 89 dB(A), also etwa 2 dB(A) niedriger im Vergleich zu Standard-Lüftern. Eine Halbierung des Lautstärkeempfindens entspricht -3 dB(A), welche in diesem Beispiel schon fast erreicht ist.

Eine Wärmeauslegung eines Transformators, die den Einsatz von 6-poligen Lüftern notwendig macht, welche einen Volumenstrom von $5,9 \text{ m}^3/\text{s}$ liefern, führt zu einem Summengeräusch von 108 dB(A) (Bild 5.b). Im Gegensatz dazu liegt das Summengeräusch beim Einsatz von EC-Lüftern in diesem Betriebsfall bei lediglich 97 dB(A). Es ergibt sich infolgedessen eine deutliche Geräuschreduzierung (-11 dB) durch den Einsatz von modernen EC-Lüftern.

Strömungsverluste und Geräusche entstehen durch Luftströmung, Rückströmungen im Düsenpalt und Blattspitzenwirbel. Der Einsatz von Winglets an den Schaufelenden des untersuchten EC-Lüfters führt demgegenüber zur Reduzierung von Geräuschen. Daneben können bei modernen Lüftern Kunststoffe für Lüfterschaufeln verwendet werden. Sie sollen die Aerodynamik des Lüfters weiter verbessern und Schallemissionen auf ein Minimum reduzieren. Ein Grund für den erzielten Geräuschvorteil bei EC-Lüftern in diesem Beispiel liegt im weiterentwickelten Design der Schaufelräder begründet.

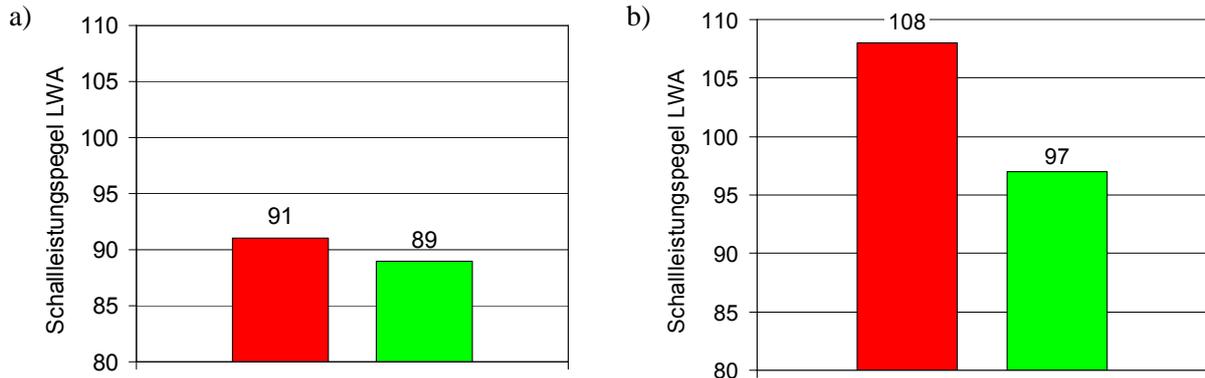


Bild 5: Schallleistungspegel von Standard- und EC-Lüftern im Vergleich bei angenommener Transformatorbelastung von 100 %
 a) Volumenstrom 2,9 m^3/s
 linker Balken: 14 Standard-Lüfter 12polig
 rechter Balken: 14 EC-Lüfter
 b) Volumenstrom 5,9 m^3/s
 linker Balken: 16 Standard-Lüfter 6polig
 rechter Balken: 16 EC-Lüfter

Noch deutlicher macht sich eine Geräuschreduzierung für den Fall einer verringerten Kühlleistung bei einem Teillastbetrieb eines Transformators bemerkbar. Um dies zu veranschaulichen, sind in Bild 6 Schallleistungspegel von 6- und 12poligen Standard-Lüftern sowie EC-Lüftern bei verringerter Transformatorbelastung gegenübergestellt. In Bild 6.a wird eine Belastung von 90 % zugrunde gelegt, das Bild 6.b basiert auf einer angenommenen Belastung eines Transformators von 80 %. Bei Betrieb mit einer Lüftergruppe (halbe Lüfteranzahl) liegt das Summengeräusch von 7 Stück 12poligen Standard-Lüftern zusammen mit dem Geräusch des Transformators bei 89 dB(A) (Bild 6.a). Im direkten Vergleich dazu liegt das Summengeräusch von 14 EC-Lüftern, die mit halber Drehzahl betrieben werden, bei nur 85 dB(A). Im Bild 6.b wiegt das Einsparpotential noch höher, eine Reduzierung um 19 dB(A) im Summengeräusch ist erreichbar für den betrachteten Fall, dass der Transformator mit 80 % Nennlast betrieben wird. 8 Stück 6polige Standard-Lüfter sind demnach deutlich lauter als die doppelte Anzahl von EC-Lüftern, betrieben mit verringerter Drehzahl.

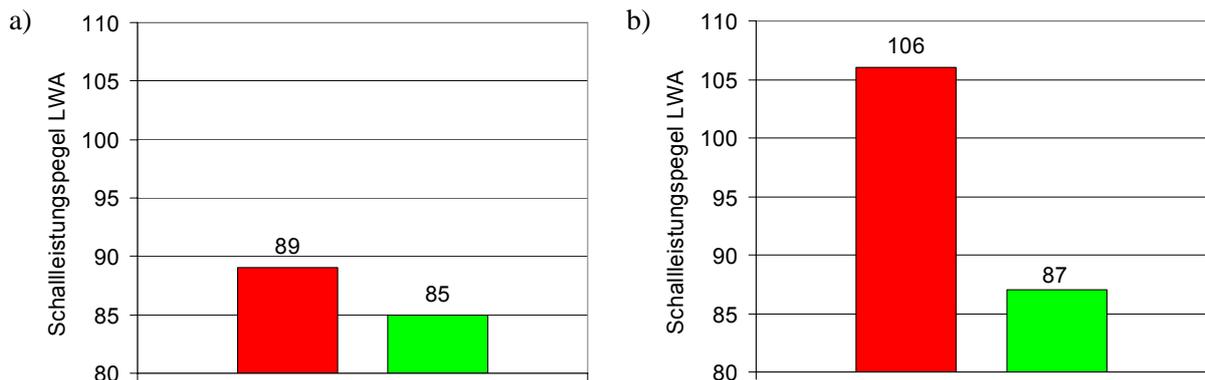


Bild 6: Schallleistungspegel von Standard- und EC-Lüftern im Vergleich
 a) Angenommene Transformatorbelastung von 90 %, Volumenstrom 2,9 m^3/s
 linker Balken: 7 Standard-Lüfter 12polig
 rechter Balken: 14 EC-Lüfter, halbe Drehzahl
 b) Angenommene Transformatorbelastung von 80 %, Volumenstrom 5,9 m^3/s
 linker Balken: 8 Standard-Lüfter 6polig
 rechter Balken: 16 EC-Lüfter, halbe Drehzahl

Die Tatsache, dass zwei Lüfter betrieben mit halber Drehzahl deutlich leiser sind als ein Lüfter mit voller Drehzahl zeigt das hohe Einsparpotential bei Geräuschen auf. In beiden Fällen wird ein vergleichbarer Volumenstrom gefördert und eine vergleichbare Kühlleistung erreicht. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass sich durch eine Verringerung der Drehzahl um nur 100 Umdrehungen pro Minute der Schalleistungspegel um 4 dB(A) senken lässt. Darüber hinaus kann die Drehzahl von EC-Lüftern stufenlos von null bis zur Nenndrehzahl geregelt werden. Gerade in Ballungsräumen und Wohngebieten ergäbe eine variable Drehzahlregelung deutliche Vorteile bei einer Lautstärkereduzierung zu Nachtzeiten.

Eine Gegenüberstellung der aufgenommenen Leistungen zeigen die Bilder 7 und 8. Die betrachteten Betriebsfälle entsprechen denen in Bild 5 und 6. EC-Lüfter besitzen einen Motorwirkungsgrad von bis zu 90 %. Der Wirkungsgrad von herkömmlichen Asynchronmotoren liegt hingegen deutlich darunter. Sowohl im Volllastbetrieb (Bild 7) als auch für einen Betrieb mit verringerter Drehzahl (Bild 8) liegt die aufgenommene Leistung von EC-Motoren deutlich unter der von Asynchronmotoren.

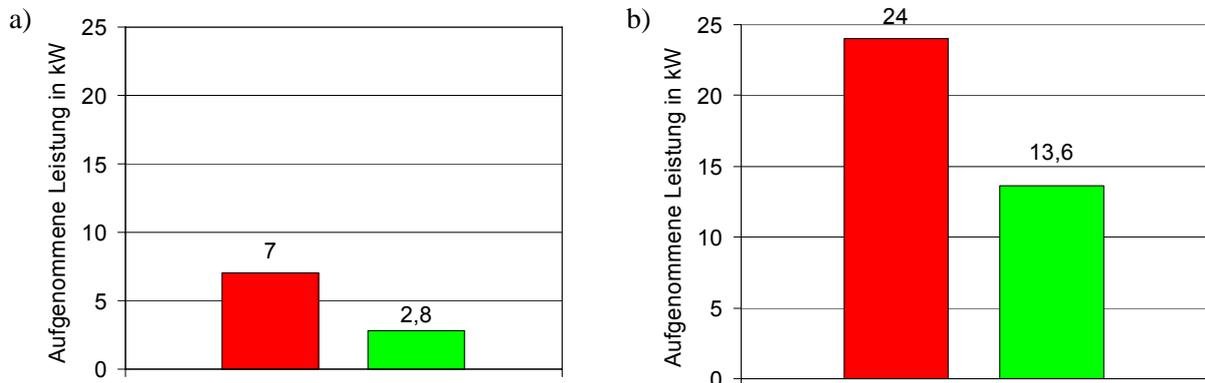


Bild 7: Aufgenommene Leistung von Standard- und EC-Lüftern im Vergleich bei angenommener Transformatorbelastung von 100 %
 a) Volumenstrom 2,9 m³/s
 linker Balken: 14 Standard-Lüfter 12polig
 rechter Balken: 14 EC-Lüfter
 b) Volumenstrom 5,9 m³/s
 linker Balken: 16 Standard-Lüfter 6polig
 rechter Balken: 16 EC-Lüfter

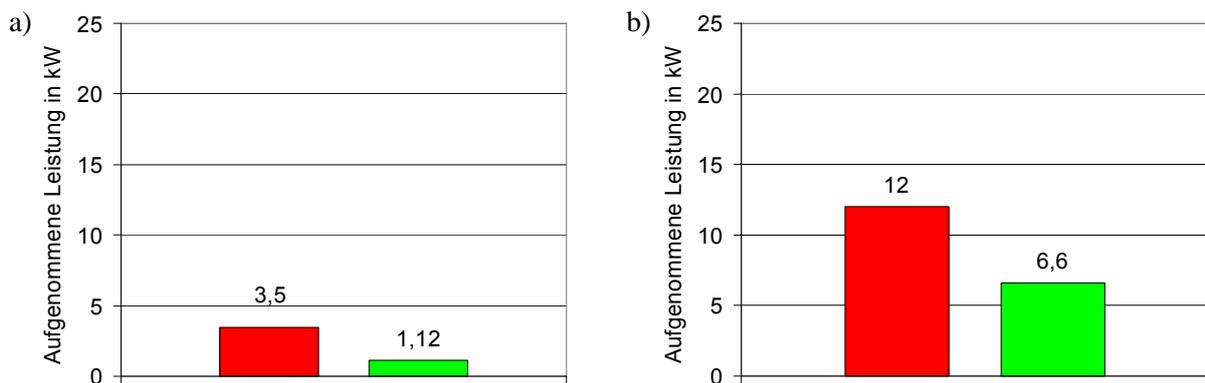


Bild 8: Aufgenommene Leistung von Standard- und EC-Lüftern im Vergleich
 a) Angenommene Transformatorbelastung von 90 %, Volumenstrom 2,9 m³/s
 linker Balken: 7 Standard-Lüfter 12polig
 rechter Balken: 14 EC-Lüfter, halbe Drehzahl
 b) Angenommene Transformatorbelastung von 80 %, Volumenstrom 5,9 m³/s
 linker Balken: 8 Standard-Lüfter 6polig
 rechter Balken: 16 EC-Lüfter, halbe Drehzahl

Eine weitere Möglichkeit für den Einsatz von drehzahlregelbaren Lüftern besteht darin, eine Erhöhung der Überlastbarkeit des Transformators zu erzielen. Dies kann erreicht werden, indem die Kühlleistung so ausgelegt wird, dass bei Nennbelastung des Transformators eine verminderte Lüfterdrehzahl ausreichend ist, um die erforderliche Kühlleistung aufzubringen. Eine Auslegung auf beispielsweise 80 % der Nenndrehzahl oder eine individuell festzulegende Reduzierung der Drehzahl ist anzustreben. Folglich ist gewährleistet, dass auch bei einer Überlastung des Transformators noch genügend Kühlleistung aufgebracht werden kann, da die Lüfter noch bis zur Nenndrehzahl hoch geregelt werden können. Wie vorangegangene Betrachtungen gezeigt haben, wirkt sich eine Reduzierung der Drehzahl zudem günstig auf die Geräuschemissionen aus. Daneben kann bei Überlastbetrieb auf den Einsatz von zusätzlichen Lüftern verzichtet werden. Der Transformator kann im Teillastbetrieb mit verminderter Schallemission betrieben werden. Im Überlastbetrieb würden erhöhte Geräuschpegel auftreten. Diese Regelung kann vollautomatisch erfolgen, ein neues Steuerungskonzept dazu ist im folgenden Kapitel beschrieben.

Wie die Untersuchungen gezeigt haben, sind neben eindeutigen Vorteilen bei der Geräuschreduzierung, eine erhöhte Überlastbarkeit und reduzierte Verluste beim Einsatz von moderner EC-Lüftertechnologie erzielbar. Zusammenfassend sind alle Vorteile von heute verfügbaren drehzahlregelbaren Lüftern gegenüber der Verwendung von herkömmlichen Asynchronmotoren aufgelistet:

- Stufenlos variable Drehzahlregelung ist möglich
- Optimierte Kühlleistung
- Reduzierte Schallemissionen
- Erhöhung der Überlastbarkeit
- Geringere Atmung des Transformators
- Geringere Alterung des Öl-/Paperisolationssystems
- Höhere Lebensdauererwartung des Transformators
- Einschaltstrombegrenzung durch Sanftanlauf
- Sanftanlauf und kontinuierlicher Betrieb unterstützen hohe Lebensdauer der Lüfter
- Hoher Motorwirkungsgrad bis zu 90 %
- Reduzierung der Aufnahmeleistung (Verluste)
- Senkung der Betriebskosten
- Lüfterstandardisierung: 1 Lüfter für alle Drehzahlen & Geräuschanforderungen einsetzbar

3.4 Architektur des neuen Konzepts mit drehzahlregelbaren Lüftern

Stand der Technik ist es, jeden einzelnen Lüfter eines ONAF gekühlten Transformators typischerweise mit einer separaten Spannungsversorgung vom Schaltschrank zu verdrahten. Aufwendige Kabelverlegungen am Transformator (Bild 9.a) vom Steuerschrank zu jedem einzelnen Lüfter sind das Resultat, was den Einsatz eines großen Steuerschranks zur Folge hat. Des Weiteren befindet sich für jeden einzelnen Lüfter ein Motorschutzschalter im Schaltschrank. Dies hat zur Folge, dass der Schrank mit einer Vielzahl von Reihenklemmen, Schützen und Steuer- und Bedienelementen ausgestattet werden muss (Bild 10.a).

Das neue Konzept sieht demgegenüber vor, drehzahlregelbare Lüfter einzusetzen und durch eine neue Architektur den Installationsaufwand deutlich zu vereinfachen (Bild 9.b). Dies wird erreicht, indem eine gemeinsame Spannungsversorgung für alle Lüfter vorgesehen ist. Damit wird der Installationsaufwand wesentlich verringert, da nur eine Leitung zur Spannungsversorgung aus dem Schaltschrank geführt werden muss. Daneben wird eine gemeinsame Steuerleitung für alle Lüfter eingesetzt. Alternativ können die gemeinsame Steuerleitung und Spannungsversorgung auch als Ringleitungen ausgeführt werden, um so eine Erhöhung der Ausfallsicherheit zu erreichen.

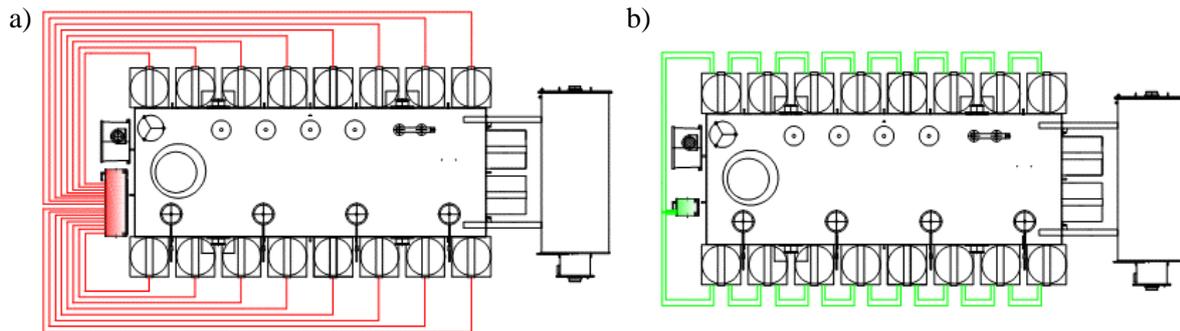


Bild 9: Schematische Draufsicht eines Transformators mit Verdrahtung der Lüfter
 a) Herkömmliche aufwendige Verdrahtung mit großem Steuerschrank
 b) Neue reduzierte Verdrahtung mit minimiertem Steuerschrank

Jeder einzelne EC-Lüfter ist mit einem integrierten Motorschutz ausgestattet (siehe Beschreibung Kapitel 3.2). Dementsprechend kann der bei Asynchronmotoren notwendige Motorschutzschalter im Schaltschrank entfallen. Außerdem entfällt eine Vielzahl von Reihenklemmen, da das Konzept vorsieht nur eine Leitung zur Spannungsversorgung aus dem Schrank zu führen. Die Schrankgröße kann mit dem neuen Konzept auf etwa ein Viertel verkleinert werden (Bild 10.b).

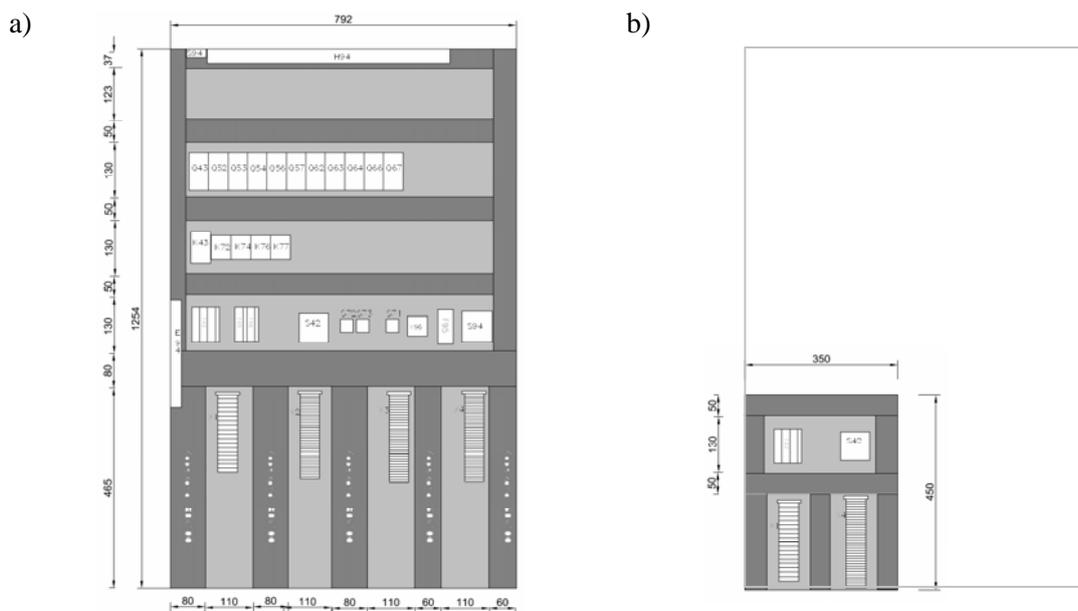


Bild 10: Schematische Darstellung eines typischen Steuerschranks für ONAF gekühlte Transformatoren
 a) herkömmliche Ausstattung mit Motorschutzschaltern, Bedienelementen und eine Vielzahl von Reihenklemmen zum Anschluss jedes einzelnen Lüfters
 b) Neues Konzept mit deutlich reduziertem Steuerschrank, keine Motorschutzschalter im Schrank notwendig und deutlich weniger Reihenklemmen durch Einsatz einer gemeinsamen Spannungsversorgung und Steuerleitung für alle Lüfter

Das Konzept sieht weiter vor, dass bei Ausfall des Steuersignals jeder Lüfter automatisch auf eine vordefinierte Notdrehzahl fährt. Dies könnte zum einen aufgrund eines Kabelbruchs der Fall sein, zum anderen durch einen Defekt an der Steuerungseinheit hervorgerufen werden. Ein kompletter Lüfterausfall, bedingt durch ein fehlendes Steuersignal, wird dadurch ausgeschlossen. Ein Ausfall eines einzelnen Lüfters würde dadurch kompensiert, indem die restlichen Lüfter etwas schneller laufen. Fällt das Steuersignal oder die Spannungsversorgung aus, so reagiert ein im Lüfter befindlicher

Wechselkontakt, und es wird eine Meldung abgesetzt. Dem Betreiber des Transformators kann auf diese Weise der Ausfall gemeldet werden, um so Abhilfemaßnahmen treffen zu können.

Zusammenfassend sind die Vorteile des neuen Konzepts im Überblick aufgelistet:

- Integrierter Motorschutz (Motor-Blockierung, Überstrom, Unterspannung), dadurch kein extra Motorschutzschalter im Schaltschrank notwendig
- Neues Konzept für den Notbetrieb von Lüftern
- Reduzierter Verdrahtungsaufwand, weniger Installationsmaterial
- Wesentlich weniger Platzbedarf und damit kleinerer Schaltschrank notwendig

3.5 Neue Lüftersteuerung mit verschiedenen Steuerungsmöglichkeiten

Das neue Konzept sieht verschiedene Steuermöglichkeiten der EC-Lüfter vor (Bild 11). Basis dafür bilden unterschiedliche Anschlussmöglichkeiten. Die Lüfter verfügen über Signaleingänge zur Drehzahlregelung sowie einen Signalausgang, um Störungen melden zu können. Daneben sind die Lüfter mit einer RS485-Schnittstelle ausgestattet. Dies führt zu folgenden Steuerungsmöglichkeiten:

- Manuelle Drehzahlvorgabe
- Automatische Steuerung mittels PT100-Temperatursensor
- Automatische und manuelle Steuerung mittels Software via RS485 Schnittstelle
- Automatische und manuelle Steuerung durch ein Online-Monitoringsystem

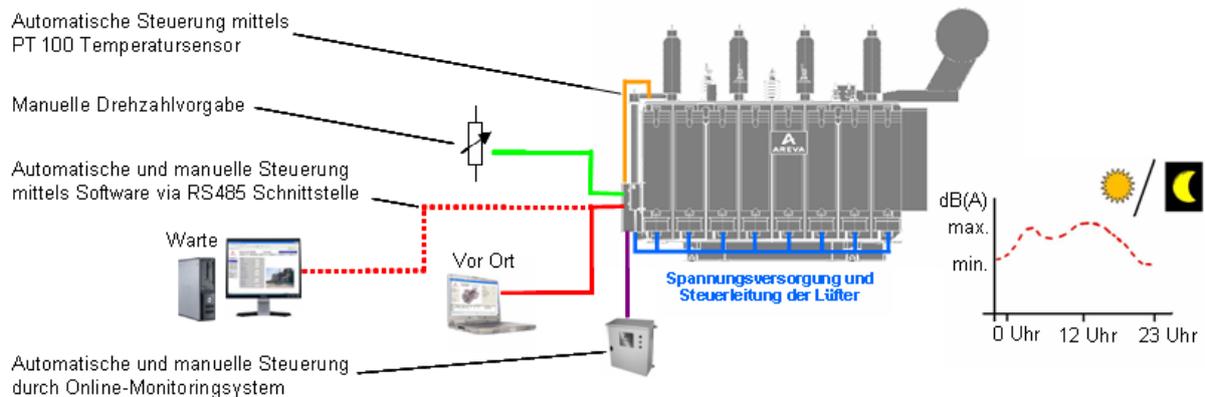


Bild 11: Neue Lüftersteuerung mit verschiedenen Steuerungsmöglichkeiten

Manuelle Drehzahlvorgabe über Potentiometer

Es besteht für den Betreiber die Möglichkeit, die Drehzahl der Lüfter über ein Potentiometer manuell am Schaltschrank einzustellen. Auf diese Weise kann eine gezielte Kühlleistung vorgegeben werden.

Automatische Steuerung mittels PT100-Temperatursensor

Bei der automatischen, stufenlosen Lüftersteuerung richtet sich die Lüfterdrehzahl nach der oberen Öltemperatur. Dazu ist in einer Thermometertasche am Deckel des Transformators ein PT100-Temperatursensor installiert, dessen RTD-Signal über einen Messwertumformer im Schaltschrank in ein 4 bis 20 mA-Steuersignal umgesetzt wird. Dieses Steuersignal wird den Lüftern zugeführt. Bei einer Öltemperatur kleiner als +30 °C würden sich beispielsweise die Lüfter nicht drehen. Erst bei höher werdenden Temperaturen würde sich die Drehzahl der Lüfter entsprechend erhöhen. Bei einer Temperatur von +80 °C wäre beispielsweise die volle Drehzahl erreicht. Der Einsatz von Umformern mit individuell einstellbaren Kennlinien ist zusätzlich möglich.

Automatische und manuelle Steuerung mittels Software via RS485 Schnittstelle

EC-Lüfter lassen sich durch eine Software lokal oder ferngesteuert regeln. Über eine spezielle Software lassen sich alle Parameter des Lüfters, die auf einem EEPROM des Motors gespeichert werden, verändern. Es lassen sich verschiedene Betriebsarten einstellen wie Drehzahl- oder Sollwertregelung. Die Software erkennt bei Initialisierung automatisch alle adressierten Lüfter. Die Softwarevisualisierung gibt einen schnellen Überblick über jeden einzelnen Lüfterstatus. Es besteht die Möglichkeit, Werte für minimale und maximale Drehzahl vorzugeben. Mit Hilfe der Software lassen sich aktuelle Betriebsdaten der Lüfter erfassen (Bild 12). Dies sind neben der Versorgungsspannung der aufgenommene Strom, Temperaturen des Motors, aktueller Betriebszustand, Fehlermeldungen, Drehzahl, Drehrichtung und die momentan aufgenommene Leistung.

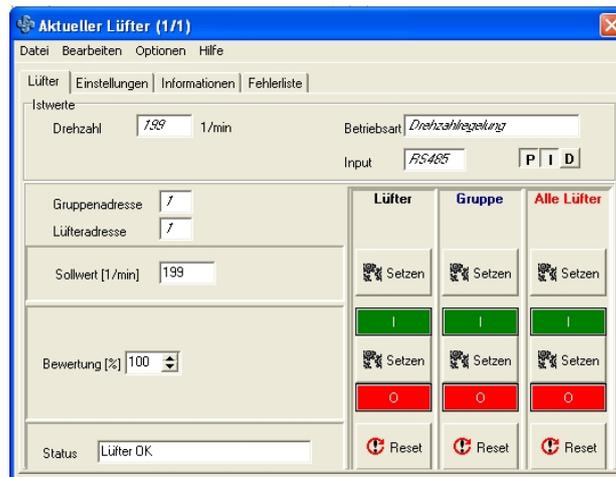


Bild 12: Software zur Erfassung des Betriebszustands und Steuerung drehzahlregelbarer Lüfter

Automatische und manuelle Steuerung durch ein Online-Monitoringsystem

Monitoringsysteme haben heutzutage einen hohen Stellenwert in der Überwachung von Leistungstransformatoren erreicht. Es können sich anbahnende Schäden zuverlässig detektiert und die online erfassten Daten (Schadensverläufe) aufgezeichnet werden. Neben der Fehlerfrüherkennung und damit Verringerung von Ausfallraten und Kollateralschäden, liegen die Vorteile des Online-Monitoring bei der Unterstützung einer optimierten Instandhaltungsstrategie sowie einem kontrollierten Betrieb des Transformators [6].

Mit Hilfe eines Monitoringsystems kann eine Steuerung der Lüfter einer Kühlanlage abhängig von der Belastung und der Öltemperatur durchgeführt werden. In Bild 13 ist beispielhaft die Online-Datenvisualisierung durch ein Monitoringsystem dargestellt. 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.

Das in diesem Beitrag vorgestellte Konzept, eine Kühlanlagensteuerung mit drehzahlregelbaren Lüftern zu realisieren, kann mit einem Online-Monitoringsystem intelligent verknüpft werden. Auf diese Weise können die Vorteile des vorgestellten Konzepts mit denen des Online-Monitoringsystems verbunden werden. Das Monitoringsystem kann die benötigte Kühlleistung vorgeben und die Lüfter intelligent steuern.

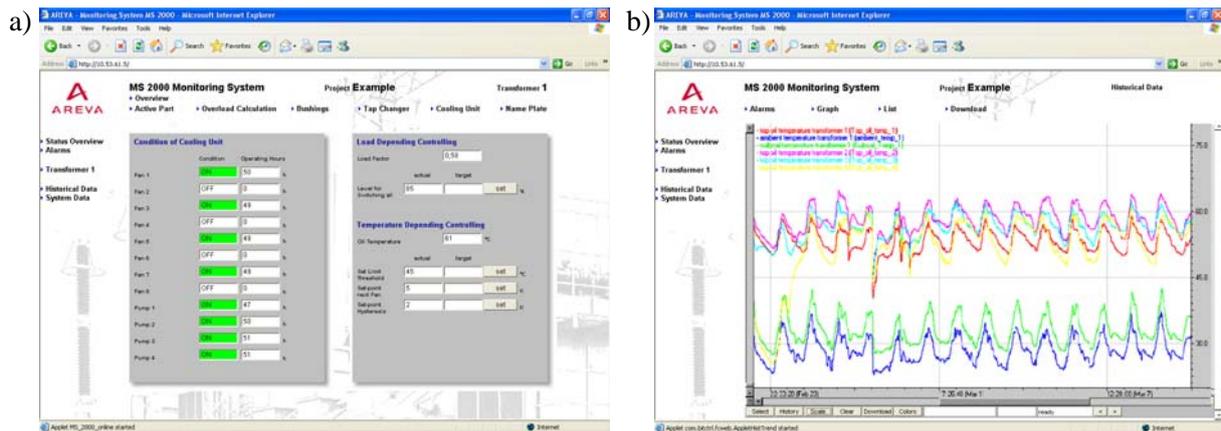


Bild 13: Web-basierte Datenvisualisierung eines Online-Monitoringsystems
 a) Betriebszustand der Kühlanlage mit Kühlanlagensteuerungsfunktionen
 b) Grafische Darstellung historisch gespeicherter Daten

4 ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen dieses Beitrags wurde erläutert, welche physikalischen Vorgänge im Transformator Schallemissionen hervorrufen. Vibrationen des Kerns und an den Wicklungen rufen Schwingungen hervor, die über verschiedene Kopplungspfade an die Umgebung übertragen werden. Jede einem Transformator zugehörige Kühleinrichtung erzeugt im Betrieb ebenfalls Geräusche. Aus den Geräuschen des Transformators und seiner Kühleinrichtung ergibt sich ein Summengeräusch. Verschiedene bekannte Maßnahmen zur Reduzierung von Geräuschen wurden im Beitrag kurz erläutert.

Daneben wurde im Beitrag ein neues Konzept zur Steuerung von Lüftern beschrieben mit dem Ziel Geräusche und Verluste zu optimieren. Zunächst wurde der Stand der Technik beschrieben, bei dem typischerweise Lüfter - in zwei Lüftergruppen aufgeteilt - angesteuert werden. Nachteilig bei dieser Methode ist, dass nur eine relativ grobe Stufung in der zugeführten Kühlleistung erreicht werden kann.

Eine wesentlich verbesserte Steuerung der Kühlleistung kann hingegen durch heutzutage verfügbare stufenlos drehzahlregelbare Lüfter erreicht werden. Im Beitrag wurde die Technologie dieser Lüfter beschrieben. Anhand einiger Beispiele wurden die sich daraus ergebenden vielschichtigen Vorteile aufgezeigt: Durch den Einsatz bürstenloser Gleichstrommotoren ergibt sich eine hohe zu erwartende Lebensdauer der Lüfter. Neben den Vorteilen einer Einschaltstrombegrenzung durch Sanftanlauf liegt der Motorwirkungsgrad bei bis zu 90 %. Dies führt zu einer deutlichen Reduzierung der Aufnahmeleistung. Die Betriebskosten des Transformators können dadurch gesenkt werden.

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass neben der Erzielung einer der Belastung des Transformators optimierten Kühlleistung, deutliche Reduzierungen bei den Schallemissionen erreichbar sind. Die Vorteile wiegen umso deutlicher, je geringer die Lüfterdrehzahl ist. Eine Erhöhung der Überlastbarkeit des Transformators kann zusätzlich erreicht werden. Hierzu ist die Kühlleistung der Lüfter so auszulegen, dass bei Nennbelastung des Transformators die Lüfterdrehzahl vermindert ist. Folglich ist gewährleistet, dass auch bei einer Überlastung des Transformators noch genügend Kühlleistung zugeführt werden kann, da die Lüfter noch bis zu ihrer Nenndrehzahl hoch geregelt werden können.

Eine temperaturabhängige stufenlose Drehzahlregelung führt im optimalen Fall dazu, die Temperatur des Transformators über einen breiten Lastbereich konstant zu halten. Eine geringere Atmung und daraus resultierende höhere Lebensdauererwartung für den Transformator ist die Folge.

Im Beitrag wurde die Architektur für die Verdrahtung nach einem neuen Konzept vorgestellt. Wesentliche Vorteile liegen bei einem reduzierten Verdrahtungsaufwand, hervorgerufen durch eine gemeinsame Leitung zur Spannungsversorgung für alle Lüfter. Daneben ist der Motorschutz in den neuen Lüftern integriert, d. h. es ist weniger Platzbedarf und damit ein wesentlich kleinerer Steuerschrank notwendig.

Zudem bietet die neue Lüftersteuerung verschiedene Steuerungsmöglichkeiten. Neben einer manuellen Drehzahlvorgabe können die Lüfter automatisch in Abhängigkeit von der Öltemperatur stufenlos geregelt werden. Eine verfügbare Schnittstelle ermöglicht es, die Lüfter über eine Software zu steuern und aktuelle Betriebsdaten zu erfassen. Darüber hinaus eignet sich das Konzept dazu, die Kühlanlagensteuerung mit einem Online-Monitoringsystem zu verknüpfen. Neben dem Management der Verluste kann dadurch auch eine Erhöhung der Überlastbarkeit durch Vorkühlung des Öls erreicht werden und rundet das Gesamtkonzept ab.

LITERATUR

- [1] Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)
- [2] DIN EN 60076-10 „Leistungstransformatoren – Teil 10: Bestimmung der Geräuschpegel“
- [3] R. Küchler: „Die Transformatoren“, Springer Verlag, 2. Auflage, 1966
- [4] DIN EN 60076-2 „Leistungstransformatoren - Teil 2: Übertemperaturen“
- [5] Produktkatalog Transformatorventilatoren, ebmpapst, 2007
- [6] T. Stirl: „Umfassendes Online-Monitoring – Praktische Betriebserfahrungen“, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Stuttgart, 2006
- [7] F. Hofmann, J. Harthun: „Low Maintenance and Extended Lifetime with Hermetic Power Transformers“, MatPost07, Lyon, Frankreich, 2007
- [8] M. Rösner, S. Tenbohlen: „Online-Feuchtigkeitsüberwachung der festen Isolierstoffe in Leistungstransformatoren“, ETG Fachtagung, Köln, 2004
- [9] M. Koch, S. Tenbohlen, T. Stirl: “Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers”, CMD 2006, Changwon, Korea, 2006
- [10] EN 50216-12 draft „Zubehör für Transformatoren und Drosselspulen – Teil 12: Ventilatoren“

Lastgeräusch bei Transformatoren

Erik de Groot
Smit Transformatoren
E.de.Groot@smit-trafo.nl
Niederlande

Cees Spoorenberg
Smit Transformatoren
C.Spoorenberg@smit-trafo.nl
Niederlande

KURZFASSUNG

Die Geräuschbildung bei Transformatoren, Summe von Leerlauf- und Lastgeräusch, wurde früher durch das Leerlaufgeräusch beherrscht. Verbessertes Kernmaterial und auch relativ schwerere Belastungen haben dafür gesorgt, dass das Lastgeräusch die Geräuschbildung bei Transformatoren bestimmen.

Der Ursprung des Lastgeräusches ist nahezu direkt abhängig vom Streufeld im Transformator. Aus Messungen kann eine allgemeine Formel abgeleitet werden, die als Richtlinie zur Ermittlung des zu erwartenden Lastgeräusches dienen kann.

Die Grenzen der Vorhersagbarkeit vom Lastgeräusch wird in der Praxis deutlich, wenn durch unterschiedliche Ursachen der vorhergesagte Wert überschritten wird. Geräuschreduzierende Maßnahmen können dann helfen, jedoch in einigen besonderen Fällen, wobei Resonanzen vom Kessel eine Rolle spielen, sind ausführliche dynamische Analysen nötig.

Lastgeräusch

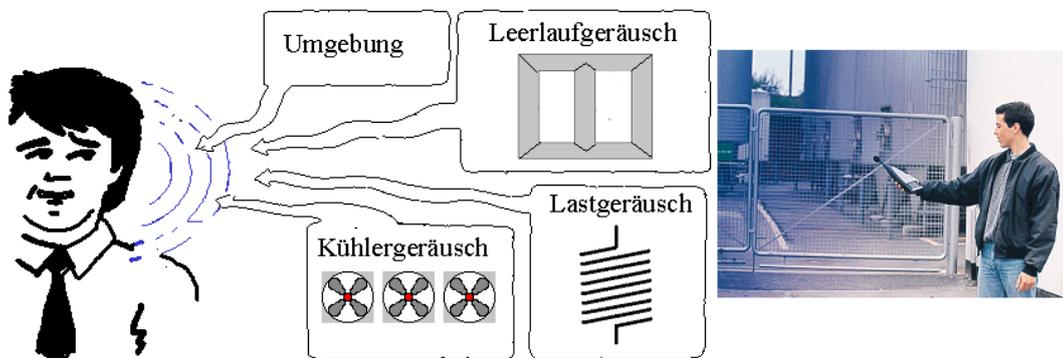
bei Transformatoren

E. de Groot
C. Spoorenberg

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Gesamttransformatorengeräusch setzt sich zusammen aus:

$$Lw(A) = 10 \cdot Lg \left(10^{\frac{Lw(A)_{\text{leerlauf}}}{10}} + 10^{\frac{Lw(A)_{\text{last}}}{10}} + 10^{\frac{Lw(A)_{\text{Kühler}}}{10}} \right)$$



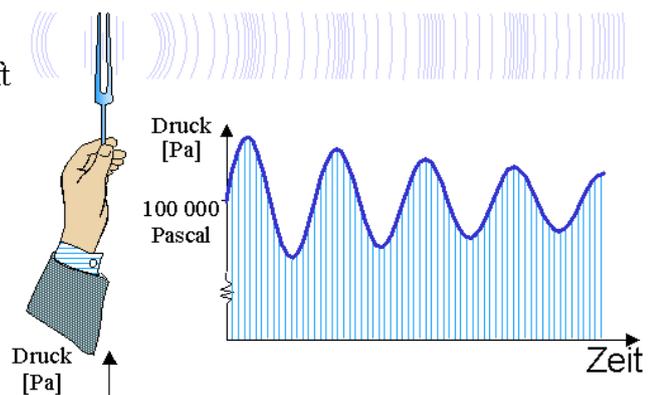
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Warum wird (Last-)geräusch immer wichtiger?
 - Kernblech stark verbessert
 - Transformatoren werden relativ höher belastet
 - Nähe zu Wohnorten

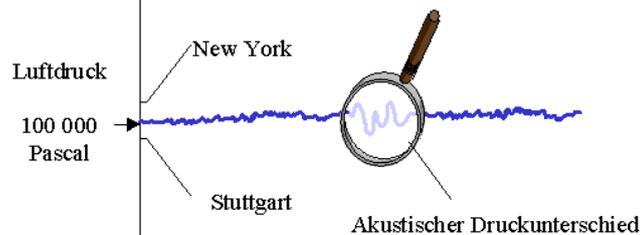


Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Schallwellen
 - Druckwechsel in der Luft
 - Welle hat Richtung
 - Hörbar
 - Frequenz - Tonhöhe
 - Amplitude - Lautstärke

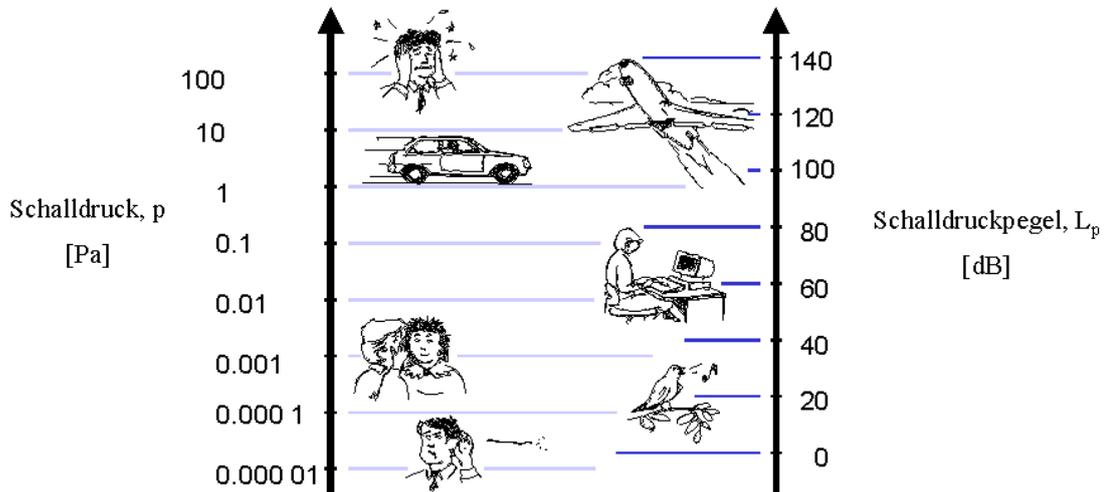


- Druck
 - Gleichanteil
 - Wechselanteil



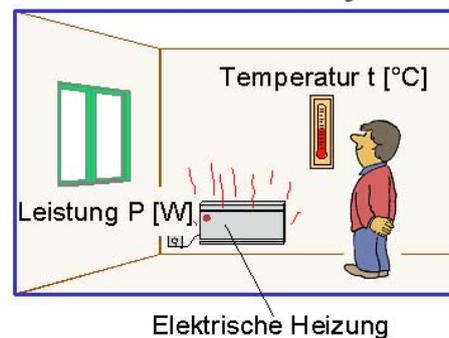
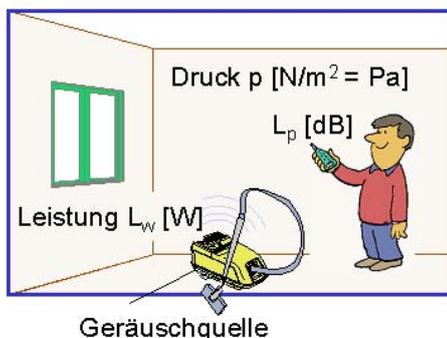
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Druckbereich
 - Mensch hört logarithmisch



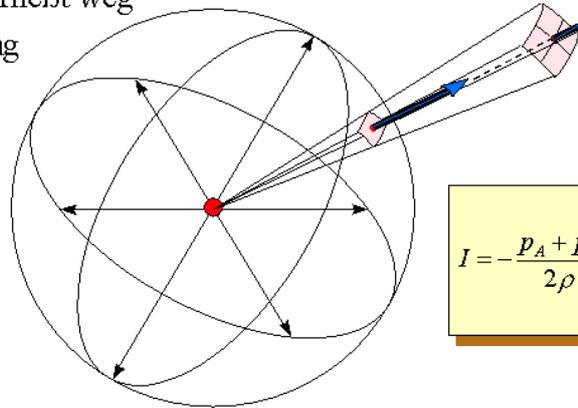
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Leistung ist die Ursache, die man nicht hören kann
 - Totale Energie die eine Quelle abstrahlt [W]
 - Schalleistung [L_w]
- Druck ist die Wirkung in einer bestimmten Entfernung
 - Kann man mit dem Gehör wahrnehmen [Pa]
 - und mit einem Dezibelmeßgerät [L_p]



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Messen mittels Schallintensität $L_{i(A)}$
 - Quelle → Energie fließt weg
 - Größe und Richtung



$$I = -\frac{p_A + p_B}{2\rho} \int \left(\frac{p_A - p_B}{\Delta r} \right) dt$$

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Ursachen von Transformatorgeräusch

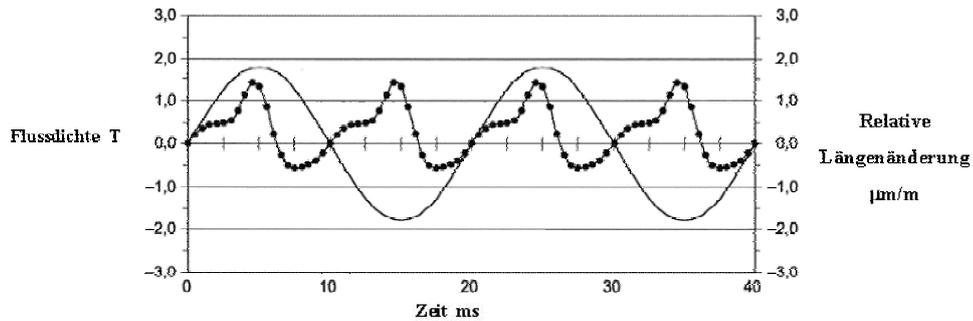
- Leerlaufgeräusch
- Lastgeräusch
- Kühlergeräusch



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Leerlaufgeräusch

- Magnetischer Fluss → Längenänderung der Bleche



- Geräusch hängt ab von Geschwindigkeit der Bewegung
- Differentialquotient
- Grundton = 2 x Erregungsfrequenz
- Viele gerade Harmonischen

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Kühlergeräusch

- Hauptsächlich Lüftergeräusch
- Luftturbulenzen
- Abhängig von der Drehzahl
- Lüfterentwurf
- Lüfteranzahl
- Auslegung am Trafo

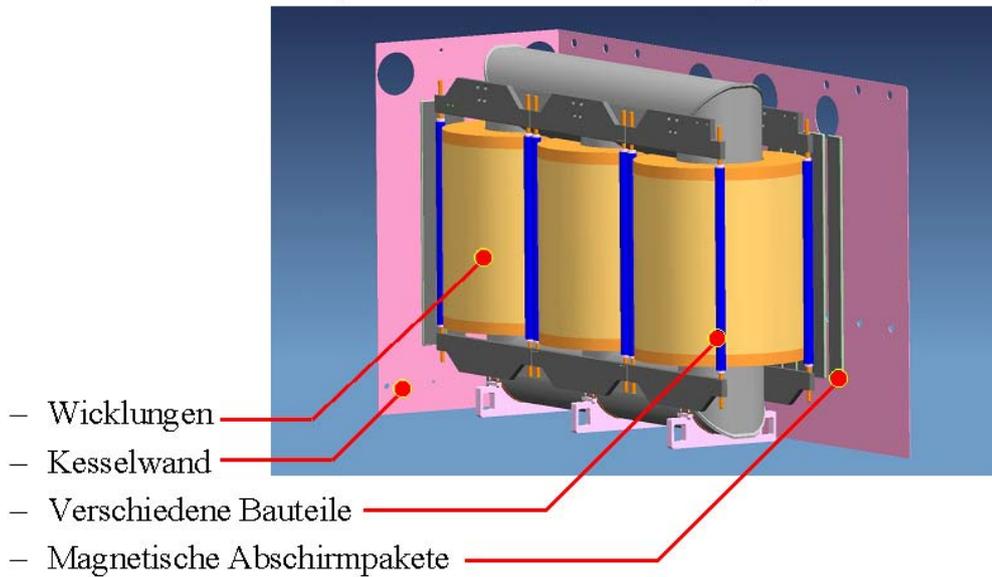


- Pumpgeräusch vernachlässigbar

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Lastgeräusch

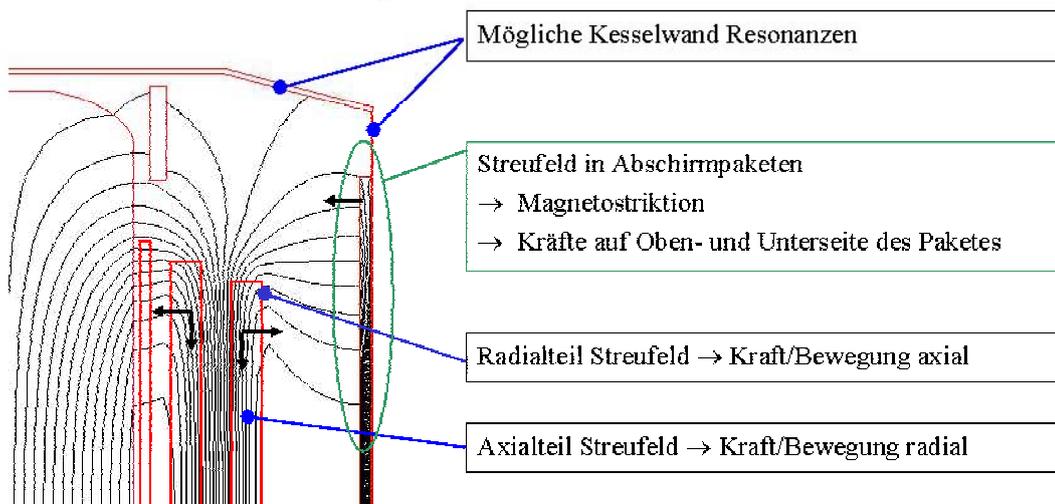
- Streufeld → Elektrodynamische Kräfte, 2 x Netzfrequenz



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Lastgeräusch

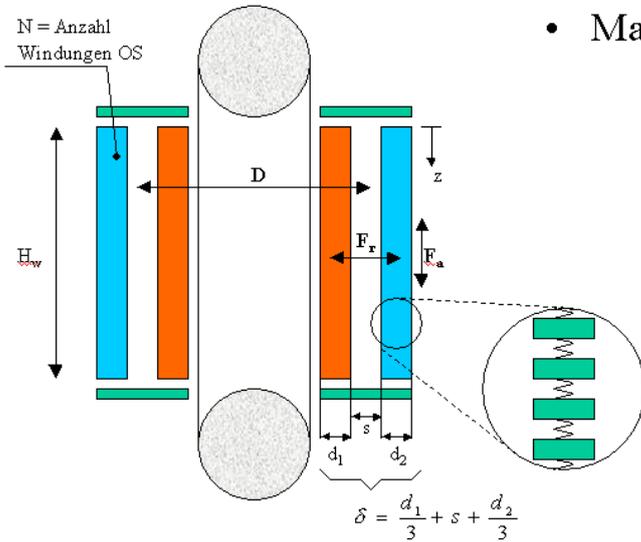
- Streufeld → Elektrodynamische Kräfte



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Lastgeräusch

- Streufeld → Kräfte in den Wicklungen → axial dominiert



- Magnetische Energie W_m

$$F_z = \frac{\partial W_m}{\partial z} = \frac{d}{dH_w} \left(\frac{X \cdot I^2}{2 \cdot \omega} \right)$$

$$X = \omega \cdot \frac{\mu_0 \cdot N^2}{H_w} \cdot \pi \cdot D \cdot \delta$$

$$F_z = \frac{I^2 \cdot X}{2 \cdot \omega} \cdot \frac{1}{H_w}$$

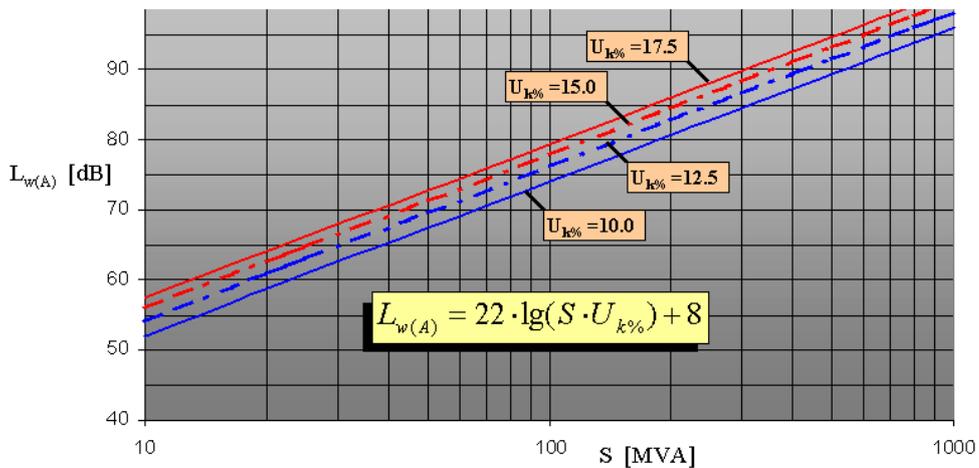
$S \cdot U_{k\%}$ [MVar]

Reaktive Leistung

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Lastgeräusch $L_{w(A)}$ (reaktive Leistung als Parameter)

- Abschätzung der Schalleistung
- Messen mittels Schallintensität-Verfahren



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Möglichkeiten zur Reduzierung des Lastgeräusches

- Aluminiumverkleidung der Kesselwände



- Konstruktive Maßnahmen



- Transformator in Gehäuse



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Probleme aus der Praxis

- Wärmelauf Mai 2007

- Lastgeräuschmessung:
Messwert $L_{w(A)} = 102 \text{ dB(A)}$
20 dB über erwarteten Wert

- Hohe Kesselvibrationen

- Mögliche Kesselresonanzen?

- Analyse notwendig

280 MVA, 60 Hz, 500/230 kV, Uk%= 14.2%



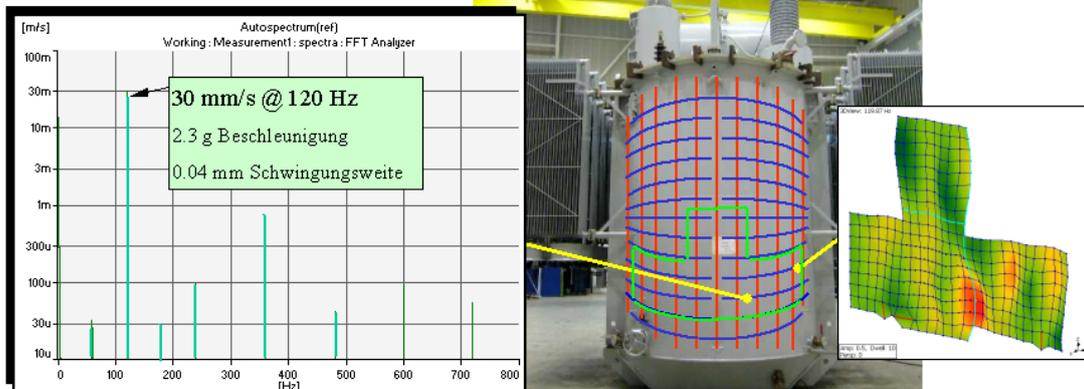
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Analyse
 - Messen der Schwingungen im Betrieb
 - Modalanalyse , bestimmen Eigenfrequenzen
 - FEM Modell des Transformators, mit Schwingungsquelle
- Fachbereichsexperte



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

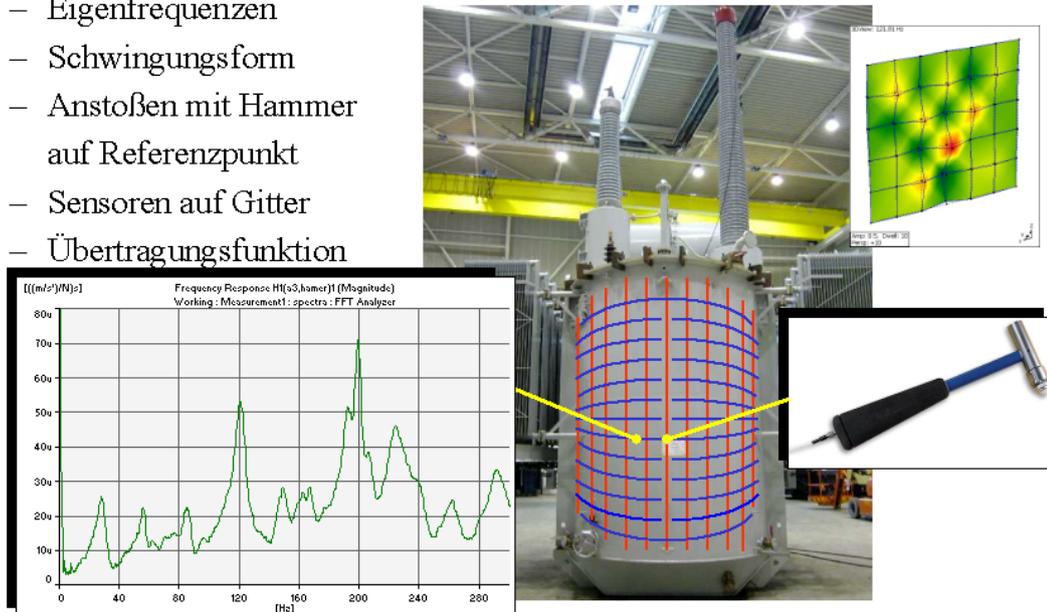
- Messen der Schwingungen im Betrieb
 - Wärmelauf 125%
 - Gitter auf der Kesselwand
 - Hohes Schwingungsniveau
 - Schwingungsform



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- Modalanalyse , bestimmen Eigenfrequenzen

- Eigenfrequenzen
- Schwingungsform
- Anstoßen mit Hammer auf Referenzpunkt
- Sensoren auf Gitter
- Übertragungsfunktion



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

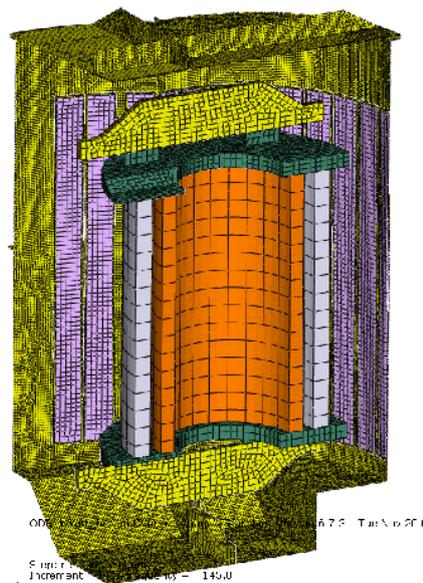
- FEM Modell des Transformators, mit Schwingungsquelle

Modellieren in 3D

- Kern (unendlich steif)
- Wicklungen
- Presskonstruktion
- Kessel
- Kesselwandabschirmung (geschweißt)
- Öl (akustische Elemente)

Schwingungsquelle

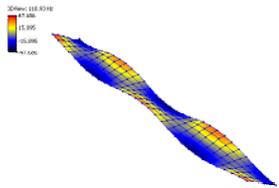
- Kräfte in den Wicklungen (axial)
- Kräfte auf den Kesselwandabschirmungen



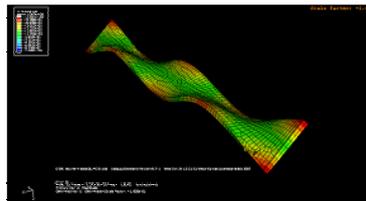
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- **Eigenschaften Kesselwandabschirmung**
 - Kombination von Materialien (Blech + Stahl) → Orthotrop
 - Separate Analyse notwendig (Modalanalyse) → Eigenfrequenzen → Eigenformen

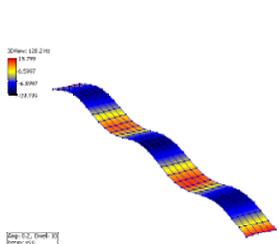
Messung (119 Hz)



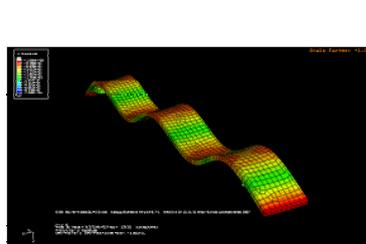
Modell (117 Hz)



Messung (128 Hz)



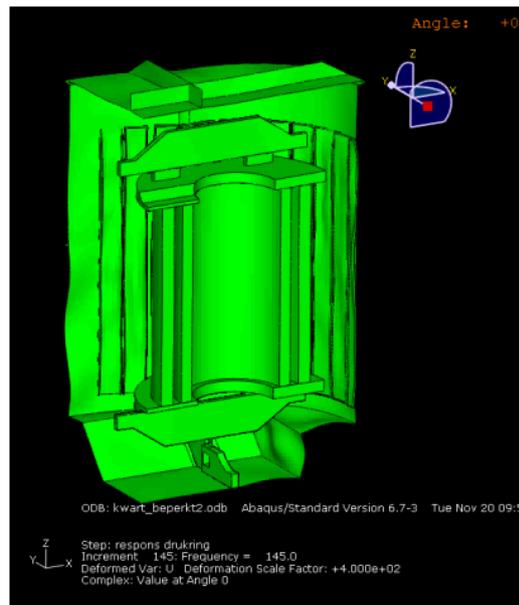
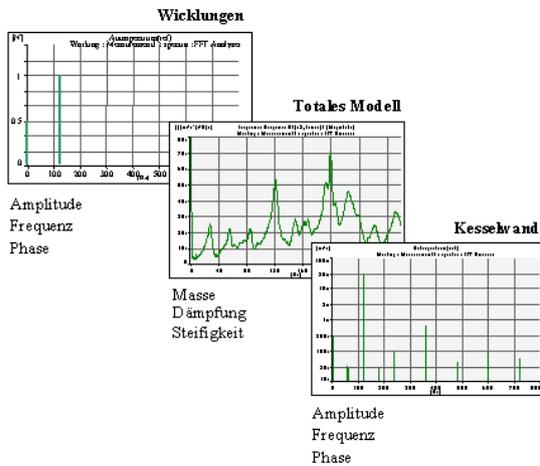
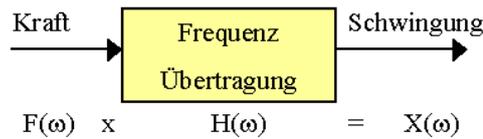
Modell (130 Hz)



Abweichung
Eigenfrequenzen 0 bis 500 Hz
Modell - Realität < 2 %

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

• **Ergebnis**

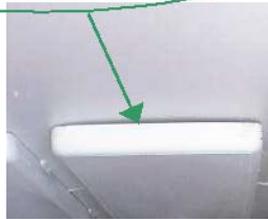


Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

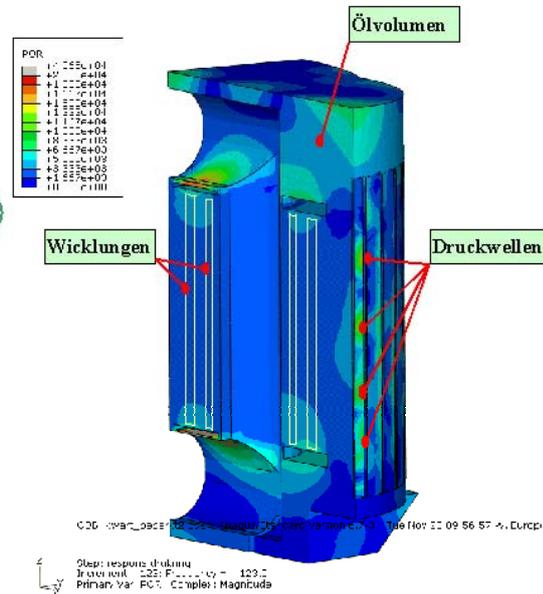
• Ergebnis

- Ölmodell
Druckverteilung im Öl

Druckwellen in Ölspalt hinter den Kesselwandabschirmungen



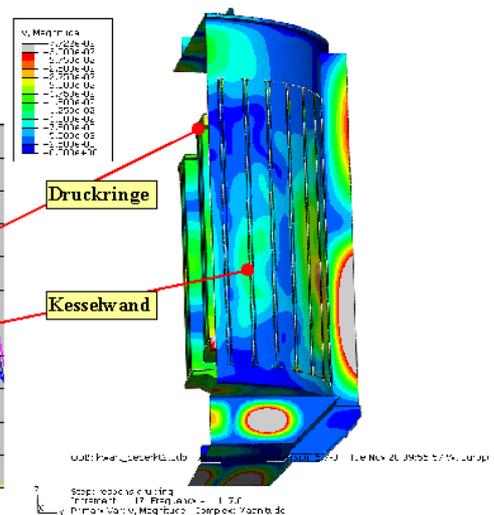
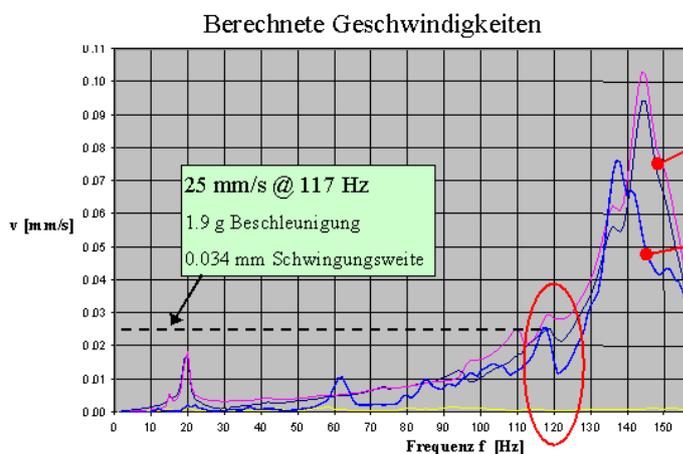
- Verstärkung der Schwingungen
Frequenz abhängig



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

• Ergebnis

- Geschwindigkeit der Kesselwand an der Oberfläche
- Model vergleichbar mit Messung

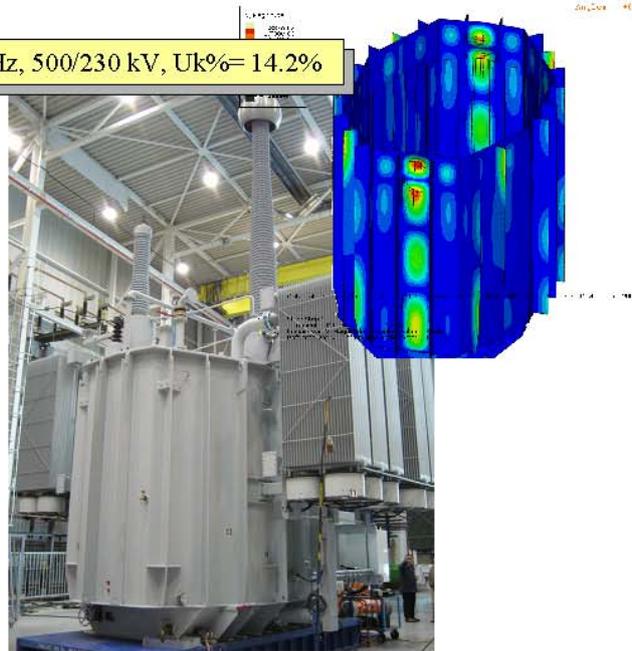


Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

• Ergebnis

- Wärmelauf Januar 2008
- Kesselkonstruktion angepasst
Lastgeräusch $L_{w(A)} = 99 \text{ dB(A)}$
Verbesserung $\pm 3 \text{ dB}$
- Dynamisches Verhalten 50 Hz
Lastgeräusch $L_{w(A)} = 94 \text{ dB(A)}$
Verbesserung $\pm 8 \text{ dB}$

280 MVA, 60 Hz, 500/230 kV, Uk%= 14.2%



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

• Schlußfolgerung

1. **Lastgeräusch spielt eine immer größere werdende Rolle**
 - Anforderungen in Spezifikationen
2. **Lastgeräusch hauptsächlich von reaktiver Leistung bestimmt**
 - Einschätzung durch Formel möglich
3. **Einzelprobleme im Prüffeld sind kaum auszuschließen**
 - Kesselresonanzen schwer zu simulieren

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

800 kV Ultra HVDC – Eine technische Herausforderung

Peter Heinzig

Siemens AG, Energy Sector
PTD T PN T
peter.heinzig@siemens.com
Nürnberg, Germany

Thomas Hammer

Siemens AG, Energy Sector
PTD T TI
thomas.th.hammer@siemens.com
Nürnberg, Germany

800 kV HVDC TRANSFORMATOREN

In verschiedenen Regionen der Erde besteht zur Abdeckung des ständig wachsenden Energiebedarfs die Notwendigkeit, größte Energiemengen effizient und kostengünstig über lange Strecken zu transportieren. Zur Bewältigung dieser technischen Herausforderung hat man mit 800 kV eine Spannungsebene für HVDC gewählt, die die Übertragungskosten gegenüber der bisher vorwiegend genutzten 500 kV DC Systemen bezogen auf Entfernung und Übertragungsleistung um ca. 25% senkt.

Zur Realisierung der Sende- und Empfangsstationen einer derartigen Übertragungsstrecke werden HVDC-Transformatoren benötigt, die die entsprechenden Gleichrichterbrücken speisen.

Die Entwicklung eines Transformators für eine 800 kV HVDC-Übertragungsstrecke stellt einen Meilenstein in der Transformatorenteknologie dar.

Für konventionelle Transformatoren hat ein solcher Entwicklungsschritt zuletzt vor etwa 40 Jahren mit dem breiten Auf- und Ausbau der 765 kV Wechselspannungsebene stattgefunden. Höhere Spannungsebenen sind nur in Pilotprojekten in einigen wenigen Ländern realisiert worden und haben bisher keine kommerzielle Bedeutung erlangt. Bei der Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC) ist seit Jahrzehnten 600 kV die größte Übertragungsspannung, die in nur einer Anlage realisiert wurde. Alle HGÜ-Übertragungsstrecken danach wurden wieder mit maximal 500 kV DC Übertragungsspannung ausgeführt, die in den 70er Jahren erstmals eingesetzt wurde.

Die Produktentwicklung und Fertigung erfordert ein enges Zusammenarbeiten aller Beteiligten von der Anlagenplanung über den Transformatorenhersteller bis zu den entsprechenden Materiallieferanten.

Bei der Entwicklung der 800 kV Transformatorenteknologie wurden entsprechend neue Lösungen auf nahezu allen relevanten Gebieten wie z.B. bei Materialien, im Design und in der Fertigung entwickelt, die sich von den bisher bekannten Ausführungen teilweise erheblich unterscheiden.

Hochfrequente Teilentladungsmessung – Anwendung vor Ort und in der Labormesstechnik

Sacha Markalous
LDIC GmbH
markalous@ldic.de
Germany

Thomas Strehl
LDIC GmbH
strehl@ldic.de
Germany

Eberhard Lemke
LDIC GmbH
lemke@ldic.de
Germany

ABSTRACT

Die konventionelle Messung der scheinbaren Ladung von Teilentladungen (TE) gemäß IEC 60270 und die Signal-Auskopplung über einen Hochspannungskondensator sind im Bereich der Labormesstechnik für die Qualitätsprüfung üblich.

Für die Anwendung vor Ort und im Betrieb von Anlagen wurde die bestehende konventionelle TE-Messung in den zurückliegenden Jahren durch innovative hochfrequente TE Auskoppelverfahren und -Sensorik oder auch akustische Messverfahren erweitert. Die dabei eingeführten Entwicklungen und ausgenutzten Charakteristika der fortgeschrittenen Methoden können nun umgekehrt auch die TE-Messtechnik im Labor positiv beeinflussen.

Der kommende Standard IEC 62478 und bestehende Cigré-Empfehlungen nehmen direkt Bezug auf die vorteilhafte Verwendung dieser Verfahren. Der Beitrag gibt einen Überblick des aktuellen Stands der genannten Themenblöcke und zeigt Anwendungen für verschiedene Betriebsmittel wie Kabelgarnituren, Transformatoren oder GIS.

1 INTRODUCTION AND BACKGROUND

The conventional measurement of apparent charge of Partial Discharge (PD) according to IEC60270 [1] and signal decoupling with a high voltage capacitor are common for measurement technology within the quality assurance laboratories for the production of high voltage (HV) products.

In recent years a growing demand for on-site/on-line PD diagnostics with high measurement sensitivity lead to the development of innovative advanced PD decoupling and measurement methods to overcome certain drawbacks of the conventional method in these applications. Combining the so-called UHF (Ultra High Frequencies) or acoustic sensor technology with suitable instrumentation and data processing gives a series of advantages on different HV devices as:

- the easier distinguishing between internal and external PD signals (“Faraday’s cage” effect for UHF detection)
- “diagnostic double checks” and deeper insight in deterioration processes e.g. through comparison with IEC60270 measurement results
- Geometric PD location (either by a combination of UHF and acoustic method or the sole application of one of the methods depending on HV devices under test)
- alternative PD decoupling options

Some of the advantages and specific characteristics of the methods and corresponding sensors respectively can now positively influence PD measurements in the laboratories.

Since e.g. the UHF method cannot be calibrated in terms of apparent charge Cigré contributions [2] and IEC62478 refer to steps like Sensitivity Check and/or Performance Check. With the **Sensitivity Check** the achieved detection sensitivity e.g. with the UHF method should be tested in a worst-case way with a simultaneous IEC60270 measurement for a significant and meaningful PD fault. Whereas the **Performance Check** is a functional check of the whole measuring path including sensors and partial discharge (PD) acquisition system (Note: this is as well of interest for e.g. finding suited frequency bands in on-site measurements).

Hence “unconventional” methods even ought to be used in the laboratories for Sensitivity Checks in parallel measurements with conventional PD testing to enable the adequate application of e.g. the UHF technology on-site afterwards.

Used PD values for the UHF method have to be checked and verified considering their physical significance and their correlation to the currently accepted criteria in PD testing applications of HV components. This is still ongoing in different research groups around the world.

The development of appropriate advanced PD sensors for the various HV devices requires both - knowledge surrounding the construction of the HV device with possible PD types and understanding of matched sensor options in combination with instruments possibilities. Adequate UHF PD Sensors applied to GIS, cable accessories and transformers/reactors are in many cases the major reason for a high sensitivity on-site.

2 UHF SENSORS FOR LABORATORY TESTS

Based on fundamental laboratory studies and field experiences advanced UHF sensors for different applications could be developed and optimized in recent years. In particular the signal-to-noise ratio and immunity against certain disturbances was improved.

Due to the excellent results gained under noisy on-site condition such sensors are now increasingly used for laboratory application with benefits.

In Fig. 1 - 4 examples of UHF PD sensors which have been proven not only for on-site PD diagnostics but also for laboratory tests are given. The area of application ranges from GIS to the examination of cable terminations. UHF PD sensors mounted on oil valves of transformers or reactors respectively

give an alternative possibility to decouple PD signals complementing or replacing the known bushing-tap method.



Fig. 1. UHF sensor adapted to a GIS grounding bar

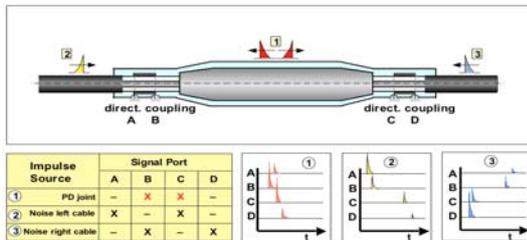


Fig. 2. Directional coupler implemented in a cable joint



Fig. 3a



Fig. 3b

Fig. 3 Oil valve sensors for power transformers/reactors e.g. a) for usage on DN 50 gate valve, b) for DN 80 gate valve



Fig. 4. Inductive UHF sensor for power cable terminations

The main advantage of these new sensors is that a detection sensitivity as low as few pC could be achieved, even if the test area is not screened electromagnetically.

3 MODERN INSTRUMENTS FOR UNCONVENTIONAL PD MEASUREMENT

Unconventional PD measurement and the processing of PD signals derived from various types of sensors require also an extended functionality of the measurement instrumentation. The classification of the signal processing for unconventional measurement is shown in Fig. 5. The used PD instrumentation can basically be classified into frequency and time domain processing. The time domain of the unconventional signal generally uses the ultra wide band spectrum of the acquired signal. After the acquisition a filtering is typically necessary to reduce noise frequencies. A fast peak detection of the wideband signal leads to the phase related pulse sequence.

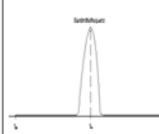
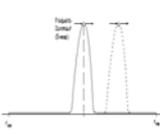
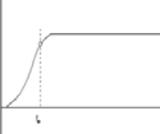
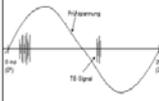
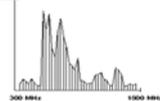
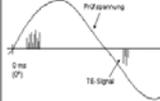
Class	Frequency Domain Measurement		Time Domain Measurement
Mode	Zero Span	Full Spectra	Ultra Wide Band
Frequency Band			
PD Pattern			

Fig. 5. Classification of instruments for unconventional PD signal processing

Alternatively, the signal is processed in the frequency domain. The PD processing is then basically a spectrum analysis of the signal. After computing the complete spectrum, a frequency band is usually selected, considering the PD sensor bandwidth and the bandwidth with the lowest noise spectrum. In Fig. 7 the processing of the PD data is generically illustrated. In order to record PD pulse sequences, the frequency domain processing operates in the zero span mode of the selected bandwidth and also results into phase resolved PD patterns.

Fig. 6a) shows exemplary an instrument which is operating in the time domain and records the peak values of PD pulse sequences in the full spectrum of the ultra wide bandwidth from 110 MHz – 1 GHz. The application of this instrument is e.g. for PD monitoring of cable accessory with inductive UHF sensors [3]. To suit monitoring purposes the instrument is in addition specifically equipped with all kinds of features for permanent PD monitoring. Features like configurable and autonomous alarm processing and self-directed database administration for long-term acquisition and recording are realized.



Fig. 6a



Fig. 6b

Fig. 6. a) four-channel time domain processing UHF instrument (here PD Guard UHF) and b) PD instrument with narrow-band spectrum analyzer functionality (here LDS-6 UHF) with pulse sequence diagnosis features (frequency domain processing)

Fig. 6 b) shows a PD instrument which is based on frequency domain processing featuring an advantageous narrow-band spectrum analyzer functionality. The instrument essentially performs like a spectrum analyzer operating in the full spectrum between 110 MHz and 1700 MHz. The frequency selective span comes with a resolution bandwidth (RBW) of 7 MHz. The center of the span can be tuned to any frequency in accordance to the bandwidth of the applied sensors and the particular noise situation on-site. For an optimum operation the instrument is able to record at a set of predefined center frequencies in a single device setup. With these records a comparing evaluation of the PD behavior in multiple frequency spans can support the interpretation and recognition of the PD fault.

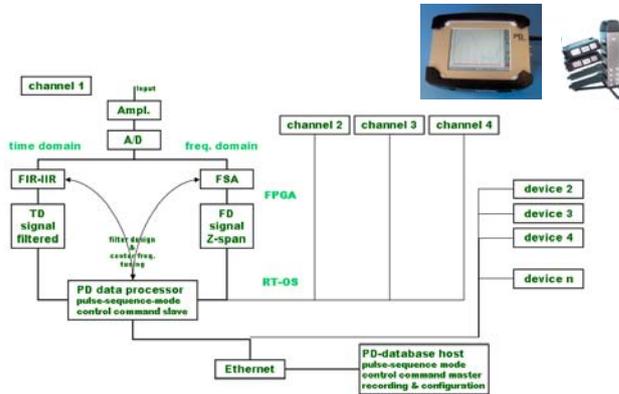


Fig. 7. Fully digital and scalable PD instruments for independent PD recording of multiple separated Sensors (here PD Smart)

Fig. 7 shows the newest fully digital technology (here PD Smart), which is able to operate both in frequency and time domain. It is also scalable to a high speed optical GB Ethernet frame, so that multiple devices and channels can synchronously record PD data from multiple separated sensors. The instrument can be operated autonomously also without network connection and store PD data to local network storage devices.



Fig. 8. multichannel acoustic PD measurement instrument (here LDA-6)

For three-dimensional PD location in either transformers or reactors a multichannel acoustic PD measurement instrument is used, Fig. 8 (here LDA-6). It supports the mixed-acoustic as well as all-acoustic measurements through the option of externally triggering the data acquisition. Mixed-acoustic measurements use electric or electromagnetic PD signals as sensitive trigger for acoustic measurements. This is beneficial for enhancements of the acoustic sensitivity on the basis of averaging. An enhancement of a factor 10 ... 15 in the acoustic detection threshold is achievable [4].

4 APPLICATION OF HIGH FREQUENCY PD TESTING

As mentioned in Chapter 1 the UHF method has to be used in the laboratories for e.g. Sensitivity Checks for a relation to the IEC60270 measurements. As well some of the advantages and specific characteristics of e.g. the UHF method and their corresponding sensors can positively influence PD measurements in the laboratories. An important field of UHF PD application are of course on-site/on-line tests, measurements and installations of monitoring (either permanent or periodic) though. As

examples in the following aspects of PD measurements on transformers and cable accessories are briefly discussed.

4.1 UHF PD measurement on transformers

For UHF PD measurements on transformers various on-site /on-line examples can be stated e.g. [4, 5]. Mostly users want to use benefits of the UHF method like:

- verify the hydrogen measurements
- verify the electric PD monitoring results
- locate potential PD (with additional acoustic measurements)
- identify strong noises clearly (see chapter 1, distinguishing between internal and external PD signals)
- test for PD although gas-in-oil hydrogen indication might be „useless“ due to other faults
- use full in-service UHF PD sensor application, performance check and measurement
- alternative robust and easy PD decoupling (in particular in case of transformers with bushings without capacitive tap)

In transformer laboratory PD measurements as well (additional) aspects could be:

- assure during Factory Acceptance Test (FAT) that electrically recorded heavy PD are external to transformer
- verify the electric PD measurement results
- UHF fingerprint measurement for later reference and comparisons
- combination of IEC60270 and UHF PD measurements either to perform “diagnostic double checks” and possibly have a deeper insight in deterioration processes or to simply de-noise in not perfectly screened test bay

4.2 UHF PD measurements on Cable Accessories

For UHF PD measurements on cable accessories on a 400 kV XLPE insulated single core underground cable systems UHF-PD measuring and monitoring equipment enabling on-line high sensitive continuous partial discharge was designed (sensor see Fig. 4).

The described system operates in the UHF frequency domain hence the derived and evaluated output PD pulse magnitude is more a measure of the PD current amplitude and less of apparent charge as defined in IEC60270. Since the apparent charge is an established quantity for the severity evaluation of the partial discharge activity generally relating the both methods IEC60270 and UHF measurements is of interest. Scale factors would be affected by the shape of the captured PD pulses. The shape will be dependent on the PD source discharge physics and its position in relation to the UHF-sensor.

Comparative measurements according to IEC60270 and the UHF method were performed in the manufacturers HV laboratory. The “calibration” of the UHF measuring technique was performed by application of very fast pulses of a UHF pulse injector generating pulse rise times below 200 ps in the test arrangement in Fig. 9a).

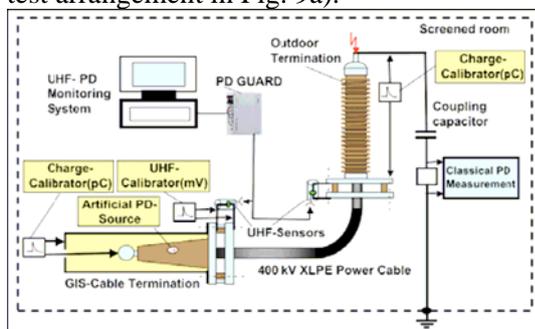


Fig. 9a

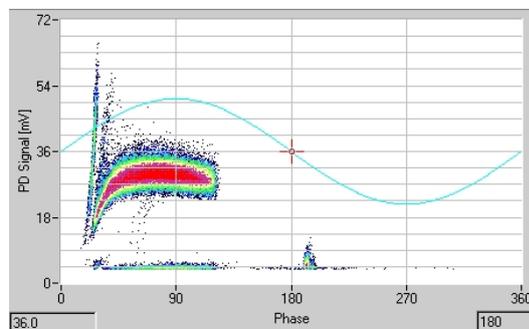


Fig. 9b

Fig. 9. a) The calibration of the UHF PD sensors were carried out in the manufacturers laboratory;
b) typical phase resolved PD pattern of the artificial PD-source

The best validity of the “calibration” results is achieved when the on-site arrangements are simulated in the laboratory as realistic as possible. Fig. 9b) shows a typical phase resolved PD pattern of a in-build PD source chosen to be significant and meaningful for the given cable accessories. For comparison purposes the PD-peak value weighted as recommended in IEC 60270 was applied for both, the pC reading as well as for the mV reading.

5 CONCLUSIONS

In recent years a very strong progress in so-called non-conventional PD measuring techniques was made. This was motivated clearly by the need for innovative applications on-site and on-line in both measurement and monitoring of different types of high voltage devices.

Compared to the IEC method one great advantage of e.g. using the UHF frequency range for the decoupling of PD signals is the consequentially increased immunity against electromagnetic disturbances.

The combination of appropriate and adapted sensors and modern instruments with innovative signal processing features results into an overall technology which is suitable to measure and assess the condition changes of insulation systems even under the noisiest field-conditions.

As mentioned above for e.g. Sensitivity Checks the UHF method has to be used in the laboratories to relate to the IEC60270 measurements. On the other hand advantages of the UHF method and their corresponding sensors might be used for PD measurements in the laboratories in an increased manner.

6 REFERENCES

- [1] High-voltage test techniques- Partial discharge measurements (IEC 60270-2000, third edition)
- [2] CIGRE TF 15/33.03.05, “PD Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method”, Electra No.183, April 1999
- [3] W. Weissenberg, T. Wunderlin, O. Sekula, T. Strehl, H. Elze, S. Markalous, “UHF-PD-Monitoring and On-Site-Commissioning-Test of 400kV XLPE-Insulated Cable Circuits at Jebel Ali/Dubai” ,Jicable, 2007
- [4] S. M. Markalous, Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signal, PHD Thesis, University of Stuttgart, 2006
- [5] T. Strehl, S. Markalous, M. Boltze, G. Valtin, “On-Line – Teilentladungsdiagnose an 110-kV-Netztransformatoren”, EW, 2007

7 ACKNOWLEDGMENT

For the fruitful cooperation in the cable testing field the authors are grateful to W. Weissenberg, Brugg Cables AG, Klosterzelgstr. 28, 5201 Brugg, Switzerland.

In the UHF testing applied on transformers a significant collaboration with S. Tenbohlen, S. Coenen, University of Stuttgart, Institute of Power Transmission and High Voltage Technology (IEH) is highly appreciated.

Vorteile synchroner TE-Mess- und Auswerteverfahren

R. Plath, K. Rethmeier, M. Krüger
OMICRON electronics GmbH
ronald.plath@omicron.at
Austria

A. Obralic, W. Kalkner
TU Berlin
obralic@ihs.ee.tu-berlin.de
Germany

KURZFASSUNG

Die Teilentladungsmessung an elektrischen Betriebsmitteln gehört im Rahmen der zerstörungsfreien Diagnostik zu den weltweit etablierten Messmethoden zur Beurteilung des Betriebszustandes. Neben der Erfassung von lokalen Fehlstellen durch singuläre Messungen kann durch zyklische Wiederholungsmessungen an einem bestimmten Prüfling (bis hin zum dauerhaften Monitoring) eine Aussage auf Basis von Vergleichsdaten gewonnen werden.

Eine TE-Fehlerortung oder –Klassifizierung kann dabei durch akustische Verfahren, durch vergleichende Laufzeitverfahren und durch die Expertenanalyse von phasenaufgelösten Histogrammen erfolgen. Zur Unterstützung dieser Verfahren kann eine synchrone Mehrstellen-TE-Messung, z.B. an den drei Phasen der Hochspannungswicklung eines Leistungstransformators, einen erheblichen Beitrag liefern.

Durch die zeitgleiche Auswertung von TE-Signalen und deren messbaren Überkopplungen auf die Nachbarphasen kann über einen Amplitudenvergleich (3PARD = 3 Phase Amplitude Ratio Diagram) oder über einen Vergleich der Impuls-Ankunftszeiten an den Messorten (3PTRD = 3 Phase Time Ratio Diagram) eine wirkungsvolle Separation verschiedener TE-Quellen innerhalb des Prüflings, aber vor allem auch eine Unterscheidung von Teilentladungen und externen impulshaften Störern vorgenommen werden. Diese *clustering*-Verfahren ermöglichen es, einzelne TE-Fehler in Form von überlagerungsfreien phasenaufgelösten Histogrammen (*fingerprints*) zu betrachten und zu analysieren, und so mit einer erhöhten Sicherheit zu einem aussagekräftigen Diagnoseergebnis zu gelangen.

Zur Ergänzung der angesprochenen Verfahren kann auch eine synchrone Mehrfrequenz-TE-Erfassung (3CFRD = 3 Center Frequency Ratio Diagram) herangezogen werden. Hier kann auch an lediglich einer Messstelle (z.B. Einphasen-Transformatoren) durch die Wahl von drei verschiedenen TE-Filterfrequenzen eine Musterauftrennung nach verschiedenen TE-Mechanismen und Störern vorgenommen werden.

Anhand von Labormessungen und Vor-Ort-Messungen an Hochspannungsbetriebsmitteln werden die Funktionsprinzipien der synchronen TE-Erfassung und –Auswertung, sowie dadurch erlangte Messergebnisse aufgezeigt.

1 EINLEITUNG

Die Messung von Teilentladungen (TE) bei energietechnischen Betriebsmitteln erfolgt im Hochspannungsprüffeld i.a. unter optimalen Randbedingungen: durch Schirmung, Filterung und Einsatz von TE-freien Hochspannungsquellen kann der Grundstörpegel auf den erforderlichen Wert gesenkt werden. Die im normkonformen Standardmesskreis [1] detektierten TE können so eindeutig dem Prüfling zugeordnet werden.

Bei TE-Messungen an Betriebsmitteln vor Ort, insbesondere bei *online*-Messungen, sind wegen der oft sehr hohen Störpegel besondere Verfahren zur Störunterdrückung erforderlich. In diesem Beitrag werden zunächst verschiedene Verfahren der Störreduzierung diskutiert. Daran schließt sich die Vorstellung der synchronen Mehrstellen-TE-Messung an, die völlig neuartige Auswerteverfahren ermöglicht und eine sehr gute Separierung von Stör- und TE-Impulsen als auch von Mehrfach-TE-Quellen gestattet.

2 STÖRER UND STÖRREDUZIERUNG

2.1 Störquellen

Störquellen können wie folgt klassifiziert werden [2]:

- Schmalbandige Quellen (z.B. Rundfunk, Fernsehen, Mobilfunk: *continuous wave CW*)
- Breitbandige Quellen (Transiente Störer (Impulse), Rauschstörer)

Bei TE-Messungen ist es angebracht, transiente Störer mit Hinblick auf die Prüfwechselfrequenz genauer zu differenzieren:

- Periodische, phasenstarre transiente Störer (netzgeführte Stromrichter)
- Periodische, zur Wechselfrequenz schwebende transiente Störer (Stromrichter mit variabler Frequenz)
- Stochastische transiente Störer geringer Häufigkeit (z.B. Schalthandlungen)
- Stochastische transiente Störer hoher Häufigkeit (z.B. Corona, TE von in Betrieb befindlichen Anlagen)
- Auch Mehrfach-TE-Quellen im Prüfling können die Interpretation der TE-Messergebnisse deutlich erschweren. Dies gilt insbesondere für alle Auswerteverfahren, die auf Autokorrelation beruhen.

2.2 Filter zur Reduzierung von Schmalbandstörern

Seit den Anfängen der TE-Messtechnik ist bekannt, dass Rundfunksender empfindliche TE-Messungen stark erschweren bzw. unmöglich machen. Es erscheint daher zunächst konsequent, schmalbandige Messgeräte mit variabler Mittenfrequenz (z.B. Störspannungsmessempfänger, Bandbreite 9kHz) zu verwenden, die eine Einstellung störarmer Messfrequenzen ermöglichen.

Durch die Verfügbarkeit quasi-breitbandiger TE-Messgeräte wurden die schmalbandigen TE-Messgeräte praktisch vollständig verdrängt, deren prinzipielle Schwäche in der geringen Impulsfolgefrequenzauflösung lag. Die Erhöhung der Messbandbreite verbesserte zwar das Impulsauflösevermögen und verminderte das Rauschen, führte aber zu höherer Störempfindlichkeit durch Schmalbandstörer innerhalb der Messbandbreite. Um trotzdem hochempfindliche TE-Messungen zu realisieren, wurden aufwendig geschirmte Messkabinen und Leitungsfiler in allen Zuleitungen zwingend notwendig.

Bei TE-Messungen unter Vor-Ort-Bedingungen ist eine vollständige Schirmung des Prüfaufbaus kaum möglich. Filter zur Reduktion leitungsgebundener Störer können ggf. bei *offline*-Prüfungen, d.h. bei

Trennung des Prüflings vom Netz und Speisung mit einer separaten Hochspannungsquelle, zum Einsatz kommen. Für diesen Fall hat sich die Prüfung mit einer von der Netzfrequenz abweichenden Prüffrequenz bewährt, da so alle durch Netzspannung verursachten Störimpulse (Korona, andere TE-Quellen) keine Korrelation zur Phasenlage der Prüfwechselfspannung aufweisen und dadurch schweben.

Bei *online*-TE-Messungen, d.h. bei TE-Messungen im normalen Betrieb ist eine Filterung der Zuleitungen i.a. nicht möglich. In diesem Fall können Filter nur noch zur Verminderung von Schmalbandstörern im TE-Messsignal dienen. Analoge Bandsperren, abgestimmt auf die dominanten Schmalbandstörer eignen sich aber nur für wenige Störer, da jede hochgütige Bandsperre zu einer Verminderung des Impulsauflösevermögens führt. Die Verwendung mehrerer Bandsperren kann zu einer Verminderung des Signal-Stör-Abstandes führen, der die beabsichtigte Verbesserung der Signalqualität verhindert.

Die Grenzen analoger Filter wurden durch den Einsatz digitale Filter teilweise überwunden [3], [4], [5]. Die Dynamik wird hier von der Quantisierungstiefe der A/D-Wandlung (Quantisierungsrauschen $\sim -6\text{dB/bit}$) begrenzt. Bei Verwendung von Digitaloszilloskopen mit 8bit A/D-Wandlung kann nur eine geringe Dynamik (ca. 48dB) erzielt werden.

Das in diesem Beitrag für die synchrone Mehrstellen-TE-Messung verwendete Messsystem MPD600 [6] verfügt über eine vollständig digitale Bandpassfilterung, die sowohl in Mittenfrequenz als auch in der Messbandbreite flexibel eingestellt werden kann und so die Vorteile schmal- und breitbandiger TE-Messgeräte in sich vereint. Zur Erzielung der erforderlichen Dynamik erfolgt die A/D-Wandlung hierbei mit 14bit und 64MS/s. Abb. 1 zeigt das MPD600-Blockdiagramm für 3 TE-Messkanäle.

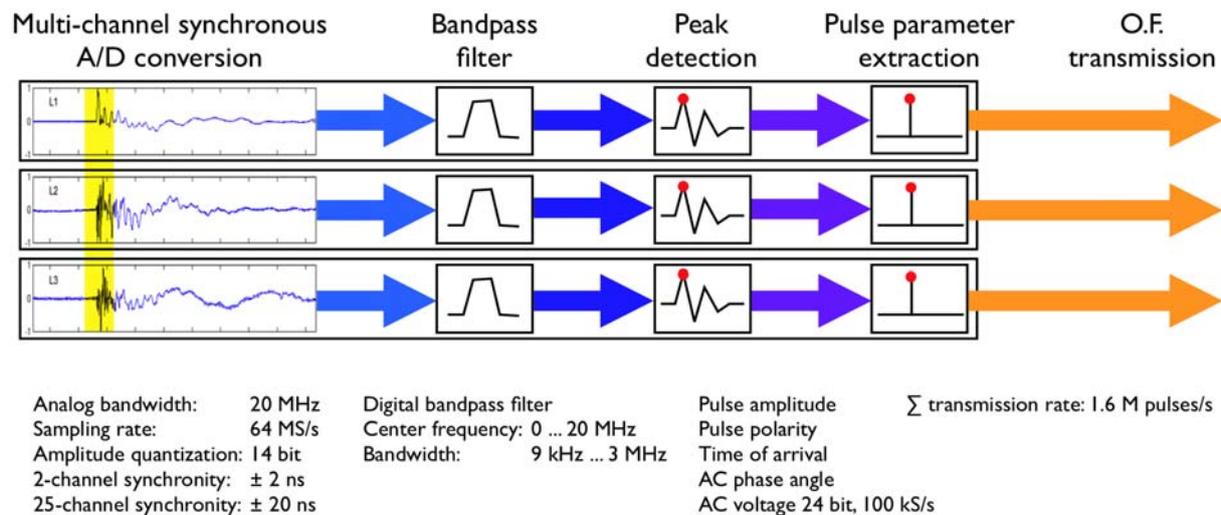


Abb. 1. Blockdiagramm MPD600 (schematisch 3 Messkanäle)

2.3 Gating zur Ausblendung phasenstarrer impulsförmiger Störer

Phasenstarre impulsförmige Störer können durch *gating*, d.h. durch kurzzeitiges phasensynchrones Abschalten des Messeingangs ausgeblendet werden. Analoge TE-Messgeräte können einen oder zwei phasenstarre Störer ausblenden. Digitale TE-Messgeräte wie das MPD600 weisen eine deutlich höhere Flexibilität auf.

2.4 Impulsformanalyse

Die Analyse der Impulsform eignet sich prinzipiell für die Separation von Störern und TE als auch für die Klassifizierung unterschiedlicher TE-Impulsformen. Diese Analyse kann im Frequenzbereich (mit Spektrumanalysatoren) oder im Zeitbereich (mit Oszilloskopen) erfolgen [7].

Die meisten Verfahren zur Impulsformanalyse (*PD pulse current waveform analysis CPWA*) basieren auf einer sehr breitbandigen TE-Erfassung [8], [9], [10], [11], [12], [13], [14]. Unterschiedliche TE-Quellen (z.B. Korona, Hohlraumentladungen, Oberflächenentladungen) weisen Unterschiede in der Anstiegszeit und der Pulsbreite bzw. in der oberen Grenzfrequenz der Impulsspektren auf. Diese Grenzfrequenzen unterscheiden sich aber erst im VHF- bzw. UHF-Bereich. Bei tiefen Messfrequenzen können diese Unterschiede nicht festgestellt werden, da die spektrale Energiedichte dort (noch) konstant ist. Normkonforme TE-Messungen nach IEC60270 [1] erfordern genau diese konstante spektrale Energiedichte für die korrekte quasi-Integration der TE-Ströme im Frequenzbereich mittels Bandpassfilterung (genauer: Tiefpassfilterung).

Wenn die TE-Detektion in unmittelbarer Nähe zum TE-Entstehungsort und ohne nennenswerte Verformung der Originalimpulsform erfolgen kann, dann gestattet eine sehr breitbandige Impulsformanalyse die Unterscheidung von verschiedenen TE-Ursachen [15], [16].

Die Alterung von Isolierstoffen kann die TE-Impulsform beeinflussen [17]. Bei GIS ist die UHF-TE-Messung die Regel, hier eignet sich die Impulsformanalyse für die TE-Separation und Störreduzierung [18].

Bei Betriebsmitteln mit komplexer Impulsausbreitung wie z.B. Transformatoren oder elektrischen Maschinen bewirkt die Überlagerung der verschiedenen Signalausbreitungen (induktiv, kapazitiv, leitungsgebunden, elektromagnetisch) eine Deformation und Bandbegrenzung der an den Klemmen detektierbaren TE-Impulse. Die detektierbare TE-Impulsform wird dann vom Ausbreitungsweg dominiert, die Information über die TE-Ursache geht dabei vollständig verloren.

Viele TE-Sensoren zeichnen sich ihrerseits durch einen ausgeprägten Frequenzgang aus, das zur weiteren Verminderung der in der Impulsform liegenden Originalinformation führt.

Bei Vor-Ort-TE-Messungen kommt erschwerend hinzu, dass der frequenzabhängige Störpegel in der Regel zu einer Reduktion der nutzbaren Messbandbreite führt. Im Grenzfall wird dann die TE-Impulsform nicht durch die Ausbreitungsbedingungen, sondern durch die Filtereigenschaften der TE-Messeinrichtung bestimmt.

Ein weiteres Problem der Impulsformanalyse wird durch die üblicherweise verwendete Messtechnik verursacht. Messsysteme für die Impulsformanalyse triggern auf Impulse und digitalisieren den relevanten Zeitabschnitt. Breitbandige und sehr breitbandige Messsysteme benötigen entsprechend hohe Abtastraten für die Digitalisierung der Eingangssignale. Damit beschränkt die Größe des Aquisitionsspeichers die Dauer der kontinuierlichen Datenaufzeichnung. Die Zeit *zwischen* zwei aufeinander folgende Impulse hat für die Impulsformanalyse keine Bedeutung. Die Triggerung auf die Impulse selbst verhindert daher die Speicherung großer unnützer Datenmengen. Das Prinzip der Triggerung funktioniert allerdings nur bei gutem Signal-Stör-Abstand.

In realen Systemen können Störer jedoch ein Dilemma verursachen: wenn die Triggerschwelle (*threshold*) auf einen hohen Wert eingestellt wird, können nur große Impulse getriggert und digitalisiert werden. Bei einer niedrigen Triggerschwelle wird die Triggerung durch Störer wahrscheinlicher. In Abhängigkeit vom Signal-Stör-Abstand und in Abhängigkeit von der TE-Wiederholrate im Verhältnis zur Störrate kann eine (zu) niedrige Triggerschwelle dazu führen, u.U. ausschließlich Störer zu digitalisieren. In jedem Fall wird die gewählte Triggerschwelle einen Einfluss auf die Ergebnisse der Impulsformanalyse ausüben.

3 SYNCHRONE MEHRSTELLEN-TE-MESSUNG

Das Verfahren der synchronen Mehrstellen-TE-Messung beruht zunächst auf dem Vergleich der TE-Pegel von einzelnen TE-Impulsen, die durch Signalüberkopplungen an allen Messorten – z.B. drei Transformatordurchführungen – quasi zeitgleich beobachtet werden (s. Abschnitt 3PARD). Dies

erfolgte bei TE-Messungen an Transformatoren bisher mit mehrkanaligen Speicheroszilloskopen, die einen TE-Impuls an verschiedenen Auskoppelstellen zeitgleich aufzeichneten [19],[20]. Mit Hilfe eines neuen, digitalen Mehrkanal-TE-Messsystems konnten nun wesentlich weitergehende Auswertungen realisiert werden [21], [22].

Verschiedene TE-Fehlerorte haben unterschiedliche Übertragungsfrequenzgänge zu den Klemmen (Durchführungen) und liefern damit unterschiedliche TE-Pegelverhältnisse, die vom TE-Fehlerort und den Frequenzparametern der TE-Messung, nicht aber von der Amplituden- und Phasenstochastik der TE-Quelle abhängen.

Da nur TE-Pegel, nicht aber TE-Signalverläufe oder Spektren korreliert werden, können synchrone Mehrstellen-TE-Messungen sowohl breit- als auch schmalbandig bei geeigneten Messfrequenzen erfolgen. Damit können zunächst unterschiedliche TE- und Störimpuls-Orte differenziert werden, was insbesondere bei Vor-Ort-TE-Messungen sehr vorteilhaft ist.

Die erste Vorstellung dieses Verfahrens erfolgte 2002 für TE-Messungen an Dreiphasen-Leistungstransformatoren [23]. Die bisherigen Ergebnisse der synchronen Mehrstellen-TE-Messung an Transformatoren [24], [25], [26], [27], [28], [29], an Motoren und Generatoren [30], [31], [32], [33] und Kabelanlagen [34], [35], [36] belegen die Leistungsfähigkeit dieses Verfahrens.

Der Einfluss der Ausbreitungswege auf die TE-Impulsverformung wird ausführlich in [37] und [38] behandelt.

4 NEUE AUSWERTEVERFAHREN

4.1 3PARD - Korrelation der TE-Amplituden

Durch eine geeignete Transformation der TE-Pegelverhältnisse können die Ergebnisse der synchronen Mehrstellen-TE-Messung anschaulich visualisiert, TE- und Störquellen unterschieden und die Phasen-Amplituden-Histogramme für jeden Fehlerort getrennt beurteilt werden.

Dazu wird die synchron erfasste TE-Amplitude innerhalb eines einstellbaren Korrelationsfensters verglichen. Das Korrelationsfenster hat typischerweise eine Dauer von wenigen Mikrosekunden. Die Gruppenlaufzeit der drei digitalen Bandpassfilter wird zwar nahezu perfekt kompensiert, doch können Laufzeitunterschiede der drei Signale – bedingt durch die drei unterschiedlichen Ausbreitungswege zwischen TE-Ursprung und der TE-Detektion – eine etwas längere Korrelationszeit erforderlich machen. Umso kleiner die Korrelationszeit gewählt werden kann, umso geringer ist die Wahrscheinlichkeit, dass Fehlkorrelationen durch Störimpulse auftreten. Die 3PARD-Auswertung arbeitet optimal bei *fast mode* Impulsausbreitung.

Die Beträge der drei TE-Impulsamplituden („Tripel“) werden zunächst logarithmiert (s. Abb. 2/I), und danach vektoriell addiert (s. Abb. 2/II/III).

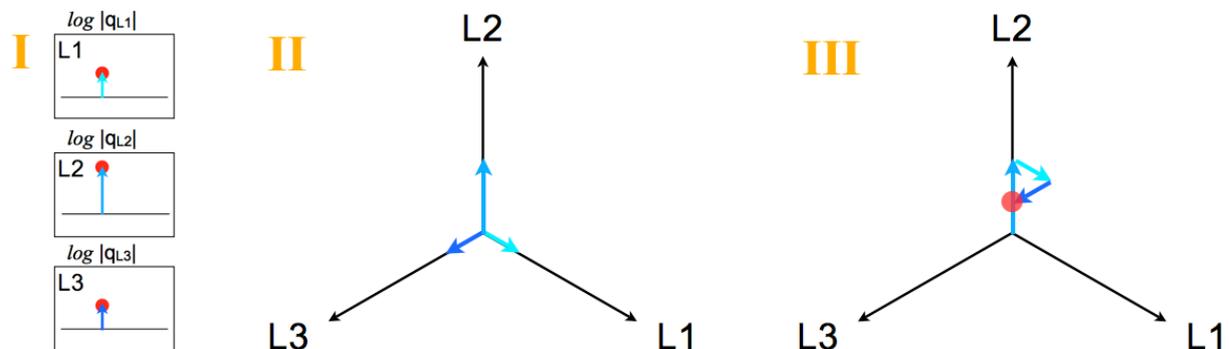


Abb. 2. 3PARD – 3-phase amplitude relation diagram

Die 3PARD-Transformation ist praktisch unabhängig von den Frequenzparametern der Bandpassfilter: die Wahl der Mittenfrequenzen und Bandbreiten kann so den Eigenschaften der verwendeten TE-Sensoren als auch den (vorab unbekannt)en Vor-Ort-Störbedingungen angepasst werden.

Die 3PARD-Transformation weist darüber hinaus folgende Eigenschaften auf:

- Die Position der Punkte im Diagramm hängt deterministisch vom Übertragungsfrequenzgang zwischen TE-Ursprung und TE-Detektion ab.
- Die Position der Punkte im Diagramm ist unabhängig von der stochastischen TE-Amplitude und AC-Phasenlage und eignet sich deshalb auch für die Impulsseparation bei DC-TE-Messungen (z.B. bei HGÜ-Transformatoren, s. [29]).
- Der Abstand vom Ursprung wächst mit zunehmender Dämpfung der überkoppelten Impulse.
- Gleichtakt-Störer (alle drei korrelierten Impulsamplituden haben die gleiche Amplitude) sammeln sich im Ursprung (Sternpunkt) des Diagramms.
- Impulse einer Phase, die eine symmetrische Überkopplung zu den Nachbarphasen aufweisen, werden auf der entsprechenden Diagrammachse abgebildet (typisch für Kalibrierimpulse bei Dreiphasentransformatoren mit Dreieckswicklung und rotierenden Maschinen).
- Unvermeidbares Rauschen führt zur Bildung von „Wolken“ (*cluster*) anstelle von Punkten; geringes Rauschen führt zu sehr konzentrierten, punktähnlichen *cluster*.

Abb. 3 zeigt die Leistungsfähigkeit der 3PARD-Transformation am Beispiel einer *online*-TE-Messung an einem Hochspannungsmotor. Die Puls-Sequenz-Analyse wird durch TE-Separation erst möglich.

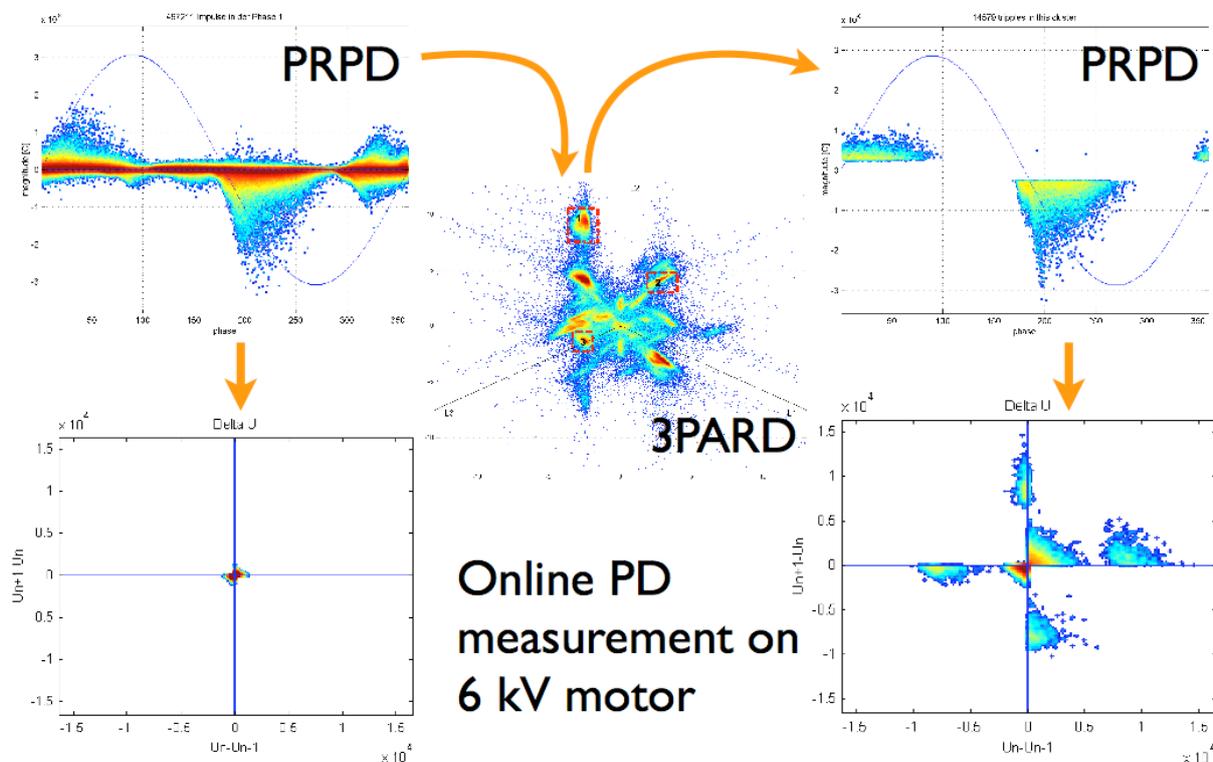


Abb. 3. 3PARD – Mehrstellen-TE-Separation und Rücktransformation

Die 3PARD-Transformation und Rücktransformation steht beim MPD600 sowohl während der TE-Messung als auch für spätere Auswertungen zur Verfügung.

4.2 3PTRD - Korrelation der TE-Ankunftszeiten

Bei dominanter *slow mode* Impulsausbreitung und evtl. großen Differenzen zwischen den Ankunftszeiten der drei Impulse eignet sich die 3PARD-Auswertung nicht optimal, da die dann erforderliche lange Korrelationszeit zu viele Fehlkorrelationen verursachen würde.

Für diesen Fall eignet sich die Korrelation der Impuls-Ankunftszeiten (statt der Impulsamplituden). Dieses neue Auswerteverfahren wurde erstmals in [39] und [40] vorgestellt und könnte evtl. den Weg zur elektrischen TE-Lokalisierung ebnen.

Zentrales Element ist die Bewertung der Reihenfolge von Impulsen eines TE-Tripels. Da es insgesamt sechs Möglichkeiten der Impulsreihenfolge gibt, wird das dreiachsige Diagramm in entsprechend sechs gleich große Abschnitte unterteilt. Jede Reihenfolgenkombination wird im jeweiligen Sektor abgebildet (s. Abb. 4).

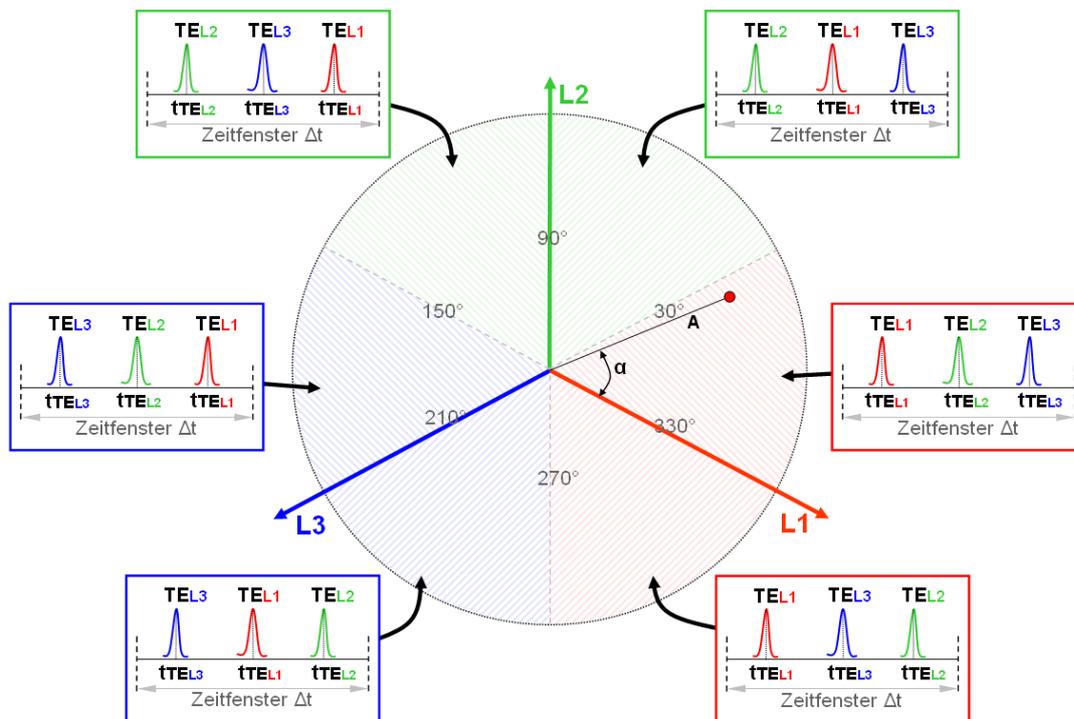


Abb. 4. 3PTRD Visualisierungsabschnitte von Messzeitreihenfolgen der TE-Impulse eines Tripels

Die genauen Abbildungskordinaten des Tripels im 3PTRD werden vom Vektor bestimmt, dessen Länge A und dessen Winkel α nach folgenden Gleichungen berechnet werden:

$$\alpha = \left(\varphi_{LX} + \frac{(t_{3,TE} - t_{2,TE})}{(t_{3,TE} - t_{1,TE})} \cdot 60^\circ \right)$$

$$A = t_{3,TE} - t_{1,TE}$$

Dabei ist φ_{LX} der Winkel der Phasenachse, in der der erste Impuls des Tripels gemessen wurde ($\varphi_{L1} = 330^\circ$, $\varphi_{L2} = 90^\circ$, $\varphi_{L3} = 210^\circ$), $t_{1,TE}$ ist der Messzeitpunkt des ersten, $t_{2,TE}$ der des zweiten und $t_{3,TE}$ der des letzten TE-Impulses des entsprechenden TE-Tripels. Die Abbildungsmethodik ist so gewählt, dass die grafische Transformation der Impulsparameter, die untereinander einen bestimmten Unterscheidungs- bzw. Gleichheitsgrad aufweisen, analog wie beim amplitudenbasierten 3PARD

erfolgt. Die Abb. 5 zeigt vier Kombinationen von unterschiedlichen Zeitabständen zwischen den Tripelimpulsen, wobei der erste Impuls in der Phase L1, der zweite in L2 und der dritte in L3 gemessen wurde.

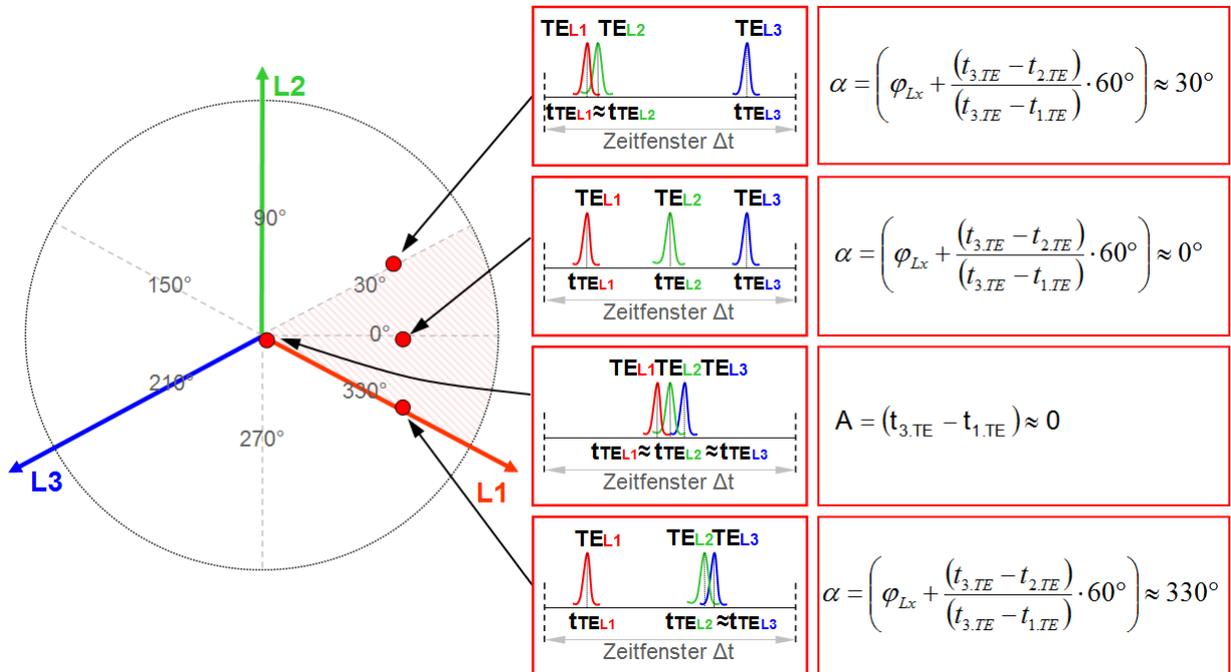


Abb. 5. 3PTRD vier Kombinationen von Zeitabständen zwischen den Tripelimpulsen

Ist z.B. die Zeitdifferenz zwischen den ersten zwei Impulsen minimal ($t_{1,TE} - t_{2,TE} \approx 0$), so wird der resultierende Punkt zwischen den Achsen L1 und L2 abgebildet. Ist dagegen die Zeitdifferenz zwischen den letzten zwei Impulsen gering ($t_{2,TE} - t_{3,TE} \approx 0$), so wird dieser Tripel genau auf die Achse L1 abgebildet. Abb. 6 zeigt das Beispiel einer 3PTRD-Auswertung einer *online*-TE-Messung.

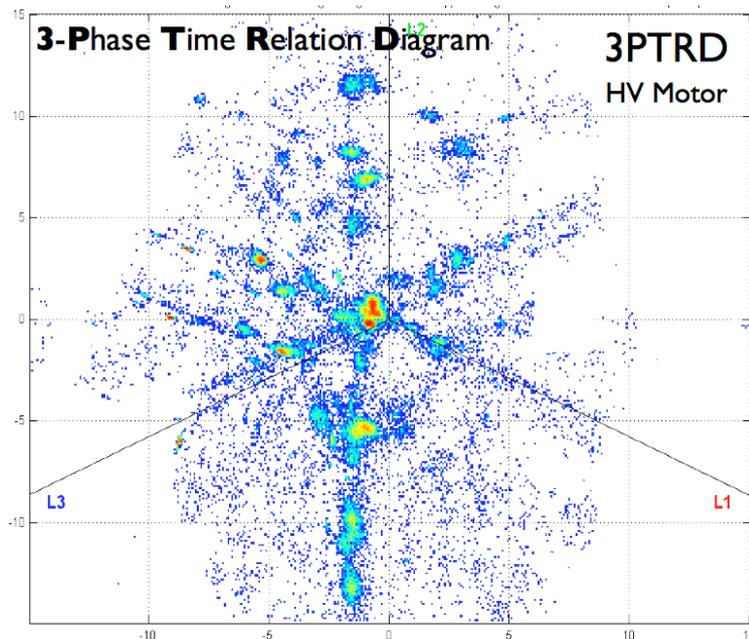


Abb. 6. 3PTRD – Mehrstellen-TE-Separation an einem Hochspannungsmotor

Die PTRD-Transformation steht z.Z. nur für die nachträgliche Auswertung von aufgezeichneten TE-Messungen zur Verfügung. Wenn weitere Untersuchungen die Nützlichkeit dieses Auswerteverfahren bestätigen, wird auch dieses Verfahren in das MPD600 implementiert und dann ebenfalls schon während einer TE-Messung zur Verfügung stehen.

4.3 3CFRD - Multispektrale TE-Messung

Die multispektrale TE-Messung beruht auf der Korrelation der Impulsamplituden, die mit drei unterschiedlichen Bandpassfiltern zeitgleich gemessen wurden. Da die Bandpassfilterung beim MPD600 digital erfolgt, kann dieses Verfahren bei einer Einkanal-TE-Messung angewendet werden und erfordert nicht notwendigerweise die Verwendung von drei TE-Messkanälen. Es eignet sich somit als universelles Verfahren, kann aber auch ggf. mit der Mehrstellen-TE-Messung kombiniert werden.

Abb. 7 zeigt ein Beispiel für die Wahl unterschiedlicher Bandpasseinstellungen (gelbe Bereiche) bei der Vor-Ort-TE-Messung an einem 420MVA-Einphasentransformator und die Transferfunktionen bei Einspeisung von Kalibrierimpulsen in die Hochspannungsdurchführung.

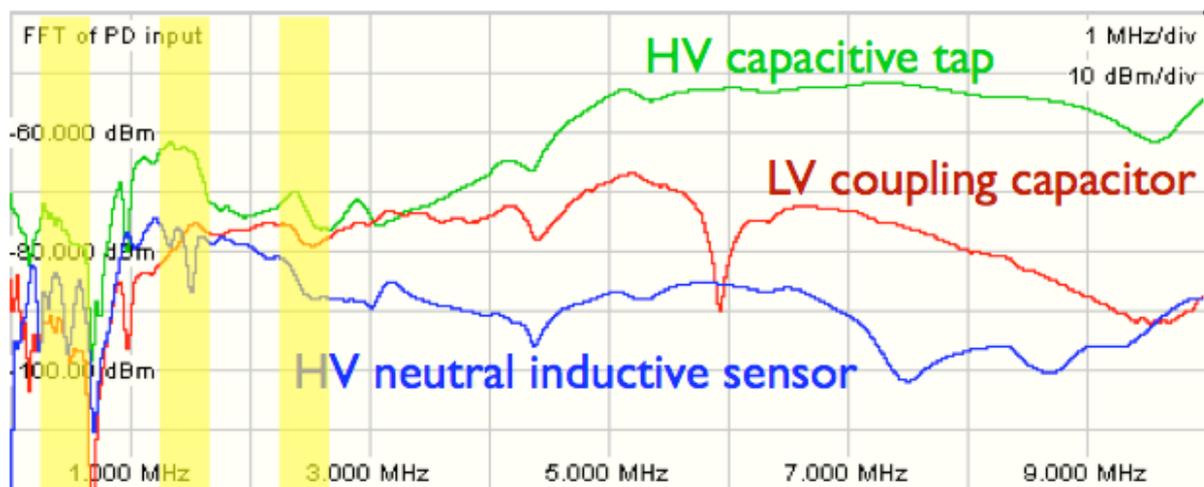


Abb. 7. 3CFRD – Einstellung der drei Bandpassfilter

Zur Demonstration der Leistungsfähigkeit der 3CFRD-Auswertung wurde eine möglichst einfache Versuchsanordnung gewählt. Sie besteht aus zwei gleichen Nadel-Platte-Anordnungen (NP_1 und NP_2), die an einen Hochspannungstransformator und einen Koppelkondensator C_K mit einem Ankopplungsvierpol CD angeschlossen wurden (s. Abb. 8). In die Verbindung von C_K und NP_2 wurde zur Verformung der TE-Impulse von NP_2 eine einfache Luftspule L (ca. 40 Windungen, einlagig) zwischengeschaltet.

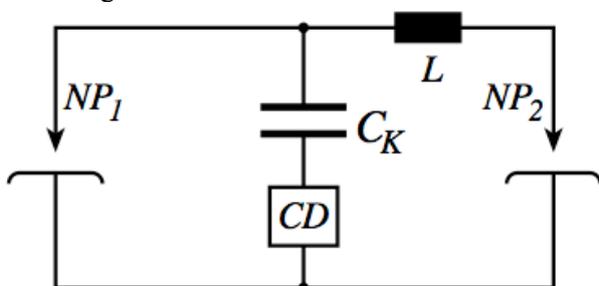


Abb. 8. 3CFRD – Versuchsaufbau (proof-of-concept)

Die resultierenden TE-Impuls-Oszillogramme und Spektren von NP_1 (links) und NP_2 (rechts) sind in Abb. 10 dargestellt. Die Aufprägung einer Resonanz durch die Luftspule ist klar erkennbar.

Bei den drei Bandpassfiltern wurden die Mittenfrequenzen 1, 2 und 5 MHz eingestellt. Die Bandbreite betrug einheitlich 300 kHz. Das TE-Muster mit der Überlagerung ist in Abb. 10/I dargestellt. Das Ergebnis der 3CFRD-Transformation zeigt Abb. 10/II, zwei der drei *cluster* repräsentieren die beiden TE-Quellen (NP_1 und NP_2), im dritten *cluster* sammeln sich Störer.

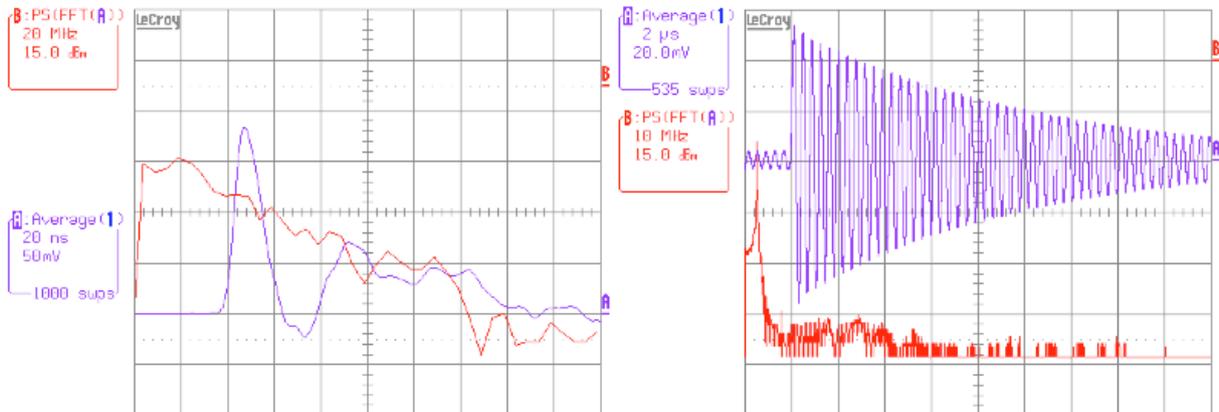


Abb. 9. 3CFRD –TE-Impuls-Oszillogramme und Spektren

Die Rücktransformation der separierten *cluster* zeigt Abb. 10/III (nur die positiven TE-Impulse). Die praktisch vollständige Überdeckung der beiden TE-Muster, wie sie bei konventionellen TE-Messungen auftreten würde, konnten vollständig separiert werden.

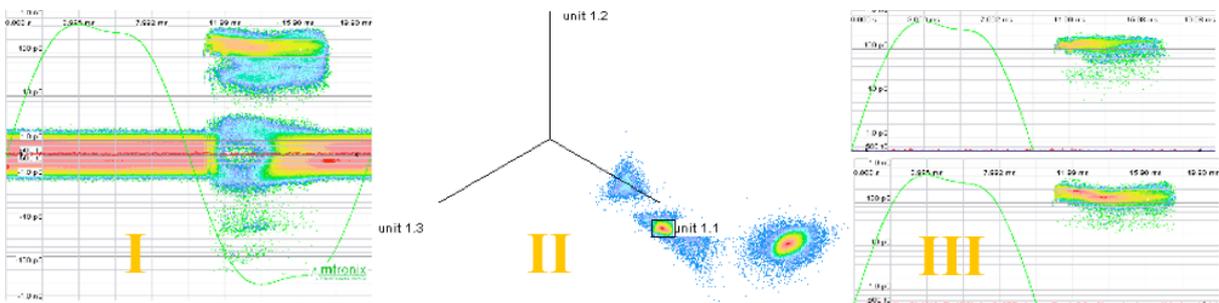


Abb. 10. 3CFRD –Auswertung und Rücktransformation

Wenn einer der drei Bandpassfilter konform zu den Anforderungen in IEC60270 [1] eingestellt wird, ermöglicht diese Art der Auswertung normkonforme Kalibrierungen und TE-Messungen. Die Wahl der Frequenzparameter der verbleibenden beiden Bandpassfilter können mit Hinblick auf die optimale Stör-Separation frei gewählt werden.

Die 3CFRD-Auswertung wird in Kürze auch für den Einsatz bei laufenden TE-Messungen mit nur einem MPD600-TE-Messkanal als Option zur Verfügung stehen.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Bei synchroner Mehrstellen-TE-Messung stehen zwei leistungsfähige Verfahren zur Impuls-Separation bzw. zur Störunterdrückung zur Verfügung:

- 3PARD: optimal geeignet bei *fast mode* Impulsausbreitung
- 3PTRD: optimal geeignet bei *slow mode* Impulsausbreitung

Bei Einkanal-TE-Messungen ist es jetzt ebenfalls möglich, fortgeschrittene Verfahren zur Impuls-Separation bzw. zur Störunterdrückung einzusetzen:

- 3CFRD: vereinfachte Impulsformanalyse unter Nutzung störrarmer Spektralbereiche

Die Verfahren 3PARD und 3CFRD können kombiniert werden, d.h. unterschiedliche TE-Messorte *und* unterschiedliche Frequenzparameter der Bandpassfilterung können ggf. zur Anwendung kommen.

Alle Verfahren der synchronen Mehrkanal-TE-Auswertung weisen folgende Eigenschaften auf:

- Echtzeitfähige Datenverarbeitung (z.Z.: 1,6 Millionen Impulse pro Sekunde)
- Unabhängigkeit vom Typ der Hochspannung: AC, DAC, DC
- Unabhängigkeit vom Messfrequenzbereich: IEC60270, HF, VHF, UHF
- Ausschließlich abhängig vom Impulsausbreitungsweg

Die klare Separation von Störern und TE als auch von Mehrstellen-TE führt zu einer deutlichen Verbesserung der TE-Mustererkennung, sowohl für Experten als auch für Expertensysteme.

- Autokorrelationsbasierte Auswerteverfahren wie z.B.
 - Puls-Sequenz-Analyse
 - TDR-Laufzeitortung (time domain reflectrometry, Einkanal-Messung)
 - Time-of-arrival- Laufzeitortung (Zweikanal-Messung)

werden durch die klare Separation auch in gestörter Umgebung bzw. bei Mehrstellen-TE möglich.

Insbesondere *online*-TE-Monitoring und die hierbei erforderliche Identifikation von betriebsrelevanten TE-Fehlern wird zweifelsohne von den hier vorgestellten Auswerteverfahren profitieren [41].

LITERATUR

- [1] IEC 60270 Ed.3: High-voltage test techniques - Partial discharge measurements. Dez. 2000
- [2] A.J. Schwab, W. Kürner: Elektromagnetische Verträglichkeit. Springer, 5. Auflage 2007
- [3] G. König, K. Feser: A New Digital Filter to Reduce Periodical Noise in Partial Discharge Measurements. 6th ISH, New Orleans, USA, 1989, paper 43.10
- [4] U. Köpf, K. Feser: Rejection of Narrow-band Noise and Repetitive Pulses in On-site PD measurements. IEEE Trans. DEI, 6(2):1180–1191, December 1995
- [5] K. Feser, E. Grossmann, M. Lauersdorf, T. Grun: Improvements of Sensitivity in Online PD Measurements on Transformers by Digital Filtering. 11th ISH, London, UK, 1999, paper 5.156.P5
- [6] K. Schon, W. Lukas, R. Holle, R. Plath: Typprüfung eines digitalen TE-Messsystems nach IEC60270, 3. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Beitrag 2.02, Kassel, 19. und 20. September 2006
- [7] J. Fuhr: Procedure for Identification and Localization of Dangerous PD sources in Power Transformers. IEEE Trans. DEI, 12(5), October 2005
- [8] H. Buchalla, T. Flohr, W. Pfeiffer: Digital signal processing methods for interference recognition in partial discharge measurement – a comparison. Conference Record of the 1996 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Quebec, Canada, 1996
- [9] S. Happe, H.G. Kranz: Real-time partial discharge disturbing pulse suppression with a neural network hardware, 10th ISH, Montréal, Quebec, Canada, 1997
- [10] T. Brosche, W. Hiller, E. Fauser, W. Pfeiffer: Novel characterization of PD signals by real-time measurement of pulse parameters. IEEE Trans. DEI, 6(1):51–59, February 1999.
- [11] A. Contin, A. Cavallini, G.C. Montanari, G. Pasini, F. Puletti: Artificial intelligence methodology for separation and classification of partial discharge signals. In IEEE CEIDP, Victoria, Canada, October 2000.
- [12] Z. Zheng, K. Tan: Comparison of feature extraction methods in partial discharge waveform recognition. In IEEE CEIDP, pages 315–318, 2001.
- [13] A. Cavallini, A. Contin, G. C. Montanari, F. Puletti: Advanced PD inference in on-field measurements. Part I: Noise rejection. IEEE Trans. DEI, 10:216–224, apr 2003.
- [14] J.-T. Kim, J.-H. Kim, J.-Y. Koo: Noise discriminations in measuring partial discharges using pulse wave shape analysis. In CMD2006, Changwon, Korea, 2006.
- [15] P. Morshius: Assesment of dielectric degradation by ultrawide-band PD detection. IEEE Trans. DEI, 2:744–760, October 1995.
- [16] H. Okubo, N. Hayakawa, A. Matsushita: The relationship between partial discharge current pulse waveforms and physical mechanisms. IEEE El. Insul. Mag., 18(3):38–45, February 2002.
- [17] C.-S. Kim, T. Mizutani: Change in PD pulse shape with ageing. In Japan IEE, pages 501–506, 2001.
- [18] A. Matsushita, K. Kato, N. Hayakawa, K. Kawakita, and H. Okubo: Partial discharge current pulse waveform analysis (CPWA) for electrical insulation diagnosis of solid insulators in GIS. In IEEE CEIDP, 2001.
- [19] R. Lortie, J. Aubin, G.H. Vaillancourt, Q. Su: Partial discharge detection on power transformers using a multi-terminal measurement method. ISH 1997, Montréal, Québec, Canada
- [20] H. Debruyne, O. Lesaint: A method to locate a PD source in a winding by processing signals measured at its terminals. ISH 2001, Bangalore, India, paper 6-18D
- [21] R. Plath: Multi-channel PD measurements, 14th ISH, Beijing, China, Aug. 25-29, 2005
- [22] W. Koltunowicz, R. Plath: Synchronous multi-channel PD measurements – Elaboration of PD data with conventional and non-conventional methods, Volta Colloquium on Partial Discharge Measurements, Como, Italy, Sept. 03-05, 2007
- [23] K.-D. Plath, R. Plath, H. Emanuel, W. Kalkner : Synchrone dreiphasige Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren vor Ort und im Labor. ETG-Fachtagung 2002, Berlin, paper O-11
- [24] S. Schaper, W. Kalkner, R. Plath, H. Emanuel: Synchronous Multi Terminal Partial Discharge Detection on Power Transformers. ISH 2003, Delft, Netherland

- [25] S. Schaper, W. Kalkner, R. Plath: Synchrone Mehrstellen-Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren bei variabler Mittenfrequenz, ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Köln, März 2004, paper P3.17
- [26] R. Heinrich, W. Kalkner, R. Plath, A. Bethge, H. Emanuel : Synchronous Three Phase Partial Discharge Detection on Rotating Machines. ISH 2003, Delft, Netherland
- [27] S. Schaper, W. Kalkner, R. Plath: Synchronous multi terminal on-site PD-measurements on power transformers, 14th ISH, Beijing, China, Aug. 25-29, 2005
- [28] S. Schaper, W. Kalkner, R. Plath: Mehrstellen-TE-Messung an Leistungstransformatoren bei ungünstigen Vor-Ort Verhältnissen, 3. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Beitrag 4.01, Kassel, 19. und 20. September 2006
- [29] U. Thieß, V. Lanzl, K. Vaterrodt, R. Plath: Vor-Ort-Reparaturen und Vor-Ort-Prüfungen an HGÜ-Transformatoren in Carhora Bassa, 3. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Beitrag 4.31, Kassel, 19. und 20. September 2006
- [30] A. Bethge M. Kaufhold, R. Plath, A. Obralic, W. Kalkner: Neues Bewertungsverfahren für synchrone dreiphasige Mehrstellen-TE-Messung an rotierenden elektrischen Maschinen, ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Köln, März 2004, paper 5.05
- [31] W. Kalkner, A. Obralic, M. Kaufhold and R. Plath: Investigation of PD-Pulse Propagation and Coupling between Three Phases of a Stator of a Rotating Machine, 14th ISH, Beijing, China, Aug. 25-29, 2005
- [32] W. Kalkner, A. Obralic, A. Bethge and R. Plath: Synchronous 3-Phase Partial Discharge Detection on Rotating Machines, 14th ISH, Beijing, China, Aug. 25-29, 2005
- [33] A. Obralic, W. Kalkner, M. Kaufhold, R. Plath: Verbesserte Zustandsbewertung durch neue Auswerteverfahren bei der synchronen Mehrstellen-TE-Messung an Hochspannungsmaschinen, 3. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Beitrag 3.03, Kassel, 19. und 20. September 2006
- [34] J. Kaumanns, E. Plieth, R. Plath: On-Site AC Testing and PD Measurement of 345 kV/2500 mm XLPE Cable Systems for Bulk Power Transmission, Proceedings of Jicable'03, Versailles, France, June 22-26, 2003, paper A8-4
- [35] W. Weissenberg, F. Farid, R. Plath, K. Rethmeier, W. Kalkner: On-site PD detection at cross-bonding links of HV cables. Cigré Sessions, Paris, France, 2004, paper B1-106
- [36] G. Schröder, S. Sutton, R. Plath: Commissioning of a very long 400 kV XLPE Cable System, Proceedings of Jicable'07, paper A.2.2, Versailles, France, June 24-28, 2007
- [37] Y. Ming, S. Birlasekaran, and S.S. Choi: Simulation of Partial Discharge Propagation in Power Network. IEEE Trans. Power Delivery, 20(3):644–653, September 2005.
- [38] Q. Shaozhen, S. Birlasekaran: The Study of PD Propagation Phenomenon in Power Network. IEEE Trans. Power Delivery, 21(3):1083–1091, July 2006.
- [39] A. Obralic, W. Kalkner, R. Plath: Separation and individual evaluation of PD sources in stator winding of rotating machines by synchronous multi-channel measurement , 15th ISH, paper T10-512, Ljubljana, Slovenia, Aug. 27-31, 2007
- [40] S. Schaper, A. Obralic, R. Plath, W. Kalkner: Synchronous Multi Terminal On-Site PD-Measurements on Power Transformers with an Enhanced Time Differential Evaluation Method, 15th ISH, paper T7-535, Ljubljana, Slovenia, Aug. 27-31, 2007
- [41] U. Schichler, S. Tenbohlen, R. Huber, K.-H. Weck, D. Meurer, C. Neumann and R. Plath: Insulation Monitoring and Diagnostics and the Impact on Reliability and Exploitation of Service Life, Cigré Sessions, August 27 – September 01, 2006, Paris, France, paper C4-201

Sensitivity of UHF PD Measurement

S. Coenen^{1*}, S. Tenbohlen¹
Universität Stuttgart
Sebastian.Coenen@ieh.uni-
stuttgart.de
Germany

S.M. Markalous², T. Strehl²
LDIC GmbH
markalous@ldic.de
Germany

KURZFASSUNG

Zur Überprüfung und Diagnose der Isolationsqualität hochspannungstechnischer Geräte wird die Messung von Teilentladungen (TE) durchgeführt. Bei Anwendung der konventionellen Teilentladungsmessung nach IEC60270 kann das Messergebnis durch den hohen Störpegel im Feld nur beschränkt aussagekräftig oder unter Umständen gar nicht brauchbar sein. Die Entwicklung einer unkonventionellen Messmethode auf Basis elektromagnetischer Sensoren wird vorgestellt. Diese Sensoren werden über einen normalerweise zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber bei laufendem Betrieb in den Transformator eingeführt. Durch die Schirmungseigenschaften des Transformatorbessels sind externe elektromagnetische Störungen minimiert und ermöglichen Messungen mit hohem Störabstand.

Bisher war es nicht möglich, den installierten Sensor auf seine Funktionalität zu überprüfen. Das vorgestellte Design eines am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) entwickelten Sensors ermöglicht diesen sogenannten Performance Check. Untersuchungen zur mechanischen Belastbarkeit des Sensors belegen seine Tauglichkeit für eine permanenten Montage für Online Monitoring Systeme.

Ein Nachteil der UHF Messmethode ist die fehlende Möglichkeit zur Kalibrierung, oder ein Nachweis ihrer Empfindlichkeit in Bezug zur IEC konformen Messung. Die im Beitrag vorgestellten Ergebnisse zur Bestimmung der Empfindlichkeit lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Abstrahlung von elektromagnetischen UHF Wellen ist nicht nur von der TE Quelle abhängig. Die Abstrahlung wird ebenfalls durch die Struktur bestimmt, die sich zwischen der Hochspannungsquelle und der TE Quelle befindet.
- UHF Signale erfahren eine Dämpfung, die vom Ausbreitungsweg der Signale durch den Aktivteil abhängig ist.
- Für konstante Ausbreitungswege existiert eine lineare Korrelation zwischen der UHF Signalamplitude und der scheinbaren Ladung einer TE in pC.
- Es erscheint nicht möglich, durch die alleinige Messung der UHF Signale, die Intensität einer TE in pC abzuschätzen.
- Der vorgestellte Sensitivity Check ermöglicht unter Umständen eine Worst-Case Abschätzung der Empfindlichkeit der UHF Messmethode.

1 INTRODUCTION

The reliability of electrical energy networks depends on the quality and availability of electrical equipment like power transformers. Examining the existing insulation quality of oil/paper-isolated transformers during full operation or at least in field gets more and more important because of the increasing number of transformers reaching their technical life expectancy. Local failures inside their insulation may lead to catastrophic breakdowns and might cause high outage and penalty costs. To prevent these destroying events power transformers are e.g. tested on PD activity before commissioning and currently also during service. The so called conventional PD measurement according to IEC60270 might show certain drawbacks for online measurements.

PD under oil are very fast electrical processes and radiate electromagnetic waves with frequencies up to the ultrahigh range (UHF: 300 – 3000 MHz). The current contribution deals with the electromagnetic method, also known as the UHF-Method (Ultra High Frequency). Electromagnetic waves are detectable with UHF probes, e. g. seen in Fig. 1.



Fig. 1: UHF PD probe for standard oil valve

The probes can be inserted into the transformer during full operation using the oil filling valve. As a result of shielding characteristics of the transformer tank against external electromagnetic waves, normally a clear decision can be made concerning the PD activity of the test object. Precondition is the moderately attenuated propagation of UHF waves inside the transformer tank. This was shown in laboratory research in [1] and is investigated continuative in this paper. Because of a missing calibration possibility of the UHF measuring method it is necessary to examine the installed probes for its function with the so-called Performance Check. Therefore probes with new design are presented.

For the verification of sensitivity, the relation between unconventionally measured UHF quantities to the PD apparent charge level in pC is aim of current research. The following questions are important:

- What exactly is the source of the emitted UHF waves? Does the source itself radiate? Or is actually the high-frequency PD current the origin of emitted UHF waves, while flowing through the surrounding high voltage structure?
- Can UHF signals be measured everywhere inside the transformer tank with the same sensitivity? How strong is the signal amplitude or signal energy dependent on the measuring location? Regarding the attenuation of UHF signals inside and through the internal structure of the transformer, is there a constant attenuation factor and what is the range of the attenuation? When measuring inside another transformer with different tank size and/or internal structure, is the attenuation factor in a comparable range?
- Can an e.g. linear correlation be found between measured UHF quantities like the signal amplitude to the PD apparent charge level in pC according to IEC60270? Is it possible to extract a correlation for single impulses or are only impulse repetition rates or phase correlation comparable? Is the correlation constant for one transformer, or even for transformers of the same tank size or similar internal structure?
- Is it possible to perform a so called Sensitivity Check to verify the quantity of a PD in terms of apparent charge (pC) by only measuring UHF signals, at least in a “worst-case way”? Is this dependent on the location of PD inside the transformer, e.g. if there is a PD inside the winding?

The following chapters provide some answers to the questions above by outlining some experimental research work.

2 UHF PD PROBE DESIGN

An essential component for the detection of PD originated electromagnetic waves propagating through transformer tanks are the decoupling devices called UHF probes. Experiences made during measurements in field and in laboratory lead to newly developed probes. Focus is the improvement of the measuring performance, enhanced handling as well as the mechanical properties. First aim was the development of a so called Performance Check to proof the functionality of the UHF probe and therewith the whole measuring setup. Second aim was the improvement of the mechanical properties of the UHF probe regarding thermal and mechanical stresses.

2.1 Electrical Improvements

Using an UHF probe with just receiving capability leads to the problem of considering its functionality. Therefore the new design of the UHF probe includes an insulated monopole, see Fig. 2, which allows a so called Performance Check with the general procedure like mentioned in the following.

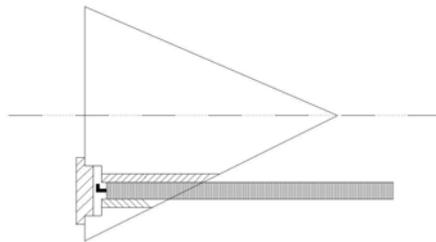


Fig. 2: Conical probe head with integrated insulated monopole for injecting artificial UHF impulses

The injection of an artificial UHF-impulse (see Fig. 3 left)) caused a coupling of the UHF signal to the probe head. Therefore two parallel lines inside the probe frame for transmitting and receiving are necessary. Precondition of a correct Performance Check is the prevention of direct cross-coupling of signals from the transmitting to the receiving line. The line lengths are used for an approximation of the signal propagation time of 6 ns in case of solely coupling from the integrated monopole to the probe head. The theoretically estimated propagation time was proofed in a separate laboratory test, i.e. there is no direct cross-coupling of signals.

Another precondition for a successful Performance Check is the recognition of an inaccurate probe application. One fault might be the galvanic contact of the probe head within the oil valve or the transformer tank due to incorrect mounting and the resulting grounding. In worst case, no high frequency signals may be detectable due to that. During a reference measurement the UHF probe with integrated monopole laying on a wooden table is punctually grounded. The detectable signal has a frequency spectrum without significant high frequency fractions. (see Fig. 3 right)), grounded probe).

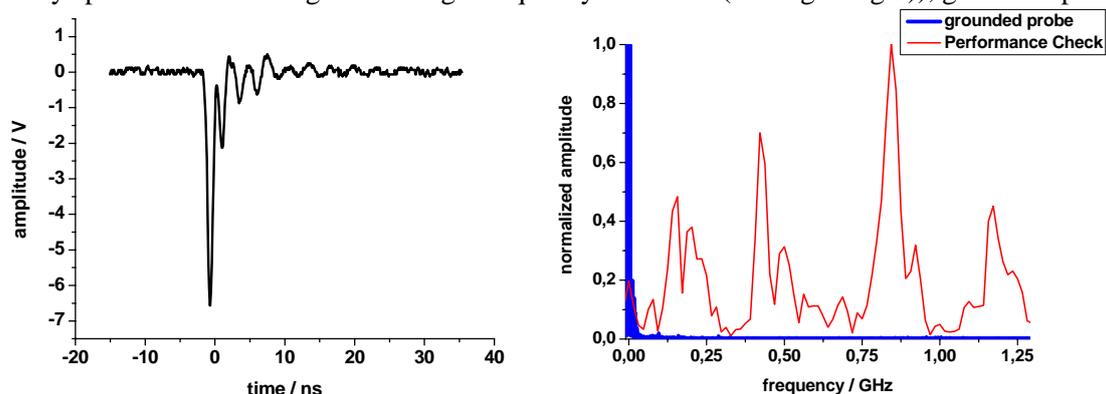


Fig. 3: left) Time signal of artificial UHF impulse, right) Spectrum of the grounded probe (thick blue line) in the comparison to the error free probe in the transformer tank (thin red line) using same injected signal

The method of the Performance Check is investigated finally on a test transformer tank inside laboratory. The shown UHF signal is injected and the received UHF signal was measured with a transient recorder with the analogue bandwidth of 2 GHz. After injecting the artificial UHF impulse the signal with the corresponding frequency spectrum (see Fig. 3 right), thin red line) was detectable.

High frequency components up to 1.25 GHz are clearly recognizable. Hence it could be obviously measured that the complete receiving path from the UHF probe to the PD acquisition unit is correctly installed. The Performance Check fulfils its task to check whether the UHF probe and the UHF measuring system are correctly installed and ready to capture PD UHF signals from within the transformer.

Further investigations will focus on the gain or effective height of the probe head. The gain characterises the transformation of the electromagnetic waves (far field conditions assumed) to the conducted UHF signals in the measuring line. Therefore a set up using a giga hertz transverse electromagnetic cell (GTEM cell) might be necessary offering defined electromagnetic waves and standardised analyses for high frequency antennas.

2.2 Mechanical Development

Oil flanges of power transformers may in worst-case be located at the top of the transformer tank. According to the IEC60354 “Loading Guide” [2], the maximum oil temperature at the top of the transformer tank may reach 115 °C regarding local hotspots of maximum 160 °C. In addition to the resulting thermal stress the inserted UHF probe has to withstand mechanical stresses caused by the oil pressure. Most transformers do not get above the height of about 10 m (or the conservator respectively), consequently the oil pressure occurring in power transformers will be below 1 bar (also due to the fact that the density of insulation oil is lower than that of water). For a leakage test a safety factor of 5 might be sufficient. Summarizing these aspects of stresses, a type test for the UHF probe is performed with a pressure of 5 bar at a temperature of 120° C. The UHF probe developed at the Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) is intended for the installation at oil valves with a normalized flange, as mentioned above. For the examination of the oil tightness a test vessel was designed that corresponds to a standard oil valve flange. The probe mounted at the appropriate flange side of the test vessel can be seen in Fig. 4 on the left side.



Fig. 4: Picture of leakage test; left) UHF PD probe attached to a test vessel, right) Measured temperature and pressure

The bleeder screws existing at the probe are used for the subsequent oil filling. At room ambient temperature oil is pumped into the test vessel with an appropriate oil pump. Existing air in the vessel is released over the second bleeder screw. Finally, the oil filled test vessel with the attached UHF probe is brought into a furnace.

With the help of the attached pump a pressure of 5 bar is generated and held. The following heating lead to an expansion of the oil and the pressure equalization is reached manually with an expansion container. The furnace reached quickly the necessary temperature of 120 °C and heated up the test container with the oil inside. With closed valves the heating caused a constantly increasing pressure. With manual opening of the valve to the expansion container, the pressure can be kept constant at approximately 5 bar. The necessary monitoring of the pressure allows a check of the completely heated oil volume with a constant pressure and the detection for an arising leakage by a sudden decrease of pressure. After heating the oil volume the pressure remained apparently constant during the tests. The optical control of the whole UHF probe during the pressure and heat test resulted in no evidence of a leakage. The developed UHF PD probe might be installed at every located oil valve and will withstand every occurring thermal and pressure caused stresses.

3 RADIATION BEHAVIOUR OF PD SOURCES

PD under oil emit electromagnetic waves in the lower UHF range. I.e. occurring wave lengths inside power transformers are between 10 and 70 cm. Regarding antenna theory, an emitting antenna might have the minimum dimension of half the occurring wavelengths to work best, i.e. in the range of 10 cm. That leads to the question, what is the antenna for the PD originated electromagnetic waves? The PD source itself seems to be ranges too small. But PD phenomena causes high frequency currents. Possibly parts of the high voltage structure in the galvanic circuit surrounding the PD source act as an antenna, while high frequency current is flowing through them?

The following setup was used to examine that question. The so called 2-path-arrangement, see Fig. 5, offers the possibility to measure independently two UHF signals of one and the same PD impulse.

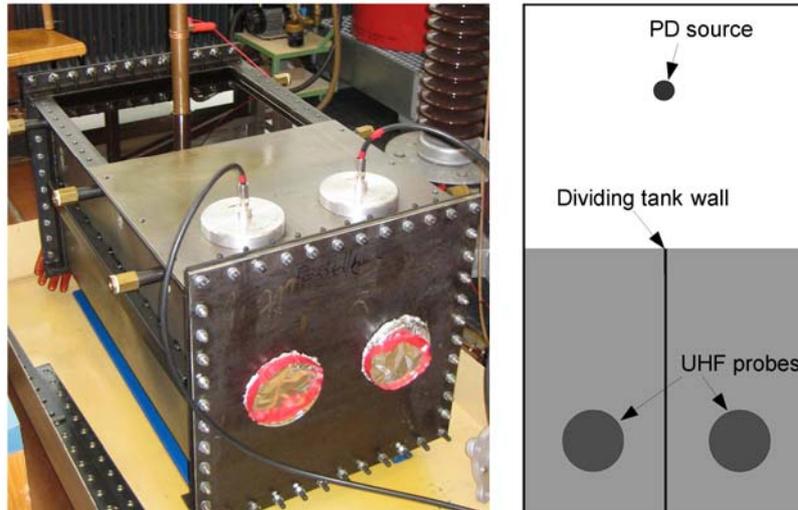


Fig. 5: 2-path-arrangement

By a metal wall, two UHF probes are electromagnetically decoupled. The needle sphere PD source inside the 2-path-arrangement was energized with high voltage. In the feeding electrode of the PD source a bow of copper was introduced, see Fig. 6. The high-frequency PD current has to flow through the bow into the PD source.

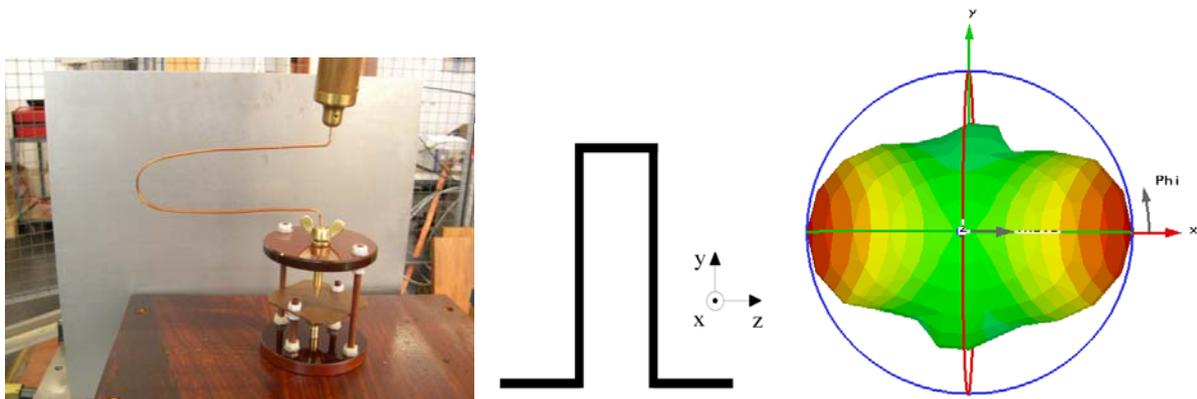


Fig 6 : Radiation behaviour; left) Bow of copper, middle) simulated model, right) simulated radiation

The horizontal dimension of the bow is about 20 cm which leads to a resonance frequency of about 500 MHz in oil. The two UHF probes have the same range of resonance frequency and measure sensitively the emitted UHF waves. By changing the orientation of the bow, see Fig. 7, the qualitative radiation behaviour can be analysed. For each PD phenomena/pulse, the signal energy of the two UHF signals were computed, i.e. E_{left} and E_{right} , see Fig. 7. By building the ratio of the two signals energies, the influence of the bow of copper can be estimated. In case of symmetrical paths, the ratio should be 1. In case only the PD source is somehow responsible for the emitted UHF waves (and deviations from slightly changing discharge channels are insignificant), the ratio should remain 1, also in case if changing the orientation of the bow.

In the following the bow was orientated in different positions, see Fig. 7.

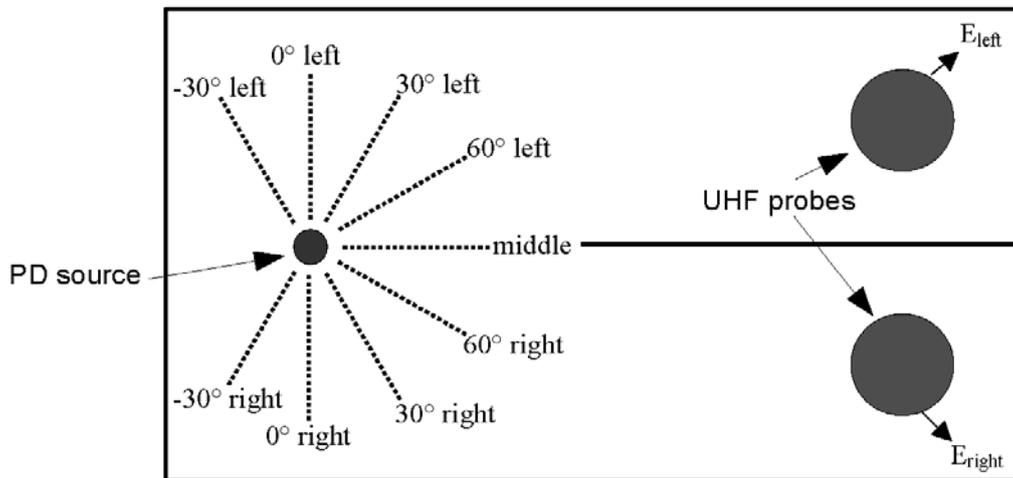


Fig. 7: Different orientations of the bow of copper in the feeding electrode of the PD source

The PD source was energized with high voltage and produces PD phenomena of 50-100 pC. For each position of the bow, 10 UHF signals for both UHF probes were recorded with a 2 GHz analogue bandwidth transient recorder. Building the ratio of the signal energies between the probe on the left and right side and averaging the ratios leads to the bar diagram in Fig. 8.

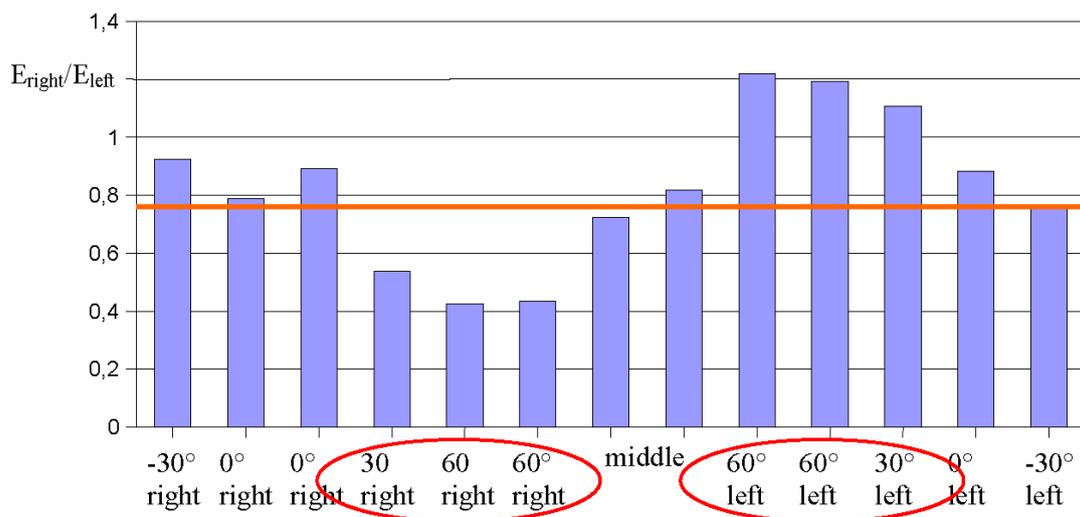


Fig. 8: Ratio between measured UHF signal energies with different bow orientations, one bar represents 10 measurements, standard deviation less than 6 %

The orientation of the bow of copper has an influence on the measurable UHF signals. Regarding e.g. position 30°right shows, that the energy E_{right} must be smaller than the energy E_{left} . That leads to the conclusion, that the bow of copper radiates UHF waves normal to its stretching area, i.e. the diagonal UHF sensor receive more energy than the other. Taking some experiments more than once and changing the orientation of the bow to the opposite side proof this radiation behaviour. The standard deviation during all measurements was below 6 %.

The qualitative results of the experiment were proofed in a second step with an simulation tool for high-frequency signals. As could be seen in Fig. 6, the bow of copper was modelled with the same dimension as in the measurements. It was energized by a high-frequency current flow (gaussian impulse). The radiation diagram simulated by the software (see Fig. 6 right)) shows the most radiation in normal direction (x-direction) to the stretched area of the bow.

The radiation behaviour of UHF PD sources depends as well on the structure between the high voltage source and the PD source.

4 ATTENUATION OF UHF SIGNALS IN 220 MVA AUTOTRANSFORMER

PD signals might be measured and quantified with regards to a sensitivity check in apparent charge (pC) within large power transformers with an UHF sensor, when electromagnetic waves emitted by a PD can be measured everywhere in the transformer without or at least with known loss of UHF signal power. For optimal measuring results, there should be no significant influence of the internal structure on the propagation of UHF signals.

For analysing this characteristic of the UHF propagation inside power transformers, two 220 MVA single-phase autotransformers of the same type intended for scrapping were prepared for some experiments. The transformers were oil free but with intact tank, which acted as a faraday cage for external disturbances. More important, the transformers included their complete active parts. To get several different location for injecting and receiving electromagnetic waves through the transformer a lot of boreholes were drilled in the tank wall at various positions around the transformer tank. This is exemplarily shown for the front side view of one transformer in Fig. 9.

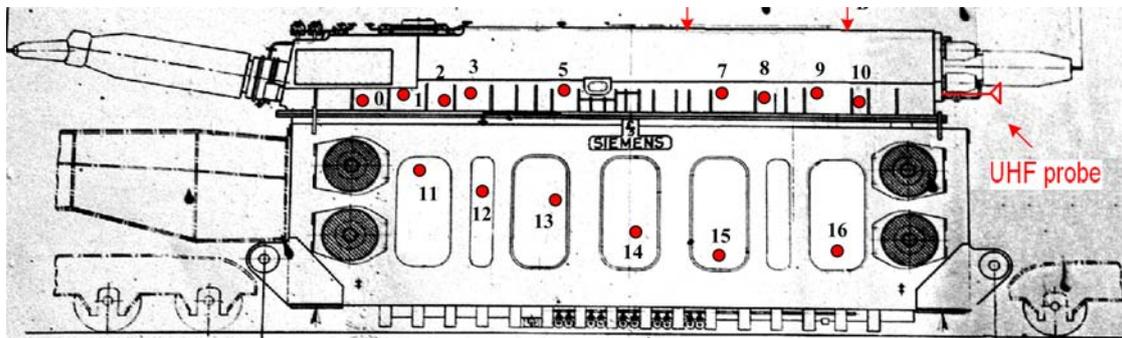


Fig. 9: Positions of boreholes into the front side of one transformer (other boreholes were at the back of the transformer, e.g. No. 17 – 27)

At least two 10 cm long monopoles (see Fig. 10) can be shifted into the transformer through the boreholes. The attenuation of different propagation paths through the transformer can be investigated by feeding one of the monopoles by an UHF impulse generator and measuring at the other monopole the received UHF waves. Additionally an UHF probe was installed for reference measurements at an oil-filling valve. The feeding signal had an amplitude of 60 V with signal rise times of less than 100 ps and a corresponding frequency spectrum up to 2.5 GHz [3].

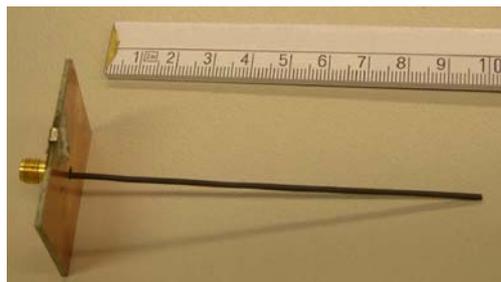


Fig. 10: Monopole for emitting and receiving electromagnetic waves

With the impulse generator repetition rate of 100 Hz, many non-amplified single signals could be received and analysed independently. Fig. 11 shows e.g. the maximum amplitude of the received UHF signals at different positions characterized by the number of the borehole, as defined in Fig. 9. The UHF signal source (the emitting monopole) was held on constant location, e.g. here at a borehole on top of the transformer tank.

Immediately recognizable is the clear difference of signal amplitude depending on the position of the receiving antenna. Regarding the antenna position 9 as a reference, the damping factors to the other antenna locations could be calculated.

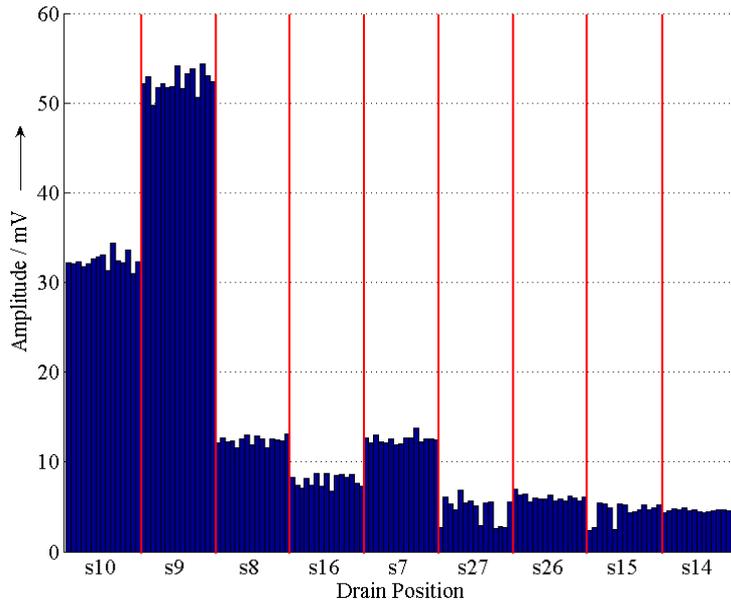


Fig. 11: Maximum amplitude of received UHF waves depending on the drain position (source position constant)

Fig. 12 summarizes an example of one fix UHF source location and different receiving antenna locations by plotting the calculated attenuation factors in decibel (dB), see left axis. By knowing the transformer tank dimensions, the corresponding source-receiver antenna distances are calculated and included in the diagram. This results in general attenuation factors of the UHF signals inside the transformer with the unit dB/m, see right axis in Fig. 12.

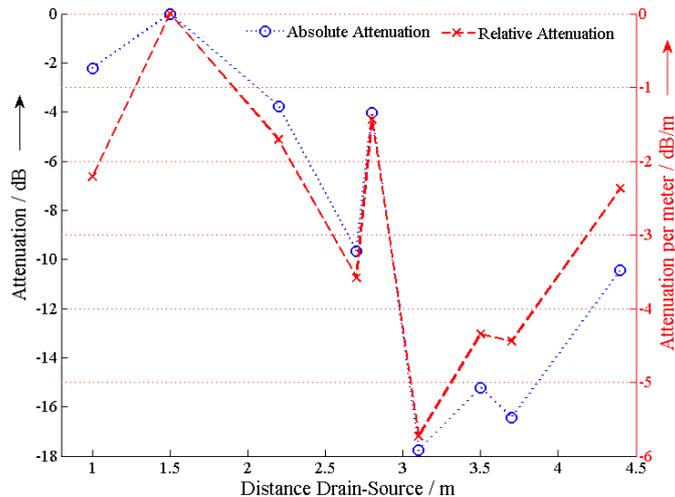


Fig. 12: Attenuation of UHF signals measured in time domain

The attenuation of UHF signals relating to the distance is not linear correlated to increasing distance. Depending on the internal structure of the transformer, some antenna locations might be better for receiving UHF signals than other locations. The showed way of analysing the attenuation was done for many different measurements with different drain and source locations. Summarizing, the attenuation of UHF signals within the transformer varies between 5 and 13 dB/m, depending on the location and therewith the propagation path of the UHF signals. The maximal measured attenuation was 33 dB at a distance of nearly 6 m. Compared to the state-of-the-art amplification of about 30 dB for UHF signals, the high UHF signal-to-noise ratios and regarding the strong amplitudes, the measured attenuation do not undermine the sensitivity of the UHF method in general.

Comparing the attenuation factors of complete active part arrangements from above (e.g. propagation path through complete HV/LV-windings etc.) to results for single, generic structures as e.g. part of a disc-winding (attenuation around 2 dB) or a 0.5 cm gap in a metal plate of (attenuation around 3 dB) [1, 4], shows comparable ranges.

Active parts of transformers have strong influence to UHF signals and the caused attenuation is not linear to the distance. More experiments like the mentioned above with different transformers will show, if the attenuation is within same range or even predictable for identical transformer types. Because of the showed attenuation, it might be impossible to examine the quantity of a PD originated UHF source (in terms of apparent charge) without knowing its location and therewith the possible span of experienced attenuation of the UHF waves on the propagation path to the UHF probe.

5 CORRELATION BETWEEN UHF – IEC60270

The so-called Sensitivity Check for UHF measurements on power transformers might be comparable to the procedure suggested for the UHF method at gas isolated switchgear (GIS) [5, 6]. An approximation of the measured UHF PD quantity comparable to the quantity of the apparent charge in pico Coulomb (pC), determined with the measurement according to IEC60270 (IEC), should be achieved.

First step is an investigation about the correlation between the apparent charge pC and the measured UHF signals. Therefore the IEC measuring method was done simultaneous with the UHF measuring method, see setup in Fig. 13. The UHF signal and the voltage signal of the IEC measuring impedance were recorded at the same time.

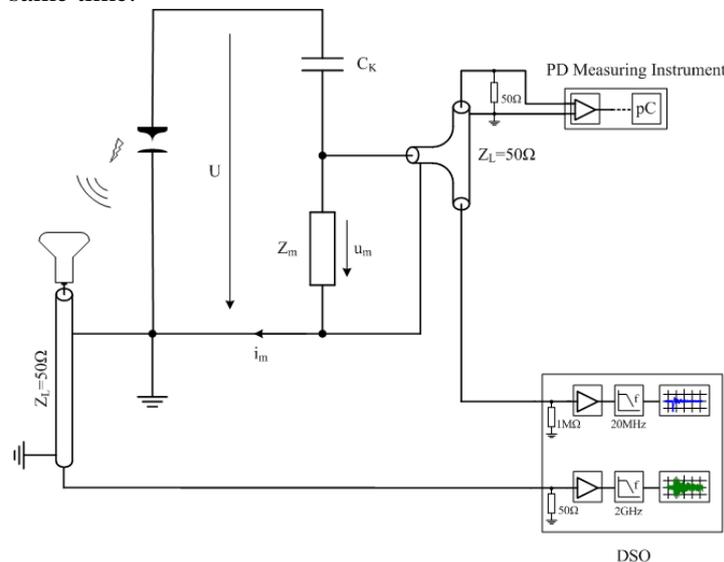


Fig. 13: Combination of UHF and IEC60270 measurement

Additionally a PD measuring system measured directly the apparent charge level Q_{IEC} serving for reference measurement and voltage measurement. After calibrating the IEC measuring method, the scope measures the apparent charge and the UHF effects of one and the same PD pulse. While recording e.g. more than 30 signals the natural deviation of PD defects helps to find a relation between UHF signal amplitude and apparent charge.

Two different sources of PD are shown in Fig. 14. The first source of PD consists of a glass ampoule with an air cavity between a rod-plane PD source under oil. The second PD source consists of another rod-plane arrangement which uses the same oil volume as the transformer. The high voltage was applied by a coaxial cable (RG214), which is PD-free up to a voltage of approximately 12kV. PD inception voltage of the sources was about 5-10kV.

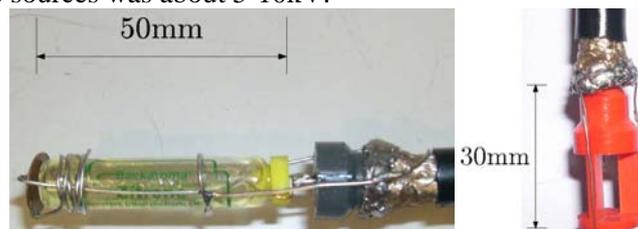


Fig. 14: Rod-plane PD sources, 50-300 pC, 5-10 kV

The PD sources were brought into a 10 kV/380 V 200 kVA distribution transformer. Through an available oil filling valve an UHF probe was slid into the transformer, receiving the emitted UHF waves from inside the transformer tank. Because of the not completely closed top cover, the location of the PD sources, mounted on a stick, can be changed to 20 different positions, defined in Fig. 15.

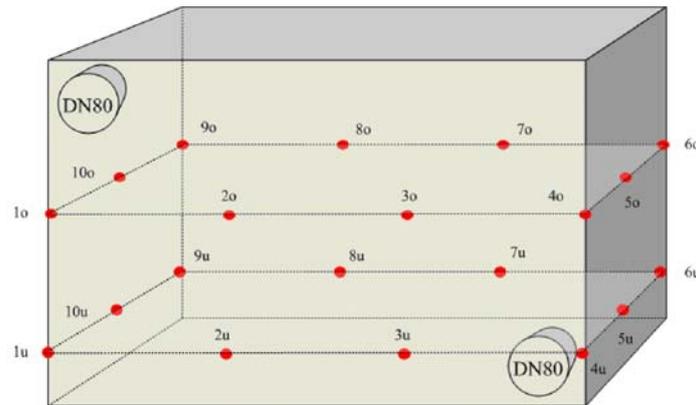


Fig. 15: Measuring positions in transformer tank, 10 kV/380 V, 200 kVA

During the measurements the transformer with the included active part was oil-filled and an aluminium foil closed the cover to simulate a closed tank. In the exemplary results shown in this paper, the UHF probe was installed at the upper oil filling valve and the PD source with the glass ampoule was used. The applied voltage was adapted so that PD with an intensity of 50 to 150 pC occurred. For each measured UHF signal, the amplitude and the apparent charge of the corresponding PD were determined. In Fig. 16 the measured UHF amplitude over the apparent charge Q_{IEC} is shown.

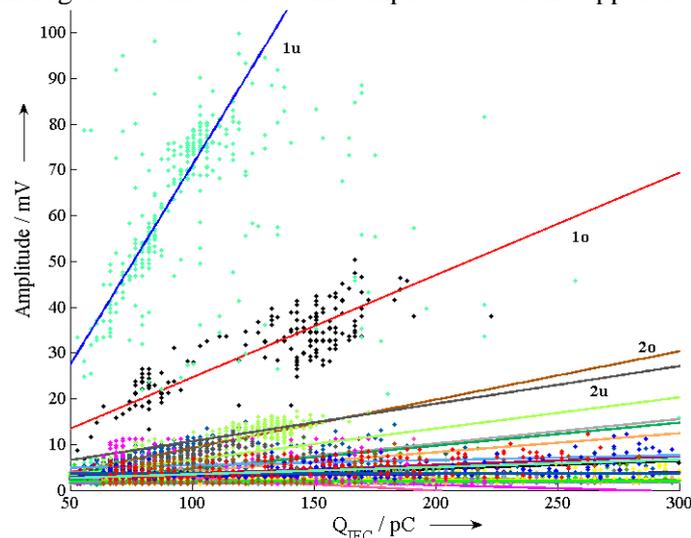


Fig. 16: PD Source “glass ampoule”: Correlation between UHF amplitude and apparent charge Q_{IEC}

All measurements (points) of the 20 locations are coded with a clear colour. Different clusters of points with the same colour are remarkable. These points show a linear correlation between the apparent charge and the measured amplitude of the UHF signal. In order to examine this correlation quantitatively, for the measured values regression lines were computed according to the method of the smallest error squares, see Fig. 16. The following observations can be made:

- The regression analysis shows a linear correlation between the apparent charge and the measured UHF signal amplitude.
- The correlation is constant for a fixed position of PD source. The correlation factor depends on the position of PD source and thus of the distance between PD source and UHF probe.
- The signal/noise ratio decreases with increasing distance between PD source and UHF probe.
- The PD sources show - even with constant apparent charge level - a large dispersion regarding the UHF signal amplitude. From this it can be stated that different kinds of PD have likewise different characteristics concerning the relation between measured apparent charge and emitted electromagnetic waves.

6 SENSITIVITY CHECK

The idea for the so-called Sensitivity Check for the UHF measuring method on power transformers is based on the procedure suggested for the UHF measuring method at GIS [6]. Therefore a well known real PD has to be placed into a transformer tank in laboratory. The same probe reading from the measured real PD will be simulated in a second step with an UHF signal generator with variable output power using a second transmitting probe. With an excitation voltage of e.g. 10 V this will lead to a ratio of the feeding amplitude to the apparent charge of 0,1 V/pC. Installing the whole measuring system at an identical transformer with two oil filling valves may then allow a sensitivity verification for 100 pC, i.e. the UHF method is able to detect PD effects with at least 100 pC.

Aim of the following investigation is to find the above mentioned relation between the feeding signal and the according apparent charge.

All measured UHF signals are measured with an UHF sensor, installed at the upper DN 80 oil-filling valve. First step is activating the PD source at position "7u" (see Fig. 15) with an apparent charge of 100 pC. The UHF sensor detects an UHF signal with an amplitude of 5 mV. In the second step, the monopole antenna (Fig. 2) held at position "7u" was fed by the UHF signal generator with an amplitude of 4.0 V for simulating the same measurable effects as the original PD. I.e. the relation of 0.04 V/pC can be used for the Sensitivity Check.

Comparing the relation of 0.04 V/pC to results in [7], which stated a relation between 0.2 V/pC and 1.5 V/pC, the big discrepancy might be explained by:

- different sensitivity of the UHF coupler or used amplification
- different transformer tank sizes
- different internal structures
- different types of PD

Investigations in future may allow comparable results when defining some standards for the Sensitivity Check procedure in laboratory first.

For analysing, if the artificial impulse of 4.0 V leads to the same quantitative result as in the chapter 5, the transmitting antenna was located successively at the 20 different defined positions in the transformer and the UHF probe signal was recorded.

The following Fig. 17 compares the measured UHF amplitudes using the 4.0 V impulses with the UHF impulses caused by the original PD of 100 pC at each location. Position "7u" is the reference point of the Sensitivity Check where the UHF signal amplitude of the original 100 pC PD has the same value as from the artificial impulse of 4.0 V.

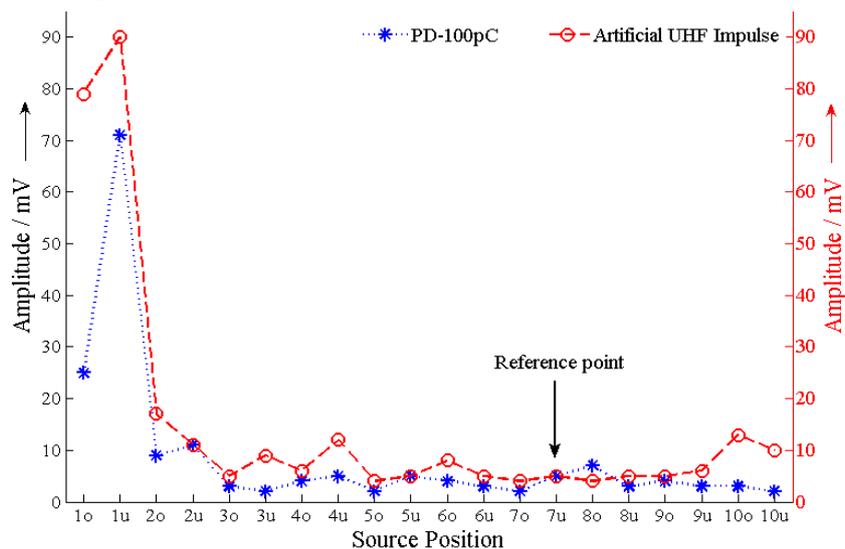


Fig. 17: Sensitivity Check with original 100 pC PD source and artificial UHF impulse with 4.0 V

The measured values strongly support the preliminary investigation results, that the attenuation of the UHF signals depends on the internal structure and the propagation path, because measured values of the same origin (100 pC PD and 4.0 V artificial impulses) varies between 3 and 90 mV. With the exception of point "1o", the artificial UHF impulses show similar UHF measuring results to the

original PD sources. The procedure makes an evaluation possible whether PD of certain intensity at the tested positions are detectable, i.e. it might only be a worst case estimation of the sensitivity for this transformer.

Generally the Sensitivity Check for UHF measurements does not allow an estimation of the apparent charge, because of not predictable UHF attenuations according to the location of the PD and the resulting propagation path of UHF signals. The procedure might be a worst case estimation of the sensitivity. But defining a general procedure for the immense number of different types of transformers might be difficult.

7 CONCLUSION

The detection of PD during full operation of power transformers is possible with the shown UHF probes. The probes withstand all occurring mechanical and thermal stresses and can be used as a permanently installed measuring device for online monitoring systems. Improvements of electrical properties of the UHF probes allow a significant functionality test of the probes and the whole measuring equipment including measuring lines and the PD acquisition unit.

For the verification of the sensitivity of the UHF method, the results of the presented research can be concluded as followed:

- Radiation of UHF waves depends as well on the structure between the high voltage source and the PD source.
- UHF signals experience propagation-path-dependent attenuation while propagating through the internal structure of the active part of the transformer.
- For fixed propagation paths there is a linear relation between the UHF amplitude and the apparent charge pC of PD.
- It seems not reasonable to solely calculate the pC-intensity of an PD according to IEC60270 with UHF measurement on a basis of a Sensitivity Check.

Near-future research will consist of the presented procedure in chapter 5 and 6 of the Sensitivity Check at transformers planned for scrapping to find some additional information.

8 REFERENCES

- [1] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. Markalous, "Elektromagnetische Teilentladungsmessung bei Leistungstransformatoren", ETG - Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Kassel, 2006
- [2] *IEC Loading Guide for Mineral Oil Immersed Power Transformers*, IEC Std 60354, September 1991.
- [3] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. M. Markalous, T. Strehl: "Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers", Proceedings 15th ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [4] S. M. Markalous: "Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals", Dissertation, Universität Stuttgart, 2006
- [5] CIGRE TF 15/33.03.05, "PD Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method", Electra No.183, April 1999
- [6] S. Meijer, J.J. Smit "Sensitivity check procedure for GIS with retrofit UHF PD sensors", Proceedings 15th ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [7] D. Templeton, H. Q. Li, K. F. Lee, J. Pearson, R. Brinzer A. Reid and M. Judd, "Sensitivity testing of a UHF power transformer monitoring system", Proceedings 15th ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007.

Moderne Verfahren zur Wasserbestimmung in Leistungstransformatoren

Maik Koch, Michael Krüger

Omicron Electronics
maik.koch@omicron.at
Österreich

Stefan Tenbohlen

IEH Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Deutschland

KURZFASSUNG

In diesem Beitrag werden neue Verfahren zur Wasserbestimmung in Öl-Papier-isolierten Transformatoren vorgestellt. Feuchtigkeit in Leistungstransformatoren ist ein wesentliches Zustandsmerkmal, denn sie schädigt durch drei Wirkungen: Die Durchschlagsspannung von Öl und Zellulose wird verringert, die Alterung der Zellulose beschleunigt und die Emission von Gasblasen bei hohen Temperaturen verursacht. So ist die Kenntnis der Feuchtigkeit im Transformator von hoher Bedeutung für einen sicheren Betrieb und zustandserhaltende Maßnahmen.

Die in den letzten Jahren entwickelten dielektrischen Diagnosemethoden leiten die Feuchtigkeit der Feststoffisolierung aus dielektrischen Eigenschaften wie Verlustfaktor oder Polarisationsstrom ab. Ein neues Verfahren wird vorgestellt, welches die Messung im Frequenz- und Zeitbereich kombiniert und damit den Zeitbedarf pro Messung auf 30 % gegenüber der herkömmlichen Frequenzbereichsmessung verringert. Weiter wird die Interpretation des frequenzabhängigen Verlustfaktors zwecks Wasserbestimmung ausführlich erklärt. Ein Fittingalgorithmus vergleicht die dielektrischen Eigenschaften des Transformators mit den dielektrischen Eigenschaften eines Modells und ermittelt damit die Feuchtigkeit. Die neu entwickelte Software kompensiert leitfähige Alterungsprodukte, welche sonst eine zu hohe Feuchtigkeit vortäuschen würden und ermöglicht damit auch in stark gealterten Isolierungen eine zuverlässige Diagnose.

Neben der dielektrischen Diagnostik umfasst dieser Beitrag auch neue Methoden für die Wasserbestimmung mittels Feuchtgleichgewicht. Der Gleichgewichtsprozess für Wasser wird durch Unterschiede in der Wassersättigung (relative Feuchtigkeit) angetrieben, vorausgesetzt gleiche Temperatur und Druck herrschen. Basierend auf diesem Wissen kann auch die Auswirkung eines Öltauschs durch Ester berechnet werden.

Herkömmliche Gleichgewichtsdiagramme auf der Basis des Wassergehalts im Öl (ppm) werden vor allem durch die Alterung des Öls unbrauchbar. Abhilfe schafft hier die relative Ölfeuchte, gemessen mit kapazitiven Sensoren. Mit der Wassersättigung auch für die Feststoffisolierung bietet sich eine Messgröße an, die direkt mit der Trocknung und den zerstörerischen Effekten von Feuchtigkeit in Öl-Papier-Isolierungen verknüpft ist.

1 SCHADENSWIRKUNGEN VON FEUCHTIGKEIT

Zustandsbasierte Instandhaltungsstrategien versprechen gegenüber der traditionellen zeitabhängigen Instandhaltung nur dann Vorteile, wenn der wirkliche Zustand des Betriebsmittels sicher ermittelt wurde. Leistungstransformatoren stellen das teuerste Glied in der Energieübertragungskette vom Generator zum Verbraucher dar. Der Kostendruck des liberalisierten Energiemarktes lässt die Energieversorgungsunternehmen auf kostensparende zustandsabhängige Verfahren statt auf traditionelle zeitabhängige Instandhaltung setzen. Dieser Ansatz verlangt zuverlässige Diagnoseverfahren.

Feuchtigkeit in Öl-Papier-Isolierungen ist ein wesentliches Zustandsmerkmal. Der Wassergehalt der Feststoffisolierung beträgt 0,4-1 % für neue Transformatoren und steigt auf 3-4 % am Ende der Lebensdauer von etwa 30-50 Jahren. Das entspricht einer Wassersättigung (relative Feuchtigkeit) von 0,5-2 % im Neuzustand und bis zu 30 % für feuchte Transformatoren. Feuchtigkeit schädigt durch drei Wirkungen: Die Durchschlagsspannung von Öl und Zellulose werden verringert, die Alterung der Zellulose beschleunigt und die Emission von Gasblasen bei hohen Temperaturen verursacht. Abbildung 1 (links) illustriert, wie die Wassersättigung in Mineralöl mit der Durchschlagsspannung korreliert [1]. Wassermoleküle dissoziieren selbst und ermöglichen auch Säuren die Dissoziation, was Anfangsladungsträger bereitstellt. Wichtig ist hier, dass die Durchschlagsspannung besser mit der Wassersättigung abgebildet werden sollte (Feuchtigkeit relativ zur Wasseraufnahmefähigkeit in %) als mit dem Wassergehalt (Wassergewicht relativ zum Gesamtgewicht in ppm).

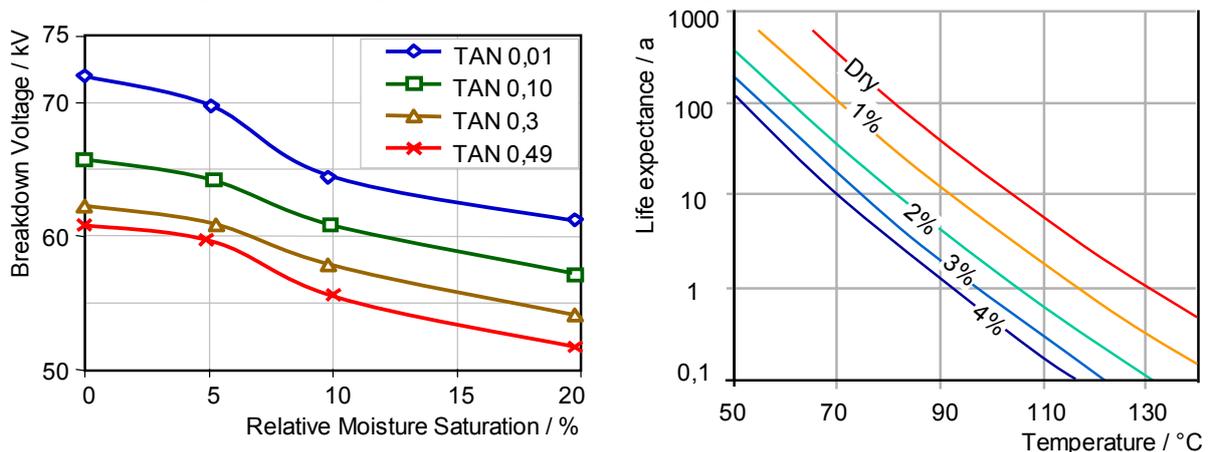


Abbildung 1: Schadenswirkungen von Wasser: Verringerte Durchschlagsspannung unter dem Einfluss von Wassersättigung und Säurezahl (links), verringerte Lebenserwartung der Zellulose durch Wassergehalt und Temperatur (rechts)

Wasser beschleunigt die Alterung der Feststoffisolierung aus Papier, Pressboard und Holz. Die chemische Reaktion der Hydrolyse teilt die Zellulosemoleküle in kleinere Bruchstücke, wodurch die mechanische Festigkeit sinkt. Zellulosemoleküle bestehen aus vielen Glukoseringen, deren Anzahl (Polymerisationsgrad) von ca. 1000 im Neuzustand auf etwa 200 am Ende der Lebensdauer sinkt. Abbildung 1 (rechts) zeigt, wie sich die Lebenserwartung von Zellulose unter dem Einfluss von Wassergehalt und Temperatur verringert [2].

Stand der Technik für die Feuchtebestimmung sind immer noch Gleichgewichtsdiagramme, wo der Wassergehalt der Feststoffisolierung aus dem Wassergehalt im Öl abgeleitet wird. Viele Faktoren schränken dieses Verfahren ein, vor allem die Alterung des Öls [3] und die Wassermessung durch Titration [4].

Dies motivierte zur Entwicklung dielektrischer Diagnoseverfahren, die Feuchtigkeit in Papier und Pressboard aus dielektrischen Eigenschaften ableiten [5]. Sie versprechen eine höhere Genauigkeit und sind für die Onsite-Anwendung konzipiert.

Dieser Beitrag beschreibt eine neue dielektrische Methode welche Messungen im Zeit- und Frequenzbereich kombiniert und auch für gealterte Transformatoren zuverlässige Ergebnisse verspricht. Weiter werden die Grundgesetze der Feuchtigkeitsverteilung aufgezeigt und praktisch angewendet sowie das traditionelle Gleichgewichtsverfahren verbessert.

2 VERTEILUNG UND GLEICHGEWICHT VON FEUCHTIGKEIT

2.1 Thermodynamisches Gleichgewicht für Feuchtigkeit

Der Gleichgewichtsprozess für Wasser zielt auf eine identische Wassersättigung oder relative Feuchte in angrenzenden Medien ab, vorausgesetzt Temperatur und Druck sind gleich. Der Begriff der relativen Feuchtigkeit beschreibt die Feuchtigkeit in einem *Gas* im Bezug auf die maximal aufnehmbare Feuchtigkeit. Der Begriff Wassersättigung hat dieselbe physikalische Bedeutung, wird jedoch auf *Flüssigkeiten* angewendet. Handelt es sich um einen *Festkörper*, so spricht man ebenfalls von der Wassersättigung, die aber jetzt nicht direkt im Körper, sondern im umgebenden Gasraum bei Gleichgewicht gemessen wird.

Abbildung 2 dient zur Erläuterung des thermodynamischen Gleichgewichts für Wasser bei gleicher Temperatur. Angenommen, im Transformator herrsche Gleichgewicht, so wird die Wassersättigung in Öl $RS_{\text{Öl}}$ gleich der Wassersättigung in der Zellulose RS_{Zel} von 3 %. Die umgebende Luft mit einer relativen Feuchte RF_{Luft} von 50 % versucht, Feuchtegleichgewicht herzustellen, also den Transformator zu befeuchten. Das wird durch die Silikagelvorlage verhindert. Mit einer Wassersättigung von nur 1 % würde die Silikagelvorlage nicht nur die atmosphärische Luft, sondern auch den Luftraum im Transformator trocknen, mithin die Isolierung selbst.

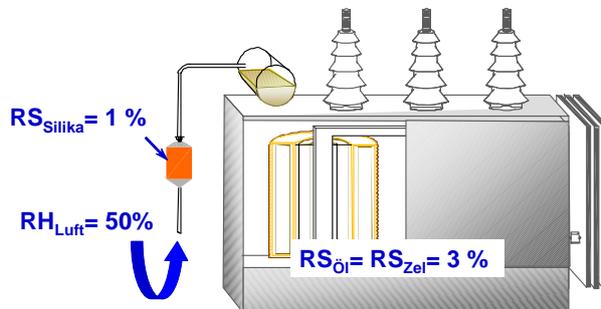


Abbildung 2: Gleichgewichtsprozess bei der Atmung eines Transformators

Das Gleichgewichtsgesetz für Wasser hat weitreichende Konsequenzen, unter anderem kann eine Trocknung nur dann erreicht werden, wenn das trocknende Medium eine geringere relative Feuchtigkeit aufweist als das zu trocknende Medium. Weiter korrelieren alle schädigenden Effekte von Wasser besser mit der Wassersättigung als mit dem traditionell benutzten Wassergehalt (Gewichtsfeuchte in ppm oder %). Kapazitive Sensoren messen sie einfach und genau auch während des Transformatorbetriebs. Die Wassersättigung kann ebenfalls durch dielektrische Diagnoseverfahren bestimmt werden.

2.2 Auswirkung eines Öltauschs durch Ester auf das Feuchtegleichgewicht

Die Verteilung des Wassers zwischen Öl und der festen Isolierung (Papier, Pressboard, Holz) kann mittels Gleichgewichtsdiagrammen berechnet werden. Erstellt werden diese Diagramme auf der Basis des thermodynamischen Gleichgewichts; die relative Feuchtigkeit angrenzender Stoffe wird unter Gleichgewichtsbedingungen identisch. So genügt es, die Sorptionsisotherme der beteiligten Stoffe zu messen und dann gleichzusetzen [3]. Sorptionsisotherme geben die Gewichtsfeuchtigkeit in einem Stoff als Funktion der Wassersättigung mit der Temperatur als Parameter an.

Abbildung 3 (links) zeigt die Wasserlöslichkeit für verschiedene Isolierflüssigkeiten (synthetischer und natürlicher Ester, gealtertes und neues Mineralöl), unter deren Zuhilfenahme zusammen mit Isothermen für Zellulosewerkstoffe Gleichgewichtsdiagramme erstellt werden können (Abbildung 3, Mitte). Mittels eines solchen Gleichgewichtsdiagramms kann die Auswirkung eines Öltauschs durch Ester auf die Wasserverteilung bestimmt werden. Bei einem Transformator mit 7 t festen Isolierstoffen auf Zellulosebasis und einem mittlerem Wassergehalt von 3 % lösen 70 t gealtertes Mineralöl bei 40°C nur etwa 3 kg Wasser, während die festen Isolierstoffe 210 kg aufnehmen. Wird nun das gealterte Mineralöl durch einen natürlichen Ester getauscht, so nimmt dieser 14 kg Wasser auf und verringert damit die Wassermasse in der Feststoffisolierung auf 199 kg. Diesen Unterschied kann man nicht als Trocknung bezeichnen, immerhin aber erhöht sich hiermit die Effizienz von Online-Trocknungsverfahren durch kontinuierliche Ölzirkulation.

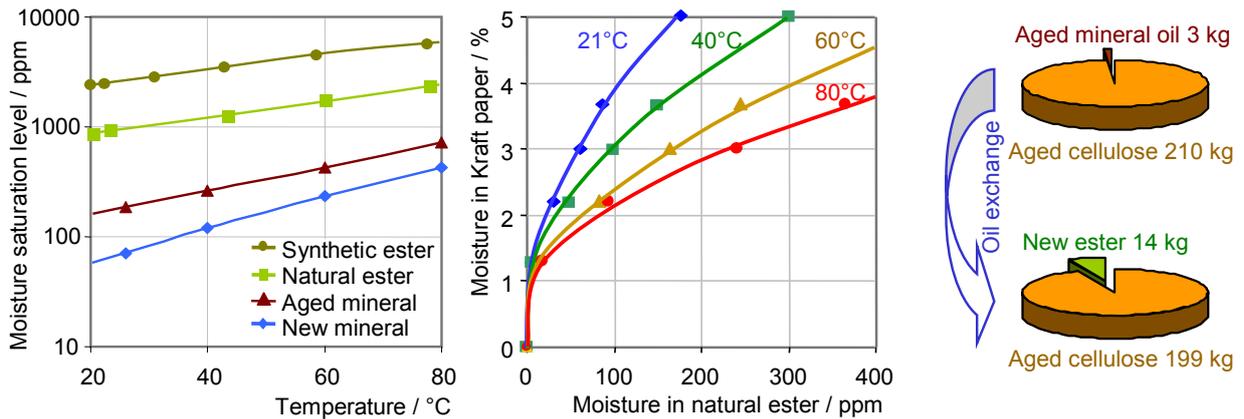


Abbildung 3 Wasserlöslichkeit in verschiedenen Isolierflüssigkeiten (links), Gleichgewichtsdiagramm für natürliche Ester mit Kraft Isolierpapier (Mitte) und Wasserverteilung zwischen Zellulose und Öl bei einem gealterten Mineralöl und einem natürlichen Ester bei 40°C (rechts)

3 FEUCHTEBESTIMMUNG DURCH DIELEKTRISCHE DIAGNOSTIK

Dielektrische Diagnoseverfahren leiten die Feuchtigkeit in Öl-Papier-isolierten Transformatoren aus Eigenschaften des Dielektrikums wie Rückkehrspannung, Polarisationsströmen und Verlustfaktor ab. Die früher häufig diskutierte Schwierigkeiten in der Interpretation der Messungen wurden überwunden, heute stellen dielektrische Diagnoseverfahren ein zuverlässiges Mittel zur Wasserbestimmung dar.

3.1 Dielektrische Eigenschaften von Isolierungen

Die mehrschichtige Öl-Papier-Isolierung von Leistungstransformatoren besitzt Polarisations- und Leitfähigkeitseffekte. Dielektrische Diagnosemethoden messen die Leitfähigkeit von Zellulose und Öl überlagert von der Grenzflächenpolarisation an den Übergängen des Öls zur Feststoffisolierung. Die resultierende Stromdichte $J(\omega)$, verursacht durch eine sinusförmige Feldstärke $E(\omega)$ kann man wie folgt ausdrücken [6]:

$$\underline{J}(\omega) = j\omega\varepsilon_0 \left\{ \underbrace{\varepsilon(\infty) + \chi'(\omega)}_{\text{kapazitiver Anteil}} - j \underbrace{\left[\frac{\sigma_0}{\varepsilon_0\omega} + \chi''(\omega) \right]}_{\text{Verluste}} \right\} \underline{E}(\omega) \quad (1)$$

Der imaginäre Term der Stromdichte repräsentiert die kapazitive Komponente, verursacht durch den bei höheren Frequenzen wirksamen Teil der Permittivität ε und durch die im gemessenen Frequenzbereich variable Suszeptibilität χ' . Der Realteil der Stromdichte wird durch Gleichstromleitfähigkeit σ_0 und Polarisationsverluste χ'' hervorgerufen. Die Massenträgheit der Dipole und bewegten Ladungsträger bestimmen diese Polarisationsverluste.

Feuchtigkeit, Temperatur und leitfähige Alterungsprodukte beeinflussen alle diese Effekte. Da allein die Feuchtigkeit bestimmt werden soll, stellt die Unterscheidung der Effekte ein Schlüsselkriterium für dielektrische Analyseverfahren dar.

3.2 Beschleunigte Messung dielektrischer Eigenschaften

Die Kombination von Zeit- und Frequenzbereichsmessung verkürzt die Messzeit wesentlich und stellt gleichzeitig eine große Datentiefe zur Verfügung. Dielektrische Eigenschaften können im Zeitbereich als Polarisations- und Depolarisationsströme PDC oder im Frequenzbereich als Frequenzbereichsspektroskopie FDS bestimmt werden. Misst man im Zeitbereich, so ist die Messzeit relativ kurz, gleichzeitig aber stehen die Ergebnisse nur für relativ lange Zeiten bzw. niedrige Frequenzen von typischerweise unter 1 Hz zur Verfügung. Im Gegensatz dazu sind Frequenzbereichsmessungen bis zu sehr hohen Frequenzen durchführbar, dauern aber bei niedrigen Frequenzen sehr lange.

Es liegt also nahe, die Vorteile beider Verfahren in einem Gerät zu kombinieren. Das neue Gerät Omicron DIRANA arbeitet von 5 kHz bis 0,1 Hz im Frequenzbereich und von 0,1 Hz bis 100 μ Hz (oder noch geringer) im Zeitbereich. Da die weitere Analyse im Frequenzbereich geschieht, werden die Zeitbereichsdaten automatisch in den Frequenzbereich transformiert. Abbildung 4 (links) illustriert das patentierte Verfahren [7].

Das neue Verfahren reduziert die Messzeit auf 25 % im Vergleich zur reinen Frequenzbereichsmessung. So dauert eine Datenerfassung von 1 kHz bis zu 0,1 mHz für ein typisches Frequenzbereichsmessgerät 11 Stunden, während das neue kombinierte Gerät weniger als 3 Stunden benötigt. Die Polarisation- und Depolarisations-Strommessung benötigt 5,5 Stunden, stellt allerdings nur Daten von 1 s bis 10000 s bzw. 1 Hz bis 0,1 mHz zur Verfügung (Abbildung 4, rechts).

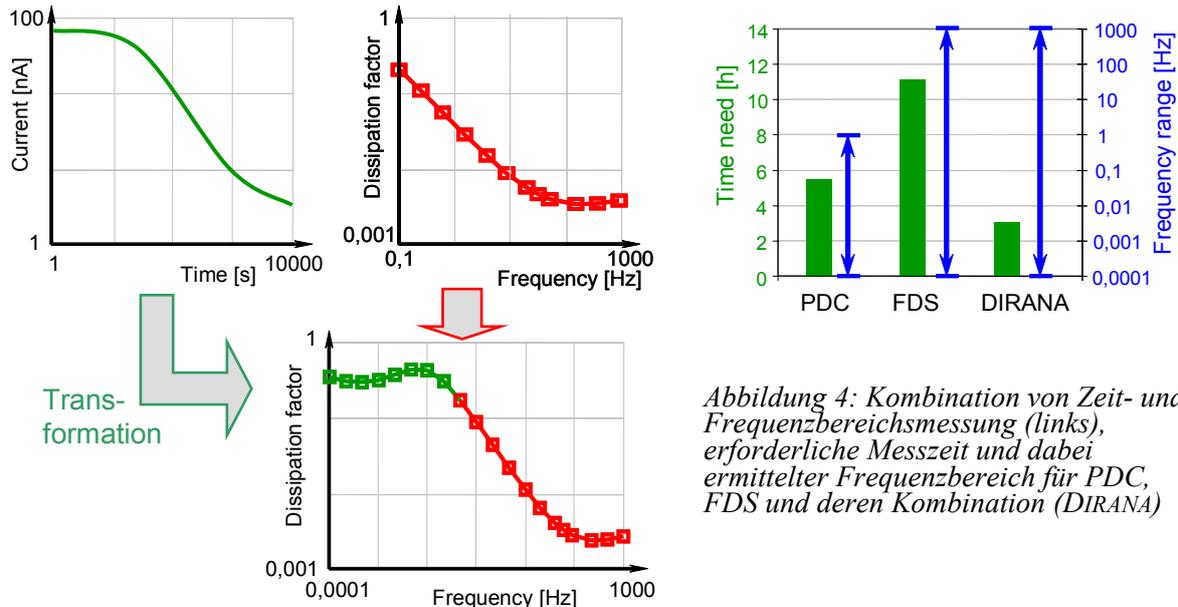


Abbildung 4: Kombination von Zeit- und Frequenzbereichsmessung (links), erforderliche Messzeit und dabei ermittelter Frequenzbereich für PDC, FDS und deren Kombination (DIRANA)

Die Dauer der Messung an einem Transformator hängt vom Zustand der jeweiligen Isolierung ab. Für eine spätere Feuchteanalyse muss der Zustand der *Feststoffisolation* sichtbar werden, wie bei Abbildung 6 erklärt. Trockene oder kalte Isolierungen erfordern eine Messung bis zu sehr niedrigen Frequenzen von z.B. 0,1 Hz, was zu den Messzeiten von Abbildung 4, rechts, führt. Betriebswarme oder sehr feuchte Isolierungen können schon bei einem Bereich von 1 kHz bis 0,1 Hz analysiert werden, was in nur wenige Minuten Messzeit resultiert. Für den häufig ausreichenden Bereich von 1 kHz bis 1 mHz benötigt das neue Gerät 25 min, eine reine Frequenzbereichsmessung jedoch 1 h 5 min. Damit sinken die Kosten für die Außerbetriebnahme des Transformators.

3.3 Anschluss des Messgeräts am Transformator

Zur Messung dielektrischer Eigenschaften müssen mindestens drei Leitungen verwendet werden; der Spannungsausgang, der Stromeingang und ein Guard-Anschluss (Schutzringelektrode). Der Guard-Anschluss verhindert, dass parasitäre Oberflächenströme z.B. durch Durchführungen oder über verschmutzte Isolatoren das Messergebnis beeinflussen. Typischerweise verbindet man den Spannungsausgang mit der Hochspannungswicklung, die Strommessung mit der Niederspannungswicklung und den Guard mit dem Kessel.

Bei der Messung der dielektrischen Antwort ist es nicht erforderlich, auf das Abkühlen oder das Gleichgewicht von Feuchtigkeit zu warten.

Abbildung 6 zeigt den Anschluss eines Dreiwicklungstransformators mit gleichzeitiger Messung von zwei Kanälen, wie es das oben vorgestellte Instrument unterstützt. Für solch einen Fall halbiert sich die Messzeit zusätzlich zur Einsparung durch die Kombination von Zeit- und Frequenzbereich.

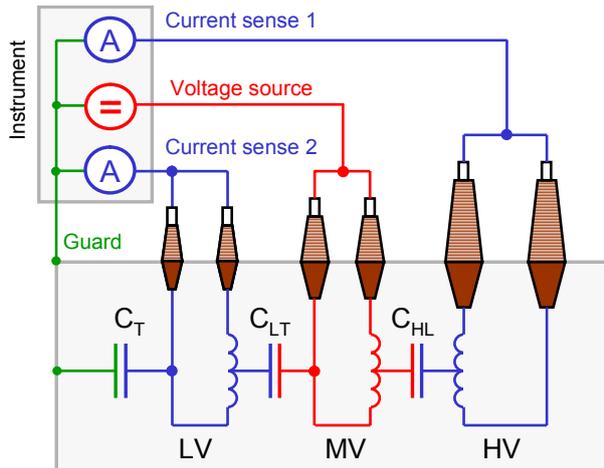


Abbildung 5 Übersichtsschaltbild für die Zweikanalmessung an einem Dreiwicklungstransformator

4 AUSWERTUNG EINER DIELEKTRISCHEN MESSUNG

4.1 Interpretation im Frequenzbereich

Dielektrische Diagnoseverfahren leiten die Feuchtigkeit der Feststoffisolierung aus dielektrischen Eigenschaften wie Polarisationsstrom, Rückkehrspannung und Verlustfaktor ab. Stellt man den Verlustfaktor über einen breiten Frequenzbereich dar, so bildet sich ein typischer s-förmiger Verlauf (Abbildung 6). Mit steigender Feuchtigkeit, Temperatur oder leitfähigen Alterungsprodukten verschiebt sich die Kurve nach rechts. Feuchtigkeit und leitfähige Alterungsprodukte spiegelt besonders der nieder- und hochfrequente Bereich wieder. Für den mittleren Bereich mit dem steilen Anstieg ist die Ölleitfähigkeit verantwortlich. Der "Buckel" reflektiert die Grenzflächenpolarisation, also die geometrischen Eigenschaften (Verhältnis Öl zu Zellulose). Zur Analyse des Wassergehalts bei unbekannter Isolationsgeometrie benötigt man 3-5 Frequenzpunkte links vom "Buckel".

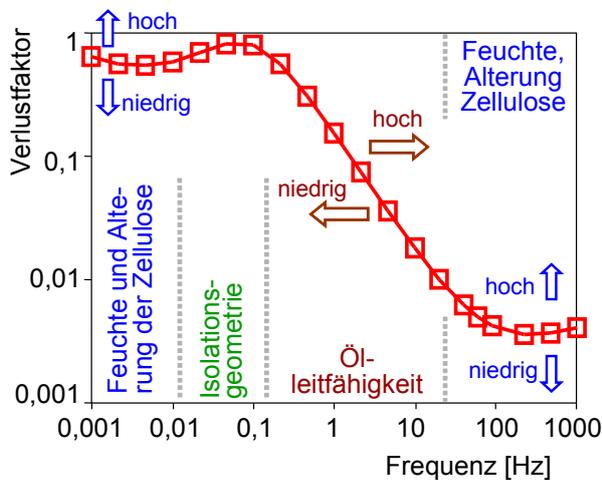


Abbildung 6 Interpretation des frequenzabhängigen Verlustfaktors einer Öl-Papier-Isolierung

4.2 Algorithmus zur Feuchtebestimmung

Die Feuchtebestimmung beruht auf dem Vergleich der am Transformator gemessenen dielektrischen Eigenschaften zu modellierten dielektrischen Eigenschaften. Ein Fitting-Algorithmus variiert die Modelleigenschaften bis die höchstmögliche Übereinstimmung erzeugt ist und gibt dann Feuchtgehalt und Ölleitfähigkeit aus.

Natürlich bestimmt die Qualität des Vergleichsdatensatzes die Genauigkeit der Feuchtebestimmung. Der hier verwendete Datensatz beruht auf neuem Pressboard bei unterschiedlichen Temperaturen, Feuchtgehalten und Ölen zur Imprägnation [8]. Um den Einfluss leitfähiger Alterungsprodukte zu kompensieren, wurden auch diese untersucht. Weiter wurden die ermittelten Daten mit Ergebnissen aus der Literatur verglichen, z.B. [9].

Der Analysealgorithmus wählt zunächst einen der Isolationstemperatur entsprechenden Labordatensatz aus. Das sogenannte XY-Modell kombiniert dann diesen Datensatz mit den Eigenschaften des Öls. Das XY-Modell ermöglicht es, die dielektrische Antwort einer mehrschichtigen Isolierung zu berechnen [10], wobei X für den Anteil an Barrieren steht und Y für den von Kanalleisten (Abbildung 7, rechts).

Die so erhaltene modellierte dielektrische Antwort wird mit der gemessenen verglichen. Der Fittingalgorithmus variiert Parameter des Modells bis zur bestmöglichen Übereinstimmung und gibt dann Wassergehalt und Ölleitfähigkeit aus. Basierend auf IEC 60422 erfolgt danach eine automatisierte Bewertung der Isolierung. Abbildung 7 (links) illustriert den Programmablaufplan der neu programmierten Software.

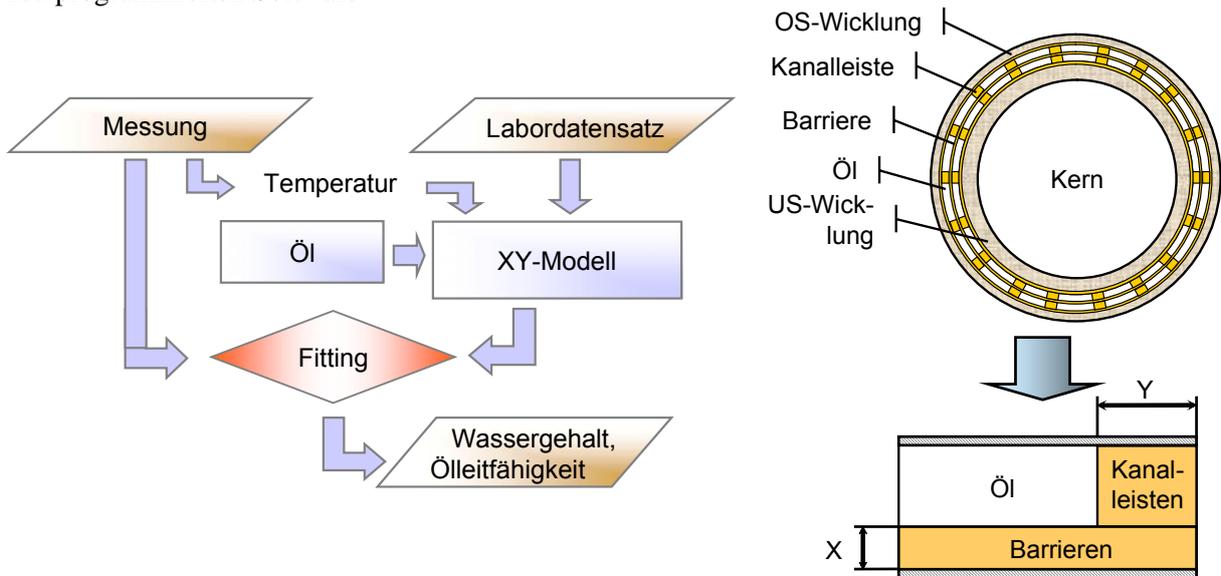


Abbildung 7 Programmflussplan zur Feuchtebestimmung (links) und Modellierung einer zylindrischen Transformatorisolierung durch das XY-Modell (rechts)

4.3 Berücksichtigung leitfähiger Alterungsprodukte

Einige der Alterungsprodukte aus Zellulose und Öl stellen Ladungsträger zur Verfügung. Zum Beispiel dissoziieren in Öl gelöste und in Zellulose abgelagerte Säuren gemeinsam mit Wasser, erhöhen die Gleichstromleitfähigkeit und täuschen so einen noch höheren Wassergehalt vor. Abbildung 8 vergleicht den Verlustfaktor von neuem Pressboard mit dem von gealtertem bei ähnlichem Wassergehalt. Die gealterten Proben zeigen wesentlich höhere Verluste. Dementsprechend würde ein Analysealgorithmus, der diesen Effekt nicht kompensiert, einen zu hohen Wassergehalt diagnostizieren und damit eventuell eine nicht nötige Trocknung verursachen. Die Software für das Gerät Omicron DIRANA berücksichtigt Alterungsprodukte durch ein Ausgleichsverfahren, was an weiteren Isolierungen überprüft und so verfeinert wird.

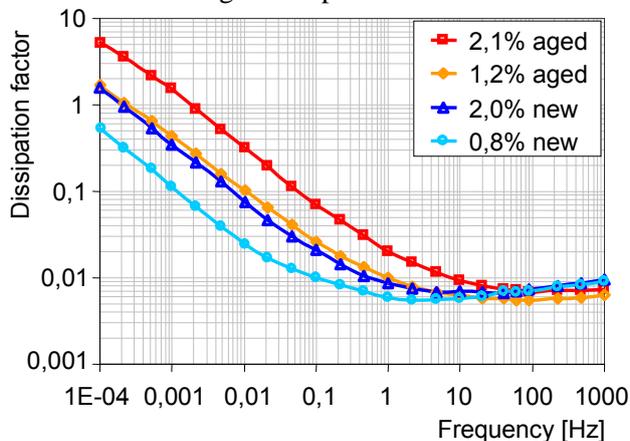


Abbildung 8 Verlustfaktor von neuem und gealtertem Pressboard-Modellen mit ähnlichem Wassergehalt bei 20°C Isolationstemperatur

4.4 Alterungsbestimmung mit der 0,1 Hz Methode

Die Wissenschaft sucht nach einfachen Lösungen auch für komplexe Probleme. Eignen sich Messungen mit 0,1 Hz und variabler Spannung, um den Alterungszustand von Transformatoren zu bestimmen? Dieser Frage soll in diesem Abschnitt nachgegangen werden.

0,1 Hz-Messungen können den Verlustfaktor der Hauptisolierung für nur diese eine Frequenz bestimmen, dabei aber die Spannung von z.B. 6-36 kV variieren. Ein Interpretationsschema sagt aus, dass die Änderung des Verlustfaktors mit der Spannung einem "relativen Wassergehalt" proportional sei und der Winkel der Tangente am spannungsabhängigen Verlustfaktor sogar den "relativen Alterungszustand" der Transformatorbarrieren (Depolymerisationsgrad) widerspiegeln. Beide Zustandsgrößen sind natürlich wünschenswert; die einfache Messung und Interpretation motivieren zu einer genaueren Untersuchung.

Die erste Untersuchung betrifft den Einfluss der Isolationsgeometrie auf die "relative Feuchtigkeit" und den "relativen Alterungszustand". Dazu dient ein Pancake-Modell von der Größe eines Mittelspannungstransformators, an welchem über mehrere Anschlüsse unterschiedliche Verhältnisse von Zellulose zu Öl abgreifbar sind [8]. Das Transformatorenmodell enthält acht Spulen, die durch Pressboardbarrieren und Ölkanäle voneinander getrennt sind. Das Verhältnis von Pressboard zu Öl bewegt sich zwischen 15 und 90 %, was die Hauptisolation verschiedener Transformatoren nachbildet. Der Wassergehalt in der Feststoffisolierung beträgt 1,0 %. Sollte die 0,1 Hz-Methode geeignet sein, den Wassergehalt zu bestimmen, so müssten der ermittelte "relative Wassergehalt" und der "relative Alterungszustand" unabhängig von der Isolationsgeometrie sein.

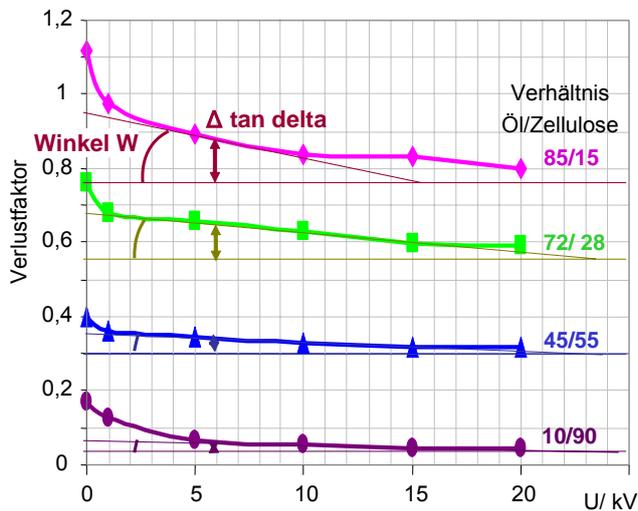


Abbildung 9 Verlustfaktor bei 0,1 Hz an den verschiedenen Isolationsgeometrien des Pancake-Modells

Abbildung 9 stellt die Ergebnisse der Messung an den verschiedenen Konfigurationen des Pancake-Modells dar. Folgt man dem genannten Interpretationsschema, so wäre die Isolationsgeometrie mit dem höchsten Ölanteil von 85 % am feuchtesten und hätte den niedrigsten Polymerisationsgrad in der Zellulose. Tatsächlich jedoch hat jede Konfiguration gleiche Feuchtigkeit und Alterungszustand, die offensichtlichen Unterschiede deuten auf die Mangelhaftigkeit des Interpretationsschemas hin.

Tatsächlich erinnern die Ergebnisse stark an die Schwächen der Rückkehrspannungsmethode RVM mit ihrem "Polarisationsspektrum", was ebenfalls in erster Linie die Eigenschaften des Öls widerspiegeln denn die Feuchtigkeit in der Zellulose [5], [8].

Abbildung 10 zeigt, dass bereits der Verlustfaktor von vier Ölen ohne Zellulose eine Spannungsabhängigkeit besitzt. Die Messungen wurden in einer konventionellen Verlustfaktormessbrücke bei einer Messfrequenz von 50 Hz durchgeführt. Wahrscheinlich ist diese feldstärkeabhängige Ölleitfähigkeit in erster Linie für den spannungsabhängigen Verlustfaktor an Transformatoren verantwortlich, weniger eine "relative Feuchtigkeit" oder eine "relative Alterung", wie am Eingang dieses Abschnitts vermutet.

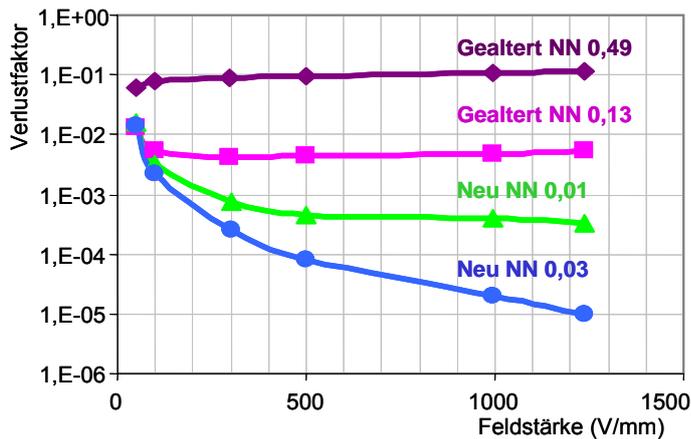


Abbildung 10 Feldstärkeabhängiger Verlustfaktor für vier Öle mit unterschiedlichem Alterungszustand und Neutralisationszahl NN

5 FEUCHTEMESSUNG DURCH GLEICHGEWICHTSDIAGRAMME

5.1 Herkömmliche Diagramme

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 [14]), ist aber mit einer Reihe von Unsicherheiten und systematischen Fehlern zu rechnen:

1. Die Probenentnahme verursacht eine nicht einschätzbare Streuung der Ergebnisse. Darüber hinaus ist gerade die Feuchtemessung in trockenem Isolieröl eine messtechnische Herausforderung, unter 15 ppm ist selbst die Reproduzierbarkeit innerhalb eines Labors schlecht [4].
2. Die Diagramme gelten nur unter Gleichgewichtsbedingungen, welche sich bei Umgebungstemperaturen erst nach langen Zeiträumen einstellen.
3. Die bei geringem Feuchtgehalt sehr große Änderung der Kurven erschwert eine genaue Ablesung.
4. Diagramme unterschiedlicher Literaturquellen führen zu unterschiedlichen Ergebnissen.
5. Die Diagramme sind nur für das spezifische Öl und Papier gültig, an welchem sie erstellt wurden. Besonders Ölalterung verschiebt die Kurven in Richtung des Öls. Das erläutert das folgende Abbildung 11.

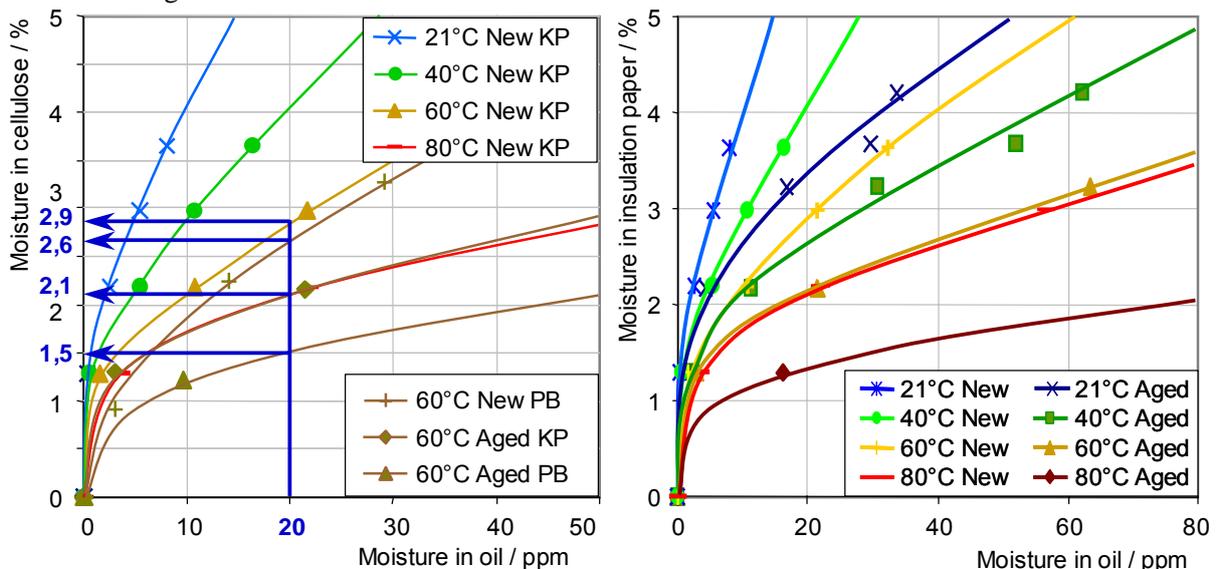


Abbildung 11 Gleichgewichtsdiagramm für verschiedene Zellulosearten (Kraft Paper, Pressboard) und Alterungszustände (links) und Gleichgewichtsdiagramm für neues und gealtertes Kraftpapier (rechts)

Das Gleichgewichtsdiagramm in Abbildung 11 (links) enthält neben den üblichen Kurven für die Gleichgewichtsfeuchte bei 20, 40, 60 und 80°C auch die Gleichgewichtsfeuchte für andere

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 2,9 %, in neuem Pressboard von 2,6 %, in gealtertem Papier und bei gealtertem Öl von 2,1 % und schließlich in gealtertem Pressboard und bei gealtertem Öl von 1,5 %. Der Fehler bei der Anwendung nicht angepasster Gleichgewichtsdiagramme kann also bis zu 100 % betragen! Typischer Weise wird der Wassergehalt weit überschätzt.

Die geänderte Wasseraufnahmefähigkeit lässt sich leicht erklären. Im Öl entstehen durch die Alterung Produkte, die dessen Wasseraufnahmefähigkeit wesentlich *erhöhen*. Beim Papier *verringert* die Alterung die Wasseraufnahmefähigkeit, insbesondere der Effekt „Verhornung“. Zudem haben unterschiedliche Zellulosematerialien schon im Neuzustand wegen deren Zusammensetzung und Mikrostruktur eine unterschiedliche Wasseraufnahmefähigkeit.

5.2 Gleichgewichtsdiagramme auf Basis der Wassersättigung im Öl

In einer neuen Form von Gleichgewichtsdiagrammen wird die Wassersättigung in Öl in % statt der Gewichtsfeuchte in ppm verwenden. Dadurch entstehen die Vorteile:

1. Die Ölalterung hat keinen Einfluss mehr auf das Gleichgewicht. Zwar ändert sich die Sättigungsfeuchte des Öls mit der Alterung, diese Änderung ist aber in der Feuchtigkeit relativ zur Sättigungsfeuchte bereits eingeschlossen.
2. Ölprobenentnahme und Transport zum Labor als wesentliche unwägare Fehlerquellen werden ausgeschlossen.
3. Mit der relativen Feuchtigkeit auf der X-Achse verringert sich die Temperaturabhängigkeit des Gleichgewichts.
4. Kapazitive Sensoren stellen die Messwerte kontinuierlich zur Verfügung und können einfach in Monitoringsysteme eingebunden werden.

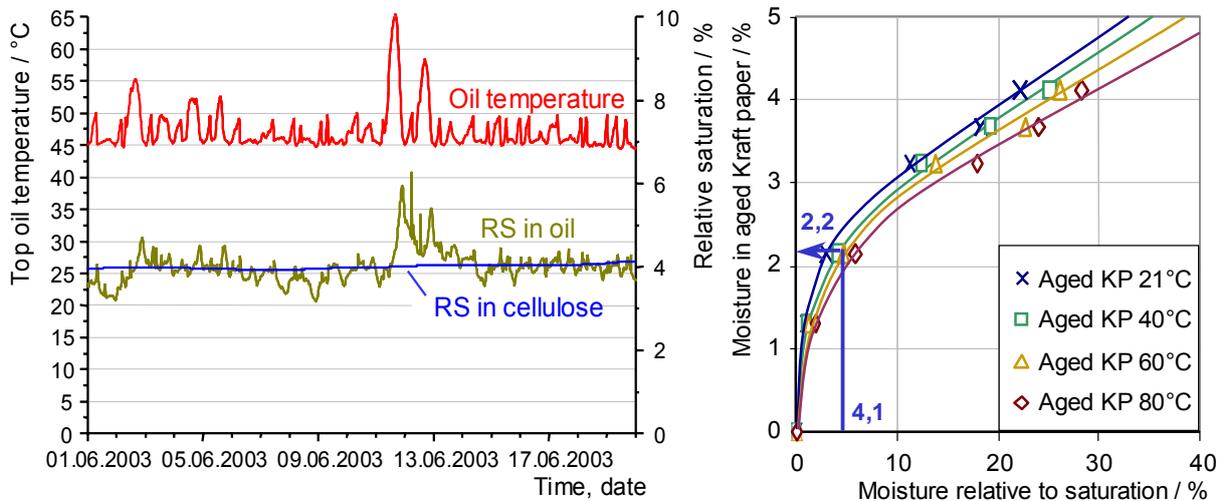


Abbildung 12 Obere Öltemperatur, Wassersättigung im Öl und Wassersättigung in der Zellulose über einen Zeitraum von 3 Wochen (links), Berechnung der Gewichtsfeuchte in gealtertem Papier aus der Wassersättigung des Öls mittels eines Feuchte-Isotherms (rechts)

Entsprechend des thermodynamischen Gleichgewichts genügt es, die relative Ölfeuchte zu messen, die bei Gleichgewicht identisch der relativen Papierfeuchte ist (Abschnitt 2.1). Nun muss nur noch über ein Gleichgewichtsdiagramm die Gewichtsfeuchte im Papier errechnet werden.

Abbildung 12 zeigt Daten eines Online-Monitoring-Systems. Über einen Mittelwert der Wassersättigung im Öl kann auch die Wassersättigung in den Zellulosewerkstoffen bestimmt werden. Bei einer relativen Ölfeuchte von 4,1 % und einer Öltemperatur von 47°C steht unmittelbar die Gewichtsfeuchte im Papier mit 2,2 % zur Verfügung.

Soll die Genauigkeit weiter erhöht werden, so müssen die Gleichgewichtsdiagramme dem jeweiligen Material (Kraft Papier, thermisch stabilisiertes Papier, Pressboard) und dessen Alterungszustand angepasst werden. Das bedeutet einen zusätzlichen Aufwand. Deshalb stellt der folgende Abschnitt einen wesentlich einfacheren und auch physikalisch vorteilhafteren Weg zur Feuchtemessung in Transformatoren vor.

5.3 Wassersättigung als vorteilhafte Messgröße für Feuchtigkeit in Transformatoren

Die Anwendung der Messgröße Wassersättigung in Transformatoren bringt folgende Vorteile:

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

Der letzte Punkt soll noch näher erläutert werden. Wasser äußert sich durch verschiedene 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 ist das Wasser verantwortlich, dass für Wechselwirkungen zur Verfügung steht. Genau dieses Wasser wird durch die Wassersättigung beschrieben, nicht durch die traditionell verwendete Gewichtsfeuchte. Die Wassermasse bezogen auf die Zellulose- oder Ölmasse (Gewichtsfeuchte in ppm oder %, gemessen mit der Karl Fischer Titration) beinhaltet auch die Wassermoleküle, die stark gebunden sind, also nicht für Wechselwirkungen zur Verfügung stehen. Den direkten Bezug zum Schädigungspotential stellt das aktive Wasser her, beschrieben durch die Wassersättigung. Diese Messgröße kann auch durch dielektrische Diagnosemethoden errechnet werden.

6 BEWERTUNG DER ERGEBNISSE

Der ermittelte Feuchtgehalt in der Feststoffisolierung kann mit Hilfe der IEC 60422 bewertet werden, welche Transformatoren entsprechend der Wassersättigung im Öl klassifiziert. Da die Wassersättigung in Öl und Zellulose über lange Zeiträume gleich sind, kann damit auch die Feststoffisolierung bewertet werden. Zur Umrechnung von Wassersättigung auf Gewichtsfeuchte dienen Sorptionsisotherme, wie sie Abbildung 12 (rechts) und Abbildung 13 darstellen.

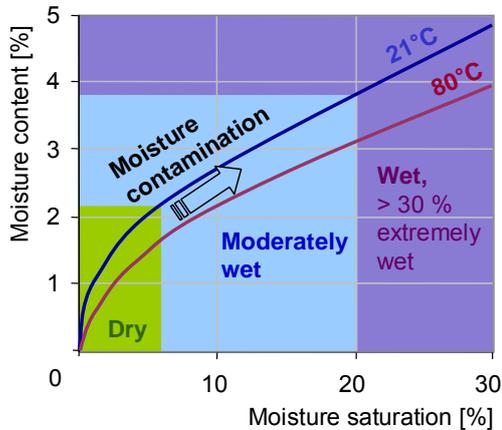


Abbildung 13 Isotherm zur Umrechnung der Wassersättigung eines Stoffes in dessen Gewichtsfeuchte mit Kategorien entsprechend der IEC 60422 [13]

Eine Wassersättigung von mehr als 6 % bezeichnet die Norm als "mäßig feucht", was einem Wassergehalt von etwa 2,2 % entspricht. In diesem Bereich werden Wassermoleküle immer aktiver und tragen zu den zerstörerischen Effekten des Wassers bei, was auch an dem geänderten Anstieg der Isotherme sichtbar wird. Unter Gesichtspunkten des Asset Management (z.B. Wichtigkeit und zukünftige Verwendung des Transformators) sollte eine Trocknung des Aktivteils in Betracht gezogen werden.

7 LITERATUR

- [1] M. Koch, S. Tenbohlen: *“The Breakdown Voltage of Insulation Oil under the Influence of Humidity, Acidity, Particles and Pressure”*, International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials APTADM, 26.-28.09.2007, Wroclaw
- [2] L. E. Lundgaard, W. Hansen, D. Linhjell, T. J. Painter: *“Aging of oil-impregnated paper in power transformers”*, IEEE Transactions on Power Delivery, Jan. 2004 Volume: 19, Issue 1, p. 230- 239.
- [3] M. Koch, S. Tenbohlen, T. Stirl: *“Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers”* CMD 2006 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Changwon, Korea, 2006
- [4] M. Koch, S. Tenbohlen, I. Hoehlein and J. Blennow: *“Reliability and Improvements of Water Titration by the Karl Fischer Technique”* Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [5] S. M. Gubanski, P. Boss, G. Csepes, V.D. Houhanessian, J. Filippini, P. Guinic, U. Gafvert, V. Karius, J. Lapworth, G. Urbani, P. Werelius, W. S. Zaengl: *“Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers”* CIGRÉ Task Force 15.01, Technical Brochure 254, Paris, 2004
- [6] W. S. Zaengl *“Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I: Theoretical Considerations”* IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol 19, No. 5 pp.5-18, September / October 2003
- [7] H. Borsi, E. Gockenbach, M. Krueger *“Method and Device for Measuring a Dielectric Response of an Electrical Insulation System”* European Patent EP1729139
- [8] M. Koch, S. Tenbohlen, M. Krüger and A. Kraetge: *“A Comparative Test and Consequent Improvements on Dielectric Response Methods”* Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [9] C. Ekanayake: *“Diagnosis of Moisture in Transformer Insulation”*, Ph.D. dissertation, Dep. of Materials and Manufacturing Technology, Chalmers University of Technology, 2006
- [10] U. Gafvert, G. Frimpong, and J. Fuhr: *“Modelling of dielectric measurements on power transformers”*, Proc. 37th Session *“Large High Voltage Electric Systems”* (CIGRE), paper 103, Paris, France, 1998
- [11] M. Koch, S. Tenbohlen, D. Giselbrecht, C. Homagk, T. Leibfried: *“Onsite, Online and Post Mortem Insulation Diagnostics at Power Transformers”*, Cigré SC A2 & D1 Colloquium, Brugge, Belgium 2007
- [12] T. V. Oommen: *“Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice”* IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10, Oct. 1984, pp. 3063-3067
- [13] B. Pahlavanpour, M. Eklund K. Sundqvist *“Revised IEC Standard for Maintenance of In-Service Insulating Oil”* Weidmann Third Annual Technical Conference, Sacramento, USA. 2004
- [14] Y. Du, M. Zahn, 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

Tan Delta Messungen und Teilentladungsdiagnose bei VLF Prüfspannungen

Prof. Dr. Gunter Voigt
Hochschule Konstanz
voigt@htwg-konstanz.de
Germany

Prof. Dr. Stefan Tenbohlen
Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Very Low Frequency (VLF) oder auch 0.1 Hz Prüftechnik, ist seit langem eine etablierte, bewährte Prüfmethode für Mittelspannungskabelsysteme. Seit nahezu zehn Jahren werden Tan delta und Teilentladungsdiagnose mit zunehmender Tendenz erfolgreich angewandt. Im Vergleich zu Diagnosemethoden, die mit herkömmlichen, betriebsfrequenten Prüfanlagen erzielt werden, bietet die 0,1 Hz-Prüftechnik erweiterte Möglichkeiten der Evaluation. Dieser Beitrag beleuchtet die Hintergründe, arbeitet Gemeinsamkeiten aber auch Unterschiede heraus.

1 Einführung

In der Isolationskoordination gilt die allgemeine Forderung, Isolationen mit der Beanspruchung zu prüfen, mit denen sie auch im Betrieb beansprucht werden. Diagnostische Verfahren dagegen sind vergleichsweise frei in der Beanspruchung der Isolation, solange durch das Verfahren die Isolation nicht unzulässig geschädigt wird und ein diagnostischer Befund mit hinreichendem Erkenntnisgewinn ermöglicht ist.

Wechselspannungsprüfungen zur Diagnose von Betriebsmitteln benötigen je nach Kapazität einen erheblichen Bedarf an kapazitiver Blindleistung. Dieser kann deutlich reduziert werden, indem bei gegenüber der Nennbetriebsfrequenz erniedrigter Wechselspannungsfrequenz geprüft wird. Heute werden Systeme (Niedrigstfrequenzprüfung, Very Low Frequency VLF) typischerweise bei Frequenzen von 0,1 Hz betrieben, aber auch im Bereich 0,01 Hz bis 1 Hz. Historisch gesehen entwickelten sich diese Systeme aus Verfahren der reinen Gleichspannungsprüfung, nachdem insbesondere bei PE/VPE isolierten Kabeln mit DC Prüfungen keine sinnvollen Ergebnisse erzielbar waren und hohe DC Spannungen bei diesen Isolationen als Risiko behaftet galten. Zunächst als reine Stehspannungssysteme eingesetzt, wurden auch für VLF Prüfsysteme diagnostische Verfahren eingesetzt, zur globalen und lokalen Zustandsbewertung (Verlustfaktor $\tan \delta$ und Teilentladungsmessung TE). Für unterschiedliche Betriebsmittel und Isolierwerkstoffe liegen unterschiedliche Erfahrungen vor.

In diesem Beitrag sollen einige Grundlagen vor Allem zur $\tan \delta$ Messung bei VLF und Betriebserfahrungen zur $\tan \delta$ Messung und TE Messung dargelegt werden.

Häufig diskutiert werden die Vergleichbarkeit von Messergebnissen bei Diagnose mit 50 Hz und VLF. Auf diesen Vergleich wird eingegangen.

Die Möglichkeiten und Einschränkungen der Diagnose bei VLF Spannungen ergeben sich auch wesentlich durch die eingesetzten Isolierwerkstoffe und die geometrischen Aufbauten der Isolation. Im Wesentlichen eingegangen werden soll hier auf die Prüfung und Diagnose von

- Mittelspannungskabeln
- Transformatoren
- Generatoren

Andere Verfahren zu Stehspannungsprüfung und Diagnose werden a.a.O. beschrieben.

2 Verlustfaktormessung

Die Messung des Verlustfaktors ist ein makroskopisches integrales Verfahren zunächst ohne Berücksichtigung des Aufbaus der Isolation und der verwendeten Isolationswerkstoffe. Das Verhältnis von aufgenommener Wirkleistung P eines Prüflings zur kapazitiven Blindleistung Q wird bei Anregung mit einer sinusförmigen Spannung ermittelt:

$$\tan \delta = \frac{P}{Q}$$

Ein einfachstes lineares Modell einer Isolation bestehend aus der Parallelschaltung einer idealen Kapazität und eines linearen Verlustwiderstands ergibt für den Verlustfaktor aufgrund der Leitfähigkeit:

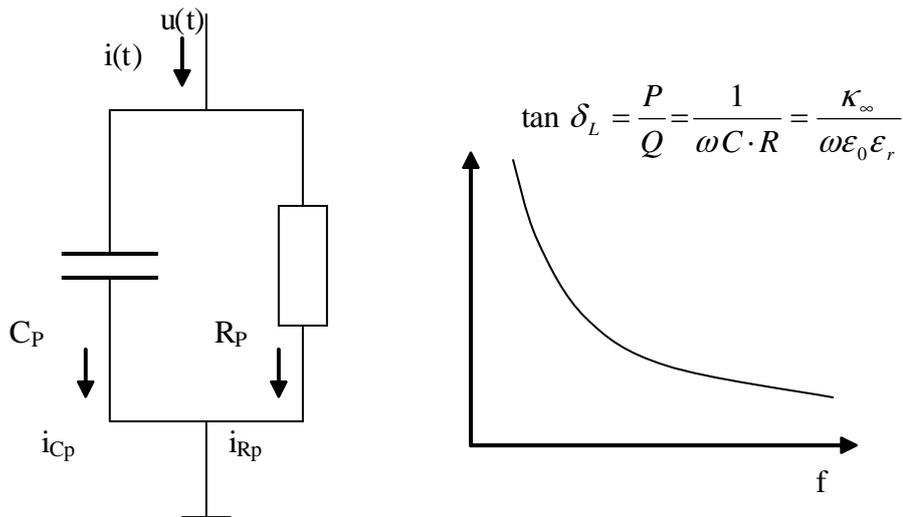


Abb. 1: Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Isolation / $\tan \delta_L (f)$ (κ_∞ : DC Leitfähigkeit)

$$\tan \delta = \frac{P}{Q} = \frac{1}{\omega C \cdot R}$$

Bei Beschreibung einer Isolation durch ein solches Ersatzschaltbild ergäbe sich bei einer VLF Prüfung bei identischem Prüfling ein um den Faktor 500 höherer Wert für den Verlustfaktor $\tan \delta$! Der Verlustfaktor wird also bei einer VLF Prüfung nicht gleich dem einer 50 Hz Prüfung sein, müsste noch nicht einmal zwingend die gleiche Größenordnung haben.

Tatsächlich werden zum Beispiel für VPE isolierte Mittelspannungskabel jedoch durchaus vergleichbare Werte für den Verlustfaktor bei 50 Hz und 0,1 Hz angegeben:

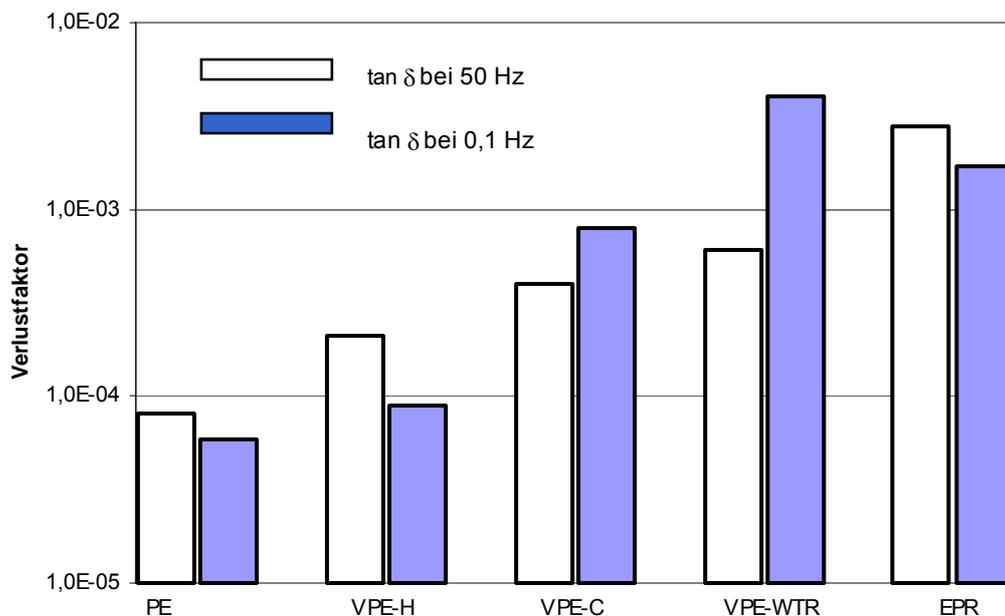


Abb. 2: Verlustfaktor von neuen polymer isolierten Mittelspannungskabeln bei 0,1 Hz und bei 50 Hz (H: Homopolymer, C: Copolymer, WTR: Water Tree Retardant) [Kus, 1995]

Messungen an anderen Isolationssystemen bestätigen, dass das vereinfachte Ersatzschaltbild nach Abb. 1 die Frequenzabhängigkeit des Verlustfaktors in keiner Weise beschreiben kann. Ursachen für die erhebliche Abweichung sind unterschiedliche Polarisationsvorgänge und Nichtlinearitäten. So besitzt die Leitfähigkeit eines Isolierstoffs eine Zeitabhängigkeit, wie das Beispiel von Isolieröl zeigt:

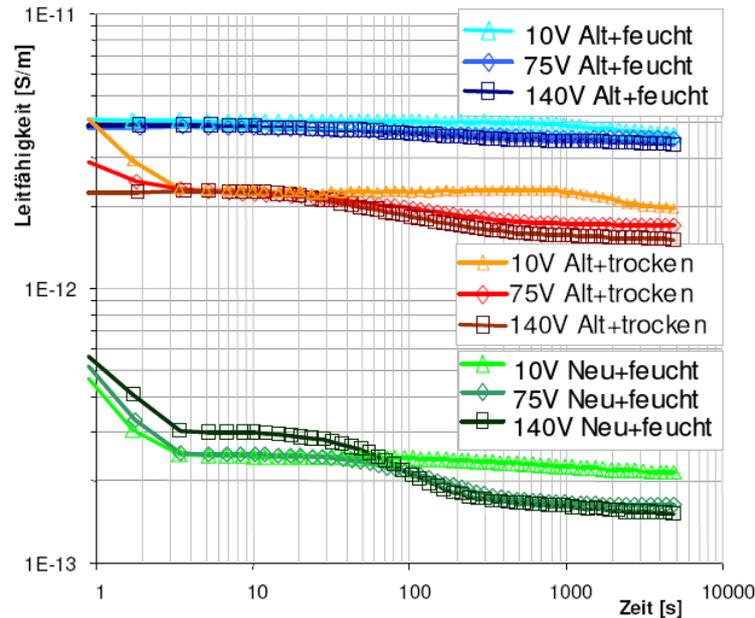


Abb. 3: Leitfähigkeit von Transformatoröl bei Gleichspannungsmessung mit den Parametern Messspannung, Feuchte, Alterung bei 21°C [Koc, 2005]

Die Abnahme der Leitfähigkeit einer Isolation kann eine erste Erklärung liefern für eine nur geringe Veränderung des $\tan \delta$ von 50 Hz zu 0,1 Hz Messungen.

Weitere, wesentliche Erklärungen finden sich in den Polarisationsvorgängen im Dielektrikum, die sich im hier betrachteten Frequenzspektrum im Wesentlichen darstellen als:

- A: Orientierungs-, Ionen- und Elektronenpolarisation
- B: Grenzflächen-, Raumladungs- oder Volumenpolarisation

Beide Polarisationsgruppen bestimmen sowohl die Verlustleistung als auch die Dielektrizitätskonstante des Isolierstoffs:

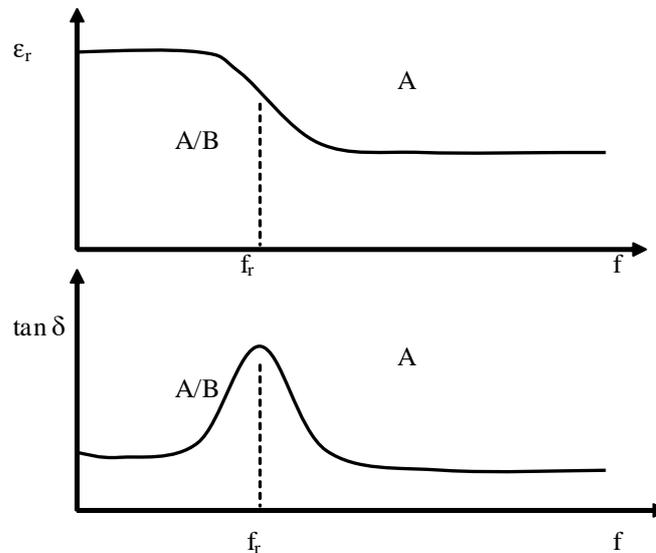


Abb. 4: Übergang von Anfangsdielektrizitätszahl (A) zu Grenzflächenbehafteter Polarisation (A/B)

Die Übergangs- oder Resonanzfrequenz f_r wird ja nach Werkstoff angegeben im Bereich von 100 mHz bis einige 10 Hz. Im Bereich dieses Übergangs überlagern sich die Verlustanteile und damit die Anteile an einem gesamten Verlustfaktor für die Isolation nach Abb. 2 und Abb. 4.:

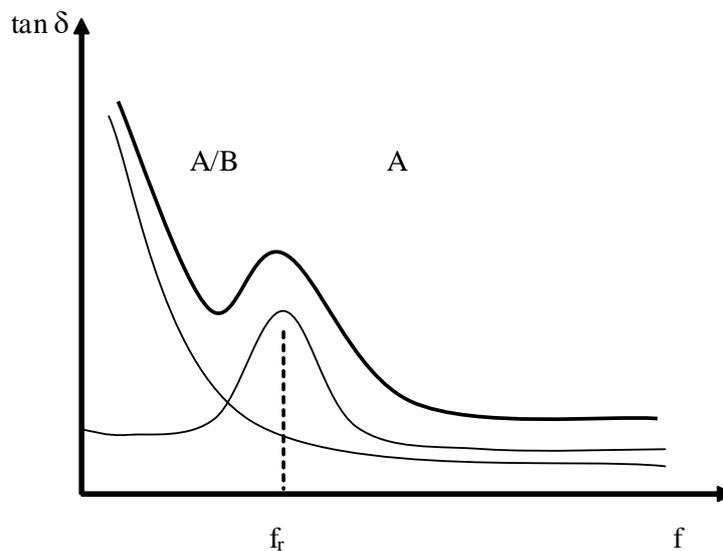


Abb. 5: Resultierender Verlustfaktor

Damit ergeben sich je nach Leitfähigkeit des Isolierwerkstoffs und in Abhängigkeit der Übergangsfrequenz f_r unterschiedliche Verhältnisse für $\tan \delta_{50 \text{ Hz}} / \tan \delta_{0,1 \text{ Hz}}$.

Bei den angegebenen Übergangsfrequenzen kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Frequenz von 0,1 Hz bei der Messung des $\tan \delta$ Grenzflächenpolarisation und Leitungsvorgänge überwiegen, während bei Netzfrequenz von 50 Hz eher Orientierungs-, Ionen- und Elektronenpolarisation maßgebend sind. Bei einem konkreten Isolationsmaterial kann der Einfluss der Grenzflächenpolarisation deutlich unterschiedlich ausgeprägt sein durch Schädigungen oder

Veränderungen wie zum Beispiel dem Feuchtegehalt. Im Folgenden ist dieser Einfluss beschrieben für Generatorstäbe. Auffallend ist hierbei eine deutlichere Selektivität im $\tan \delta$ bei 0,1 Hz gegenüber 50 Hz aufgrund des Maximums der Verluste aufgrund des Einsetzens der Grenzflächenpolarisation.

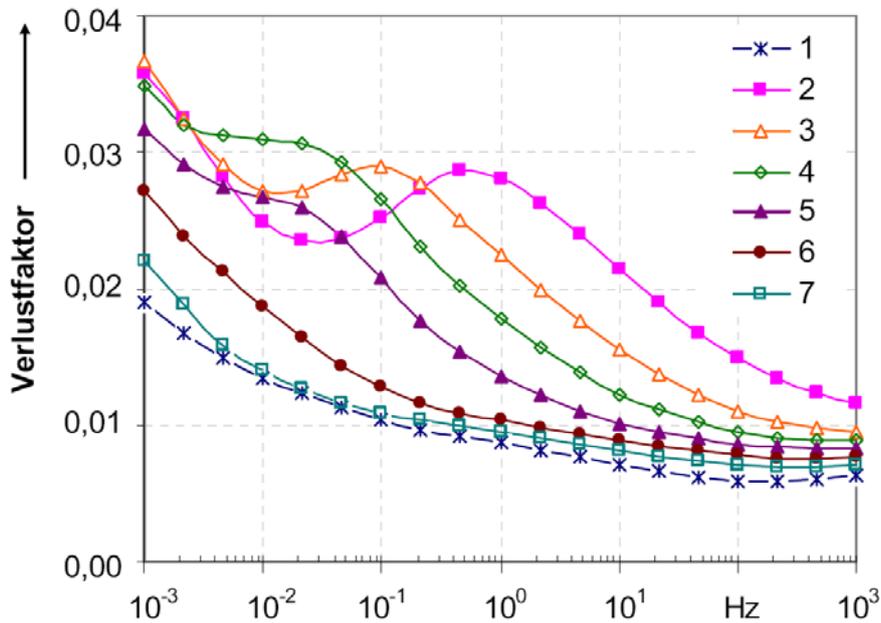


Abb. 6: $\tan \delta(f)$ für Generatorstäbe mit unterschiedlichen Feuchtegehalt (1: Neuzustand, 2-7: Hohe Feuchte mit zunehmender Trocknung) [Far, 2006]

2.1 Erfahrungen mit VLF $\tan \delta$ Messungen an Kabelsystemen

VLF Prüfungen wurden ursprünglich entworfen, um vor Allem Kabelstrecken zu prüfen. Aufgrund von großen Ausfallraten von VPE Kabeln der ersten Generation wurden intensive Forschungsarbeiten zur Diagnose unter Nutzung von VLF Systemen durchgeführt. (u.a. [Kus, 1995], [Kus, 1999]) Ausgehend von diesen Untersuchungen wurden Grenzwerte für zulässige $\tan \delta$ Werte und Gefährungsgrade ermittelt, die heute mit Erfolg eingesetzt werden.

Grenzwerte für homopolymere PE- und VPE-Kabel	Grenzwerte für TGL-PE-Kabel
<p>Kabel nicht watertree geschädigt:</p> <p>* $\tan \delta (2xU_0) < 1,2 \times 10^{-3}$ und</p> <p>* $\tan \delta (2xU_0) - \tan \delta (U_0) < 0,6 \times 10^{-3}$</p>	<p>Kabel nicht watertree geschädigt:</p> <p>* $\tan \delta (2xU_0) < 0,4 \times 10^{-3}$ und</p> <p>* $\tan \delta (2xU_0) - \tan \delta (U_0) < 0,3 \times 10^{-3}$</p>
<p>Kabel mit sehr hohem Betriebsrisiko:</p> <p>** $\tan \delta (2xU_0) > 2,2 \times 10^{-3}$ oder</p> <p>** $\tan \delta (2xU_0) - \tan \delta (U_0) > 1 \times 10^{-3}$</p>	<p>Kabel mit sehr hohem Betriebsrisiko:</p> <p>** $\tan \delta (2xU_0) > 0,9 \times 10^{-3}$ oder</p> <p>** $\tan \delta (2xU_0) - \tan \delta (U_0) > 0,5 \times 10^{-3}$</p>
<p>* Zur Abdeckung lokaler Schwachstellen wird eine TE-Messung bzw. zusätzliche Prüfung mit 3 U_0 empfohlen.</p>	
<p>** Schnellstmöglicher Austausch des Kabels oder eines Kabelabschnittes wird empfohlen.</p>	

Abb. 7: Grenzwerte für Verlustfaktoren bei 0,1 Hz $\tan \delta$ - Messungen an VPE Kabeln [BAUR, 2006]

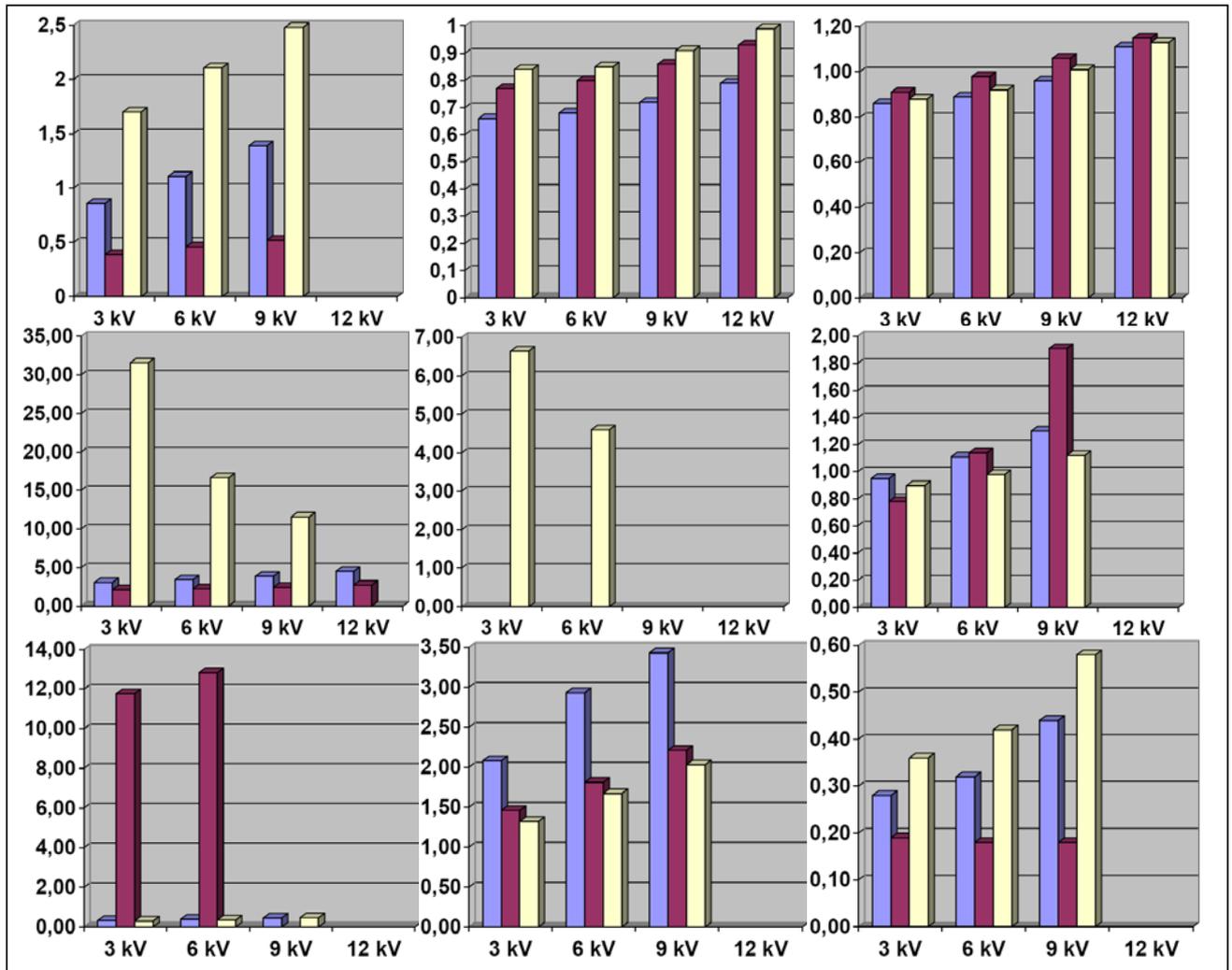


Abb. 8: Beispiele von VLF $\tan \delta$ Diagnosemessungen an TGL-PE-Kabeln (NA2YHCaY) ($U_0 = 6$ kV, aufgrund hoher Werte teilweise bei $1,5 U_0$ Messungen abgebrochen bzw. bei weiteren Phasen nicht durchgeführt, Bei abnehmen $\tan \delta$ bei zunehmender Spannung: Durchschläge, Werte in %, jeweils Phase 1-2-3 bei $0,5U_0, 1U_0, 1,5U_0, 2U_0$), [Bau, 2006]

Das Verfahren der VLF $\tan \delta$ Diagnosemessungen an VPE isolierten Kabeln hat sich insbesondere zur Überprüfung der Gefährdung durch Watertrees bewährt. Das Verfahren wird auch eingesetzt bei der Diagnose von Massekabeln, wobei hier referenzierbare Grenzwerte nicht vorliegen und im Allgemeinen Vergleiche von Messungen paralleler Phasen zueinander zu einer Bewertung herangezogen werden. VPE Kabel der neuen Generation mit copolymerer VPE Isolierung zeigen im Vergleich mit den gut dokumentierten Kabeln mit homopolymerer VPE Isolierung insbesondere im Neuzustand einen deutlich abweichenden Wert des $\tan \delta$ auf. Dieser liegt aufgrund der Vernetzungssplattprodukte deutlich höher. Mit der Zeit diffundieren diese aus dem Kabel heraus und der $\tan \delta$ sinkt damit mit der Betriebsdauer ab. [Kus, 1999/2], [And, 2006].

Grundsätzlich ist das Verfahren auch für Kabelsysteme mit anderen Isolierstoffen geeignet. Als Beispiel im Folgenden eine Vergleichsmessung eines 20 Jahre betriebsgealterten PVC isolierten Kabels:

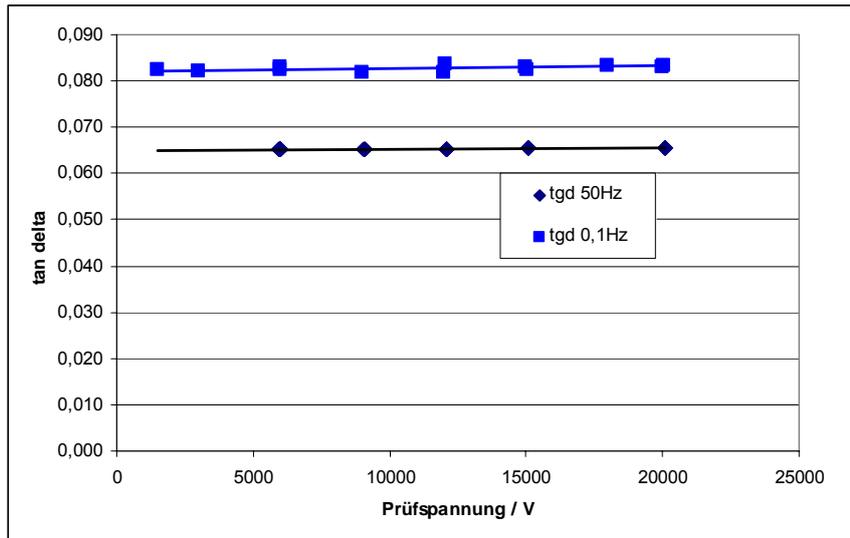


Abb. 9: Verlustfaktormessungen an betriebsgealtertem PVC Kabel

2.2 Erfahrungen mit VLF $\tan \delta$ Messungen an Transformatorisolationen

Grundsätzliche Fragen zu Transformatorisolationen und deren spezifische Diagnosemöglichkeiten sind in anderen Beiträgen beschrieben. VLF Messungen zur Diagnose insbesondere mit dem Ziel des Messens des Verlustfaktors $\tan \delta$ sind denkbar. Dabei stellen Transformatoren aufgrund des komplexen geometrischen Aufbaus und der Schichtung von verschiedenen Isoliermaterialien eine deutlich schwierigere Aufgabe zur Bewertung der Ergebnisse dar. Bedeutend sind bei dem Aufbau die deutlich unterschiedlichen Dielektrizitätskonstanten und spezifischen Leitfähigkeiten der verwendeten Isolierstoffe und insbesondere die Temperaturabhängigkeit der Feuchtigkeitsverteilung in Zellulose und Öl, die sich noch dazu nur mit großen Zeitkonstanten ausgleichen können.

Um zu überprüfen, ob durch eine VLF $\tan \delta$ Messung Rückschlüsse auf die Feuchtigkeit in den Pressboardanteilen der Isolation gezogen werden können, wurden Messungen an Modellanordnungen für die Hauptisolation eines Transformators [Koc, 2005] durchgeführt. Dazu dient ein Pancake-Modell von der Größe eines Mittelspannungstransformators, an welchem über mehrere Anschlüsse unterschiedliche Verhältnisse von Zellulose zu Öl abgreifbar sind. Das Transformatorenmodell enthält acht Spulen, die durch Pressboardbarrieren und Ölkanäle voneinander getrennt sind. Das Verhältnis von Pressboard zu Öl bewegt sich zwischen 15 und 90 %, was die Hauptisolation verschiedener Transformatoren nachbildet. Der Wassergehalt in der Feststoffisolierung beträgt 1,0 %. Da alle Isoliermaterialien sich im gleichen Behälter befinden und die Messungen unter konstanten Temperaturbedingungen bei eingeschwungener Feuchteverteilung zwischen Zellulose und Öl durchgeführt wurden, müssen a priori auch alle Zelluloseabschnitte den gleichen Feuchtegehalt haben.

Die Klemmenbezeichnungen des Pancake-Modells geben unterschiedliche von außen frei verschaltbare Isolationsanordnungen innerhalb des Modellprüflings an, die unterschiedliche Geometrien und Zusammensetzungen von Öl / Kanalleisten und Barrieren ermöglichen. Das entsprechende Verhältnis von Öl / Barrieren bzw. Kanalleisten ist in Abb. 10 angegeben.

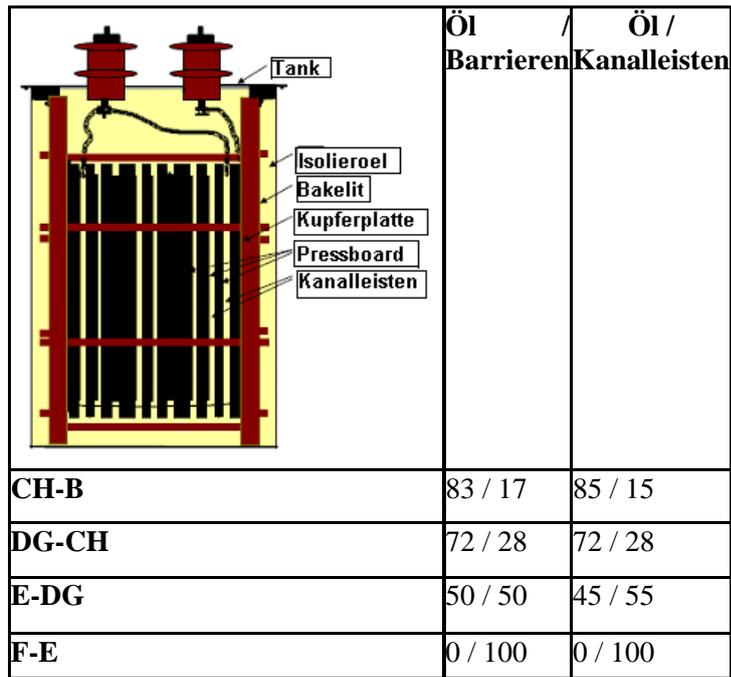


Abb. 10: Aufbau Pancake Modell nach [Koc, 2005]

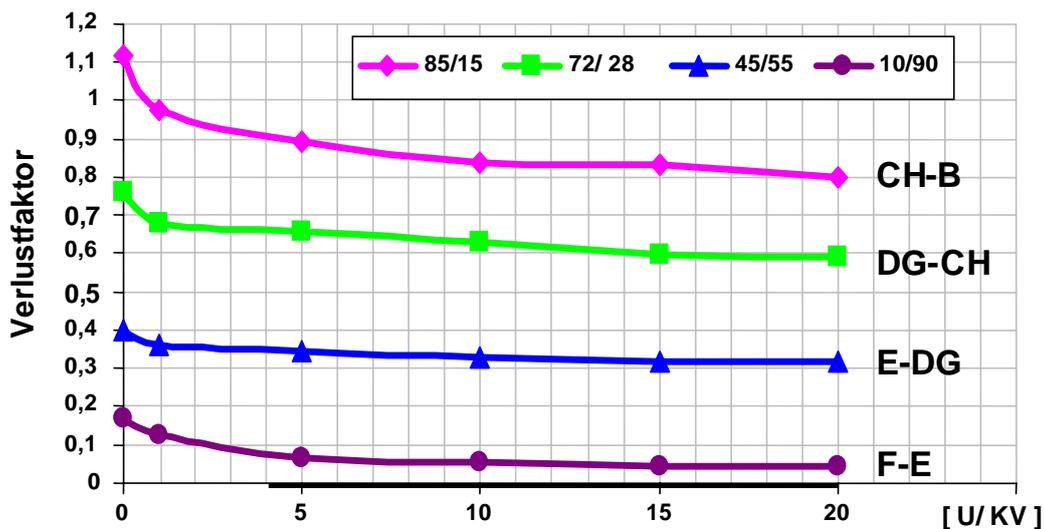
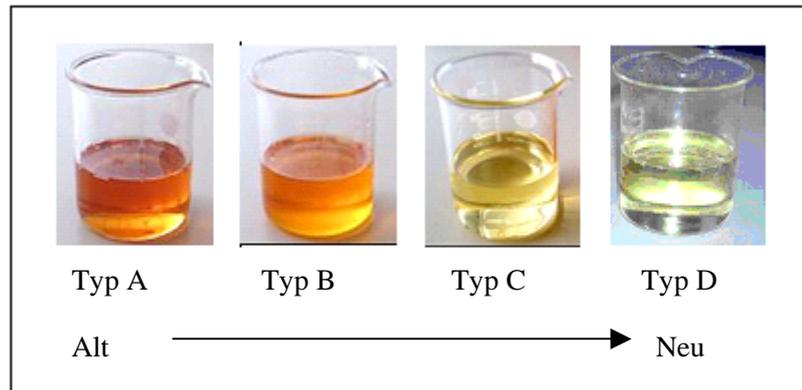


Abb. 11: Einfluss der Isolationsgeometrie auf den Verlustfaktor (a/b: Verhältnis Öl / Kanalleisten)

In Abbildung 11 sind die sich bei unterschiedlichen Spannungsamplituden ergebenden Verlustfaktoren bei 0,1 Hz Wechselspannung dargestellt. Trotz gleichem Feuchtegehalt in Zellulose und Öl in allen Isolationsgeometrien ergeben sich unterschiedliche Werte für den Verlustfaktor. Die ermittelten Werte sind ausschließlich abhängig von der Geometrie der Anordnung. Ein Rückschluss auf die Feuchtigkeit in der Zellulose ist aus den VLF $\tan \delta$ Messungen nicht möglich. Tatsächlich erinnern die Ergebnisse stark an die Schwächen der Rückkehrspannungsmethode RVM mit ihrem "Polarisationsspektrum", was in erster Linie die Eigenschaften des Öls widerspiegelt denn die Feuchtigkeit in der Zellulose [Gub, 2004], [Koc, 2007].

Um den Einfluss des Isolieröles auf die oben beschriebene Messung am kompletten Isolationssystem zu überprüfen, wurde der $\tan \delta$ von vier verschiedenen Ölqualitäten bei unterschiedlichen Feldstärkebeanspruchungen mit Hilfe einer automatischen Messbrücke Dieltest DTL bestimmt. Die Alterungsparameter der verwendeten Ölproben sind in Tabelle 1 dargestellt. Typ A ist das am stärksten gealterte Öl.



Ölproben	Alter	Reinheit	Säurezahl in Öl	Temperatur(°C)	Feuchte (%)
Typ A	>31 Jahre	trüb	0,5mg KOH/g	29.1	43.9
Typ B	31 Jahre	trüb	0,14mg KOH/g	26.7	41.1
Typ C	6 Jahre	klar	0,03mg KOH/g	25.4	40.3
Typ D	neu	klar	0,01mg KOH/g	22.9	53.9

Tabelle 1: Alterungsparameter der untersuchten Ölqualitäten

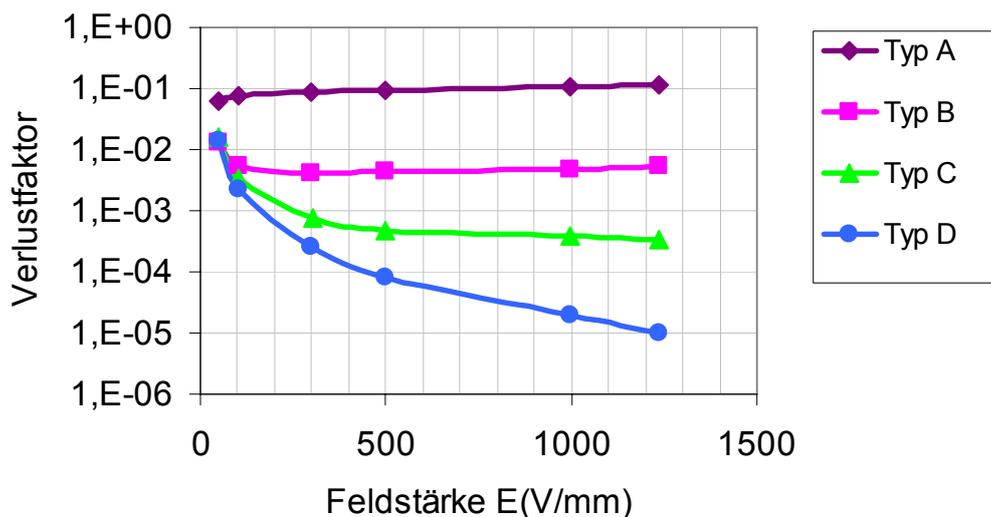


Abb. 12: Einfluss der Feldstärke bzw. der Prüfspannung auf den Verlustfaktor

In einem weiten Frequenzbereich beträgt die relative Dielektrizitätszahl des Öls $\epsilon_{r,\text{öl}}$ 2,2. Daraus ergibt sich die gemessene komplexe relative Dielektrizitätszahl des Öls:

$$\tilde{\epsilon}_{r,\text{öl}}(\omega) = 2,2 - i \frac{\sigma_{0,\text{öl}}}{\epsilon_0 \omega} \quad (1)$$

$$\tan\delta(\omega) = \frac{\tilde{\epsilon}''_r(\omega)}{\tilde{\epsilon}'_r(\omega)} = \frac{\sigma_{0,\text{öl}} / \epsilon_0 \omega}{2,2} \quad (2)$$

Gleichung (2) zeigt, dass im Öl die durch Polarisation verursachten Verluste vernachlässig klein sind und die spezifischen Verluste durch die Ölleitfähigkeit bestimmt werden. Aus Abbildung 12 wird offensichtlich, dass die Leitfähigkeit vom gealterten Öl (Typ A) größer im Vergleich zum Neuöl (Typ D) ist. Das bedeutet, dass durch Alterung die Ölleitfähigkeit wesentlich zunimmt. Im Neuöl sind

nur wenige durch Dissoziation entstandene Ionen vorhanden, während im Altöl aus verschiedenen dissoziierbaren Produkten mehr Ionen entstehen können.

Abbildung 12 zeigt weiter, dass je höher die Feldstärke ist, umso niedriger die Ölleitfähigkeit ist. Ionen erreichen wegen der Erhöhung der Driftgeschwindigkeit im stärkeren elektrischen Feld schneller die Elektroden und entladen sich dort. Damit werden schneller Raumladungszonen ausgebildet. Je stärker das elektrische Feld ist, desto dicker werden die Raumladungszonen, d.h. der zusätzliche negative Effekt auf die Leitfähigkeit verstärkt sich mit der ansteigenden Feldstärke.

Dass sich bei gleicher Feuchtigkeit in der Zellulose unterschiedliche Verläufe im Verlustfaktor ergeben, ist daher die Auswirkung der Ölleitfähigkeit und nicht der Feuchtigkeit in der Zellulose oder eines eventuellen Depolymerisationsgrad der Zellulose. VLF -Prüfung und -Diagnose an Transformatoren scheint daher aufgrund der im Allgemeinen nicht bekannten inneren Geometrie der Isolation nur bedingt geeignet, alle Zustandsvariablen einer komplizierten Isolationsanordnung wie in einem Transformator zu erfassen.

2.3 Erfahrungen mit VLF $\tan \delta$ Messungen an Generatorisolationen

Synchrongeneratoren stellen ähnlich hohe Anforderungen an die kapazitive Prüfleistung vor Ort wie Kabelstrecken. Hoher Transportaufwand für Prüf- und Diagnosetechnik mit Netzfrequenz legen auch hier nahe, Messungen mit VLF Prüftechnik durchzuführen. Entsprechende systematische Untersuchungen zu Reproduzierbarkeit von Ergebnissen und zur Vergleichbarkeit von Messergebnissen sind nötig. Beispielhafte bereits bekannte Ergebnisse sind Abb. 6 und im Folgenden dargestellt:

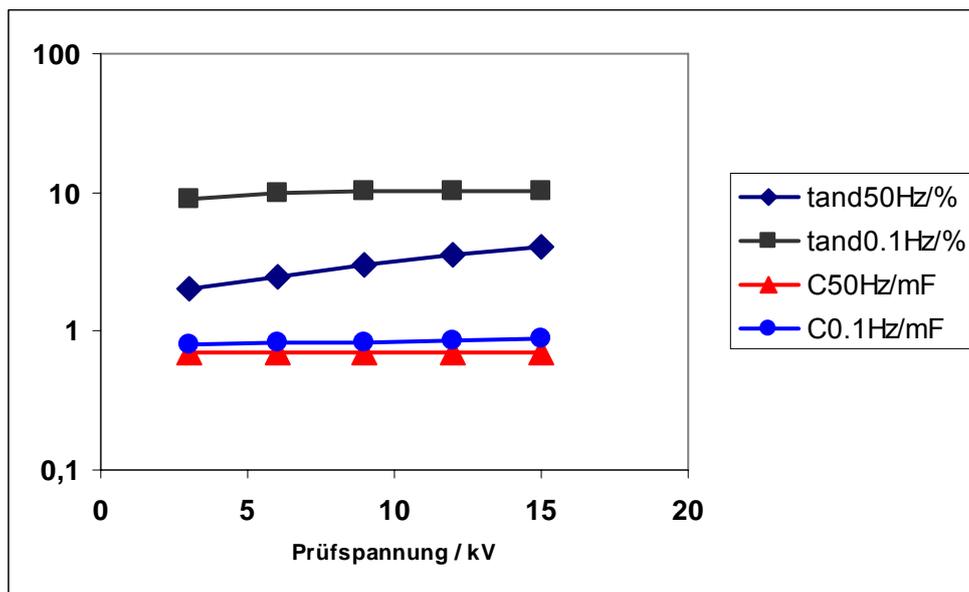


Abb. 13: Verlustfaktor und Kapazität eines neuen Hydrogenerators bei 50 Hz und VLF 0,1 HZ [Gof]

Als Ursache für die höheren Werte des $\tan \delta$ bei 50 Hz wird in [Gof] die bei diesem speziellen Test noch sehr neue Isolation angegeben, die aufgrund der unvollständigen Aushärtung eine höhere Beweglichkeit polarisierbarer Anteile enthält und entsprechend höhere Verluste bei höherer Frequenz aufweist.

Im Bereich des Prüfens und der Diagnose mit VLF wären auch an Generatoren weitere umfangreiche Untersuchungen nötig. Umfangreiche Voruntersuchungen im Labor zu Fragen der Reproduzierbarkeit und der Signifikanz im Erkennen und Bewerten von Isolationszuständen sowie der Ermittlung von Restfestigkeiten von Isolationen in Korrelation zu den Diagnosemessungen sind durchzuführen.

Entsprechende Korrelationsdatenbanken sind aufzubauen. Insbesondere für VPE Kabel (homopolymer) wurde dies für verschiedene Verfahren sehr systematisch durchgeführt. Bei Generatoren ist hier eine besondere Vorgehensweise zu entwickeln, da in der Regel keine Prüflinge für zerstörende Prüfungen zur Verfügung stehen.

VLF Prüfsysteme stellen in der Regel neben in Kurvenform einstellbaren periodischen Spannungen im gleichen Gerät die Möglichkeit zur Durchführung von DC Prüfungen zur Verfügung. Dies ist bei der Prüfung von Generatoren von Vorteil, da tatsächlich die Prüfung mit hoher Gleichspannung und zum Beispiel die Ermittlung des Polarisationsindex hieraus heute eine häufig eingesetzte und damit wesentliche Diagnosemessung an Generatoren ist.

3 Teilentladungsmessung

Teilentladungen TE in Isolationen können im Wesentlichen charakterisiert werden durch Spannungsproportionale TE Intensität und Feldstärkeproportionale TE Einsetzspannung. Je nach Art der Fehlstelle können sich die Feldstärke an der Fehlstelle und damit die Entscheidung, ob überhaupt eine Teilentladung einsetzt, proportional zur angelegten Spannung selbst oder zur Steilheit der angelegten Spannung du/dt ausbilden. Für alle Effekte, die eine rein du/dt proportionale Feldstärkeverteilungen bewirken, sollte ein Teilentladung an der entsprechenden Fehlstelle bei Prüfung mit 0,1 Hz deutlich später einsetzen als bei einer Prüfung mit 50 Hz. Tatsächlich sind ja in Polymeren Isolationen unterschiedliche Wachstumsgeschwindigkeit und Form des Electrical Treeings bekannt. Teilentladungen bei VLF Prüfspannungen und bei Netzfrequenz sind also sogar makroskopisch unterschiedlich und werden sich also unterschiedlich messtechnisch ausbilden.

Verschiedene Autoren (u.a. [Col, 2002], [Muh, 2001], [Pep, 1997], [Pep, 1998], [Sch, 1996], [Voi, 2002]) haben vor Allem im Hinblick auf die TE Prüfung von Kabeln an Modellanordnungen und realen Prüflingen entsprechende Messungen durchgeführt und Vergleiche zusammengestellt. Dabei ergeben sich insbesondere an Modellanordnungen tatsächlich erkennbare Unterschiede. Messungen an betriebsgealterten Kabeln, an neuen Kabeln mit unterschiedlichen künstlichen Defekten oder Kabeln mit bewusst eingebauten Fehlern in Muffen oder Endverschlüssen ergaben dagegen in der Einsetzspannung nur geringfügige Unterschiede. Die Intensität der Impulse selbst kann von Fehler zu Fehler in Abhängigkeit von der Frequenz deutliche Unterschiede aufweisen.

Teilentladungseinsetzspannung U_i :			
$U_{i,50 \text{ Hz}} \approx$	0.5	$U_{i,0.1 \text{ Hz}}$	[Sch, 1996]
$U_{i,50 \text{ Hz}} \approx$	0.8	$U_{i,0.1 \text{ Hz}}$	[Pep, 1997]
$U_{i,50 \text{ Hz}} \approx$	0.9	$U_{i,0.1 \text{ Hz}}$	[Muh, 2001]
$U_{i,50 \text{ Hz}} \approx$	0.7 - 0.4	$U_{i,0.1 \text{ Hz}}$	[Col, 2001]
$U_{i,50 \text{ Hz}} \approx$	0.9	$U_{i,0.1 \text{ Hz}}$	[Voi, 2003]

Abb. 14: TE Einsetzspannung bei VLF 0,1Hz im Vergleich zu 50 Hz

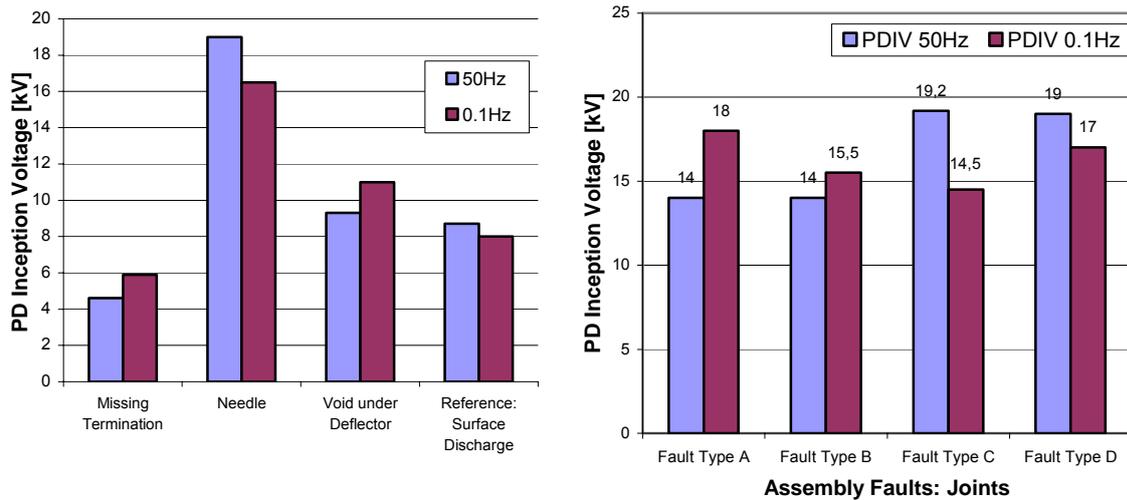


Abb. 15: Vergleich von TE Einsatzspannungen unterschiedlicher Fehlstellen [Ret, 2007]

Ein weiterer erkennbarer Unterschied bei der Messung von TE bei unterschiedlichen Frequenzen ist die Anzahl der Entladungen pro Zeiteinheit. Hier ergeben sich tatsächlich deutliche Unterschiede je nach Art der Fehlstelle. Es können sowohl eine vergleichbare Anzahl Entladungen pro Zeiteinheit als auch eine vergleichbare Anzahl von Entladungen pro Periode der Prüfspannung auftreten. Daher sind phasenaufgelöste Muster von Entladungserscheinungen nicht unbedingt identisch bei VLF und 50 Hz. Für Isolationen mit gleichmäßiger Verteilung von kleinen Hohlräumen ergeben sich beispielsweise durchaus vergleichbare Muster, wenn über eine gleiche Anzahl Perioden aufgezeichnet wird.

Für die Diagnose an Kabeln und in Kabelsystemen ist in der Regel nicht unbedingt der Teilentladungspegel oder die Teilentladungsanzahl von entscheidender Bedeutung. Wichtig ist, dass eine zu detektierende Fehlstelle eine Folge signifikanter repetierender Entladungsimpulse generiert, um durch Laufzeitverfahren eine Lokalisierung der Fehlstelle zu ermöglichen. Dies ist für VLF Systeme mit TE Messung ebenso möglich wie mit anderen Systemen, die eben eine ausreichende Anzahl von Entladungen generiert. Von dieser grundsätzlichen Überlegung ausgenommen sind Fragen von verwendeter TE Messtechnik, Empfindlichkeit und Störbeeinflussung. Detaillierte vergleichende Bewertungen von entsprechenden Systemen sind zum Beispiel in [Bor, 2007], [Col, 2002] und [Kal, 1997] beschrieben.

Erste Messungen von Teilentladungen an Maschinenisolationen haben eine Vergleichbarkeit von VLF zu 50 Hz der TE Impulse pro Periode sowie von Einsatzspannung und Pegel gezeigt.

4 Zusammenfassung

- VLF Prüfsysteme sind auf dem Markt gut eingeführt. Spezifische Fehler in Isolationssystemen lassen sich im Bereich von 0,1 Hz Prüfspannung aufgrund von besonderer Ausprägung der Grenzflächenpolarisierung besser detektieren als bei 50 Hz.
- Der Verlustfaktor ist im Bereich von VLF bis zur Nennbetriebsfrequenz deutlich frequenzabhängig. Wird daher der Verlustfaktor zur Bewertung einer Isolation herangezogen, sollte der Wert nur bei einer festen Frequenz ermittelt werden. Eine Korrektur von leicht von diesen Frequenzen abweichenden Messpunkten ist nur bei genauer Kenntnis der Frequenzabhängigkeit möglich.
- Teilentladungsmessungen sind mit VLF Systemen möglich und werden im Moment vor Allem zur Fehlstellenlokalisierung in Kabelsystemen eingesetzt.
- VLF Prüfungen haben Potential auch in der Generatorprüfung zum Einsatz zu kommen.
- VLF Diagnose an ölsolierten Transformatoren erscheint nicht aussagekräftig.

5 Literatur:

- [And, 2006] Andrews, T., Hamton, R.N., Smedberg, A., Wald, D., Waschk, V., Weissenberg, W.: The role of degassing in XLPE power cable manufacture, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 22 No. 6, Nov./Dec. 2006
- [Bau; 2006] BAUR: Diagnosemessungen an Mittelspannungskabelstrecken eines ostdeutschen Energieversorgungsunternehmens, Firma BAUR, internes Papier, 2006
- [Bor, 2007] Borneburg, D., Amen, U., Merschel, F., Kliesch, M., Diefenbach, I., Keller, M.: Vergleich verfügbarer Messverfahren zur TE- Messung an Masse-/ VPE- isolierten Mittelspannungskabeln, ew Jg. 106, 2007, Heft 27
- [Col, 2002] Colloca, V, Fara, A., Nigris, M. de, Rizzi, G.: Comparison among different diagnostic systems for medium voltage cable lines, CIRED 2002, Amsterdam
- [Far, 2005] Farahani, M.S.: Zustandsbewertung eines Isoliersystems für rotierende Hochspannungsmaschinen mit elektrischen und dielektrischen Messverfahren, Dissertation, Universität Hannover, 2005
- [Gof] Goffaux, R., Fruth, B., Greffe, T., Farr, T.: Diagnosis of generator and motor insulation systems
- [Gub, 2004] S. M. Gubanski, P. Boss, G. Csepes, V.D. Houhanessian, J. Filippini, P. Guuinic, U. Gafvert, V. Karius, J. Lapworth, G. Urbani, P. Werelius, W. S. Zaengl: "Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers" CIGRÉ Task Force 15.01, Technical Brochure 254, Paris, 2004
- [Kal, 1997] Kalkner, W., Krage, I., Plath, R.: Vergleich von Diagnosesystemen zur Beurteilung des Alterungszustandes PE/VPE isolierter Mittelspannungskabel, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 96, 1997, Heft 20
- [Koc, 2005] Koch, M., Tenbohlen, S.: „Ölleitfähigkeit und Grenzflächenpolarisation am Öl-Papier-Dielektrikum“, VDE, ETG-Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen“ 8-9 März 2005, Hanau
- [Koc, 2007] M. Koch, S. Tenbohlen, M. Krüger and A. Kraetge: "A Comparative Test and Consequent Improvements on Dielectric Response Methods" Proceedings of the XVth International Symposium on High Voltage Engineering, ISH, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [Kus, 1995] Kuschel, M., Plath, R., Kalkner, W.: Dissipation factor measurement at 0.1 Hz as a diagnostic tool für service-aged XLPE-insulated medium voltage cables, 9.th ISH, Graz, 1995, paper 5616
- [Kus, 1999] Kuschel, M: Diagnose des Alterungszustandes von PE/VPE- isolierten Kabeln mittels Verlustfaktormessung bei Niedrigstfrequenz (VLF) und Depolarisationsstrom- bzw. Rückkehrspannungsmessung, Dissertation, TU Berlin, 1999
- [Kus, 1999/2] Kuschel, M., Kumm, T., Kalkner, W.: Vergleich der 'dielektrischen Antwort' von laborgealterten VPE-Homo- und Copolymer-isolierten Mittelspannungskabeln, VDE ETG Fachtagung, Bad Nauheim 1999
- [Muh, 2001] Muhr, M., Sumereder, Woschitz: 0.1 Hz cable testing method as substitution to 50 Hz measurement and the application for PD measuring and cable fault location, 12 th International Symposium on High Voltage Engineering (ISH), Bangalore, IND, 2001

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008

- [Pep, 1997] Pepper, D., Kalkner, W., PD- measurements on typical defects on XLPE- insulated cables at variable frequencies, 10 th ISH, Montreal, CDN, 1997
- [Pep, 1998] Pepper, D., Kalkner, W., PD- pattern of defects in XLPE- Cable insulation at different test voltage shapes, 11 th ISH, London, GB, 1999
- [Ret, 2007] Rethmeier, K., Mohaupt, P., Bergmann, V., Kalkner, W., Voigt, G.: New studies on PD measurements on MV cable systems at 50 Hz and sinusoidal 0.1 Hz (VLF) test voltage, CIRED 2007, Wien
- [Sch, 1996] Schiller: Das Durchschlagverhalten von vernetztem Polyethylen (VPE) bei unterschiedlichen Spannungsformen und Vorbeanspruchungen, Dissertation, TU Hannover, 1996
- [Voi, 2002] Voigt, G.: Teilentladungsmessungen bei variablen Prüfspannungsfrequenzen, VDE ETG Fachtagung, Berlin, 2002
- [Voi, 2003] Partial discharge measurements on service aged medium voltage cables at different frequencies, JICABLE 2003, Paris

Advanced Solution for On-site Diagnosis of Distribution Power Cables

Frank Petzold

Seba Dynatronic GmbH
Petzold.f@sebakmt.com
Germany

Paul P. Seitz

Seitz Instruments AG
pps@seitz-instruments.ch
Switzerland

Hubert Schlapp

Seba Dynatronic GmbH
Schlapp.h@sebakmt.com
Germany

Edward Gulski

TU Delft
e.gulski@its.tudelft.nl
The Netherlands

Ben Quak

Seitz Instruments AG
bq@seitz-instruments.ch
Switzerland

KURZFASSUNG :

Die Mittel- und Hochspannungskabelnetze stellen einen bedeutenden Anteil des Wertvolumens der Assets in den EVU dar. Dementsprechend ist mit zunehmenden Alter der Kabelnetze die Frage zu beantworten, ob die Kabel weiterhin mit ausreichender Betriebszuverlässigkeit verfügbar sind, durch Wartungsmaßnahmen ertüchtigt werden können oder in die Planung für den Austausch bzw. teilweisen Ersatz aufgenommen werden müssen.

Für eine komplette Zustandsbeurteilung ist sowohl der dielektrische Zustand der Isolierung, als auch die Diagnose auf lokale Schwachstellen zu betrachten.

Die TE-Diagnose an Kabeln sollte bevorzugt bei einer Spannungsbelastung mit betriebsfrequenter Wechselspannung erfolgen, um relevante Fehlstellen zu erkennen und zu bewerten. Als Alternative zu Resonanzprüfsystemen sind Systeme mit gedämpfter Wechselspannung (DAC) inzwischen weltweit akzeptiert.

Die Erzeugung von DAC ist mit modernen leistungselektronischen Bauelementen heute bis 250 kV möglich. Der Beitrag beschreibt Applikationen von Prüf- und TE-Mess-Systemen mit DAC Spannungsform an Mittelspannungskabeln, sowie Beispiele von lokalisierten TE-Fehlstellen. Die Beurteilung von TE-Messergebnissen anhand von Grenzwerten und komplexeren Bewertungskriterien (knowledge rules) wird diskutiert.

Neben der Erfassung und Auswertung von TE-Parametern bietet die DAC Technologie die Möglichkeit der Bewertung der dielektrischen Verluste im Prüfobjekt. Darauf aufbauend können für Papier-Öl isolierte Kabel globale Zustandskriterien abgeleitet werden.

1. INTRODUCTION

The importance of high reliability of distribution cables increases in times of higher competition between utilities and due regulator requirements. Customers minutes lost has to be monitored and the asset management departments are requesting clear indication about the condition of MV cables and their accessories. It is known, that the insulation failures in a cable network may be caused by lower dielectric strength due to aging processes and by internal defects in the components of the cable systems. A huge amount of failures in distribution cables is related to defects which show as typical symptom partial discharges. These defects are mainly located in the accessories. From several failure statistics it can be stated that more and more insulation failures in old paper insulated cables (PILC) reducing the reliability in distribution networks. Off line PD diagnosis by temporarily energizing the cable system with damped alternating voltage (DAC) provides enough information to assess the condition of the insulating system and support asset management decisions for necessary repair or replacement activities. PD diagnosis is a well established technology for cost effective condition based maintenance.

2. IMPORTANT PARAMETER FOR PD DIAGNOSIS

The physics and causes for PD defects in XLPE and PILC cable systems is mainly well known and described in detail in several publications.

From the view of the network owner it is in the first line important to know, if the cable system is operating with permanent PD occurrences under normal service conditions or not.

The second important issue is the behaviour of the insulating system in case of over voltages due to earth faults or switching. In networks with resonance grounding a voltage of $1.7 U_0$ is applied over some hours to the cables.

If a cable system has during normal operation at U_0 continuous PD the question about the risk of these PD is raised.

Basically, three parameters are important for the judgement of the PD behaviour of a cable system.

PD Inception Voltage U_i , PD Extinction Voltage U_e and PD Level. Normally, the maximum impulse charge at U_0 is used as a assessment criterion. There are already relatively good experiences in order to evaluate the risk factor for the reliability of operation depending on the location of the PD (cable insulation, joints, terminations), the type of insulation of the cable and the design of the accessories. The intensity of PD occurrences also characterizes the risk created by a PD source.

During propagation through the cable, the PD Pulses are changed in their frequency spectrum due to the low pass characteristics of the cable system. This means, that the high frequency portion of the PD-pulse is strongly attenuated.

This results in a reduction of the amplitude of the pulses. With longer distances the pulses are highly dispersed, meaning, they contain only the low frequency parts of the original pulse. This is influenced from type and length of cable, mixed cable systems and the type and number of joints in the system. In distribution networks it could be found very different situation. Cable systems with a huge length up to 10 km and longer. Mixed cable systems with transition joints PILC / XLPE, sometimes close to new installed switchgears and also short cable links in substations.

Resulting from this situation a modern PD-diagnostic system should be able to accomplish the following requirements :

- detection and localisation of high dispersed PD signals on long cable systems
- high resolution for locating PD occurrences from PD failures which are located close to cable terminations

Figure 1 show the modeled effect of attenuation and dispersion of PD pulses propagated several distances in a cable system.

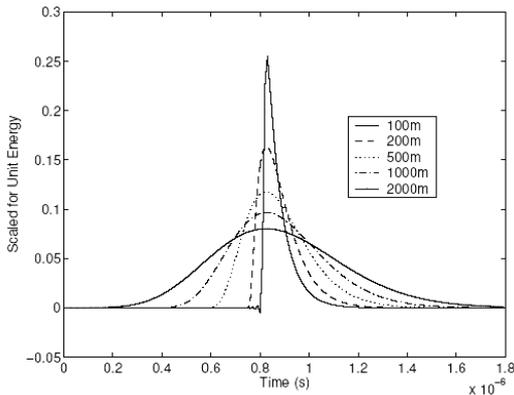


Figure 1: Modeled propagated PDs [1]

Because PD amplifier has a limited dynamic range it is obvious that a high bandwidth measuring system will be able to detect and locate signals on short cables better than on long cables with highly dispersed signals.

In case of long cables the measuring system should be therefore adapted to lower bandwidth. The available amplification range could be than used effectively to detect PD signals which are very attenuated and dispersed.

3. IMPROVED OWTS TECHNOLOGY

To generate damped AC voltages with duration of a few tens of cycles of AC voltage at frequencies between 50Hz and 500Hz a system has been developed [2,3,4] and is world-wide in practical use for more than seven years. This method Oscillating Wave Test System (OWTS[®]) is used to energize, measure and locate on-site partial discharges in power cables in accordance with IEC 60270 recommendations. Due to the resonance principle the PD test is performed by exiting the cable with a voltage shape close to service voltage. The short duration of the exiting voltage is non-destructive which is also very important.

The experience of 7 years OWTS field application lead to some improvements in the new generation of the OWTS M-versions (figure 2).



weight 70 kg; WLAN operated from notebook

Besides the hardware optimization for a complete integrated system with light weight and small size, a new technology for automatically adjustment of the bandwidth of the PD measurement circuit for optimised signal detection and PD fault location was developed.

The PD measuring impedance is designed with a bandwidth selection circuit, which can be operated automatically or manually.

In figure 3 the significant difference between high and lower bandwidth selection is to be seen. The example shows calibration traces on an EPR-cable with high attenuation.

Figure 2: OWTS M28 System: max. voltage 28 kV ;

The end reflection in case of low bandwidth selection (figure 3a) is much more better to recognize than in high bandwidth setting (figure 3b). The same is to be expect in case of PD fault location on longer cables or cable types with higher attenuation like PILC and mixed cables.

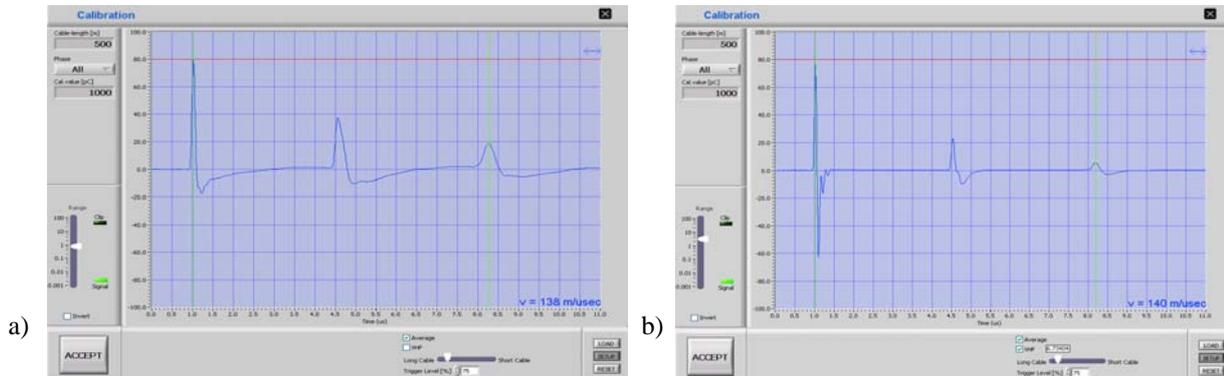


Figure 3 : Influence of bandwidth setting on cables with high attenuation ; a) 3 MHz ; b) 25 MHz

On the other hand the high bandwidth setting is very useful in case of shorter cable length and PD failures close to the remote termination. Due to the possible bandwidth setting up to 40 MHz the high resolution allow also to locate PD occurrences in a few meter distance to the far end termination (figure 4; 5). In the TDR trace (figure 4) the direct received pulse and its shortly ensuing reflection from the open cable end are clearly separated.



Figure 4: TDR trace of PD fault located 15 m to far end

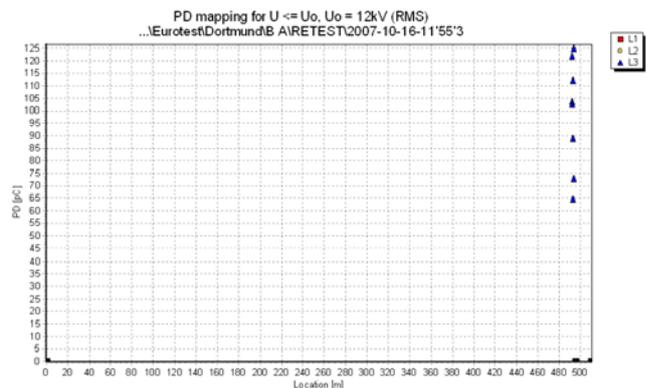


Figure 5: Mapping with PD concentration in a joint located 15 m before the far end

4. EXAMPLES OF TYPICAL PD DEFECTS INVESTIGATED WITH OWTS

To evaluate correctly the test results of PD measurements knowledge about the test object is required. Type of cable insulation, length of cable sections, position and the information about type of joints are necessary to conclude from the PD parameter PDIV, PDEV, PD level at PDIV and at voltages up to $2 U_0$ on the severity of PD defects.

Besides the PD parameter and mapping of PD occurrences also the ground noise level should be documented to consider the test conditions.

Severe PD defects in oil filled cables (PILC) and accessories of XLPE cables are in a range of some hundred of pC. Therefore ground noise level up to 100 pC does not effect the PD test on site.

Typical pattern from PD in a oil filled joint (figure 6) can clearly distinguished from PD in voids, gaps or for example from PD between paper layers in a dry area of PILC cables (Figure 7).

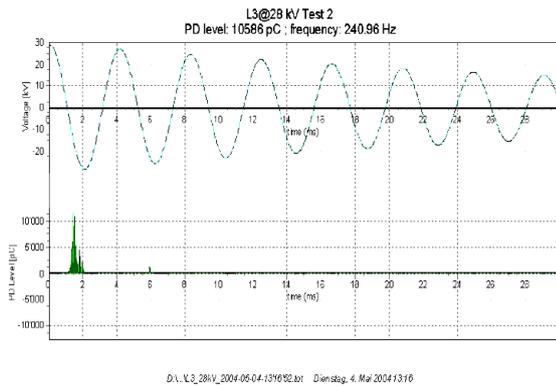


Figure 6: Typical phase-resolved PD pattern of an insulation defect in oil filled system

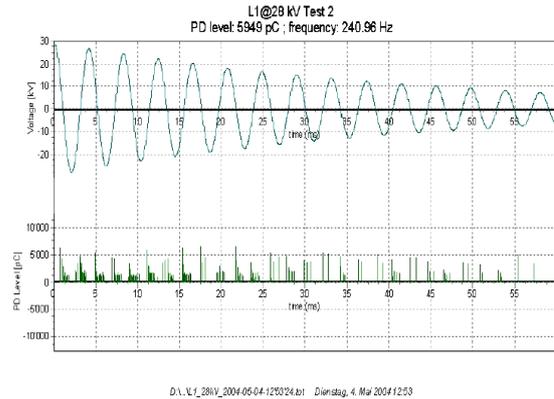


Figure 7: Typical PD pattern of voids or gaps in shrink accessories or in dry paper insulation of PILC

While PD in oil filled joints up to 10 nC are mostly not critical also over a long time, a concentrated PD within the paper insulation (figure 8) could force to a breakdown in a certain time.

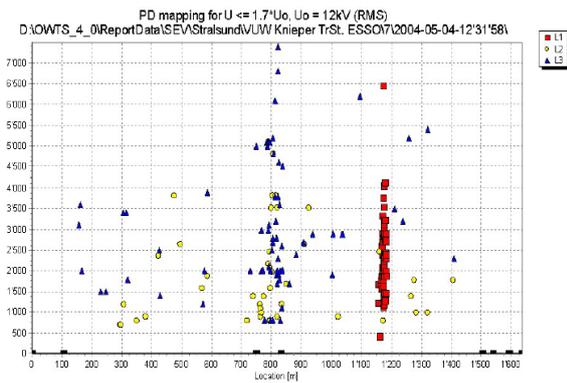


Figure 8: Concentrated PD in PILC insulation at 1180 m and in a joint at 820 m

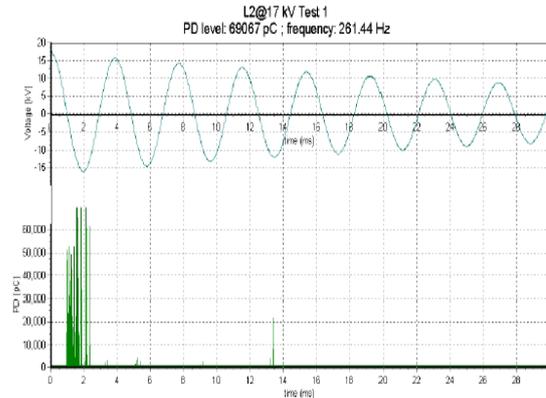


Figure 9: 60 nC in heavily damaged PILC see Fig. 9

An other typical situation is mechanical damage of PILC lead sheath due to too strong bending. In this example the PD occurrences were located at a place of a transition joint with about 60 nC at U_0 (figure 9). The inspection of the joint shows no mistake in the joint but an extremely deformed lead sheath close to the joint (Figure 10)



Figure 10: Mechanical damage due to strong bending causes PD in PILC insulation

PILC cables in distribution systems have sometimes an age older than 60 years. If the lead sheath is not damaged and the cables were operated in the range of the designed nominal load these cables can be used also in the next decades. But quite often mass migration in areas with high altitude differences or corrosion of the lead sheath (figure 11) lead to dry areas in the impregnated paper insulation. Those cable sections have a reduced reliability and show often cable faults in service. By PD diagnosis such critical sections can be located (figure 12) and

replaced in order to improve the reliability of the whole system.



Figure 11: Lead sheath corrosion on PILC causes mass leakage and PD in dry areas of the paper insulation

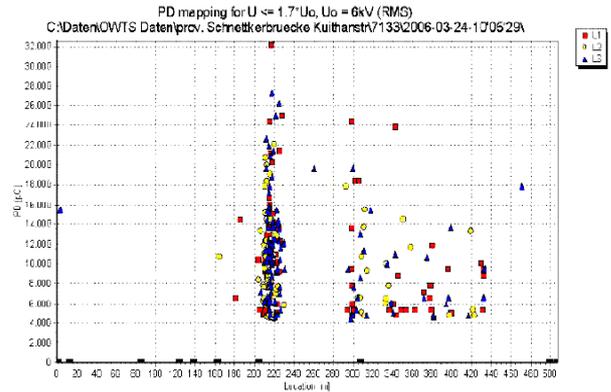


Figure 12: Concentrated PD occurrences in PILC due to lead sheath corrosion and mass leakage

In XLPE cables PD faults are mainly caused by bad workmanship at joints and terminations. Although the construction and assembling procedures of heat and cold shrink and also from slip-on accessories was improved permanently by the manufactures in the last 20 years, a huge number of wrong prepared accessories is installed in distribution cable systems. Lots of those accessories survive 5 to 10 years of operation, but at a certain time an increasing failures rate indicates the end of lifetime of such “time bombs”. Sometimes technological progress causes at the beginning of the field introduction systematic failures. The transition from pressed conductor connector to bolted connector technique is such a typical example. In beginning the manufacturers of bolted connectors supplied directly to utilities and the end user has to decide which size of connector he should use. During that time thousands of joints were prepared with oversized connectors, which causes incorrect installation of the insulation components of the joints (figure 13).



Figure 13: Wrong connector size causes PD in gaps between field stress and insulation components of joints

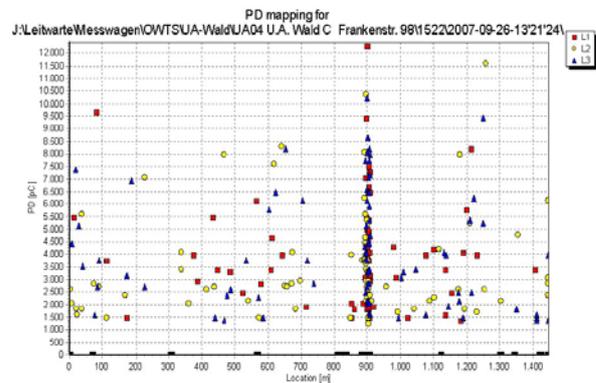


Figure 14: PD mapping of 20 kV mixed cable circuit with PD in wrong mounted heat shrink joint

The degradation caused from PD is clearly to be seen. The PD level at normal service voltage is in a range up to some thousand pC and surprisingly the insulation material of these heat shrink joints can withstand the PD activities over more than 5 to 10 years. PD diagnosis is an excellent method to detect and locate such weak spots in the cable circuits (figure 14).

5. INTERPRETATION AND DECISION FOR MAINTANANCE ACTIVITIES

XLPE cables and their accessories should have normally no PD activities under normal service condition. Ground noise conditions should be considered carefully and possibly modifications in the test setup has to

be done to reduce the noise level in a range below 100 pC. In some situations the measurement must be postponed to a later date, because noise levels are not constant over time.

PILC can have scattered PD activities in the insulation in a range up some thousand pC at nominal voltage which is not harmful for the reliability of the cable circuit.

The experiences have shown [3,4] that in case of periodical measurements the observed changes in the voltage at which the PD activity starts PDIV is a good indicator to monitor the degradation by discharging defects.

Because of the stochastic of the physics of PD processes in any case a statistical evaluation of the PD signals is absolutely necessary for a significant statement about the type and location of PD sources. Therefore the mapping of PD occurrences at U_0 is an important source of information. Only if PD activities are concentrated in a certain section of cable or in accessories a relevant PD failure has to be expected.

Due to different degradation physics in laminated and extruded insulation materials, other criteria have to be applied to PE/XLPE cables than to PILC cables regarding the risk evaluation of partial discharges.

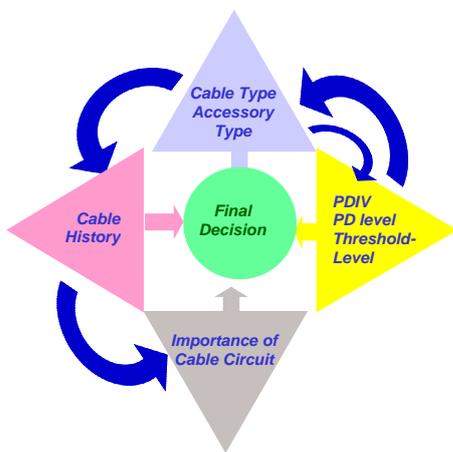
From more than 7 years field experience empirical trend or limiting values offer the network operator a good orientation [3,4]. Nevertheless, the respective operating experience with the relevant cable systems is of great importance.

For instance, a joint in PILC cables can be the cause of brief transient earth faults even with relatively low PD levels. If it is found out during the PD diagnosis that only one joint is PD-affected, it is obvious to replace this joint in order to eliminate the problem.

Typical series faults, e.g. due to wrong mounting, will be assessed according to the outage behaviour and the PD parameters, in particular the inception voltage.

An observation of the tendency of PDIV and PD level at nominal voltage at intervals of 3 to 6 months is useful in some special cases.

It is obvious to collect and consider all informations from the PD test, circuit construction, stresses in service, from maintenance experience, failures statistics in the past and last but not least from the importance of the circuit to come to a final decision for necessary maintenance or replacement activities (figure 15).



After all, the network operator must make a sound decision about the replacement or not of the affected accessories or cable sections based on the PD diagnosis.

Figure 15: Information matrix for complex evaluation of PD tests and decision finding

6. CONCLUSIONS

With regard to non-destructive condition assessment of power cables the following can be concluded:

1. To detect and to localize in cable insulation and in cable accessories the weak-spots partial discharges have to be measured and analyzed at voltages up to $1.7 U_0$.
2. Based on OWTS M DAC technology as well as high resolution in wide band feature and high dynamic measurements of dispersed PD signals is available.

3. Based on field experiences knowledge rules can be determined to support the maintenance decision process.

7. REFERENCES

- [1] I.Cotton, et al “Limitations in the Application of On-Line and Off-Line PD Measuring Systems”, CIRED Conference Turin June 2006
- [2] E. Gulski, J.J. Smit, P.N. Seitz and J.C. Smit, “PD measurements on-site using oscillating wave test system”, Conference Record of the 1998 IEEE, Jun 1998 pp.420-423 vol.2
- [3] F.J. Wester, Condition Assessment of Power Cables Using PD Diagnosis at Damped AC Voltages, ISBN 90-8559-019-1, PhD theses TU Delft.
- [4] E.Gulski et al, “Integral Insulation Diagnosis of Distribution Power Cables ; CMD 2006 Korea

Anwendung der UHF TE Messtechnik an Hochspannungskabelgarnituren

R. Grund¹, D. Denissov², T. Klein¹, L. Zühlke¹, W. Köhler², S. Tenbohlen²

¹Pfisterer Kontaktsysteme

ruben.grund@pfisterer.de

Germany

²Universität Stuttgart

denis.denissov@ieh.uni-stuttgart.de

Germany

KURZFASSUNG

In diesem Beitrag werden die praktischen Erfahrungen bei Online UHF-TE-Messungen an Hochspannungskabelsteckern im Labor und vor Ort diskutiert. 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. Dieses Messverfahren basiert auf dem Empfang von elektromagnetischen Emissionen, die aus der TE-Quelle kommen. Der UHF-Sensor (Monopolantenne) soll möglichst nahe am Prüfling installiert werden und muss effektiv gegen Störungen aus der Umgebung abgeschirmt werden. Die Kalibrierung der UHF Methode bezüglich scheinbarer Ladung ist nicht direkt möglich, sondern nur indirekt durch eine Vergleichsmessung mit dem IEC 60270-Messverfahren.

Im Beitrag wird die Ausführung der Sensoren und deren Empfindlichkeit and Selektivität beleuchtet. Des Weiteren wird der Aspekt einer Korrelation zwischen den UHF TE Impulsparametern und scheinbare Ladung gemäß IEC 602070 beleuchtet und TE-Messungen am integrierten kapazitiven Spannungsabgriff vorgestellt.

Es wird eine Möglichkeit zur UHF PRPD Pattern Aufnahme durch ein programmierbares digitales Oszilloskop präsentiert. Erfahrungen aus dem praktischen Vor-Ort Einsatz des Messsystems werden diskutiert.

1 EINLEITUNG UND MOTIVATION

Die Messung von Teilentladungen (TE) an elektrischen Betriebsmitteln (Kabelanlagen) als Indikator für intelligente zustandsabhängige Instandhaltungsmaßnahmen gewinnt immer mehr an Bedeutung, zumal mehrfach bewiesen ist, das TE gefährliche Erosionsmechanismen darstellen können.

Für die Erfassung möglicher TE-Aktivitäten in Garnituren bieten sich Methoden an, die höhere Frequenzbereiche nutzen, um unabhängig von äußeren elektromagnetischen Störeinflüssen vor Ort zu sein. Die verwendeten Messfrequenzbereiche reichen bis in den UHF Bereich, welche bereits weltweit ihre hohe Sensitivität und Vorteile hinsichtlich Selektivität an elektrischen Betriebsmitteln unter Beweis gestellt hat.

Die Aufgabenstellung eines empfindlichen und vor allem robusten Teilentladungsmonitoringsystems sollte darin bestehen, TE- Störstellen in Kabelgarnituren während des Anlagenbetriebes zu erfassen, aber auch die Qualitätslücke zwischen Werksausgangsprüfung und Inbetriebnahme vor Ort, durch bspw. Montagefehler zu schließen, d. h. initiierte TE- Fehlstellen im Nachhinein zu identifizieren.

Kabelgarnituren weisen heutzutage einen sehr hohen Vorfertigungsgrad auf, müssen aber trotzdem weiterhin von Hand vor Ort unter „Baustellenbedingungen“ zusammengesetzt werden und sind demzufolge der höheren Gefährdung einer Qualitätsminderung unterlegen.

Des Weiteren wird immer wieder die Forderung eine TE- Messungen als Inbetriebnahme, Wartung oder auch als Onlinesystem gestellt. Eine Messung mittels konventioneller Messtechnik ist allerdings aufgrund des komplexen Messaufbaus der Versorgungsunterbrechung und der hohen Stöempfindlichkeit nicht wirtschaftlich.

Eine Teilentladung in einem Isolationsmedium emittiert grundsätzlich einen elektromagnetischen Impuls. Typischerweise ist die Charakteristik eines solchen Pulses gekennzeichnet durch eine Anstiegszeit unterhalb 1ns und einer Pulsdauer von mehreren ns. Hierdurch werden Pulse im GHz Bereich emittiert. Generell gilt dass die Dämpfung eines TE Impuls hauptsächlich eine Funktion der Frequenz ist [1]. Umso höher die Frequenz und je weiter man sich vom Entstehungsort entfernt, desto stärker ist die Abschwächung. Daher hat eine Messung im UHF Frequenzband (300- 3000MHz) mehrere Vorteile, erstens es gibt relativ wenige bekannte diskrete Störer und zweitens, liegt eine Längenselektivität in der Natur des Messverfahrens und ist somit für kompakte Gerätschaften wie bspw. Transformatoren, Schaltanlagen und Kabelendverschlüssen verwendet werden.

2 UHF-TE-MESSPRINZIP

In Abbildung 2.1 wird das Messprinzip dargestellt. Ein CONNEX Gr. 4 Kabelanschlussteile ist in einem Gr.4 Geräteanschlussteil eingesteckt. Ein portables Schirmgehäuse wird über der Flanschglocke des Kabelanschlussteils platziert. Das Schirmgehäuse hat primär die Aufgabe Einstrahlung in den relevanten Frequenzbereichen zu dämpfen. Im Gehäuse sind diverse Antennen untergebracht und mittels eines BNC Anschlusses herausgeführt.

In dem Gehäuse sind drei Antennen untergebracht. Ein kapazitiver Sensor in Form eines Plattenkondensators mit einem Durchmesser von 2 cm sowie eine induktive Antenne in Form einer Spule mit 2 Windungen, des weiteren ist eine Stabantenne mit einer Länge von 8cm integriert.

Zur Untersuchung wurde ein künstlicher Defekt im Isolierteil implementiert. Die Fehlerstelle befindet sich an der Grenzschicht zwischen Kabelisolation und dem Isolierteil aus Silikon. Eine solche Fehlerart kann häufig bei Montagefehlern z.B. durch unterschälen und dem daraus resultierenden fehlendem Anpressdruck des Isolierteils beobachtet werden. Zur Nachbildung des Fehlers wurde ein Plastikstab in die Grenzschicht zwischen Kabelisolation und Isolierteil geschoben, somit konnte ein in gewissen Grenzen „regelbarer“ Defekt nachgestellt werden.

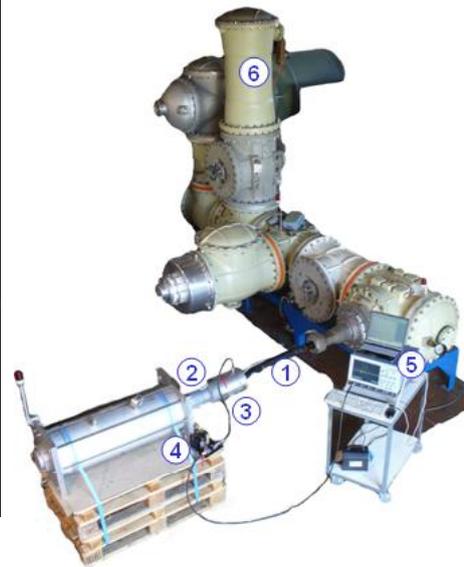
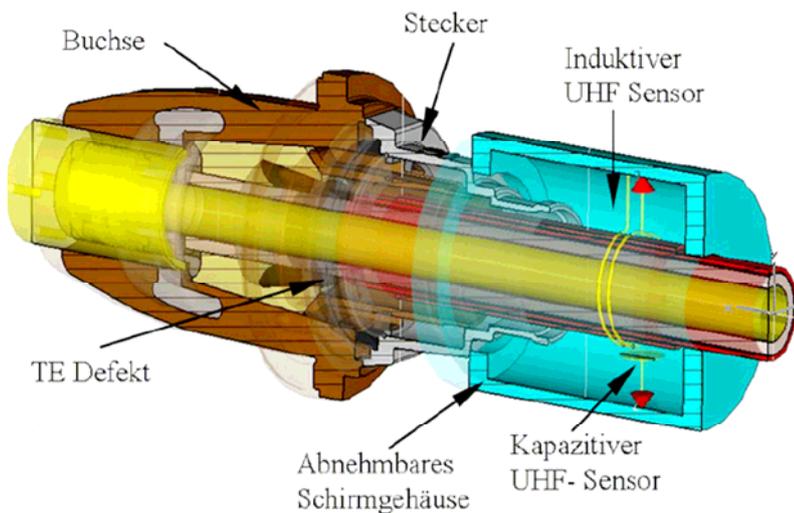


Abbildung 2.1: Testobjekt und Messprinzip

Abbildung 2.2: Messaufbau im Labor

Die Vorteile der unkonventionellen UHF-TE Messmethode sind die weitgehende Unabhängigkeit von äußeren Störsignalen, wie beispielsweise Koronaentladung in Schaltanlagen und die einfache Anwendung. Es wird keine spezielle Prüfanlage benötigt und die Messung erfolgt im Betrieb ohne eine Abschaltung der Anlage. Die Messausrüstung kann im Wesentlichen im Handgepäck untergebracht werden.

3 LABORAUFBAU

Der gesamte Versuchsaufbau ist in Abbildung 2.1 dargestellt und besteht aus den folgenden Komponenten:

- kommerzielle 525-kV-GIS-Anlage mit einem Koppelkondensator und einem IEC60270-konformen TE-Messgerät (6),
- einem 2 m langen Hochspannungskabel (1) mit montierten Kabelsteckern und SF₆-gefülltem Prüfgefäß. Einer der beiden Stecker ist fehlerbehaftet (2) und weist TE auf. An diesem Stecker wird ein Schirmgehäuse (3) mit UHF-Sensoren angeordnet. Das von einem Sensor gemessene Signal wird durch einen 40 dB bzw. 60 dB Vorverstärker (4) mit einer Bandbreite von 1-1000 MHz verstärkt und über ein Doppeltgeschirmtes Koaxialkabel zu einem Digitalspeicheroszilloskop (5) geführt (LeCroy ProWave 7100), wo die Aufzeichnung und Abspeicherung der UHF-Signale sowie deren Auswertung im Frequenzbereich durchgeführt wird. Mit Hilfe eines Notebooks mit entsprechender Software kann man das voreingestellte Oszilloskop steuern.

4 MESSERGEBNISSE

4.1 Verwendete Sensoren und ihre Charakteristika

Im allgemeinen ist es möglich UHF Signale, welche durch Teilentladung emittiert werden mit Hilfe von kapazitiven sowie induktiven Sensoren zu erfassen.

Bei einer kapazitiven Kopplung sind die geometrischen Abmessungen bestimmend. Die Entfernung zum Testobjekt sowie die Größe des Sensors. Beim kapazitiven Sensor wird die elektrische Feldkomponente der transienten Vorgänge während der Einkopplung erfasst. In der Umgebung der TE- Quelle werden die Signale nur zu einem kleinen Anteil von den Nachbarmaterialien übertragen und benötigen somit einen gewissen Raum bevor eine gleichmäßige Verteilung in der Umgebung des Steckers bzw. Kabels geschehen kann [1]. Daher müssen für eine umfängliche Betrachtung mehrere Sensoren im Radius angebracht werden.

Induktive Sensoren, welche auch als Hoch Frequenz Stromwandler bezeichnet werden, können als Toroid oder als Spule ausgeführt sein. Mit diesen Sensoren wird die magnetische Feldstärke empfangen. Die somit induzierte Spannung ist proportional zur Änderungsrate des elektrischen Stroms. Diese magnetische Einkopplung hängt somit direkt von der Anzahl der Windungen der Entfernung zum Testobjekt, sowie der

magnetischen Feldstärke ab. Hauptvorteil der Auskopplung durch einen induktiven Sensor ist eine Messung am gesamten Umfang des Kabels.

Eine Fourier Transformation eines vorher, über die konventionelle Messtechnik verifizierten, TE-Referenzsignals zeigt die Frequenzbereiche, in welchen der induktive und kapazitive Sensor arbeiten wird, in Abbildung 4.1 dargestellt.

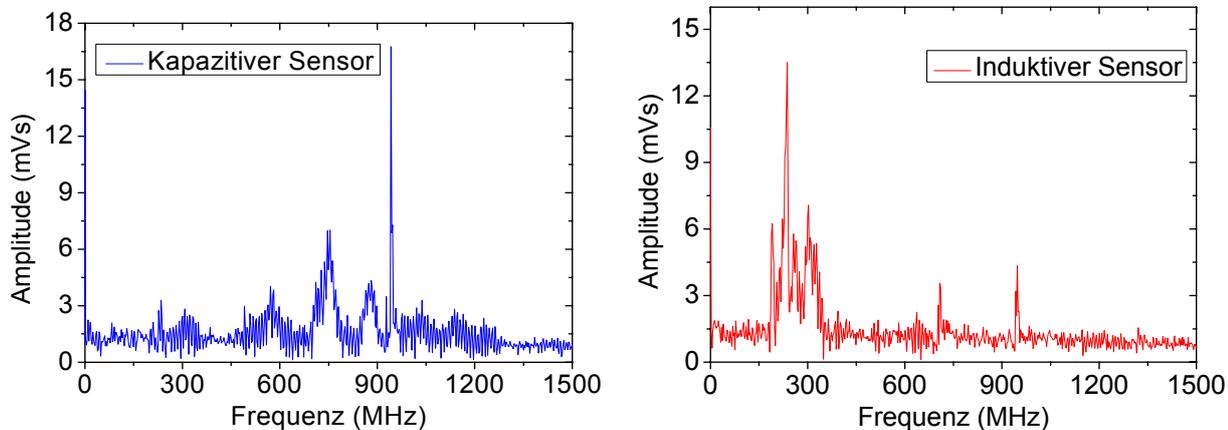


Abbildung 4.1: Frequenzspektrum eines TE – Referenzimpulses von 15pC aufgenommen mit einem Kapazitiven Sensor (links) und einem induktiven Sensor (rechts)

Der kapazitive Sensor empfängt ein breitbandiges Signal in einem Bereich von 500-1000 MHz, wohingegen der induktive Sensor im Bereich von 200 -250 MHz arbeitet (Dieser Bereich wurde zusätzlich durch einen weiteren Tiefpass bei 200 MHz begrenzt.).

Aus den Abbildungen sind zwei schmalbandige Störer bei ca. 730 MHz und 940 MHz ersichtlich. Diese Störfrequenzen treten in allen Labormessungen auf und konnten als DVB-T und GSM Signale identifiziert werden.

4.2 Nachweis der Messempfindlichkeit

Es ist bekannt dass eine Kalibration des UHF Messverfahren aufgrund der indirekten Systematik nicht möglich ist. Im Labor wird das System mittel einer Vergleichsmessung voreingestellt und vor Ort wird mit Hilfe eines UHF-Impulsgenerators ein Sensitivity Check durchgeführt.

Für eine Vergleichsmessung im Labor wurde parallel zur UHF Messung eine konventionellen Messung nach IEC 60270 durchgeführt. Die Struktur des Messaufbaus ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Hierdurch konnte eine Sensitivität von 5pC nachgewiesen werden.

Um einen Zusammenhang zwischen den Messwerten nach der UHF Messtechnik und der scheinbaren Ladung zu finden wurden diverse Messungen durchgeführt. Hierzu wurde der künstliche Defekt mit Hilfe eines Plastikstabs „geregelt“ und bei gleich bleibenden Messparametern verglichen. Aus Abbildung 4.1 ist ersichtlich dass der kapazitive Sensor generell eine größere Empfindlichkeit hat, dies wird primär durch das breitere Frequenzband hervorgerufen.

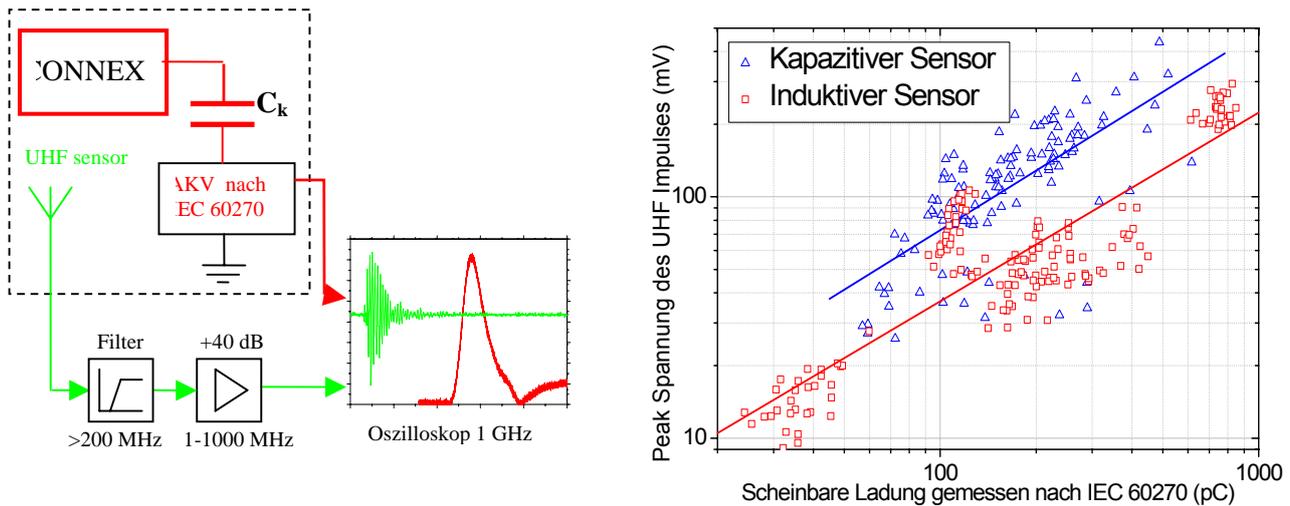


Abbildung 4.2: Struktur des Messaufbaus zum Vergleich des konventionellen TE Verfahrens nach IEC60270 und dem UHF Messverfahren (links) sowie Korrelation der Messwerte (rechts).

4.3 Korrelation zwischen der Energie eines UHF Pulses sowie der scheinbaren Ladung

Diverse Veröffentlichungen diskutieren den Vergleich der scheinbaren Ladung mit der Energie eines UHF Impulses [2-3]. Eine Aussage über die Energie beurteilt die gespeicherte Energie eines TE Impulses, während die Impuls-Amplitude primär ein Parameter der Stromanstiegszeit ist und somit stark von der Geometrie und den Dämpfungseigenschaften der Fehlerstelle und dem Trägermedium abhängt.

Eine Serie von Messungen mit einem künstlichen Fehler wurden durchgeführt um einen Zusammenhang zwischen der Energie eines UHF Pulses sowie der scheinbaren Ladung zu finden. Die Messwerte nach dem IEC 60270 Verfahren wurden direkt vom Ankoppelvierpol über einen Vorverstärker auf den Oszillographen dargestellt. Die Energie eines UHF Pulses wurde mit Hilfe der folgenden Formel ermittelt:

$$E = \frac{1}{50\Omega} \int u^2 dt \quad (1)$$

In Abbildung 4.3 sind ca. 200 dieser Messwerte dargestellt. Die Messwerte liegen zwischen 4-900 pC und wurden bei einer konstanten Spannung von 50 kV erfasst.

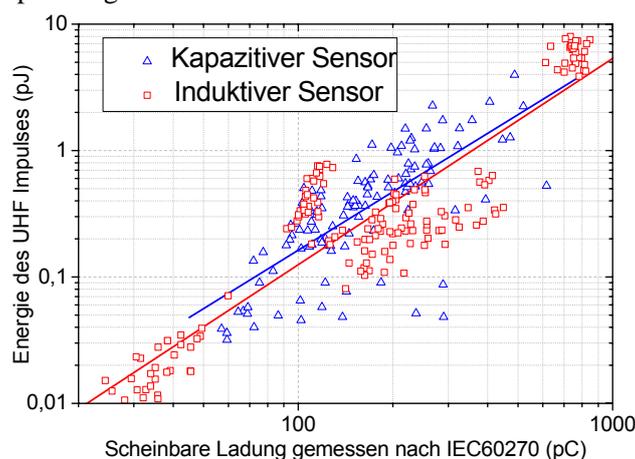


Abbildung 4.3: Zusammenhang Energie eines UHF Pulses und der scheinbaren Ladung

4.4 Nachweis über die räumlichen Selektivität

Im Bezug auf Feldmessungen müssen Störungen aus der Umgebung betrachtet werden. Der häufigste Störer im Hinblick auf den Phasenbezug ist eine Koronaentladung [4]. Um die Herkunft des Pulses aus der Garnitur zu

verifizieren, wurden die folgenden Messungen gemacht. Ein Aluminiumdraht, mit 10 cm Länge wurde im Prüfgefäß anstatt des Silikonblindsteckers, an der Hochspannungselektrode befestigt. Dann wurde das Prüfgefäß mittels eines Gasblindstecker spannungsfest verschlossen. Um verschiedene Entladungsmechanismen wie Entladung in Luft und der Entladung in Gas darzustellen wurde der Gasblindstecker mit SF₆ und danach mit Luft unter normalen Bedingungen gefüllt.

Die Messergebnisse der Korona Entladung im Prüfgefäß wurden bei 3 kV aufgenommen. Die Entladung am Aluminiumleiter wurde mittels der IEC 60270 mit 35 pC gemessen. In der Abbildung 4.4 ist die Fourier Transformation der Signale, welche über den kapazitiven und den induktiven Sensor gemessen wurde, dargestellt.

Im Zeitbereich haben die Signale eine große Ähnlichkeit mit einem internen TE Defekt der Isolation. Die FFT Analyse zeigt jedoch, klare Unterschiede. Der kapazitive Sensor erleichtert die Unterscheidung zwischen einer Entladung in SF₆ im Bereich 300-500MHz und einer Teilentladung im Bereich 700-1GHz. Im Gegensatz hierzu erkennt der induktive Sensor eine Korona Entladung in Luft mit einem ähnlichen Fourier Spektrum wie eine echte TE im Bereich 200-350MHz. Somit ist Korona in SF₆ nur eindeutige Unterscheidung von einer internen TE nur mit Hilfe des induktiven Sensors möglich.

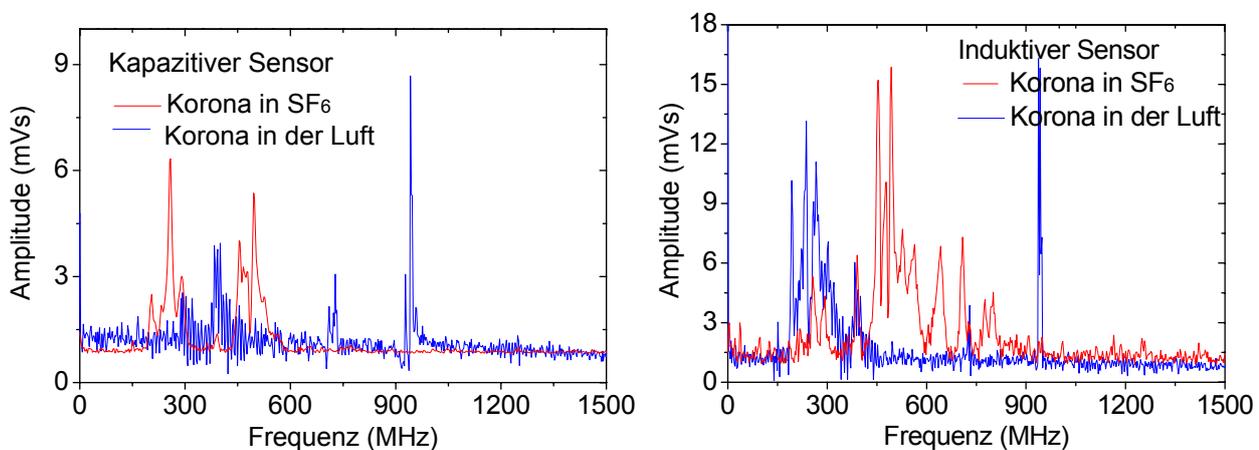


Abbildung 4.4: Frequenzspektrum einer Koronaentladung von 35 pC hervorgerufen im Prüfgefäß und aufgenommen mit kapazitiven Sensor (links) und induktivem Sensor (rechts)

In einer weiteren Messung wurde eine künstliche Korona-Entladung an der HV Elektrode in einem luftgefüllten Teilabschnitt der GIS befestigt. Eine Wechselspannung mit 4 kV wurde eingespeist und, über eine Messung nach IEC 60270 wurden 150 pC ermittelt. Diese Teilentladung konnte weder durch den kapazitiven noch durch den induktiven Sensor erfasst werden. Somit konnte eine komplette Dämpfung des UHF Signals über die Kabelstrecke von ca. 3 m nachgewiesen werden.

5 WEITERFÜHRENDE OPTIMIERUNG FÜR DEN VOR-ORT MESSEINSATZ

5.1 Phasenbezogene UHF TE Messung

In Umgebungen mit erhöhter UHF Aktivität kann ein sich wiederholendes Signal fälschlicherweise als innere Teilentladung aufgefasst werden. Des Weiteren ist bekannt, dass eine Teilentladung nur zu bestimmten Phasenzeitpunkten auftritt. Diese Charakteristiken ermöglichen eine einfache Sondierung wichtiger und vernachlässigbarer Signale.

Mit Hilfe des Oszilloskops wird nun eine AC Sinus Kurve als Referenz verwendet und auf die ansteigende Flanke getriggert. Amplituden welche im steigenden 1. bzw. 3. Quadranten der Sinuskurve aufgenommen werden, können somit eindeutig als Teilentladung deklariert werden. In Abbildung 5.1 ist somit eindeutig zu erkennen, dass wir es mit einer „inneren“ Teilentladung zu tun haben.

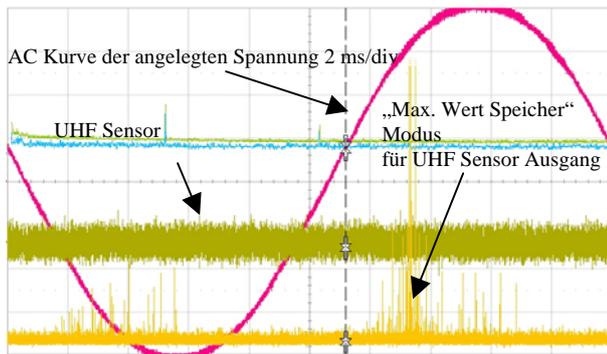


Abbildung 5.1: Phasenbezogene UHF TE Messung

Leider ist es nur bedingt möglich, während einer Vor-Ort Messung in einer Schaltanlage das Phasensignal direkt zu extrahieren. Trotzdem ist eine Phasentriggerung auf der Versorgungsspannung ausreichend, um wiederkehrende Pulse nachzuweisen.

5.2 Aufnahme des UHF TE „Patterns“ mittels eines programmierbaren Oszilloskop

Eine standardmäßige Darstellung mit Hilfe eines Oszilloskops wie in Abbildung 5.1 lässt eine Aussage zum Phasenbezug zu, gibt aber keine Möglichkeit die Struktur oder die Häufigkeit der Fehlerzündung auszuwerten. Daher wurde das Oszilloskop über ein Notebook gesteuert. Diese Programmierung sollte die UHF PRPD Pattern Aufnahme bei einer Vor Ort Messung automatisch durchführen.

Der Hauptunterschied zur Messung aus 4.1 ist, dass der Trigger nicht auf eine 50 Hz AC Spannung (externe Quelle) erfolgt, sondern auf den TE Impuls selbst. Dies erhöht die Sensitivität enorm, macht aber die Messung im Bezug auf die Phase schwerer zu interpretieren.

Abbildung 5.2 vergleicht die Felder aufgenommen durch eine Mtronix MPD540 (links) und einem programmierten Oszilloskop (rechts) getriggert auf eine UHF TE Signal über eine Zeit von etwa 1 min. nach IEC60270.

Diese Messungen wurden unter Laborbedingungen durchgeführt. Daher war es möglich, einen direkten Phasenbezug herzustellen. Bei einer Vor- Ort Messung ist dieser Phasenbezug leider so nicht darstellbar und kann nur als Differenz bzw. als wiederkehrende 50Hz Phasentreue Entladung identifiziert werden.

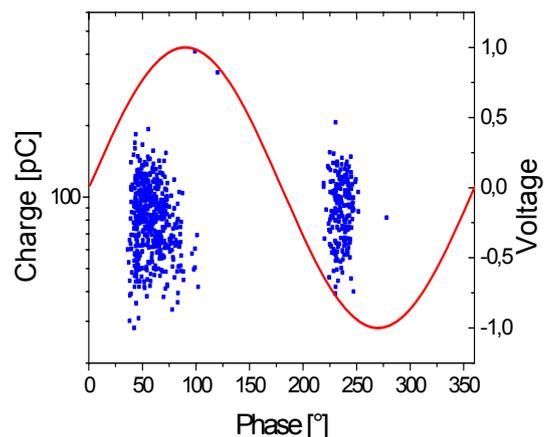
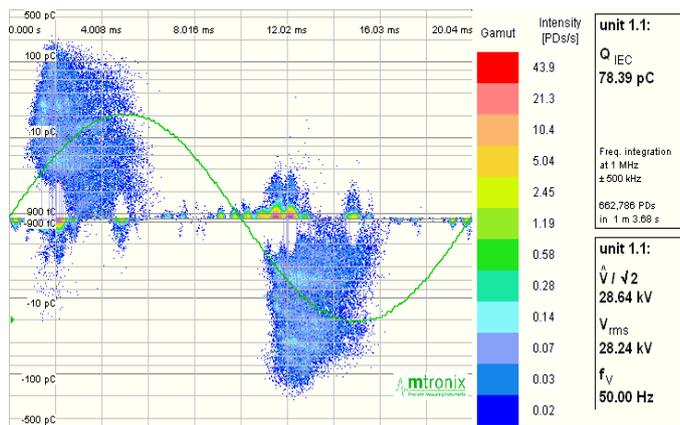


Abbildung 5.2 PRPD Pattern nach IEC60270 aufgenommen mit Hilfe eines Mtronix MPD 540 (links) und programmiertes LeCroy WavePro 7100 (rechts)

Bei einer Online Vor- Ort Messung ist die Messung der scheinbaren Ladung nachweislich nicht möglich. Mit Hilfe der UHF TE Messung kann eine Aussage zur Puls-Amplitude und dem Energiegehalt der Entladung dargestellt werden. In Abbildung 5.3 wird diese Auswertung dargestellt.

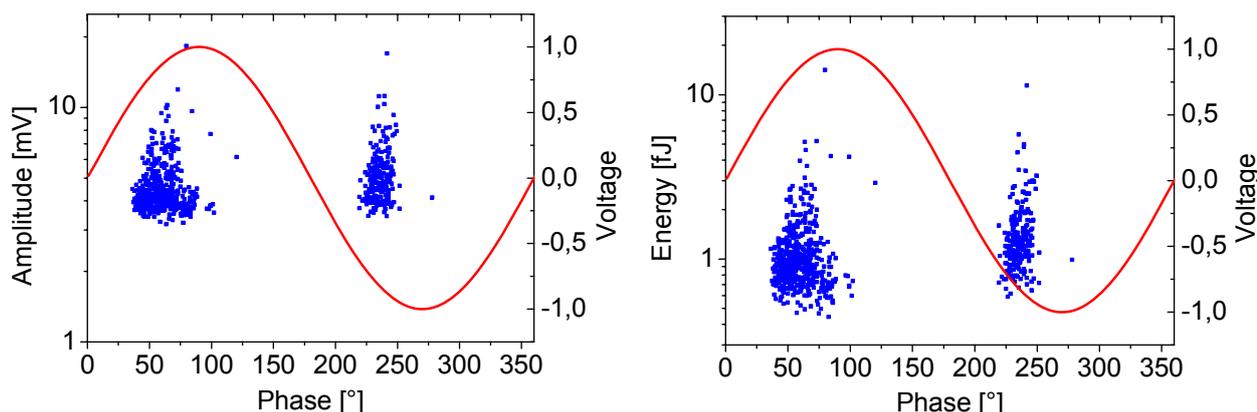


Abbildung 5.3 PRPD Pattern eines UHF TE Signal aufgenommen durch den kapazitiven Koppler
Amplitudenbezug (links) Energiebezug (rechts)

5.3 UHF TE Messung unter Zuhilfenahme des integrierten kapazitiven Spannungsabgriffs

HV- CONNEX Geräteanschlussteile können optional mit integriertem kapazitiven Spannungsabgriff bezogen werden. Dieser kapazitive Spannungsabgriff kann auch als TE-Sensor verwendet werden.

Ein CONNEX Kabelanschlussteil mit künstlichem Defekt wurde in das Geräteanschlussteil eingesteckt. Diverse Vergleichsmessungen zur Kalibration wurden prinzipiell nach Abbildung 4.2 durchgeführt (es wurde auf den Filter und Verstärker verzichtet). Die Messung, siehe Abbildung 5.4, wurde unter Zuhilfenahme dieses Sensors gemacht und ergab eine maximale Messgenauigkeit unter 10 pC. Des Weiteren wurden dominierende Frequenzspektren im Bereich unter 100 MHz entdeckt, welche den Einsatz eines „einfacheren“ Oszilloskops erlauben.

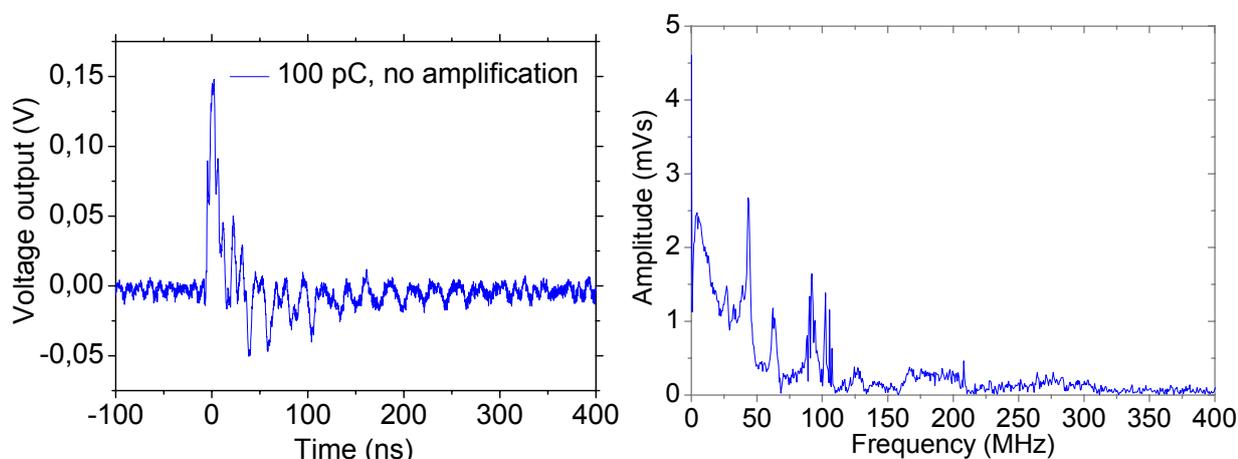


Abbildung 5.4 Messung am kapazitiven Spannungsabgriff des Geräteanschlussteils: Zeitbereich (links), Frequenzbereich (rechts)

6 VOR-ORT-EINSATZ

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 in Abbildung 6.1 dargestellt. Dabei wurden jeweils die Signale aller 3 Sensoren nacheinander aufgezeichnet und ausgewertet.



Abbildung 6.1 Vor-Ort-Messaufbau: 1. Stecker, 2. Schirmgehäuse mit Sensoren

In Abbildung 6.2 wird ein typischer schneller Impuls, der vor Ort an einem TE behafteten Stecker aufgezeichnet wurde, dargestellt. Das Frequenz-Spektrum von diesem Impuls und das Spektrum des Grundrauschens sind in Abbildung 6.2 dargestellt.

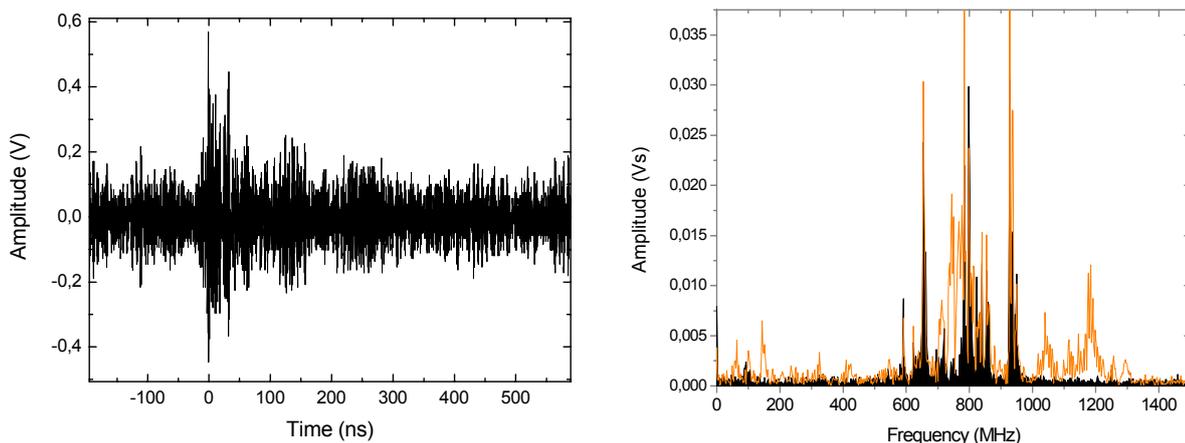


Abbildung 6.2 Typischer schneller Impuls eines defekten Steckers, gemessen vor Ort mit einer Bandbreite von 3 GHz (links) und Frequenzspektrum des Impulses (hell) im Vergleich zum Hintergrundrauschen (dunkel)(rechts)

Abgesehen von den oben genannten bekannten Störfrequenzen gibt es in Abbildung 6.2 mehrere signifikante Spektralbereiche, die in diesem Fall auf interne Teilentladungen schließen lassen [4].

Die UHF-Methode hat sich für die Zustandsbewertung von Kabelstecksystemen vor Ort prinzipiell als gut geeignet erwiesen. Dennoch traten bei den Messungen vor Ort die folgenden praktischen Probleme auf:

- Durch die teilweise sehr kompakte Anordnung der Steckanschlüsse an der GIS war es manchmal sehr schwierig, das relativ große Schirmgehäuse zu montieren. In verschiedenen Fällen war somit eine Messung nicht möglich.
- Bei Messorten mit sehr hohen Umgebungsstörspegeln ist das System zwar einsetzbar, jedoch wird eine sichere Bewertung der Messungen deutlich erschwert. Wesentliche Verbesserungen konnten dabei durch Hochpassfilter sowie Schirmungs- und Erdungsmaßnahmen am Messaufbau erreicht werden.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Die Erfahrungen mit einem On-line TE Messsystem im Ultra hochfrequenten Frequenzbereich wurden in vorliegendem Artikel betrachtet. Dieses System kann zu einer Systemprüfung nach einer Installation, sowie nach Wartungsarbeiten am System durchgeführt werden.

Folgende Zielsetzungen wurden erreicht:

- Die entwickelten UHF Sensoren können auch ohne speziellen Schirm eingesetzt werden falls die Umgebungsbedingungen dies verlangen.
- Vergleichsmessungen vom kapazitiven und induktiven Sensor wurden aufgezeigt.
- Der kapazitive Sensor arbeitet am effektivsten im Bereich von 500-1000 MHz, der induktive Sensor hat einen Arbeitsbereich von 200- 350MHz.
- Eine maximale Sensitivität unter 5 pC konnte für beide Sensoren erreicht werden, und ein Zusammenhang zwischen den Schlüsselfaktoren der scheinbaren Ladung nach IEC60270 und dem UHF verfahren wurde dargestellt.
- Phasenbezogene Messungen sind ideal zur Unterscheidung zwischen interner TE und anderen sich wiederholenden Störern.
- „Vereinfachung“ der Interpretation von Messfehlern mit Hilfe einer PRPD Bibliothek möglicher Fehler.

LITERATUR

- [1] N.H. Ahmed, N.N. Srinivas, 1998, "On-line partial discharge detection in cables"- IEEE Trans. Dielect. Elect. Insul., Vol. 5, No. 2, pp. 181-188
- [2] M. Hanai, F. Endo, S. Okabe, T. Kato, H. Hama, M. Nagao, 2006, „New development for detecting partial discharge using an UHF method and its application to power apparatus in Japan“, presented at CIGRE Session, Paris, France, paper Nr. D1-106
- [3] L. Yang, B. Stewart, A.J. Reid, M.D. Judd, R.A. Fouracre, 2005, "Study on combining UHF techniques with the IEC60270 standard for monitoring partial discharges in HV plant"- Int. Symp. on High Volt. Eng. (ISH), Beijing, China, paper Nr. G-011
- [4] N. de Kock, B. Coric, R. Pietsch, 1996, "UHF PD detection in GIS – suitability and sensitivity of the UHF method in comparison with the IEC270 method"- IEEE Elect. Insul. magazine, Vol. 12, No. 6, pp. 20-26

Transformator Durchführungen für höchste mechanische Belastungen

Dr. Jens Rocks
ABB Micafil AG
jens.rocks@ch.abb.com
Schweiz

KURZFASSUNG

Die gesteigerte Betriebssicherheit von kritischen Transformator­komponenten ist ein Kriterium, welches auch bei der Neu- und Weiterentwicklung von Hochspannungsdurchführungen zunehmend an Bedeutung gewinnt. Diese Anforderung muss auch erfüllt sein, wenn trotz starker Erdbebenaktivitäten eine hohe Funktionssicherheit gewährleistet werden muss. Der vorliegende Beitrag vermittelt einen Überblick über die Ergebnisse und Erkenntnisse aus dem Vergleich einer numerischen Simulation sowie umfangreicher experimenteller Prüfungen an einer neuen Hochspannungs-Transformator­durchführung aus der Reihe SeismicRIP®. Exemplarisch wurde eine 550 kV Transformator­durchführung mit Silikon-Composite Isolator gemäss den vom IEEE normierten Höchst­anforderungen (high performance level) qualifiziert.

Dabei wurde eine dreidimensionale Finite Element Methode (FEM) angewendet, um die Eigenresonanzen zu bestimmen und das resultierende, mechanische Verhalten unter dynamischer Last­einwirkung vorherzusagen. Die erhaltenen Simulationsergebnisse wurden anschliessend anhand von „Schütteltisch“ Prüfungen bei verschiedenen Belastungsarten verglichen und bewertet.

Die geprüfte SeismicRIP® Transformator­durchführung bestand die höchsten Erdbebenerschütterungen ohne Funktionseinschränkung oder anderweitiger Beschädigungen und wurde somit erfolgreich mit dem „high level“ per IEEE 693-2005 zertifiziert. Es konnte demonstriert werden, dass die angewandte Simulationsmethodik in der Lage ist, die Beschleunigung und der daraus resultierenden Auslenkungen und Spannungen mit einer angemessenen Genauigkeit vorherzusagen.

1 EINLEITUNG

Erdbebenaktivitäten gehören zu den Naturphänomenen, welche primär anhand von Erschütterungen in diversen Erscheinungsformen (z.B. Vibrationen, Erdbeben, Bodenverflüssigungen, Tsunamis etc.) wahrgenommen werden. Das Wissensgebiet das sich mit Erdbeben intensiv beschäftigt, heisst Seismologie (griech. seismos = Erdrerschütterungen) und wurde bereits 1889 vom deutschen Wissenschaftler Emil Wiechert durch Erfindung des ersten Horizontalseismographen begründet. Obwohl seismische Aktivitäten relativ häufig auftreten und sich hauptsächlich in geologisch ausgewiesenen Regionen ereignen, ist es nach wie vor schwierig, den genauen Zeitpunkt für ein solches Naturereignis zuverlässig hervorzusagen.

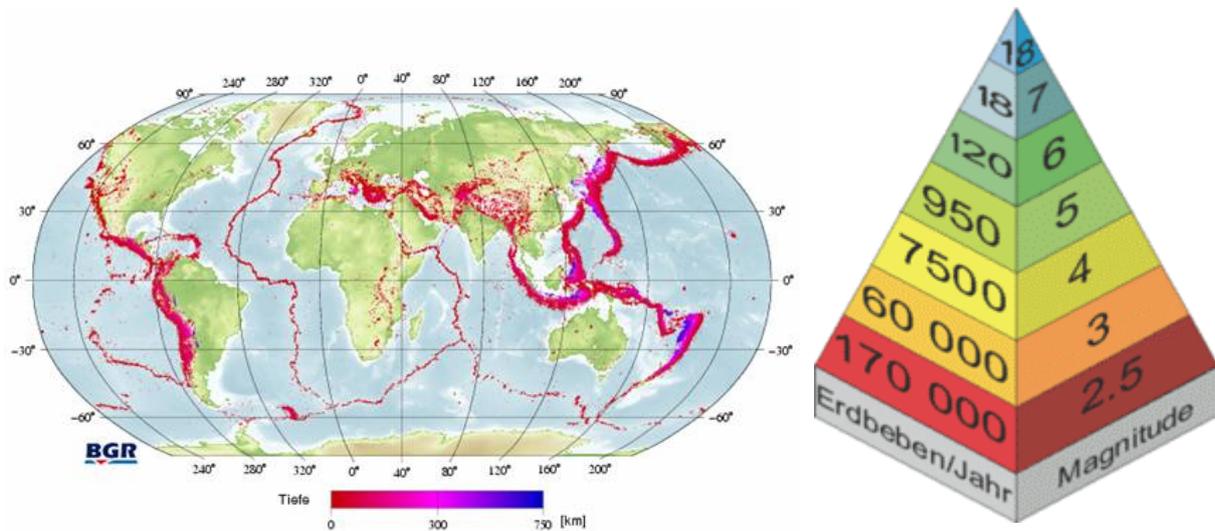


Abbildung 1: (links) Weltkarte mit registrierten Erdbebenaktivitäten (schwarze Punkte) im Zeitraum von 1963 to 1998 [3]. Im Registrierungszeitraum wurden 358214 Erdbeben aufgezeichnet. (rechts) Durchschnittliche Anzahl jährlich registrierter Erdbeben als Funktion der Erschütterungsstärke

In den von Erdbeben designierten geografischen Gebieten, welche mehrfach auch stark industrialisierte und/oder dicht bevölkerte Länder betreffen, ist die Betriebssicherheit und die damit korrelierende Systemverfügbarkeit von elektrischen Übertragungs- und Verteilsystemen von besonders zentraler Bedeutung. Demzufolge stellt die Aufrechterhaltung der elektrischen Versorgungssicherheit während und nach schweren Erdbeben ein wichtiges Hauptkriterium dar.

Zahlreiche Untersuchungen von starken Erdbeben im letzten Jahrzehnt (z.B. USA, Japan und Türkei) zeigen, dass eine der kritischen Schlüsselkomponenten zur Gewährleistung der geforderten Betriebssicherheit elektrischer Systeme die Transformatordurchführungen darstellen. So wurden zahlreiche Fehlfunktionen wie z.B. der Bruch von Porzellanisolatoren, Beschädigung der Dichtungssysteme mit einhergehenden Ölleckagen bis hin zum Verlust der totalen Funktionalität an Durchführungen, nach grösseren Erdbeben registriert [1,2]. Die Wiederherstellung all dieser verschiedenen ausgeprägten Schäden benötigt einen signifikanten Zeit- und Reparaturaufwand,

während dem der Leistungstransformator häufig abgeschaltet werden muss. Als Konsequenz davon kann deutlich aufgezeigt werden, dass durch Erdbeben herbeigeführte Störungen beachtliche direkte, sowie indirekte Verluste in der Energiewirtschaft verursachen und einen signifikanten Einfluss auf die regionale Wirtschaft zur Folge haben. Die hieraus resultierende Notwendigkeit Hochspannungsdurchführungen so zu konstruieren und zu qualifizieren, dass sie Erdbebenresistenz sind, stellt eine logische Forderung dar.

2 QUALIFIKATION DER ERDBEBENSICHERHEIT

Geschichtlich gesehen wurden verschiedenen Methoden zur Beurteilung elektrischer Komponenten und Apparate unter seismischen Belastungen eingesetzt. Diese nicht standardisierten Methoden beinhalteten üblicherweise diverse Arten von Kalkulationen, um die Kräfte und die daraus resultierenden Spannungen bei Erdbebenerstürungen abzuleiten. Zum Beispiel die Art und Weise, wie diese Berechnungen durchgeführt wurden, welche Faktoren einbezogen und welches die akzeptablen Sicherheitsmargen waren, zeigte deutliche Variationen von Anwendung zu Anwendung und von Kunde zu Kunde auf. All dies führte auf Seiten der Produzenten zu beträchtlichen Schwierigkeiten in der Herstellung von vergleichbaren Qualifikationsdokumenten und deren Anerkennung durch die Kunden. Benötigt wurde deshalb eine standardisierte und universal verwendbare Methode, welche die Möglichkeit bietet verschiedene Klassifizierungen vorzunehmen.

2.1 Internationale Normen

Die 2005 neu überarbeitete Version der IEEE STD 693 „IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations“ [4] beschreibt zum ersten Mal Prüfungen und Qualifizierungsmethoden zur Beurteilung der Erdbebenresistenz bei einer Vielzahl von elektrischen Komponenten und Apparaten. Die IEEE-Norm vereinfacht dabei den Prozess der Spezifizierung der seismischen Anforderungen, indem es ein Paket aus Empfehlungen, Kriterien und Qualifikationsmethoden für unterschiedliche Klassifizierungen (niedrig, moderate und hoch) normiert. Hierbei entscheidet der Anwender, welche Mindestqualifikation für die Anlage gefordert wird und bezieht dies als ein Teil ihrer Typentest Spezifikationen mit ein. Weiterhin anerkennt die IEEE-Norm nicht, dass Berechnungen als einziges Mittel für die Qualifikation herangezogen werden, sondern verlangt ab einem bestimmten Spannungsniveau ergänzende Prüfungen. Die geforderten Akzeptanzkriterien haben sich im Laufe der Entwicklung der Norm deutlich verschärft (z.B. eine nach 1997er Version mit dem „high level“ zertifiziertes Produkt darf neu nach der 2005er Norm nur noch als „moderate level“ bewertet werden). Als Alternative zur IEEE Normierung findet man die IEC Empfehlung im Technical Report 61463 1996-07 „Bushing Seismic Qualification“ publiziert [5], welche auch die seismische Qualifikation von Hochspannungsdurchführungen abdeckt. Der Report basiert hauptsächlich auf Berechnungen unter der Verwendung statischer Koeffizienten. Es werden so z.B. die zu erwartenden Deformationen und Spannungen während einer dynamischen Erdbebenbelastung mit einer quasi-statischen Biegebelastung

der Durchführung verglichen. Obwohl für ABB Micafil's Durchführungen sämtliche IEC61463 Anforderungen erfolgreich ausgewiesen werden, ist die Kundenakzeptanz bis zum heutigen Zeitpunkt sehr eingeschränkt. Die Tatsache, dass Durchführungen die hohen Anforderungen der IEEE 693 erfüllen, in den meisten Fällen auch die IEC 61463 bestehen, ist einer der Hauptgründe dafür.

3 PRÜFOBJEKT & PRÜFMETHODEN

In diesem Kapitel werden allgemeine Informationen über die Transformatordurchführungen sowie die angewendeten Simulations- und Prüfmethode vorgestellt.

3.1 ABB-Micafil SeismicRIP® Transformatordurchführung

Für die Studie wurde eine 550 kV, IEEE konforme [6] „Resin Impregnated Paper“ (RIP) SeismicRIP® Transformatordurchführung untersucht. Die technische Dimensionszeichnung der Durchführung wird in Abbildung 2 illustriert und die korrelierenden elektrischen Kennwerte sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Für die seismischen Prüfungen wurde die Durchführung mit verschiedenen Messsensoren ausgestattet, um:

- a) die maximale Beschleunigung und Auslenkung am höchsten Punkt der Durchführung (freiluftseitig), dem Durchführungsflansch, und den tiefsten Punkt der Durchführung (ölseitig) zu ermitteln

und

- b) die maximale Kraft am Durchführungsflansch zu bestimmen

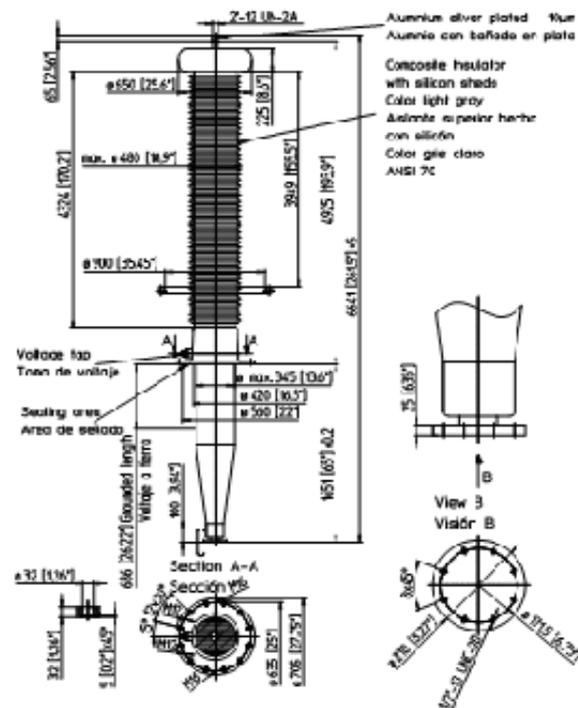


Abbildung 2: Dimensionszeichnung der geprüften ABB-Micafil SeismicRIP® Transformatordurchführung

Tabelle 1: Technische Kenndaten der qualifizierten ABB-Micafil SeismicRIP® Transformatordurchführung

Kennwert	
Design Konformität	IEEE-C57.19.01-2000
Hauptisolation	Resin Impregnated Paper (RIP)
Freiluftisolation	Silikon Composite Isolator
Nebenisolation	Micagel® Trockenfüllung
Systemspannung	550 kV
Strom	2000 A
Blitzstoßspannung (BIL)	1550 kV
Prüfspannung 1 min. dry/wet	750 kV
Kriechweg (Isolator)	4350 mm
Biegefestigkeit 1 min.	5000 N
Teilentladung	< 5 pC @ 636 kV
Kriechweg	15835 mm [>31 kV/mm]

3.2 Modellierung und numerische Simulation

Der FEM Code ANSYS Version 11.0 wurde für die numerische Simulation der SeismicRIP® Durchführung unter dynamischen Belastungszyklen verwendet. Die zu simulierende Durchführung wird durch sein vereinfachtes geometrisches CAD Model repräsentiert. Nachdem das geometrische Model kreiert ist, wird ein adäquater Parametersatz aus Randbedingungen bestimmt (s. Abbildung 4 links). Anschliessend wird das 3-dimensionale Model, vernetzt um die weiteren Berechnungen durchzuführen (s. Abbildung 3; rechts).

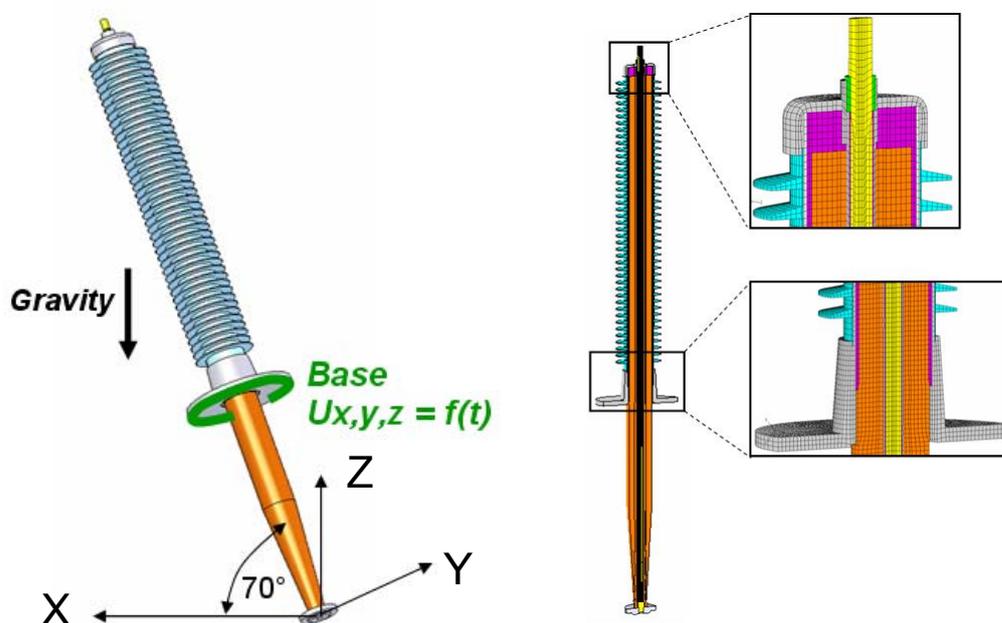


Abbildung 3. Verwendetes geometrisches Simulationsmodell der 550 kV SeismicRIP® Transformatordurchführung. (links) verwendetes Koordinatensystem. (rechts) vernetztes Durchführungsmodell

3.3 Erdbeben-Simulator-Prüfungen

Das Erdbeben-Verhalten der 550 kV Transformatordurchführung wurde auf einem Erdbeben-Simulatortisch mit sechs Freiheitsachsen geprüft. Die Hochspannungs-Durchführung wurde dafür auf einen starren Stahlrahmen befestigt, wobei die Steifheit des Rahmens ausgelegt wurde, dass dieser nicht die Bewegungen des Simulatortisches verstärken konnte (keine Resonanzfrequenzen bis 35 Hz). Gemäss den Anforderungen der IEEE 693 wurde das Prüfobjekt bei allen Versuchen 20 Grad zur Vertikalen gekippt (s. Abbildung 4). Das angewendete experimentelle Test-Programm bestand aus:

- i) einem niederamplituden, uni-direktionalem Resonanzsuchtest (sine sweep) um die dynamischen Charakteristiken (natürliche Frequenz und Dämpfungskonstante) zu bestimmen. Das Frequenzspektrum zwischen 1 und 35 Hz wurde dabei mit einer Oktave pro Minute durchlaufen. Die Anregungsbeschleunigung wurde mit 0.5 m/s^2 konstant gehalten.
- ii) einer zwei-direktionalen Beschleunigung (X/Z und Y/Z-Achsen) im Bereich der vorher ermittelten natürlichen Eigenfrequenzen bis 35 Hz (sine beat). Es wurden dabei fünf Erregungspakete, bestehend aus zehn aneinander gereihten sinusförmigen Lastzyklen verwendet. Die angewendete Anregungsbeschleunigung in horizontaler Richtung betrug 10 m/s^2 und in vertikaler Richtung 8 m/s^2 .
- iii) einem drei-direktionalen Erdbeben-Test (time history) für den in der IEEE normierten „high performance level“, um die Betriebssicherheit gegenüber höchsten seismischen Erschütterungsaktivitäten zu evaluieren. Bei dem Versuch wurde eine Dämpfungskonstante des Prüfobjektes von 2% verwendet.

Vor und nach den seismischen Prüfungen wurde die Transformatordurchführung anhand des Routinetests nach IEEE C57.19.01-2000 [6] überprüft, um mögliche Veränderungen der Kenndaten zu ermitteln.



Abbildung 4: 550 kV SeismicRIP[®] Transformatordurchführung installiert auf dem Erdbeben-Simulator-Tisch

4 RESULTATE

4.1 Prüfung „sine sweep“

In Tabelle 2 sind die fundamentalen Resonanz-Frequenzen aus der Simulation und den dazu korrelierenden Versuchen zusammengefasst. In Abbildung 5 ist die Interpretation der verschiedenen Eigenfrequenzmodi dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass für die getestete 550 kV Transformatordurchführung im Erregungsband zwischen 1 und 35 Hz drei verschiedene Resonanzmodi identifiziert wurden. Die kalkulierten Resonanzfrequenzen zeigen dabei nur sehr geringe Abweichungen zu den experimentell bestimmten Werten auf. Ferner zeigt sich, dass es jeweils zwei Resonanzfrequenzen gibt, welche sehr dicht beieinanderliegen. Dieser Effekt wird hauptsächlich durch die 20° zur Vertikalen geneigte Durchführungs-Symmetrie hervorgerufen. So beschreibt z.B. der Mode 1 (4.032 Hz) die Biegung des oberen Durchführungsteils bei Anregung in der X-Achse, während Mode 2 (4.055 Hz) die gleiche Biegebeanspruchung bei Anregung in der Y-Achse reflektiert.

Tabelle 2: Berechnete und experimentell ermittelte Resonanzfrequenzen als Funktion der Anregungsrichtung und Resonanzmodus für 550 kV SeismicRIP® Transformatordurchführung.

Resonanzfrequenz, [Hz]			
Mode	Simulation	Experiment	Differenz
1	4.032	4.00	+0.8%
2	4.055	4.00	+1.4%
3	21.479	21.30	+0.8%
4	21.530	21.60	-0.3%
5	33.627	33.80	-0.5%
6	33.660	34.70	-3.0%

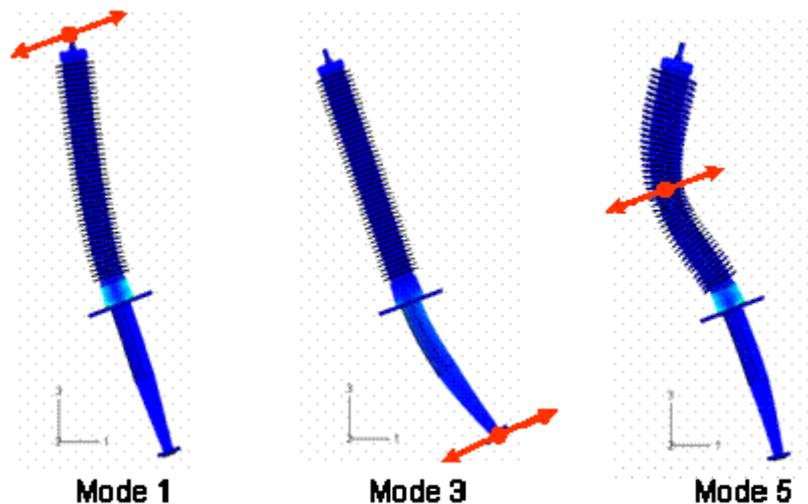


Abbildung 5: Darstellung der Belastungsformen für die verschiedenen auftretenden Resonanzmodi

4.2 Prüfung „sine beat“

Die „sine beat“ Prüfung wurde als Methode zum Nachweis für die dynamische Leistungsfähigkeit der Transformatordurchführung angewendet. Als kritischste Belastungsfrequenz wurde die niedrigste ermittelte Resonanzfrequenz (4.031 Hz für Simulation und 4.00 Hz für Experiment) verwendet.

Das Deformationsverhalten der Transformatordurchführung auf einen „sine beat“ Anregungszyklus wird exemplarisch in Abbildung 7 gezeigt. Die maximale Amplitude für die Deformation wurde dabei im Anschluss an den jeweils letzten Erregungszyklus gefunden. Im weiteren Verlauf erfolgt dann das freie Abklingen anhand der Eigendämpfung des Prüfobjektes. Eine entsprechende Zusammenstellung der Resultate aus den Simulationen und Experimenten wird in Tabelle 3 dargestellt. Aus der Tabelle ist ersichtlich, dass die Ergebnisse der Simulation und der Prüfung nur minimale Abweichungen zueinander aufzeigen.

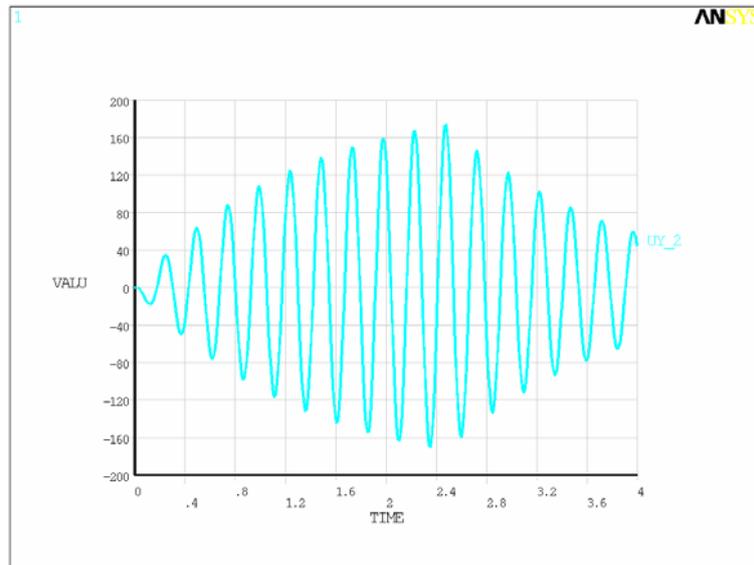


Abbildung 6: Exemplarischer Deformationsverlauf als Funktion der Zeit während eines „Sine beat“ Belastungszyklus

Tabelle 3: Zusammenstellung der maximal berechneten und geprüften mechanischen Deformationen (Durchführungskopf) und Spannungen (Durchführungsflansch) für die „sine beat“ Prüfung mit der ersten Resonanzfrequenz

Anregungs- achse(n)	Mess- achse	Simulation Deformation (max) [mm]	Experiment Deformation (max) [mm]	Differenz der Simulation [%]	Simulation Spannung (max) [MPa]	Experiment Spannung (max) [MPa]	Differenz der Simulation [%]
X/Z	X	111	106	+ 4.7	167	171	- 2.3
Y/Z	Y	176	174	+ 1.1	250	259	- 3.5

4.3 Prüfung „time history“

Der Hauptbestandteil der Erdbebenresistenzprüfung besteht in der drei-achsigen „time history“ Prüfung. Diese Belastungsart ist bekannt dafür, dass sie ein sehr hohes Potential aufweist, um strukturelle Beschädigungen von Anlagen und Komponenten zu verursachen. Bei der Prüfung wird über einen Zeitraum von min. 30 Sekunden das Prüfobjekt belastet. Abbildung 7 zeigt den Vergleich zwischen der Mindestanforderung, welche repräsentiert durch die RRS-Hüllkurve (resonance response spectra) wird und dem tatsächlich an den Sensoren aufgezeichneten Daten der TRS-Kurve (test response spectra). Hierbei gilt zu beachten, dass der geforderte doppelte Verstärkungsfaktor für Durchführungsanwendungen in Abbildung 7 bereits berücksichtigt wird. Dieses gilt primär, um die Flexibilität eines Transformatordoms oder des Transformator tanks zu berücksichtigen.

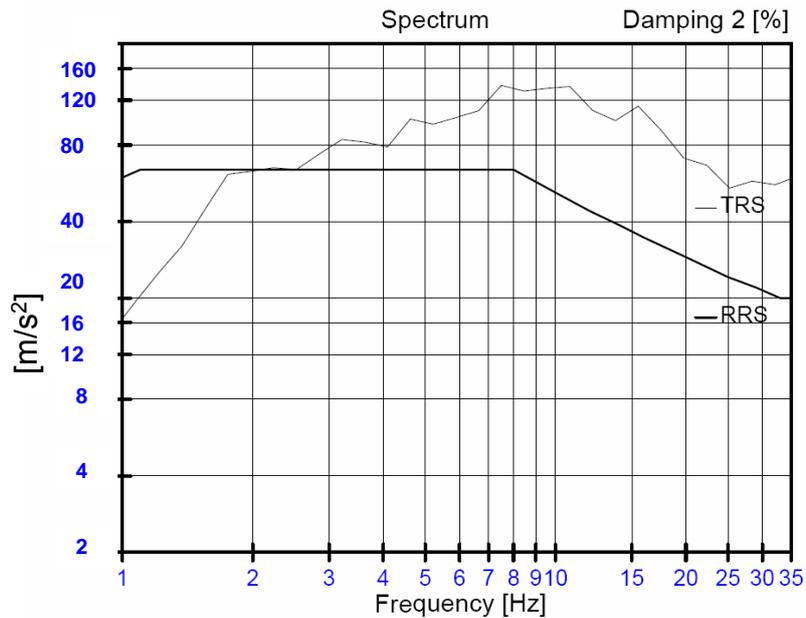


Abbildung 7: Vergleich zwischen dem geforderten „Required Response Spectra“ (RRS) und den an den Sensoren aufgezeichneten Spektrum „Test Response Spectra“ (TRS) für die „time history“ Prüfung [4]. Die abgebildeten Kurven sind gültig für Hochspannungsdurchführungen und dem höchsten Prüfanforderungen (high performance level)

Tabelle 4: Zusammenstellung der maximal berechneten und geprüften mechanischen Deformationen (Durchführungskopf) und Spannungen (Durchführungsflansch) während der „time history“ Prüfung

Anregungs- achse	Simulation Deformation (max)	Experiment Deformation (max)	Differenz der Simulation	Simulation Spannung (max)	Experiment Spannung (max)	Differenz der Simulation
	[mm]	[mm]	[%]	[MPa]	[MPa]	[%]
X	149	157	-5.1	207	215	- 3.7
Y	185	181	+ 2.2	261	259	+ 0.7

5 ZUSAMMENFASSUNG

Die durchgeführte Studie zeigt, dass die getestete 550 kV ABB-Micafil SeismicRIP[®] Transformatordurchführung den stärksten seismischen Erdbeben-Aktivitäten standhält und erfolgreich für den „high seismic resistance performance level „ gemäß der IEEE-Definition qualifiziert wurde. Die Untersuchungen wurden dabei für die drei verschiedenen Belastungsmodi „sine sweep“, „earthquake time history“ und „sine beat“ durchgeführt. Die höchste mechanische Beanspruchung trat bei der „time history“ Prüfung auf, während die „sine beat“ und „sine sweep“ einen eher moderaten Belastungsfall darstellen.

Es wurde demonstriert, dass die angewendete FEM Methodik in der Lage ist, die relativen Beschleunigungen und daraus resultierenden Deformationen und Spannungen mit einer beachtlichen Genauigkeit vorherzusagen. Um zukünftige Aufwendungen für experimentelle „Schütteltischprüfungen“ zu minimieren, demonstriert die praxisnahe Anwendung der erweiterten numerischen Simulation somit das Potential für eine Verkürzung der Entwicklungszeit und eine Reduktion der Prüfkosten bei seismischen Qualifizierungen zu haben.

LITERATUR

- [1] Electrical Power Research Institute, *Loma Prieta Reconnaissance Report*, Earthquake Spectra, Supplement to Vol. 6, 1990
- [2] Electrical Power Research Institute, *Northridge Reconnaissance Report*, Earthquake Spectra, Supplement C to Vol. 11, 1995
- [3] <http://denali.gsfc.nasa.gov/dtam/index.html>
- [4] IEEE Std 693-2005, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*, IEEE Standard Department.
- [5] IEC Technical Report 61463, 1996-07 "*Bushings Seismic Qualification*"
- [6] IEEE Std C57.19.01-2000, IEEE Standard „*Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings*“, IEEE Standard Department, 2000

Partial Discharge Detection and Localisation in Gas-Insulated Switchgears

**Stefan Hoek, Markus Bornowski,
Stefan Tenbohlen**
Universität Stuttgart, IEH,
Pfaffenwaldring 47, D-70569 Stuttgart
E-Mail: Stefan.Hoek@ieh.uni-stuttgart.de

Thomas Strehl
LDIC GmbH in
Kesselsdorf,
Germany

Uwe Riechert
ABB Switzerland
Ltd - Gas Insulated
Switch Systems,
Zürich, Switzerland

KURZFASSUNG

Durch die empfindliche Messung von Teilentladungen (TE) können potentielle Fehlstellen in einem Betriebsmittel frühzeitig erkannt werden. Daher ist die TE-Messung nach Norm IEC 60270 eine Standardprüfung bei der Stückprüfung von Bauteilen und Geräten aller Art. Eine Alternative zur Messung nach IEC (< 2 MHz) ist die Messung der hochfrequenten Anteile der TE im UHF Bereich (300 MHz - 3 GHz). Damit sind zwar keine kalibrierten Messungen möglich, aber der Messaufbau ist weniger stör anfällig und eine Adaption an das Betriebsmittel ist z.t. während des Betriebs möglich. Daraus resultieren verbesserte bzw. vereinfachte on-line und on-site Messungen. Durch einen „sensitivity check“ ist lediglich ein Empfindlichkeitsnachweis möglich. Eine allgemeine Korrelation von Messungen nach IEC und im UHF-Bereich ist nicht möglich, da sich das Spektrum abhängig vom Fehlertypus unterscheidet. In diesem Beitrag werden hierzu beispielhaft PRPD-Muster aufgeführt.

Eine weitere wichtige Information zur Risikoabschätzung ist eine exakte Ortung der TE-Quellen. Bei der Ortung von TE in GIS können verschiedene Methoden, die auf unterschiedlichen physikalischen Prinzipien beruhen, verwendet werden. Das hier vorgestellte Messsystem PADLOS beruht auf der Time-of-Fight Methode im UHF-Bereich.

ABSTRACT

Partial discharges (PD) measurements in the UHF frequency range are an important tool for diagnostic at gas-insulated switchgears (GIS). A general correlation between the measurement according to IEC standard 60270 and measurements in the UHF range is not possible. By the use of a "sensitivity check" the quality of the UHF measuring system is verified at GIS. In this contribution the usual procedure is pointed out and the boundary conditions and simplifications are shown. The knowledge of this is important for the interpretation of the result of the sensitivity check.

This paper introduces also to a new method providing a cost-efficient localization of PD in GIS. A new analogue signal-processing unit minimises necessary equipment for a time-of-flight measurement (time domain) by means of time-to-digital converters (TDC). It is possible to get statistic information of several hundred individual measurements, which give information about reflections, multi-place PD or disturbers and about reliability of the measurement. The measurement system PADLOS is able to evaluate the time delay between the sensor signals and to localize PD in GIS in a cost-effective way.

1 INTRODUCTION

To optimise processes in utilities a condition based maintenance strategy is essential. The liberalization of the energy market forces all utilities to reduce costs. Considering the maintenance strategy of GIS, a sensitive PD detection is important. To identify the type of the PD, various proven methods are possible, like the analyses of the phased resolved partial discharge (PRPD) pattern or other techniques. For an on-line and on-site, suitable PD measurement is it possible to use the method within the UHF range, because this method is more resistive to disturbances than the measurement according to the IEC 60270 standard. The sensitivity of this measurement method is proved with a procedure called “verification of the sensitivity” or “sensitivity check”, recommended by CIGRE. By the interpretation of this sensitivity, it is necessary to keep the boundary conditions in mind.

To assess the risk of a defect in GIS the location is additionally important. Thus, a sensitive PD detection with estimation of the nature of the defect and a fast and exact localization is advantageous. Hence the demand for reliable and economic and easy-to-use measurement tools to locate PD-sources increases.

2 SENSITIVITY CHECK FOR GIS

Because the measurement in the UHF range cannot be calibrated, a two-step procedure is used to guarantee a certain sensitivity of the UHF measurement system on-site. For the practical use of the UHF method, it is sufficient to guarantee a certain sensitivity of the UHF measurement system. The procedure is based on the injection of a very fast broadband impulse, so that the measurable spectrum in the UHF range is comparable to the spectrum of a moving particle with a discharge level of 5 pC, according to the IEC standard [1]. The moving particle is used as the reference level because it is the most common failure type [2]. The value of 5 pC according to the IEC standard is chosen because this sensitivity is needed for on-site measurements [2]. A sufficient sensitivity is verified if the injected impulse is measurable at the adjacent sensors.

2.1 Two step procedure for the verification of the sensitivity of a UHF-PD- measurement system

2.1.1 Step 1: Measurement in the laboratory

In the first step the needed value of the impulse magnitude is determined to create comparable PD spectrums in the lab. It is necessary to put a moving particle nearby an installed UHF-sensor inside the GIS. The voltage of the inner conductor is increased until the PD-measurement system according to IEC 60270, measures a value of 5 pC. If the PD value is reached, the UHF spectrum of the moving particle should be measured at the adjacent UHF sensor. Now the high voltage, which is responsible for the PD of the moving particle, must be switched off. The value of the impulse, which is injected at the sensor near by the particle, is changed until the measurable spectrum at the adjacent UHF sensor is in best conformity with the spectrum of the moving particle, which was measured before.

Besides a visual correlation of the spectrums, it is possible to use different mathematical analysis methods to find the impulse with the best correlation of the spectrum in the frequency range between 300 MHz and 1,4 GHz [3].

2.1.2 Step 2: On-site measurement

To verify the sensitivity of an on-site installed UHF-PD-measurement system it is necessary to inject the impulse as defined in step 1 at a sensor. It is important to use the same sensor, cable connections and measurement system as in the lab. Also the impulse shape and magnitude must be the same. If the spectrum, stimulated by the injected impulse, is measurable at an adjacent UHF sensor, the system will ensure a sufficient sensitivity for the area between these sensors. Furthermore, the maximum distance between a real moving particle and a sensor approximates half of the distance of

these two sensors. This means that the PD signal of a real failure has a smaller damping as the injected impulse of the check, so that sensitivity for on-site measurements is doubled thereby nearly.

2.2 Boundary conditions of the sensitivity check

By using this verification, it is important to consider the boundary conditions of the method. The sensitivity check simplifies the transfer functions and uses boundary conditions, which must be carefully observed for the interpretation of the results [3].

2.2.1 Disregard of the reflectance and resonance

The measurable UHF-PD signal depends on the position of the PD and the sensor, caused by the complexity of resonance frequencies inside GIS [3]. If the position and orientation of the PD source is known, it is possible to calculate the transfer function with a complex high frequency model [4] for a coaxial arrangement. It is difficult to calculate the transfer function from the sensors to all locations of potential PD sources in respect of all details of the geometry of the GIS. The sufficient transfer function from sensor to sensor, which is secured by the sensitivity check, must not be the worst-case transfer function between the PD source in the GIS and the sensor. But it is a good approximation for large distances, because the damping effects dominate in this case the transfer function. Influence is thinkable in case of strong reflectance or resonance for example at T-junction or outgoing line.

2.2.2 Definition of a sufficient sensitivity

The sensitivity check is based on the use of very fast impulses, which are injected at a UHF- sensor. The UHF-spectrum, which is stimulated by the impulse, is comparable to the apparent discharge of 5 pC of a moving particle. It must be pointed out, that the value of 5 pC apparent discharge for a moving particle or an other failure type can be considered already as critically. [5]

2.2.3 The reference failure type

The procedure is based on the comparison of the measurement according to the IEC and the UHF method for a moving particle. For other failure types, for example point-plane, floating electrode or other arrangements, the ratio between the level of IEC measurement and the measurement spectrum (or impulse energy) of the UHF method is different.

Reid [6] shows in his work that the ratio between these measuring principles depends on the failure type. The measured values with the UHF method of a moving particle are much higher compared to a point-plane arrangement with comparable apparent discharge according the IEC standard [6]. The moving particle, as a reference failure type, represents not the hardly detectable failure, but is the most common failure type in a GIS. This effect is also recognizable in measurement of PRPD pattern. The characteristic pattern for different types of failures is comparable for the IEC method and also in UHF method, however the ratio of the signal intensity differs depending on the failure type.

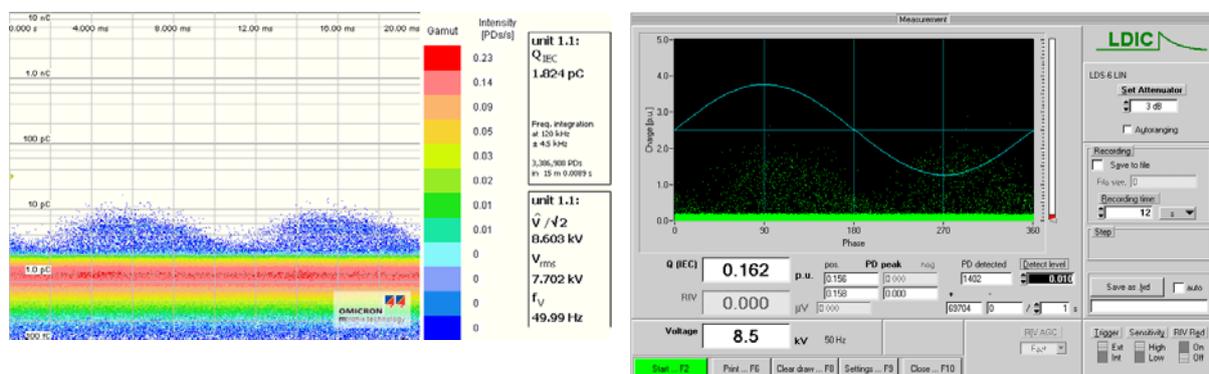


Fig. 1. PRPD Measurement of moving particle. Accordance with IEC (left) and simultaneous measurement (right) with the UHF method

Figure 1 (left) shows a PRPD pattern of a moving particle with a discharge of approximately 2 pC, according to the IEC standard. In Figure 1 (right) is a simultaneous measurement of the same failures measured in the UHF range. The typical pattern is measurable and recognizable in both figures.

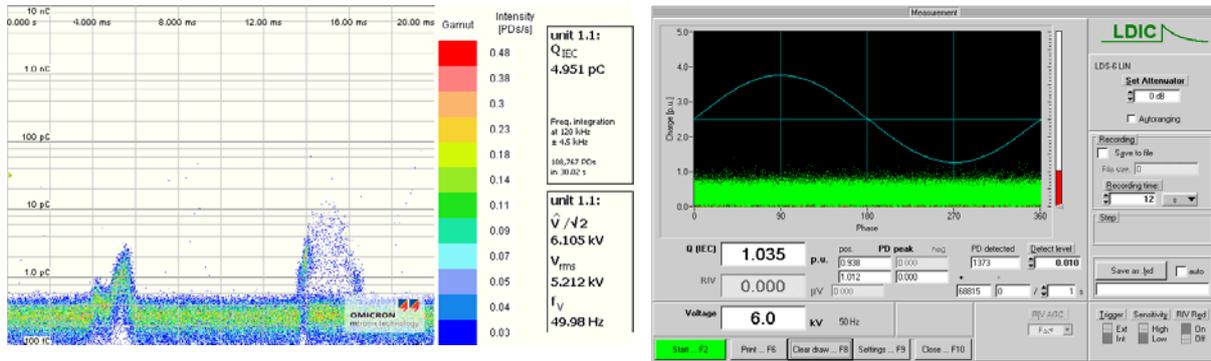


Fig. 2. Measurement of a protrusion at the inner conductor at low level according to IEC (left) and simultaneous measurement (right) with the UHF method

At the point-plane arrangement in Figure 2 (left), an apparent discharge of approx. 5 pC according to the IEC standard is measurable. But the signal of the PD source is not measurable in the UHF range with our settings (Fig 2. / right). It is difficult to measure the point-plane arrangement with the UHF method for an apparent discharge below 5 pC. The source is clearly measurable in the UHF range not until the apparent discharge becomes much higher. (Fig 3.).

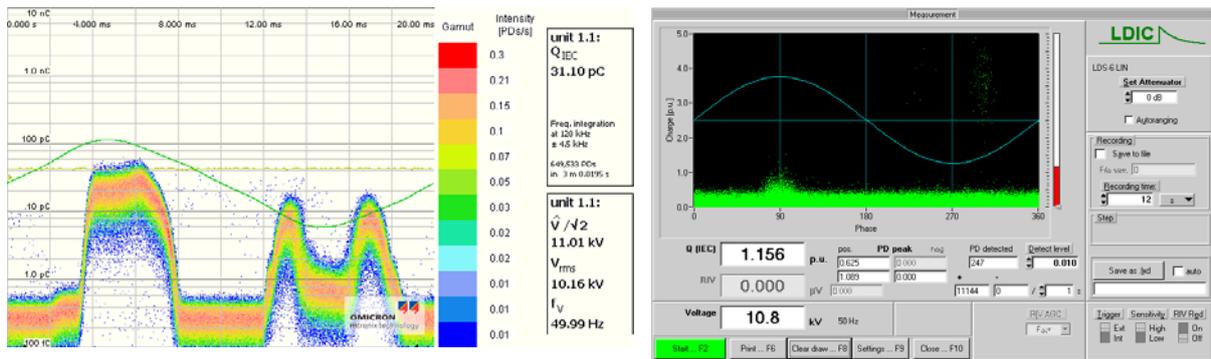


Fig. 3. Measurement of a protrusion on an inner conductor at higher level according to IEC (left) and simultaneous measurements (right) with the UHF method

Additionally the PRPD pattern is not directly comparable for this PD source. Fig 3/right shows higher detectable UHF signals in the second half-wave than in the first one, while according to IEC the results in both half-waves seems to be of comparable amplitude. This is caused by the impulse less persistent corona of the point-plane arrangement at high field strength. The bandwidth of such a corona is small and not detectable in the UHF range. This means that the point-plane arrangement, especially during the first half-wave, seems to be better for performing a worst-case estimation of the sensitivity of UHF measurements.

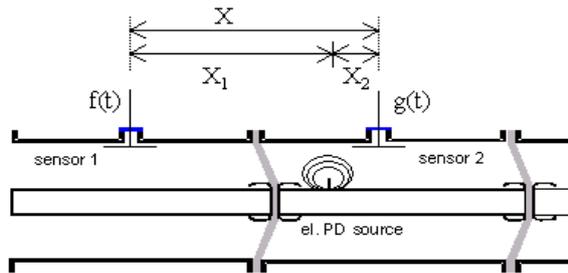
3 PD LOCALIZATION IN GIS

Several methods can be used based on different physical phenomena. Methods based on a time delay evaluation between different propagating modes [7] and directional couplers [8], have shown to be unpractical [1]. The most practical methods are based on sectionizing, electrical time-of-flight measurements, acoustic measurement and a combination of them. Other newly investigated methods

are the interference measurement in the frequency domain or the measurement with a simple setup in time domain. The advantage of these methods is the reduced equipment effort, compared to nowadays use localization methods in time domain.

3.1 Localization in Time Domain

Very fast electric pulses with rise times below 1 ns, emitted by a PD source, propagate in all directions along the GIS duct. A simple and obvious way of locating is a measurement with the time-of-flight method. The time difference between the wave fronts arriving at two UHF-PD-sensors indicates the location of the PD source. The time difference (Δt) is usually in tens of 1 ns, so that a fast digital acquisition has to be applied for measurements [1].



$$X_1 = \frac{X - (X_2 - X_1)}{2} = \frac{X - c_0 \cdot \Delta t}{2} \quad (1)$$

Fig. 4: Longitudinal section of a GIS

The distance X_1 can be calculated with the equation (1) in case the time difference (Δt) is known. X represents the distance between the sensors and c_0 is the propagation speed of the wave in the GIS ($c_0 = 0.3 \text{ m/ns}$) [1]. The constant propagation speed of the wave is an important pre-condition for localization.

The time difference Δt is determined by the time delay between two signals. The identification of the signal beginning with an oscilloscope is not simple. Low signals and limited slopes are reasons for scattered results.

3.2 Localization with an Easy-to-Use Setup in Time Domain

It is possible to replace the necessary fast digital acquisition equipment by means of fast time-to-digital converters (TDC) (resolution e.g. $< 100 \text{ ps}$). The TDC measures the time difference (Δt) between a digital start and stop command. An electronic circuit was developed including a TDC and an analogue signal processing. The analogue signal processing converts the UHF-signal into digital commands. The first digital command of the signal-processing unit starts the time measurement. The digital command of the other signal processing stops the counter.

The analogue signal-processing unit determines the starting point of the UHF-Signal to generate the digital command for the TDC. A well-proven method is to investigate the power of the signal. A noticeable rising of the signal power is a good indicator for PD [9]. By using the power of the signal it is possible to detect UHF-PD-signals, which are close to the noise level. The output signal, which depends on the input power, is generated by a fast commercial power detector (PwD) with an amplifier (Fig 5 / left). The noise of the UHF-sensor signal is nearly constant and leads to an offset of the output signal of the PwD. In our case, a negative slope indicates an increase of the input power.

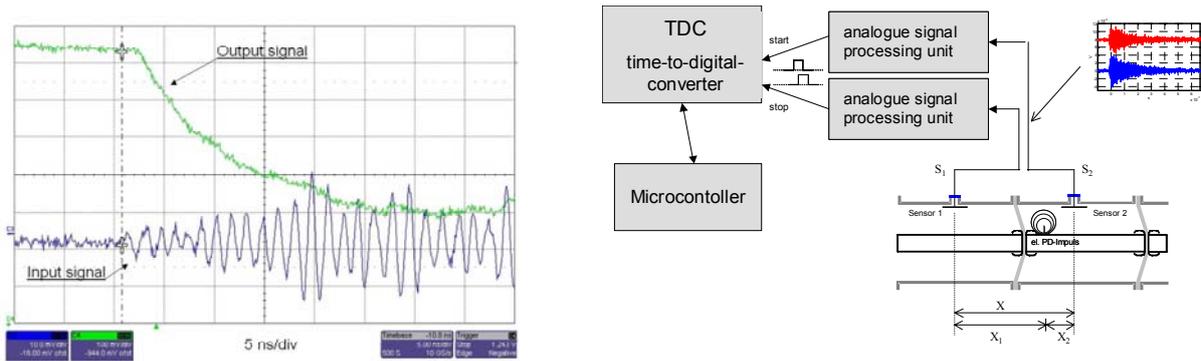


Fig. 5: In- and output signal of the PwD (left) and Measurement system PADLOS (right)

A comparator converts the analogue power signal of the PwD by using a trigger level into a digital command for the time measurement (TDC). The trigger level can be a fixed value or is generated by the analogue power signal itself. A trigger level near the noise level gives the best results. By using fast electronic devices, it is possible to create an output signal, which is qualified to trigger the TDC. A microcontroller is necessary to control the TDC, transmit the results to a computer and to process the data. Fig. 5 / right shows the complete measurement system PADLOS (Partial Discharge Localisation System).

3.2.1 Requirements

Under certain conditions, the asymmetry of the signal strength of the UHF input channels have influence on the accuracy of the measurement (Fig 6 / left). An important requirement is the knowledge about the GIS. For example it is essential to know the position of disconnectors, because a discontinuity of the conductor leads to an additional attenuation and time delay. The frequency range is applicable for the measurement, where only the TEM-mode is propagable because of dispersion effects at higher modes [10].

3.2.2 Measurement

The analogue signal-processing unit was tested at a GIS in the laboratory. The start point of the signal was evaluated with a PwD and a comparator with a fixed trigger level. The PD-source was a pulse generator with an antenna, which was moved through the GIS between two sensors. By using this method, the accuracy of the time difference was better than 2 ns (Fig 6 / right). The sensitivity of the system is sufficient to localize PD with a charge below 5 pC. The sensitivity depends on the type of GIS, PD sensors and the distance between sensors.

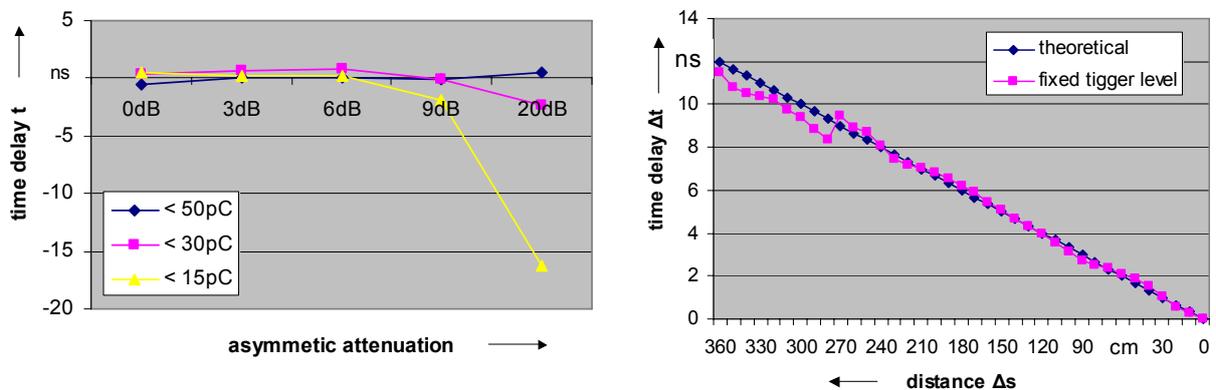


Fig. 6: Time delay caused by asymmetric signal power (left) and time delay measurement in the laboratories GIS (right)

Further investigations on-site prove the sensitivity under real conditions. The measurement system PADLOS is able to make continuously measurements. It is possible to get a histogram vs. the time difference (Δt) or to get further statistic information like average value and standard deviation of several hundred individual measurements (Fig. 8).

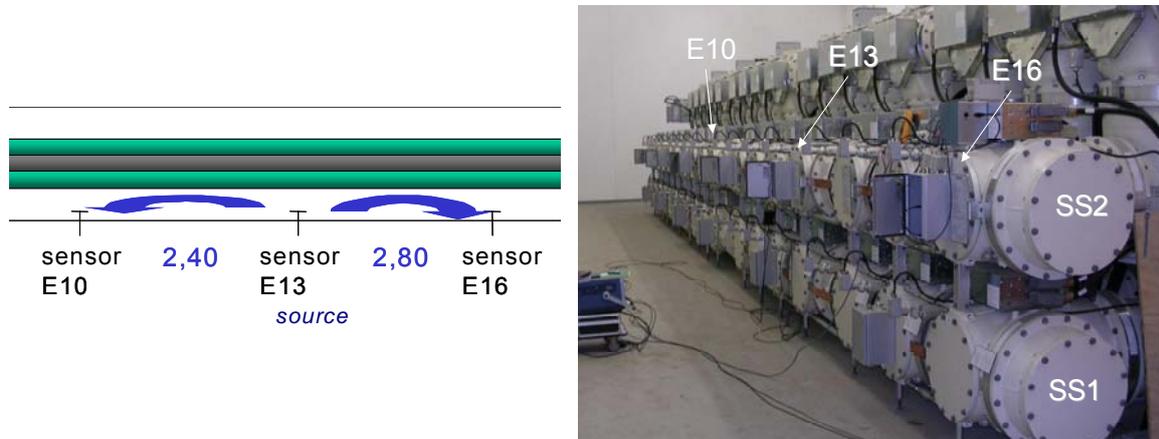


Fig. 7: Schematic setup (left) and corresponding 110 kV substation (right)

These additional values give information about reflections, multi-place PD or disturbers and about reliability of the measurement. For a measurement in a 110 kV substation (Fig. 7), impulses with a defined voltage were injected at a UHF sensor (E13). A higher voltage level emulates a higher PD level. The time difference (Δt) of the impulses was measured at sensor E10 and E16. In the histogram (Fig. 8 / left) the distribution is visible of over 500 measurements with an impulse voltage of 5 V.

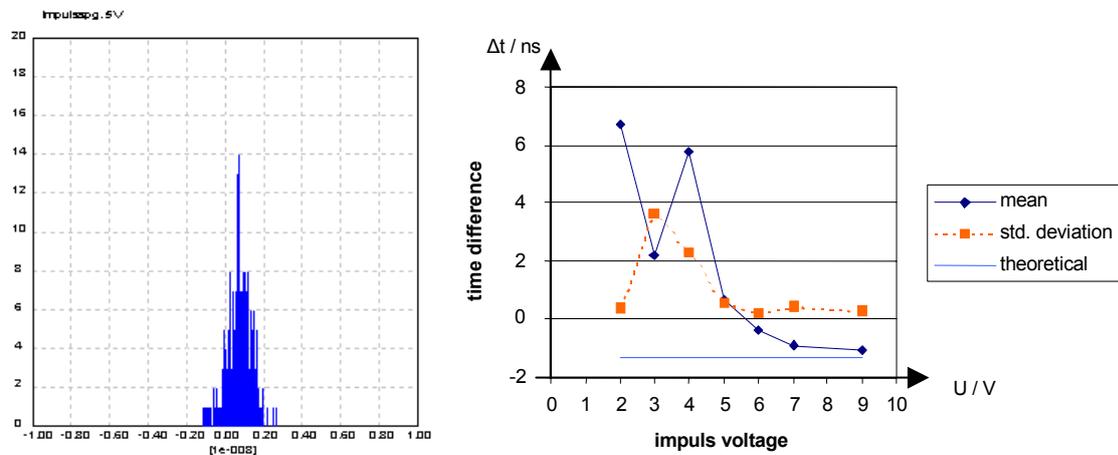


Fig. 8: Histogram of time difference for 5 V impulse voltage (left) and statistic values for different impulse voltages (right)

The average value, the theoretical value and the standard deviation versus the impulse voltage of the source is shown in Figure 8 / right for the measurement at the substation. It is well visible, that for larger impulses the mean value gets more conform to the theoretical value (expected value). The standard deviation gets smaller for larger impulses and is thereby an indicator for the reliability of the measurement.

For this kind of GIS the measuring errors for the time difference is in the range of 1 ns with impulses larger than 5 V (as per manufacturer according sensitivity check: PD < 5 pC). The error in time corresponds for the position an uncertainty of 15 cm. The accuracy and sensitivity of this system is comparable to methods based on an oscilloscope.

4 RESULTS AND DISCUSSION

This article shows the „sensitivity check“ at GIS as recommended by CIGRE. For the interpretation of this procedure attention is necessary for different simplification and special definitions. The meaning of the reference failure type is important. The moving particle is not the minimum detectable case in the UHF range. Other failure types can have a much smaller intensity than the moving particle at similar value, according to the IEC standard. However the moving particle is the most common failure and so it is possible to measure in majority of cases very sensitive. Founded by the on-line applicability and because of the robustness against disturbances, the measurement with the UHF method is a useful alternative, compared to other measurement principles. Additionally in all cases, such a sensitivity check is a possibility to verify the function of the sensor, the connection cable, the amplifier and the measurement system. In connection with proceedings [11], to establish a new verification of the sensitivity procedure at other equipment like power transformers, it is necessary to discuss the test conditions for each device under test, especially regarding the failure type.

Localization in time domain with an easy-to-use measurement setup is also a possibility for a cost-effective localization. To evaluate the time delay (Δt) a TDC and an analogue signal-processing unit replace the oscilloscope. Further investigations on-site have to prove the sensitivity and the accuracy under real conditions. In all cases, knowledge about the configuration of the GIS and the propagation speed of the waves are necessary.

5 REFERENCES

- [1] CIGRE, Joint Task Force 15/33.03.05 (1999) "Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method", ELECTRA Nr. 183, April 1999, S. 75-87
- [2] CIGRE, Joint Working Group 33/23.12 (1998) "Insulation Coordination of GIS: Return of Experience on site tests and diagnostic techniques", ELECTRA Nr. 176, Feb. 1998, S. 67-97
- [3] R. Feger, "Sensoren und Verfahren der UHF-Messtechnik an GIS" Ph.D. Thesis, Inst. f. Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2001.
- [4] Judd, M. D.; Farish, O.; Hampton, B. F. (1996) The Excitation of UHF Signals by Partial Discharges in GIS, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 3 No. 2, April 1996,
- [5] Colombo, E., Kulonowicz, W., Pigni, A.: "Sensitivity of Electrical and Acoustical Methods for GIS Diagnostics with Particular Reference to On-Site Testing", CIGRE-Symp., Berlin, 1993, paper 130-13.
- [6] A. J. Reid, M. D. Judd, B. G. Stewart, R. A. Fouracre and S. Venkatesan, "Correlation between RF energy and IEC60270 apparent charge for selected partial discharge source geometries", ISH Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, Proceedings of the 15th ISH, T7-531
- [7] M. C. Zhang, H. Li, "TEM- and TE-Mode Waves Excited by Partial Discharges in GIS" ISH London, 22.-27. August 1999, pp 5.144.P5-5.147.P5
- [8] G. Schöffner, "A Directional Coupler System for the Direction Sensitive Measurement of UH-PD Signals in GIS and GIL" CEIDP 2000, pp 634-638.
- [9] M. Basseville, I. V. Nikiforov, "Detection of Abrupt Changes", PTR Prentice-Hall, 1993
- [10] S.M. Hoek, U. Riechert, T. Strehl, K. Feser, S. Tenbohlen "New Procedures for Partial Discharge Localization in GIS in Frequency and Time Domain", ISH Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, Proceedings of the 15th ISH, T7-547
- [11] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. Markalous, T. Strehl "Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD measurements on power transformers", ISH Ljubljana, Slovenia, August 27-31, 2007, Proceedings of the 15th ISH, T7-100

Gasisolierte Schaltanlagen für 1100 kV – Herausforderungen an Entwicklung und Prüfung

Uwe Riechert, Urs Krüsi, Walter Holaus, Diego Sologuren

ABB Schweiz AG

CH-8050 Zürich, Schweiz

Brown-Boveri-Strasse 5

E-Mail: uwe.riechert@ch.abb.com

KURZFASSUNG

Die derzeitigen Schaltanlagenprojekte verstärken die Forschung, Entwicklung und Standardisierung im Bereich ultra hoher Spannungen (UHV). Für die Entwicklung einer gasisolierten Schaltanlage (GIS) für 1100 kV kann man dabei auf langjährige Erfahrungen in den Spannungsebenen bis 800 kV aufbauen. Dennoch unterscheiden sich die einzelnen Komponenten, wie Leistungsschalter oder Trenner zum Teil sehr von bekanntem Design. So zeigt sich für den Leistungsschalter, dass ein Design mit dem Einschaltwiderstand in einem parallelen Tank vorteilhaft ist. Beim Design des Trenners gewinnen die VFT Überspannungen an Bedeutung. Neben dem Design stellen aber auch die begrenzten Testmöglichkeiten insbesondere bezüglich Teilentladungspegel, Trennerschaltungen und Leistungsprüfungen eine grosse Herausforderung für die Entwicklung und Prüfung einer UHV GIS dar. Da die Versuche in verschiedenen, weltweit verteilten Labors durchgeführt werden müssen, steigt der Aufwand für die Entwicklungs- und Typenprüfungen wesentlich. Bei vielen Prüfungen werden die Grenzen der Laboratorien erreicht und zum Teil sogar überschritten. Damit ergeben sich auch für den Bereich der Standardisierung neue Aufgabenstellungen, um die speziellen Anforderungen der UHV Ebene zu berücksichtigen. Die Erfahrungen der am UHV Demonstrationsprojekt beteiligten Hersteller und Institute können dabei helfen.

1 EINLEITUNG

Die aktuellen Planungen der *State Grid Corporation of China (SGCC)*, eine 1100 kV-Hochspannungs-Übertragung in China zu errichten, haben einen Schub in der Forschung und Entwicklung bei den Forschungsinstituten und Anlagenherstellern ausgelöst [1], [2], [3]. Die ersten drei Schaltanlagen des UHV Demonstrationsprojektes „*Jingdongnan-Nanyang-Jingmen*“ werden zum Teil in gasisolierter Bauweise (GIS) oder als Hybridanlage (H-GIS), d. h. als Kombination von Freiluft- und gasisolierten Komponenten ausgeführt. Eine dieser Schaltanlagen wird von ABB / SHIKY als Hybridschaltanlage im 2-Schalter-Layout geliefert (Bild 1). Bereits Ende 2008 wird das Demonstrationsprojekt in Betrieb gehen. Das Schaltanlagen-Layout umfasst nahezu alle GIS Komponenten, wie Leistungsschalter mit Einschaltwiderstand, Trenner, Erdungsschalter, Sammelschienen, Isolatoren, Stromwandler und Durchführungen. Einzig Spannungswandler, Ableiter und Schnellerder sind nicht als GIS Komponenten ausgeführt.

Bis heute existiert keine internationale Normierung der Bemessungs- und Prüfspannungen in der 1100 kV Spannungsebene. Momentan erarbeitet die CIGRÉ WG A3.22 Empfehlungen für die Standardisierung. Die Bemessungsspannungen des Demonstrationsprojektes basieren auf einer Spezifikation der SGCC. Diese Spezifikation entstand auf Grundlage umfangreicher Netzstudien und Untersuchungen zur Spannungskoordination [1], [3]. Zusammen mit den Erfahrungen aus dem Demonstrationsprojekt werden die spezifizierten Anforderungen auch Grundlage für weitere Projekte in China bilden. Basis für das Projekt ist der chinesische Standard DL/T 593-2006, welcher weitgehend mit der IEC 62271-1 (ehemals IEC 60694) übereinstimmt und um spezielle chinesische Anforderungen erweitert wurde. Die wesentlichen Bemessungswerte zeigt folgende Zusammenstellung:

• Bemessungsspannung	1100 kV
• Betriebsspannung	1000 kV
• Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung gegen Erde	2400 kV
• Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung gegen Erde	1100 kV
• Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung über Trennstrecken	1100 kV + 635 kV
• Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung über Trennstrecken	2400 kV + 900 kV
• Bemessungs-Schaltstoss-Stehspannung gegen Erde	1800 kV
• Bemessungs-Schaltstoss-Stehspannung über Trennstrecken	1675 kV + 900 kV
• Bemessungs-Frequenz	50 Hz
• Bemessungs-Betriebsstrom (Schaltgeräte)	4000 A
• Bemessungs-Betriebsstrom (Sammelschiene)	8000 A
• Bemessungs-Kurzzeitstrom	50 kA, 3 s
• Bemessungs-Stoss-Strom	135 kA

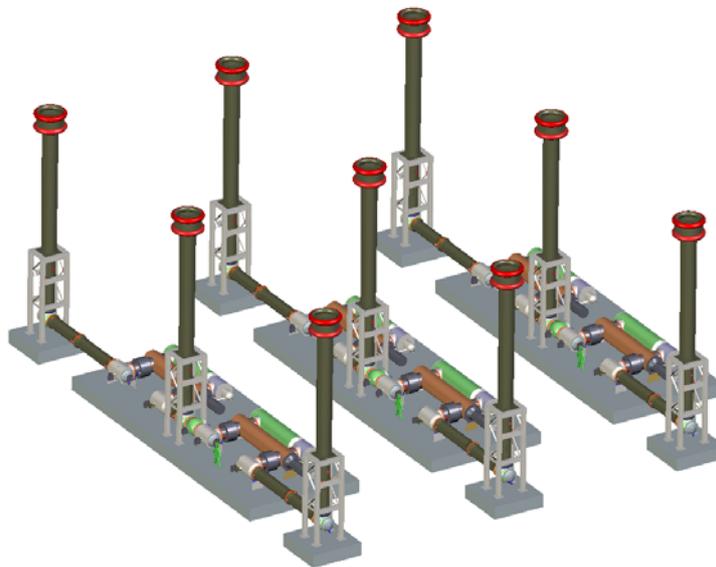


Bild 1 Layout der „Jingmen“ 1100 kV Hybrid GIS Anlage

2 DESIGN EINER UHV GIS

ABB verfügt über langjährige Betriebserfahrungen von weltweit installierten 550 kV GIS Anlagen und über fast 20 Jahre Betriebserfahrung mit der „ELK-4“ 800 kV GIS Schaltanlage und damit über eine solide Basis für die Entwicklung einer 1100 kV GIS. Aufgrund der technischen Anforderungen und der sehr kurzen zur Verfügung stehenden Entwicklungszeit ergeben sich folgenden Vorgaben für die Entwicklung:

- einphasige Kapselung,
- Verwendung bewährter Teile und Techniken,
- robuster Herstellungsprozess.

Wesentliche Grundlage für das Design sind die spezifizierten dielektrischen Anforderungen. Verwendet man die Werte für die Stehspannungen aus der IEC 62271-203 zusammen mit den Spezifikationswerten, ergibt sich die in Bild 2 gezeigte Skalierung. Bild 2 zeigt, dass die Bemessungs-Stehspannungen weniger als proportional mit der Bemessungsspannung steigen. Bei Anwendung derselben Dimensionierungsfeldstärken würden daher die Basisdimensionen einer UHV GIS für statische Komponenten weniger als proportional mit der Spannung zunehmen. Beim Schalten von Trennern treten in SF₆ isolierten Anlagen sehr schnelle transiente Überspannungen auf (VFT - *very fast transient*). Mit steigender Bemessungsspannung wird der Unterschied zwischen Bemessungs-Blitzstoss-Stehspannung und VFT Überspannung kleiner. Damit können VFT Überspannungen in manchen Fällen dielektrisch dimensionierend werden.

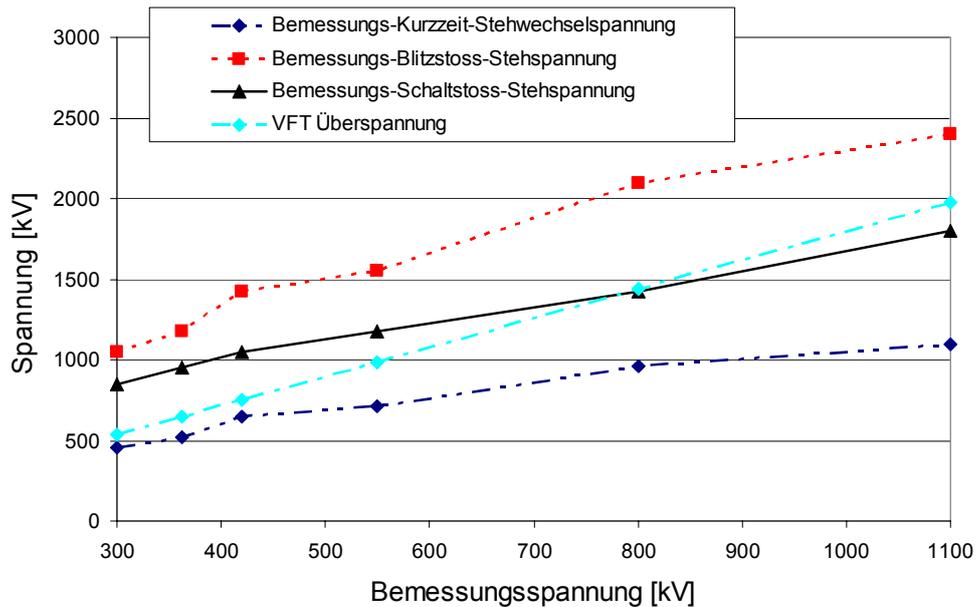


Bild 2 Abhängigkeit der Bemessungsspannungen und der VFT Überspannungen von der Bemessungsspannung entsprechend IEC 62271-203, Spezifikation SGCC; VFT Überspannung entspricht 2.2 p. u.

Neben den dielektrischen Designanforderungen sind bei allen Schaltgeräten zusätzliche Anforderungen bei der Entwicklung von 1100 kV Komponenten zu berücksichtigen. Aus diesem Grund wird im Folgenden vertieft auf das Design des Leistungsschalters und des Trenners eingegangen.

2.1 Leistungsschalter

Ein 1100 kV Leistungsschalter besteht aus mindestens zwei Schaltkammern. Optimal ist die Verwendung von vier Schaltkammern, da dadurch die notwendige Antriebsenergie minimiert wird [2]. Deshalb bietet sich an, 300 kV Schaltkammern zu verwenden, die als 2er-Stapel in 550 kV Schaltern seit Jahren erfolgreich im Einsatz sind. Zudem ist es aus Gründen der Verfügbarkeit sinnvoll, mit nur einem Antrieb zu arbeiten. Der notwendige Einschaltwiderstand kann jeweils parallel oder in Reihe zu den Schaltkammern angeordnet werden (Bild 3).



Bild 3 Prinzipschaltbild eines Leistungsschalters (LS) mit Einschaltwiderstand (EW) und Hilfsschalter (HS)
 Links: Einschaltwiderstand parallel zum Leistungsschalter
 Rechts: Einschaltwiderstand in Reihe zum Leistungsschalter

Bei der Reihenschaltung schliesst der Hilfsschalter den Widerstand kurz nach dem Einschalten des Leistungsschalters kurz. Der Hilfsschalter muss in der Lage sein, den Nennstrom und Kurzzeitstrom zu führen. Bei der Parallelschaltung schliesst der Hilfsschalter kurz vor dem Leistungsschalter den Widerstand für kurze Zeit ein. Der Hilfsschalter muss nur für kurze Zeit einige kA führen können. Bei der Anordnung der vier Schaltkammern sind zwei verschiedene Bauweisen möglich (Bild 4): das Boxerprinzip (A) und die Reihenschaltung (B).

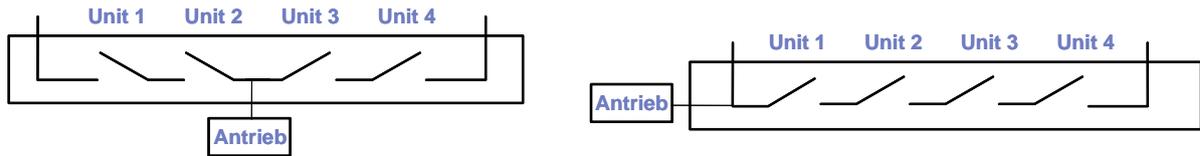


Bild 4 Prinzipschaltbild eines Leistungsschalters mit vier Schaltkammern
 Links: Boxer
 Rechts: Reihenschaltung

- (A) Das Boxerprinzip ist bei 2-Kammer Freiluftschaltern üblich. Für 1100 kV wird je ein 550 kV Schalter links und rechts von einem Umlenkgetriebe platziert. Seitlich wird der Antrieb angebaut. Es sind zwei Einschaltwiderstände notwendig, die vorteilhaft im selben Tank wie die Schaltkammern platziert werden. Die Nachteile dieser Lösung liegen in der anspruchsvollen Spannungssteuerung und einem sehr grossen Durchmesser des Schaltertanks. Zusätzlich ist das Umlenkgetriebe bezüglich des Wirkungsgrades und der bewegten Massen nicht optimal.
- (B) Bei der Reihenschaltung werden alle 4 Schaltkammern hintereinander angeordnet. Eine Reihenschaltung mit dem Einschaltwiderstand ist nicht sinnvoll, da der Tank sehr lang würde. Deshalb ist es vorteilhaft, den Einschaltwiderstand parallel zu den Schaltkammern anzuordnen. Zusätzlich zum Volumen des Einschaltwiderstandes muss der Platzbedarf für den Kontakt zum Einschalten des Widerstandes berücksichtigt werden. Das führt zu der Frage, ob es bei 1100 kV Leistungsschaltern sinnvoll ist, den Widerstand im selben Tank wie die Löschkammern unterzubringen, dies insbesondere in Hinblick auf die Herstellbarkeit von sehr grossen Gehäusen.

Die Vorteile der Reihenschaltung haben den Ausschlag gegeben, die in Bild 5 gezeigte Lösung für einen 1100 kV Schalter zu wählen. Bild 5 zeigt einen Grössenvergleich mit Schaltern anderer Spannungsebenen.

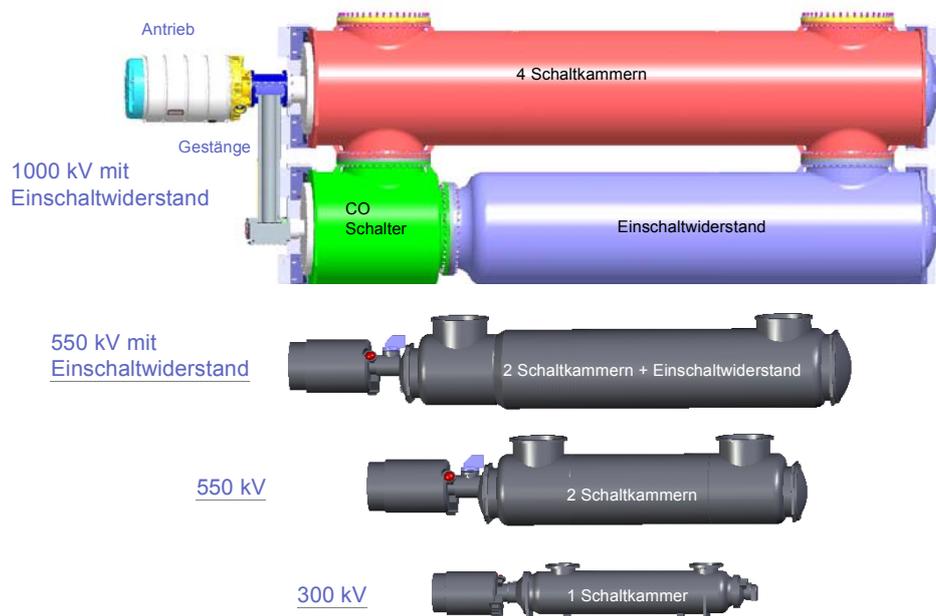
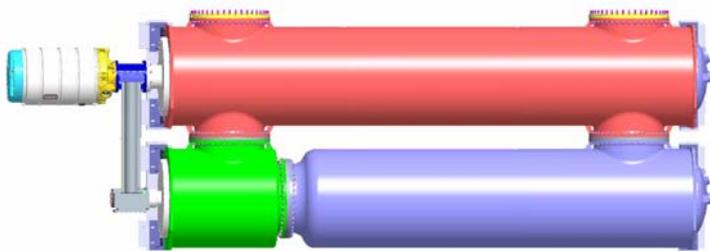


Bild 5 1100 kV Leistungsschalter von ABB mit separatem Einschaltwiderstand im Grössenvergleich

Der Einschaltwiderstand ist in einem eigenen Tank parallel zu den Schaltkammern angeordnet und hat einen eigenen Hilfsschalter (CO Schalter). Der CO Schalter wird über ein Gestänge vom Antrieb bewegt und führt beim Schliessen des Schalters eine *Close-Open* Bewegung durch, während er beim Öffnen des Schalters keine Bewegung macht. Diese Lösung bietet einige Vorteile:

- Die benötigte Kraft für die Schaltkammern braucht nicht umgelenkt zu werden.
- Der CO Schalter benötigt weder Nennstrom- noch Kurzschlussstromtragvermögen.
- Der Widerstandsstapel kann unabhängig vom Schalter an Spezifikationen angepasst werden.
- Die Durchmesser der Tanks werden wesentlich kleiner und sind damit besser herstellbar.
- Für den CO Schalter und den Widerstand kann ein eigener Gasraum gewählt werden.
- Eine liegende Anordnung im Layout ergibt ein minimales Schaltergerüst und eine sehr gute Zugänglichkeit aller Komponenten ohne Plattformen.
- Durch den seitlichen Anbau können Antrieb, Schaltkammern, CO Schalter und Widerstand in einer Anlage unabhängig revidiert werden, ohne andere GIS Komponenten zu demontieren.

Nach der Festlegung des grundlegenden Designs folgte die eigentliche Entwicklungsphase. Dabei ist der Weg vom Design zum endgültigen Produkt der entscheidende und anspruchvollste Teil des Entwicklungsprozesses (Bild 6).



*Bild 6 Vom Design zum Produkt
Links: Modell des 1100 kV Leistungsschalters
Rechts: Foto vom ersten 1100 kV Leistungsschalter*

Um die Entwicklungszeit möglichst kurz zu halten, werden bei der Entwicklung die neuesten Simulations- und Modellierungsmethoden eingesetzt (Bild 7):

- 3D Design,
- Dielektrische Berechnungen,
- Dynamische Feldberechnung der Schaltkontakte zur Bestimmung der Spannungsordination bei Schaltvorgängen,
- Simulation der Versteuerung,
- Mechanische Berechnungen und Simulationen des Berstverhaltens,
- Simulation des Erdbebenverhaltens,
- Berechnungen der mechanischen Funktionskette zur Bestimmung der Belastungswerte für die Isolatoren und bewegten Teile,
- Simulationen des Bewegungsverlaufes unter den verschiedenen Antriebs- und Schaltbedingungen,
- Simulation der Durchbiegung bei statischer Belastung und im Kurzschlussfall,
- Strömungssimulation der Löscheinheit zur Optimierung der Löschverhaltens,
- Simulation der Kräfte und Temperaturen bei Stoss- und Kurzzeitstrombelastung,
- Störlichtbogensimulation,
- Temperaturberechnung bei Nennstrombelastung mit Hilfe der Wärmenetzmethode.

Durch den Einsatz der modernsten Simulations- und Entwicklungstechnologien, verbunden mit den auf jahrelangen Erfahrungen und den neuesten Forschungserkenntnissen beruhenden Dimensionierungskriterien, ist es möglich, die Entwicklungszeit sehr kurz zu halten. Dabei wird gleichzeitig eine hohe Wahrscheinlichkeit für ein optimales Design bei wenigen notwendigen Entwicklungsversuchen und eine hohe Sicherheit bei den Typenprüfungen und im Betrieb erreicht.

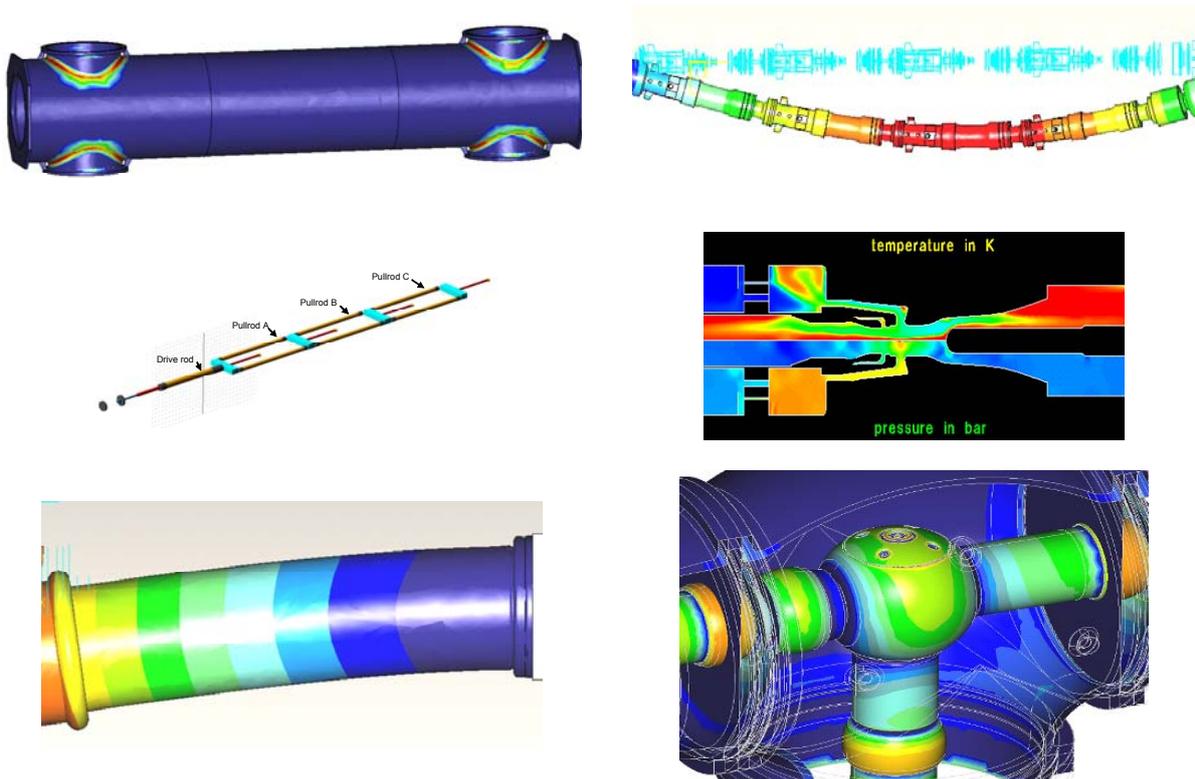


Bild 7 Während der Designphase verwendete Simulationsmethoden - Beispiele (von links oben nach rechts unten)
 1: Berstrechnungen, 2: Biegung bei Stoss-Strombelastung, 3: Berechnung der Antriebskette
 4: Druckverlauf beim Leistungsschalten, 5: Mechanische Belastung der Stützisolatoren
 6: Dielektrische 3D Feldrechnung

Gegenüber einem 2-Kammer-Schalter sind bei einem 4-Kammer-Schalter einige Besonderheiten bezüglich der Spannungsverteilung über den Schaltkammern zu beachten. Die Spannungsverteilung ist abhängig von der Anzahl der Schaltkammern, den Kapazitäten über der Schaltstrecke und gegen Erde und davon, an welcher Seite die Spannung oder die Spannungen anliegen. Um das Schaltvermögen der einzelnen Schaltkammern optimal auszunutzen, ist eine möglichst homogene Spannungsverteilung anzustreben. Diese kann erreicht werden, wenn Steuerkondensatoren parallel zu jeder Schaltkammer angeordnet werden. Mit steigender Anzahl der Schaltkammern wird die Spannungsverteilung inhomogener. Um eine geringe Versteuerung zu erreichen, sind im Vergleich zu einem 2-Kammer-Schalter bei einer Reihenschaltung von 4 Schaltkammern demzufolge grössere Steuerkapazitäten notwendig. Bild 8 zeigt das Ersatzschaltbild zur Berechnung der notwendigen Steuerkapazitäten C_p bei einseitiger Spannungsbelastung, bei der die maximale Versteuerung auftritt. Bei der Berechnung der Spannungsverteilung muss berücksichtigt werden, dass die Steuerkapazitäten herstellungsbedingt eine Streuung im Kapazitätswert ΔC_p aufweisen. Die maximale Versteuerung tritt genau dann auf, wenn der spannungsseitige Kondensator den niedrigsten Wert aufweist, wohingegen alle anderen Steuerkondensatoren an der oberen Toleranzgrenze gefertigt sind („worst case“). Die in Bild 8 dargestellten Berechnungsergebnisse geben sowohl die Spannungswerte der einzelnen Schaltkammern für den Normalfall (Index n, keine Toleranzen der Steuerkondensatoren) als auch für den beschriebenen „worst case“ (Index w, maximale Toleranzen der Steuerkondensatoren) wieder. Man erkennt, dass im „worst case“ die Spannungsbelastung der ersten Schaltkammer um ca. 3 % höher ist als bei Bestückung der Schaltkammern mit den spezifizierten Kapazitäten.

Um die maximale Versteuerung für eine Kammer möglichst gering, d. h. unter 10 % zu halten und gleichzeitig möglichst geringe Kapazitäten verwenden zu können, sind im 1100 kV Leistungsschalter unterschiedliche Steuerkondensatoren eingesetzt worden. Der erste Steuerkondensator hat dabei eine Kapazität, welche um die doppelten Toleranzwerte erhöht wurde. Somit ist die Kapazität der ersten Schaltkammer immer grösser als die der zweiten. Eine weitere Erhöhung des Kapazitätswertes der

ersten Schaltkammer ist nicht sinnvoll, da sonst die Versteuerung unter Phasenoppositionsbedingungen erhöht wird. Dieses Prinzip muss von beiden Seiten des Schalters angewendet werden. Durch den Einsatz unterschiedlicher Steuerkondensatoren entsprechend dieser Regeln kann die absolute Spannungsbelastung der ersten Schaltkammer auch im „worst case“ um mehr als 5 % reduziert werden. Ein ähnlicher Effekt bei gleichen Steuerkondensatoren aller Schaltkammern ist nur zu erreichen, wenn der Kapazitätswert verdoppelt wird. In Bild 8 ist ein Vergleich aller beschriebenen Fälle dargestellt:

- Fall A: $C_{p1} = C_{p2} = C_{p3} = C_{p4} = C_p$
- Fall B: $C_{p1} = C_{p4} = C_p + 2 \times \Delta C_p$; $C_{p2} = C_{p3} = C_p$
- Fall C: $C_{p1} = C_{p2} = C_{p3} = C_{p4} = 2 \times C_p$

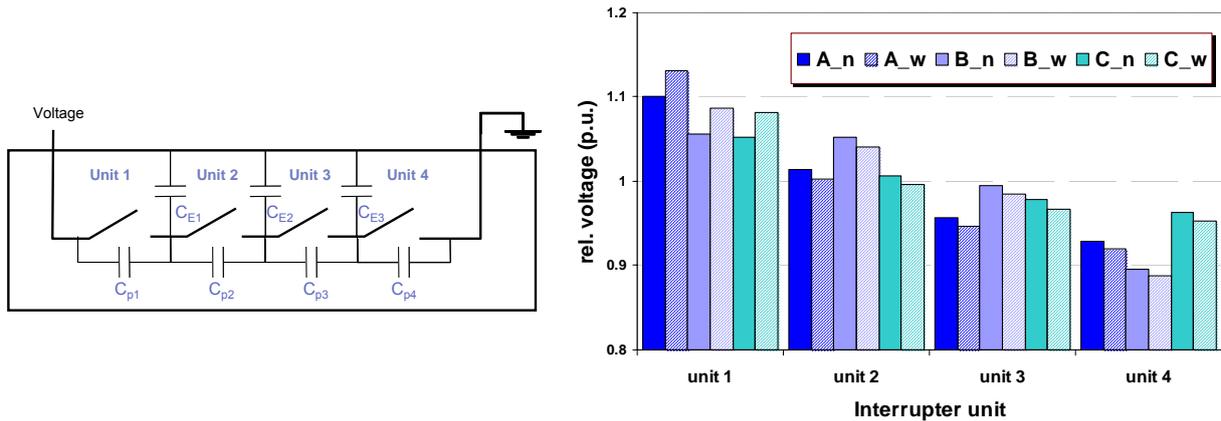


Bild 8 Links: 4-Kammer-Schalter Ersatzschaltbild
Rechts: Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern, bezogen auf ein Viertel der Gesamtspannung bei Spannungsbelastung von einer Seite

Der „worst case“ tritt mit einer äusserst geringen Wahrscheinlichkeit auf. Die in Bild 9 dargestellte statistische Verteilung der Versteuerung der am höchsten belasteten Schaltkammer zeigt, dass die Versteuerung um den Erwartungswert von 1.056 streut. Ausgegangen wurde von einer Normalverteilung der Kapazitätswerte. Der „worst case“ wird erst bei einem Versteuerungsfaktor von 1.086 erreicht. Für die Dimensionierung ist die ungünstigste Versteuerung zu berücksichtigen. Der „worst case“ ist auch Grundlage für die Berechnung der Spannungsbelastung bei Leistungsversuchen als Halbpolttests oder an einzelnen Schaltkammern (Viertelpoltest, Unit-Test).

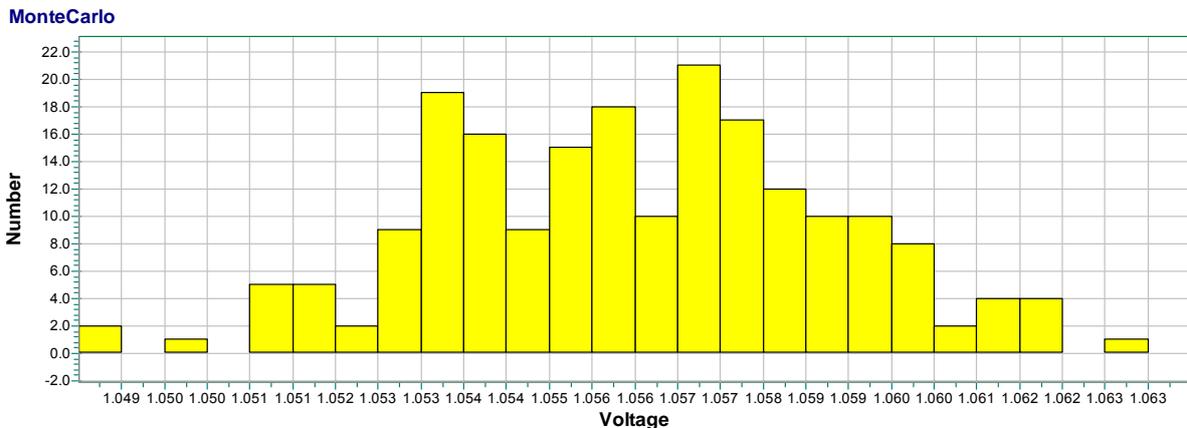


Bild 9 Statistische Verteilung der Versteuerung der ersten Schaltkammer unter Annahme einer Normalverteilung der Kapazitätswerte der einzelnen Steuerkondensatoren (Monte Carlo Simulation)

Die vorgestellten Berechnungen der Versteuerung dürfen nicht nur bei netzfrequenten Spannungsbelastungen gelten. Vielmehr müssen die maximalen Spannungsbelastungen bei allen in GIS Anlagen auftretenden Spannungsarten, d. h. auch bei Blitzstoss-Spannung und bis hin zu Spannungen mit extrem steilen Anstiegen (VFT) nicht höher werden. Die Versteuerung ist dabei frequenzabhängig, da reale Steuerkondensatoren Induktivitäts- und Widerstandswerte enthalten. Es ergibt sich beispielhaft das in Bild 10 dargestellte dynamische Verhalten. Zur Verdeutlichung ist die Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern bei Stoss-Spannungsbelastung mit einer Anstiegszeit von 400 ns aufgezeigt. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass auch bei Belastung mit VFT Überspannungen die einzelnen Schaltkammern nicht überbeansprucht werden.

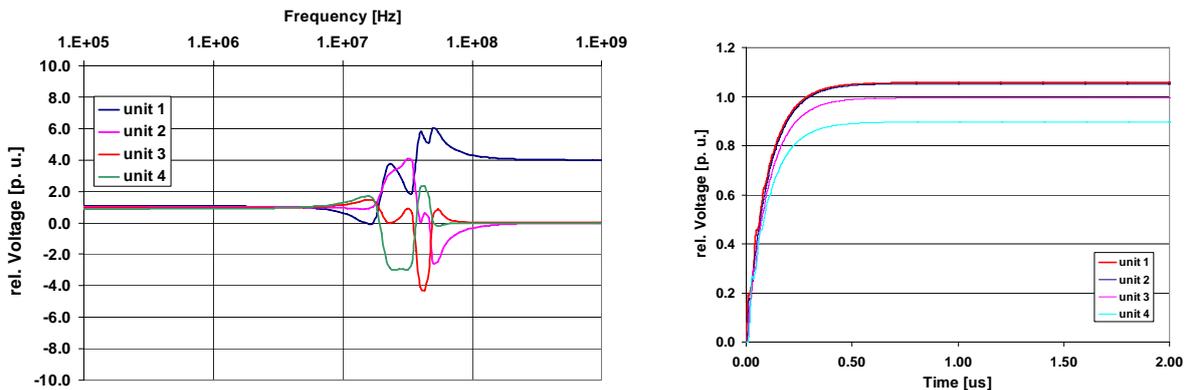


Bild 10 Spannungsbelastung der einzelnen Schaltkammern, bezogen auf ein Viertel der Gesamtspannung bei Spannungsbelastung von einer Seite
 Links: frequenzabhängig
 Rechts: bei Stossbelastung mit einer Anstiegszeit von 400 ns

2.2 Einschaltwiderstand

Beim Einschaltwiderstand ist vor allem die thermische Kapazität des Widerstandsmaterials zu dimensionieren. Dabei ist die Temperatur- und Spannungsabhängigkeit des Widerstandsmaterials mit zu berücksichtigen. Beide führen jeweils zu kleineren Widerstandswerten bei höherer Belastung, weshalb die umgesetzte Energie E_d nach Gl. 1 überproportional ansteigt.

$$E_d(t) = \int \frac{U(t)^2}{R(\vartheta, U(t))} dt \quad \text{Gl. 1}$$

$E_d(t)$: Umgesetzte Energie zum Zeitpunkt t

$U(t)$: Spannung zum Zeitpunkt t

$R(\vartheta, U(t))$: Widerstand zum Zeitpunkt t

Das Resultat einer Simulation zweier Einschaltung unter Phasenopposition bei 1000 kV zeigt Bild 11 mit den Verläufen des Widerstandswertes $R(t)$ für einen Kaltwiderstand von 560 Ω , der kumulierten umgesetzten Energie $E(t)$ und der Temperatur $\vartheta(t)$. Um beide Einschaltungen in ein Diagramm zeichnen zu können, wurde die Abkühlung während 30 min durch einen Temperatursprung um 40 K zum Zeitpunkt 15 ms nachgebildet. Man erkennt im Widerstandsverlauf deutlich sowohl die Temperatur- als auch die Spannungsabhängigkeit. Im ungünstigsten Fall erreicht der Widerstandswert am Ende der Simulation etwa 450 Ω bei 120 K Temperaturerhöhung. Dabei beträgt die umgesetzte Energie 92 MJ für 2 mal 11 ms Einschaltzeit.

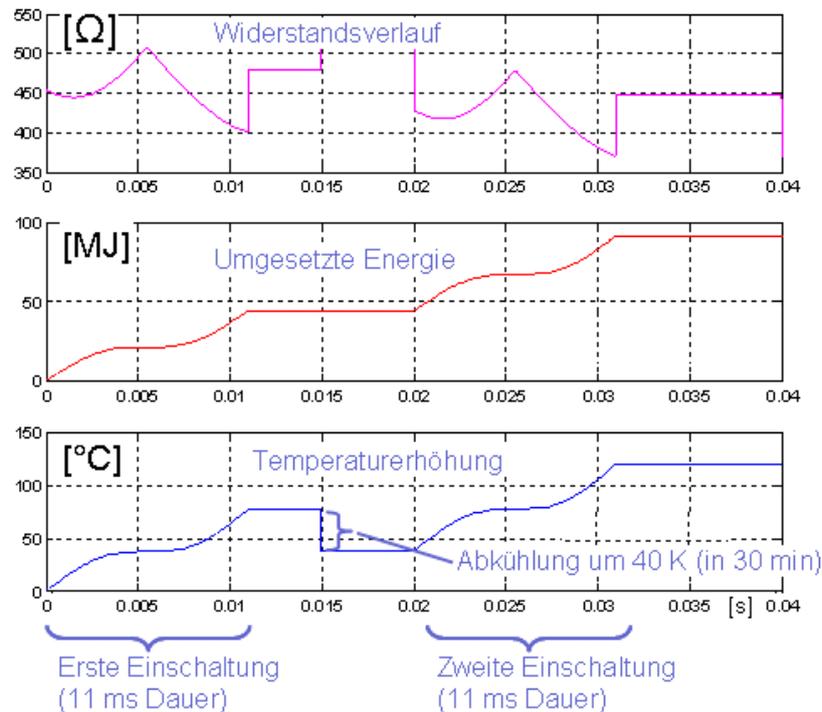


Bild 11 Zeitverläufe von Widerstand, Energie und Temperatur während 2 mal 1 ms Einschaltzeit

2.3 Trenner

Layoutstudien für GIS und H-GIS Anlagen haben gezeigt, dass ein 90° - Winkeltrenner die meisten Layoutmöglichkeiten bietet bei gleichzeitig geringster Anzahl benötigter GIS Komponenten. Deshalb kommt dieses Trennerdesign für die UHV GIS zum Einsatz [2]. Optional kann der Trenner auch mit einem Erder bestückt werden, falls ein solcher im Layout benötigt wird. Bei 1100 kV GIS und H-GIS Anlagen beträgt der Phasenabstand typischerweise 10 m bis 15 m, so dass ein dreipoliger Antrieb mit Gestänge zwischen den Phasen nicht mehr sinnvoll ist.

Beim Schalten von Trennern in gasisolierten Anlagen entstehen sehr schnelle Überspannungen (VFT). Entsprechend der Darstellung in Bild 2 können die VFT Überspannungen im UHV Bereich dielektrisch dimensionierend werden. Durch zusätzliche Dämpfungswiderstände im Trenner können die auftretenden Überspannungen gedämpft werden. Verschiedene Studien belegen, dass ein UHV GIS Trenner keinen VFT Dämpfungswiderstand benötigt, wenn die höchsten VFT Überspannungen unterhalb der Bemessungs-Blitzstoss-Spannung entsprechend 2.66 p. u. liegen [10]. Anhand zahlreicher VFT Berechnungen wurde nachgewiesen, dass für die ABB UHV GIS bei beliebigen GIS oder H-GIS Layouts maximale VFT Überspannungen von 2.2 p. u. auftreten.

3 ENTWICKLUNGS- UND TYPRÜFUNGEN EINER UHV GIS

Die Durchführung der notwendigen Entwicklungs- und Typenprüfungen stellt eine Herausforderung an die Laboratorien dar. Bis heute ist weltweit kein Labor in der Lage, alle notwendigen Prüfungen durchzuführen. Das bedeutet, dass die Prüfungen in verschiedenen Laboratorien stattfinden müssen. Wenn die technischen Möglichkeiten gegeben sind, werden die Typenprüfungen in den XIHARI Laboratorien in Xi'an, China durchgeführt. Darüber hinaus sind die Prüffelder STRI, Schweden, sowie die Laboratorien der ABB in Deutschland, der Schweiz und in Schweden involviert (Bild 12). Damit verbunden ist ein interkontinentaler Transportaufwand. Ein Transport per Luftfracht verkürzt die Transportzeiten erheblich. Aufgrund der Größe der Prüfobjekte ist zum Teil nur ein Seetransport möglich. Zudem ist der zeitliche Aufwand für den Versuchsaufbau und das Gashandling um ein Vielfaches höher als bei 550 kV Anlagen. Im Folgenden wird auf die besonderen Anforderungen bei Hochspannungs- und Hochleistungsprüfungen näher eingegangen wird.



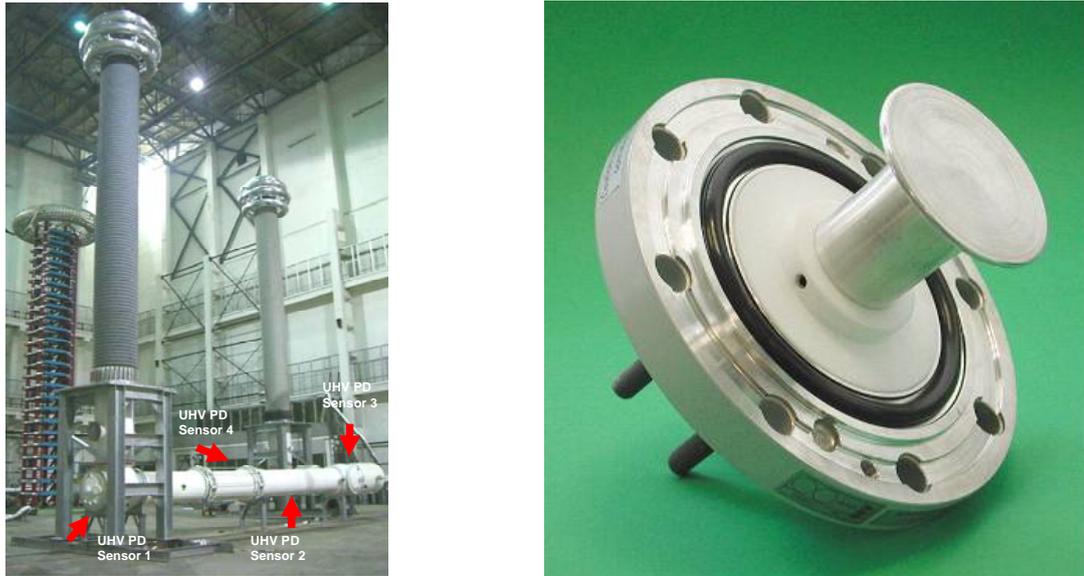
*Bild 12 Logistik beim Transport und Aufbau der Versuchgeräte
Links: Leistungsschalter im Schnee
Rechts: Durchführungsmontage im Hochspannungslabor XIHARI*

3.1 Dielektrik

Die Dimensionen der Prüfobjekte erfordern ein erhebliches Raumangebot in den Hochspannungs- und Hochleistungslaboratorien. So ist zum Beispiel bei Hochspannungsprüfungen mit kombinierten Wechsel- und Schaltstoss-Spannungen ein minimaler Abstand zwischen den Durchführungen von 13 m einzuhalten. Der Abstand zwischen den spannungsführenden Teilen und den Wänden darf 10 m nicht unterschreiten. Bei diesen Anforderungen werden die Grenzen der meisten Hochspannungshallen bereits überschritten. Durch die räumliche Ausdehnung der Prüfobjekte (Bild 13) wird die Prüflingskapazität im Vergleich zu 550 kV Anlagen wesentlich grösser. D. h. es müssen leistungsstarke Hochspannungstransformatoren zur Verfügung stehen.

Teilentladungs- (TE) Messungen sind Bestandteil der dielektrischen Typenprüfungen. Diese werden entsprechend der IEC 60270 konventionell, d. h. über einen Koppelkondensator gemessen. Die scheinbare Ladung ist abhängig von den Prüflingsabmessungen. Verglichen mit einer 550 kV GIS ist die scheinbare Ladung eines identischen Defekts etwa um den Faktor 2 – 3 kleiner. Um eine ähnliche Empfindlichkeit bei maximaler Prüfwechselfspannung zu erreichen, sollte das Hintergrundrauschen im Bereich von 0.1 pC bis 0.2 pC liegen. Der Pegel des Hintergrundrauschens ist dabei abhängig von der Grösse des Koppelkondensators und von der elektromagnetischen Schirmung der Hochspannungshalle. Der im Bild 13 dargestellte Versuchsaufbau besitzt eine Prüflingskapazität von etwa 3 nF. Aufgrund der Leistungsgrenze des Transformators ist die Kapazität des Koppelkondensators mit 0.35 nF relativ klein. Dieser Versuchsaufbau führt aufgrund von externen Störungen von den Prüfanlagen und durch Korona zu einem Pegel des Hintergrundrauschens von etwa 7 pC bei 1000 kV. Durch den Einsatz von SF₆-isolierten Wechselspannungstransformatoren könnte ein niedrigerer Hintergrundpegel erreicht werden.

Um eine hohe Empfindlichkeit bei den Messungen im Labor zu erreichen, wurden zusätzlich nichtkonventionelle TE-Messverfahren eingesetzt. Hierzu zählen die akustische und die UHF TE-Messung. Insbesondere die TE-Messung im UHF-Bereich hat sich in den letzten Jahrzehnten bei der Vor-Ort Prüfung als Abnahmekriterium durchgesetzt [4], [5]. Die grossen Prüfanordnungen legen es nahe, diese Methode auch als Messverfahren für Typprüfungen zu nutzen. Für den Einsatz der UHF-Methode ist der Einbau von mehreren Feldsensoren notwendig, welche im Versuchsobjekt integriert wurden (Bild 13). Ein scheinbarer „Nachteil“ der UHF-Messung besteht darin, dass das UHF-Signal nicht eindeutig mit der scheinbaren Ladung der TE-Quelle korreliert werden kann. D. h. eine Kalibrierung nach IEC 60270 ist aus physikalischen und messtechnischen Gründen nicht möglich. Möglich ist aber ein so genannter Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Sensoren [6].



*Bild 13 Hochspannungs-Typentest im Hochspannungslabor XIHARI
Links: Versuchsaufbau
Rechts: UHF Teilentladungssensor*

Mit Hilfe der UHF-TE-Messung ist nicht nur eine sehr empfindliche Messung, sondern über eine Laufzeitmessung auch eine Ortung der TE-Quelle möglich. Während der Typenprüfungen wurde das Ortungssystem nach [7] erfolgreich eingesetzt. Damit konnten externe Störungen eindeutig in der Prüfanlage lokalisiert werden. Es bleibt zu hoffen, dass die UHF-TE-Messung auch als offizielle Messmethode, zumindest zur Unterscheidung von internen und externen TE-Quellen Einzug in die internationale Normung hält.

Stossgeneratoren sind in der Regel nicht auf die Abmessungen der 1100 kV Prüfobjekte ausgelegt. In Folge entstehen bei der Prüfung mit Blitzstoss-Spannung Überschwingungen im Bereich des Scheitels von 7 % bis 10 %. Die Überschwingungen sind damit höher als in der IEC 60060 definiert. Für SF₆-isolierte Anlagen gilt, dass eine Kompensation der Blitzstoss-Spannung entsprechend der Überarbeitung der IEC 60060-1 im IEC TC42 auch bei grösseren Überschwingungen richtig ist. Da auch in Zukunft mit den bestehenden Stossgeneratoren geprüft werden muss, bleibt als Empfehlung, die Anforderung an die dielektrischen Typenprüfungen auf die speziellen Anforderungen bei 1100 kV in der Normung zu berücksichtigen. Derzeit beschäftigt sich die CIGRÉ TF D1.33.08 mit diesem Thema.

Über die offenen Trenn- und Schaltstrecken sind kombinierte Spannungsprüfungen durchzuführen. Dabei wird auf einer Seite Wechselspannung und auf der anderen Seite eine Stoss-Spannung angelegt. Diese Prüfung stellt bei 1100 kV besondere Anforderungen an die Prüftechnik. Die relativ hohe Schalterkapazität bewirkt bei den kombinierten Spannungsprüfungen ein Überkoppeln der Stoss-Spannung auf den Wechselspannungstransformator. Der Spannungseinbruch muss durch eine Spannungserhöhung kompensiert werden.

Man kann das Überkoppeln durch zusätzliche Stützkondensatoren auf der Wechselspannungsseite verringern. Notwendig sind mehrere nF. Der mögliche Kapazitätswert ist aber durch die Leistungsgrenze des Transformators begrenzt. Bei den Typenprüfungen trat ein maximales Überkoppeln von 20 % der Stoss-Spannung auf. Das Überkoppeln kann auf der Stoss-Spannungsseite oder auf der Wechselspannungsseite kompensiert werden. Bei Kompensation auf der Stoss-Spannungsseite wird die Erd-Isolation über die Bemessungswerte hinaus belastet. Eine vollständige Kompensation auf der Wechselspannungsseite führt zu sehr langen Belastungen nahe der Bemessungs-Kurzzeit-Stehwechselspannung. Für kombinierte Prüfungen mit geringen Spannungseinbrüchen sind Wechselspannungstransformatoren mit einem Strom von 3 A bis 4 A auf der Hochspannungsseite notwendig. Auch in diesem Fall müssen die speziellen Anforderungen bei 1100 kV in der Normung diskutiert werden.

3.2 Schaltvermögen des Trenners

Trenner müssen in der Lage sein, Sammelschienen (*bus-transfer current*) und kapazitive Ladeströme (*bus-charging current*) zu schalten. Beim Schalten zwischen Sammelschienen treten in 1100 kV Anlagen grössere Spannungen auf, die entsprechend spezifiziert wurden. Da die Lichtbogenlänge etwa proportional zur Spannung ansteigt, vergrössern sich der Abbrand und die Wahrscheinlichkeit für ein thermisches Auswandern des Lichtbogens. Durch ein geeignetes Design der Abbrandkontakte kann diesen Phänomenen entsprechend begegnet werden.



Bild 14 Versuchsaufbau für das Schalten von Steuerkondensatoren im Leistungsschalter durch einen Trenner entsprechend IEC 62271-102 im Hochspannungslabor STRI

Beim Schalten von kapazitiven Strömen stehen insbesondere die VFT Überspannungen im Vordergrund. Neben den Anforderungen an den Trenner stellen die auftretenden Überspannungen in Bezug auf die EMV der Mess- und Steuergeräte eine grosse Herausforderung dar. Der Versuchsaufbau ist in Bild 14 dargestellt. Entsprechend der IEC 62271-102 sind VFT Amplituden von minimal 1.4 p. u. ohne Vorladung gefordert. Die VFT Amplitude hängt vom Versuchsaufbau und von den Stützkondensatoren auf der Wechselspannungsseite ab. Bild 15 zeigt einen Vergleich der simulierten und gemessenen VFT Überspannungen ohne und mit Gleichspannungsvorladung der Sammelschiene.

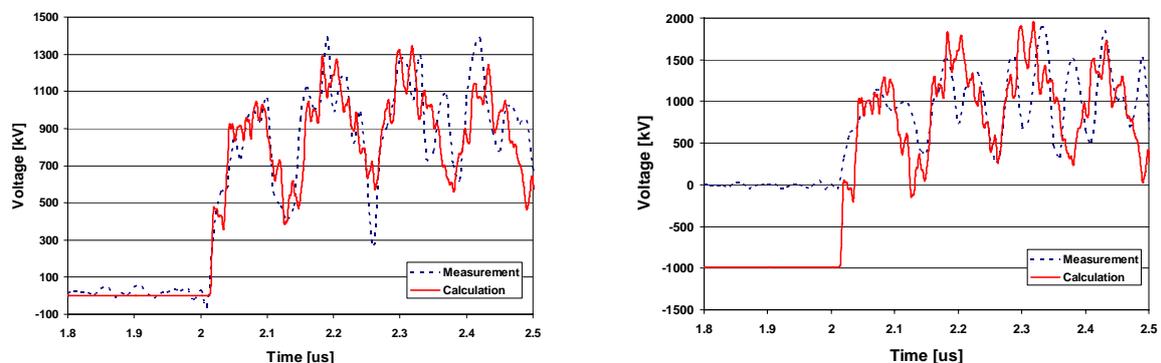


Bild 15 VFT Überspannung beim Schalten von Sammelschienen mit einem GIS Trenner entsprechend IEC 62271-102
 Links: ohne Vorladung
 Rechts: mit Vorladung

Zur Spannungsmessung wurden die in Bild 13 dargestellten kapazitiven Sensoren verwendet. Die gemessenen Spannungsverläufe stimmen sehr gut in VFT Amplitude und Anstiegszeit mit den Simulationsergebnissen überein. Während der Trennerschaltungen treten VFT Überspannungen von etwa 2 MV auf, was einem p. u. Wert von 2.23 entspricht. Dieser Wert liegt über den im realen Betrieb auftretenden VFT Überspannungen. Damit bestätigen die Versuchsergebnisse, dass beim gewählten Design keine VFT Dämpfungswiderstände notwendig sind.

3.3 Leistungsprüfungen - Schalter

Bis heute ist kein Leistungslabor in der Lage, sämtliche entsprechend der IEC 62271-100 geforderten Leistungsprüfungen (Kurzschlussunterbrechungen und Einschaltungen) für 1100 kV durchzuführen. In der Regel stehen synthetische Prüfeinrichtungen für Bemessungsspannungen von 550 kV zur Verfügung. Alternativ können einige Versuche als Halbpoltest oder als Unit-Test durchgeführt werden. Um eine dem Vollpoltest äquivalente Belastung für den Schalter und damit einen Stromfluss durch alle Schaltkammern erzeugen zu können, kann mit zwei Synthetiken gearbeitet werden [8], [9]. Die entsprechenden Schaltungsmöglichkeiten sind in der IEC 62271-101 angegeben. Dazu ist es notwendig, einen speziellen Schalter mit einem Mittelanschluss herzustellen und / oder den Tank des Leistungsschalters auf Potential zu stellen und gegen Erde zu isolieren (Bild 16).



Bild 16 1100 kV Leistungsschalter im Leistungsversuchfeld bei einem Vollpoltest mit isolierter Kapselung

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, sind aus Gründen einer optimalen Versteuerung unterschiedliche Steuerkapazitäten für die inneren und äusseren Schaltkammern verwendet worden. Für die Berechnung der TRV- Werte (*transient recovery voltage*) bei Teilpolprüfungen muss vom Hersteller der Versteuerungsfaktor angegeben werden. Der Versteuerungsfaktor ist abhängig davon:

- wie viele und welche Schaltkammern im Test sind,
- ob ein Mittelanschluss vorhanden ist,
- an welchen Durchführungen Spannung anliegt und
- ob mit einer Kombination von mehreren Synthetikkreisen gearbeitet wird. Im diesem Fall sind unterschiedliche Versteuerungsfaktoren für die einzelnen Teilspannungen einzuhalten.

Der Versteuerungsfaktor für eine Schaltkammer bei einseitiger Spannungsbelastung beträgt 8,6 % („worst case“). Die Bestimmung der Versteuerungsfaktoren für Halbpolprüfungen kann auf zwei unterschiedlichen Randbedingungen erfolgen:

- (A) Unabhängig von den Toleranzen der im Testschalter eingebauten Steuerkondensatoren wird der Versteuerungsfaktor für zwei Schaltkammern so festgelegt, dass der maximale Versteuerungsfaktor für eine Schaltkammer von 8,6 % nicht überschritten wird. Dies entspricht dem bekannten Vorgehen bei einem Vollpoltest eines 2-Kammer-Schalters entsprechend der IEC 62271-100. Grundsätzlich werden bei Vollpolprüfungen keine speziellen Steuerkondensatoren an den Toleranzgrenzen eingebaut, um die maximale dielektrische Belastung für eine Schaltkammer zu gewährleisten. Dieses wird nur bei Unit-Tests möglich. Das Vorgehen wird von den Autoren

als bevorzugte Methode für Teilpolprüfungen angesehen. Für alle Leistungsprüfungen ist es damit möglich, einen prozentualen Versteuerungsfaktor anzugeben:

- Unit-Test mit der TRV von einer Seite: 8,6 %
- Halbpoltest mit TRV am äusseren Anschluss: 4,1 %
- Halbpoltest mit TRV am Mittelanschluss: 1,3 %
- Unit-Test mit Phasenopposition: 5,4 %
- Halbpoltest mit Phasenopposition: -1 %

Die prozentuale Versteuerung für einen Halbpoltest schwankt zwischen -1 % und 8,6 %. Auch für Leistungsprüfungen mit einer ungleichmässigen Spannungsverteilung, wie beim Abstandskurzschluss, lassen sich entsprechende Versteuerungsfaktoren vorgeben.

- (B) Der Versteuerungsfaktor wird abhängig von den Kapazitätswerten der eingebauten Steuerkondensatoren oder der am Versuchsschalter gemessenen Spannungsverteilung bestimmt. Dabei wird sichergestellt, dass die maximale Versteuerung („worst case“) für eine Schaltkammer bei jeder Prüfung erreicht wird. Bei diesem Vorgehen muss vor jeder Prüfung die Spannungsverteilung berechnet oder gemessen werden. Dieses Verfahren wird bei den Prüfungen am 1100 kV-Leistungsschalter angewendet.

Bei Halbpolprüfungen entspricht die TRV in ihrer Höhe der bei Prüfungen von 550 kV-Leistungsschaltern. Die Synthetikanlagen sind meistens nicht für diese Tests optimiert. Insbesondere die im Vergleich zu 550 kV relativ geringe Steilheit der TRV kann problematisch sein. Die realisierbaren Steilheiten bewirken eine zum Teil höhere dielektrische Belastung nach der Kurzschlussunterbrechung (Bild 17).

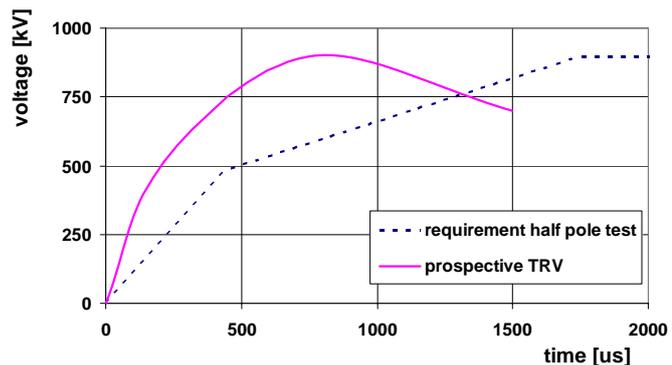


Bild 17 1100 kV Leistungsschalter im Leistungsversuchfeld XIHARI
 Links: Versuchsaufbau
 Rechts: geforderter und prospektiver TRV - Verlauf beim Klemmenkurzschluss T100s

Auch für das Einschalten auf einen Kurzschluss bei voller Spannung (T100s(a)) stehen bisher keine Prüfeinrichtungen zur Verfügung. Um ohne oder mit Einschaltssynthetiken für 550 kV die Einschaltungen durchführen zu können, sind folgende Methoden möglich:

- (A) Bei der Zünddrahtmethode wird ein Draht auf einem Kontakt montiert. Die Länge des Drahtes entspricht der erwarteten Vorzünddistanz. Diese Methode ist nach der IEC 62271-100 nicht mehr zulässig. Vor Versuchsbeginn ist es notwendig, die Vorzündkennlinie zu bestimmen und den Zünddraht einzubauen.
- (B) Zwei Schaltkammern werden starr kurzgeschlossen. Die Antriebsbelastung ist beim Einschalten geringer. Nach dem Versuch ist die Demontage des Kurzschlusses notwendig.
- (C) Zwei Schaltkammern werden über einen Zünddraht kurzgeschlossen. Der Vorzünddraht verdampft während der Einschaltung. Die Vorzünddistanz kann eingehalten werden. Vor Versuchsbeginn ist es notwendig, den Zünddraht einzubauen.
- (D) Die Einschaltung wird bei reduziertem Gasdruck durchgeführt. Bei nachgewiesener Vorzünddistanz lässt sich eine Einschaltung mit einer 550 kV Einschaltssynthetik realisieren. Diese Variante wird als bevorzugte Methode angesehen.

3.4 Leistungsprüfungen - Einschaltwiderstand

Wie bereits im Abschnitt über das Design des Einschaltwiderstandes erwähnt, soll ein zweimaliges Zuschalten bei Phasenopposition mit einer Pausenzeit von 30 min geprüft werden. Für die geforderte Phasenopposition bei 1100 kV müsste eine Spannung von 1270 kV bei einem Strom von rund 3,2 kA (Nichtlinearität des Widerstandsmaterials berücksichtigt) vom Prüflabor zur Verfügung gestellt werden können. Vergleicht man die benötigte Leistung mit den Angaben von Leistungslabors, so könnte man meinen, dass ein Test an einem kompletten Einschaltwiderstand möglich sein sollte. Ein solcher scheitert an der benötigten Spannung. Damit ein Teil des Einschaltwiderstands unter äquivalenten Bedingungen getestet werden kann, muss sowohl die Spannungsbelastung als auch die Strombelastung auf diesen Teil umgesetzt werden, unter Berücksichtigung der vom Leistungslabor gegebenen Grenzen.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Die Entwicklung einer gasisolierte Schaltanlage stellt eine anspruchsvolle Aufgabe dar, auch wenn auf eine sehr breite Wissens- und Produktbasis zurückgegriffen werden kann. Durch den Einsatz modernster Simulations- und Entwicklungstechniken, verbunden mit den auf Erfahrungswerten beruhenden Designkriterien lässt sich die Entwicklungszeit kurz halten und gleichzeitig die Sicherheit des Designs erhöhen.

Besondere Aufmerksamkeit erfordern die schaltenden Komponenten. Für den Leistungsschalter zeigt sich, dass ein Design mit 4 Schaltkammern in Reihe und einem Einschaltwiderstand in einem parallelen Tank vorteilhaft ist. Durch eine geeignete Auswahl der Steuerkapazitäten lässt sich die Gesamtkapazität erheblich reduzieren. Beim Einschaltwiderstand besteht die spezielle Herausforderung in der Dimensionierung der thermischen Kapazität und der Prüfung derselben. Beim gewählten Design des Trenners sind keine zusätzlichen Widerstände zur Dämpfung der VFT Überspannungen notwendig.

Die Prüfungen der UHV Geräte stellen eine grosse Herausforderung für die Laboratorien und für die Entwicklung dar. Bei vielen Prüfungen werden die Grenzen der Laboratorien erreicht und zum Teil überschritten. Damit ergeben sich auch für den Bereich der Standardisierung neue Aufgabenstellungen, um die speziellen Anforderungen der UHV Ebene zu berücksichtigen. Die Erfahrungen der am Demonstrationsprojekt beteiligten Hersteller und Institute können dabei helfen.

LITERATUR

- [1] 2006 Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006
- [2] Halaus, W.; Sologuren, D.; Krüsi, U.; Riechert, U.; Xia Wen; Jiang Hong: "Development of 1100 kV GIS equipment: Uprating of existing design vs. specific UHV design", IEC-CIGRÉ UHV Symposium, Beijing, China, July 18-21, 2007
- [3] 2007 Symposium on Int. Standards for Ultra-high voltage, Peking, 2007
- [4] Riechert, U.; Linn, Th.; Winkler, M.; Pietsch, R.: "Reasonable Application of UHF-Partial Discharge Measurements in Development, Production and Service of Gas Insulated Switchgear (GIS)", CIGRÉ Study Committee 15, Materials for Electrotechnology, Gas Insulated Systems Symposium, May 9, 2001, Dubai, United Arab Emirates, Conference Proceedings pp. 66-72
- [5] Riechert, U.; Kudoke, M.; Strehl, Th.: "Monitoring und Diagnose von gasisolierten Schaltanlagen – Sinnvoller Einsatz von Teilentladungsmessungen" HighVolt Kolloquium 2003, Mai 22-23, 2003, Dresden, Konferenzband, paper 7.4, Konferenzband, Seite 249-258
- [6] CIGRÉ, Joint Task Force 15/33/03.05: "Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method", Électra, No. 183, April 1999, pp. 75 - 87
- [7] Hoeck, S.; Bornowski, M.; Tenbohlen, S.; Strehl, T.; Riechert, U.: "Partial Discharge Detection and Localisation in Gas-Insulated Switchgears", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008
- [8] Wei Du; Si-li Yao, Peng Li, Shen Hong: "Study on high-power test techniques for UHF circuit breaker", IEC-CIGRÉ UHV Symposium, Beijing, China, July 18-21, 2007
- [9] Kim, I. K.; Lee, Y.- H.; Jung, J. K.; Kweon, K.Y.; Song, W. P.; Kim, D. S.: "Design of the Circuit-Breaker for 1100 kV Gas Insulated Switchgear", The Research and Development of 1100 kV GIS, 2006, Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006
- [10] Hemmi, R. et.al.: "Evaluation of VFTO and its reduction by parallel resistor during switching operation of disconnector switch in future UHV GIS substations", 2006 Int. Conference of UHV Power Transmission Technology, Peking, 2006

Schaden an einem 110-kV-Transformator infolge einer Gleichlaufstörung des Leistungsschalters

T. Leibfried

Universität Karlsruhe (TH)
Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik
leibfried@ieh.uni-karlsruhe.de
Germany

KURZFASSUNG

In starr geerdeten 110-kV-Netzen stellt man den zu erwartenden einpoligen Fehlerstrom so ein, dass einerseits die Ansprechschwelle der im Netz eingesetzten Schutzrichtungen im Fehlerfall sicher überschritten wird, andererseits aber der einpolige Fehlerstrom nicht zu hoch wird. Dies wird dadurch erreicht, dass nur eine bestimmte Anzahl von Transformatorsternpunkten starr mit Erde verbunden wird. Die anderen Transformatoren werden mit freiem Sternpunkt betrieben.

Ein nicht geerdeter Transformatorsternpunkt kann dann problematisch werden, wenn es zu einer Gleichlaufstörung des Leistungsschalters kommt. Durch Sättigungsvorgänge der Kernschenkel der ans Netz geschalteten Wicklungen kann es, abhängig von der Phasenlage der Leiterspannung zwischen den zugeschalteten Phasen, zur Induktion von erheblichen Überspannungen in der nicht ans Netz geschalteten Wicklung kommen.

In diesem Beitrag werden der Schadenshergang und Ursachen eines Schadens an einem 110-kV-Transformator detailliert beschrieben.

1 EINLEITUNG

In dem vorliegenden Beitrag soll über den Schaden an einem 110-kV-Transformator berichtet werden. Ein etwas über 30 Jahre alter 110-kV-Transformator (40 MVA) sollte durch einen neu gebauten Transformator mit gleichen Daten ersetzt werden. Der Transformator (YNyn0d) dient der Kopplung des Hochspannungsnetzes mit dem Mittelspannungsnetz (**Bild 1**). Die 110-kV-SF₆-Schaltanlage ist mit der Oberspannungsseite (OS) des Transformators über ein ca. 70 m langes Kabel verbunden. Auf der Unterspannungsseite (US) führen 2 parallele 20-kV-Kabel über den Leistungsschalter auf die 20-kV-Sammelschiene.

Bei der endgültigen Zuschaltung des neu gefertigten Transformators kam es zu einer Auslösung des Buchholz- und Differentialschutzes. Bei einer ersten Schadensklärung wurde äußerlich ein leichter Ölaustritt im Bereich der Kesseldeckeldichtung und am Luftentfeuchter festgestellt. Dies deutet auf einen Überdruck und damit auf einen Lichtbogen im Transformator hin, was durch eine Ölanalyse bestätigt wurde. Daher wurde der Transformator zur genauen Schadensfeststellung und Reparatur ins Herstellerwerk transportiert. Bei der Inspektion des Aktivteils zeigten sich Deformationen im Bereich der Leitungsführung zum Stufenschalter sowie elektrische Durchschläge an mehreren Stellen der Stufenwicklung des Wicklungsblocks der Phase V. Durch die Analyse der auf der 20-kV-Seite gemessenen Schaltspannungen konnte der Schadenshergang geklärt werden.

Eine genaue Untersuchung des Schadenshergangs dürfte von allgemeinem Interesse sein, um solche Schäden zukünftig zu vermeiden.

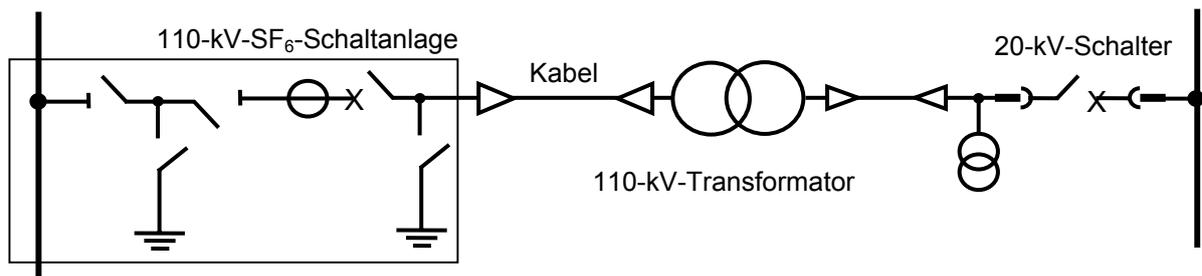


Bild 1 Anlagenkonfiguration bei der Zuschaltung des 110-kV-Transformators

2 ANLAGENKONFIGURATION

Bei der Schadensklärung wurde festgestellt, dass der 110-kV-Leistungsschalter eine Schaltverzögerung von bis zu 20 ms in der Phase V aufwies. Gemäß DIN EN 62271-100 (VDE 0671, Teil 100) vom April 2004 [1] darf der größte zeitliche Unterschied zwischen den Kontaktberührungen während des Schließens eine viertel Periode der Bemessungsfrequenz nicht überschreiten, falls keine besonderen Anforderungen an das gleichzeitige Schalten der Pole gestellt werden, im vorliegenden Fall also 5 ms. Da beim Betrieb der Anlage mit dem bisher eingesetzten Transformator keine Probleme auftraten, war diese Schaltverzögerung im bisherigen Betrieb nicht aufgefallen.

Einen wichtigen Hinweis zur Klärung der Schadensursache gab ein Schadensfall, der Ende der 70er Jahre unter ganz ähnlichen Umständen auftrat [2]. In [2] wird ein Schaden durch innere Überspannungen an einem 110-kV-Transformator beschrieben, die durch Sättigungserscheinungen im Kern infolge der verzögerten Zuschaltung eines Schalterpols zustande kamen. Viele der in [2] genannten Voraussetzungen für das Auftreten von Sättigungserscheinungen im Kern und damit der inneren Überspannungen waren auch in dem vorliegenden Fall erfüllt.

Dies sind insbesondere:

- freier Sternpunkt der OS- und der US-Wicklung,
- eine Zeitverzögerung von mehr als 5 ms zwischen dem zweitschaltenden und dem letzt-schaltenden Pol.

Bild 2 zeigt die Schaltung des neu gebauten 40-MVA-Transformators mit den für die Analyse der Schaltvorgänge relevanten Spannungen. In der Schaltanlage wurden die zeitlichen Verläufe der Klemmenspannungen an der US-Wicklung gegen Erde digital mit genügend hoher Auflösung aufgezeichnet. Durch Differenzbildung der Spannungen an den Klemmen 2U, 2V und 2W und der Spannung an 2N können die zeitlichen Verläufe der Wicklungsspannungen u_{2U} , u_{2V} und u_{2W} der US-Wicklung berechnet werden (**Bild 3**). Die Wicklungsspannungen an der US-Wicklung bilden die Basis der Untersuchungen, da sie einen Rückschluss auf die unbekanntenen Spannungen an den OS-Wicklungen erlauben.

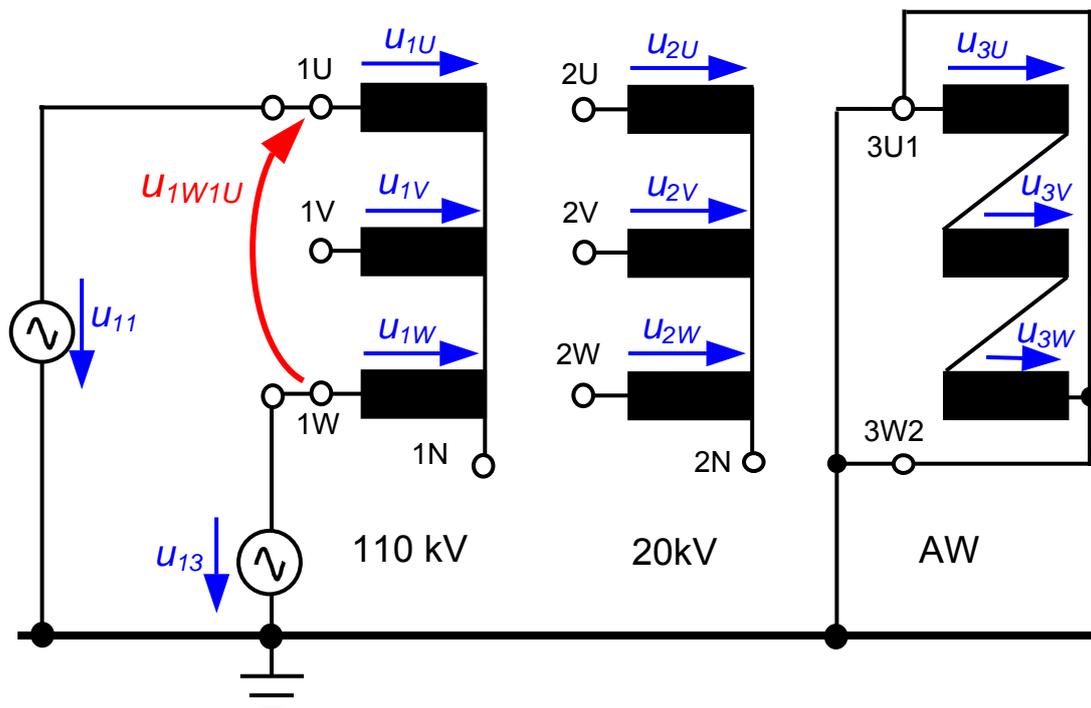


Bild 1 Schaltung des 110-kV-Transformators (40 MVA) mit den relevanten Spannungen

3 SCHALTVORGANG OHNE ÜBERSPANNUNGEN

Zunächst soll der Ablauf des Schaltvorgangs bei der Zuschaltung eines Transformators kurz beschrieben werden. Nach der Auslösung des Leistungsschalters bewegen sich die Schaltkontakte aufeinander zu. Ab einem bestimmten Abstand der sich nähernden Schalterpole ergeben sich Lichtbogenzündungen zwischen den Kontakten, die aber zunächst nicht stabil sind und wieder abreißen. Durch die weitere Annäherung der Schaltkontakte ergibt sich ein stehender Lichtbogen bei dem Schalterpol, dessen Kontakte sich mechanisch am schnellsten aufeinander zu bewegen. Aus diesem Grund beobachtet man sehr häufig die erste Zuschaltung im Bereich des Scheitelpunktes der Sternspannung. Im weiteren Verlauf schließen sich die Kontakte auch mechanisch, wodurch der Lichtbogen zwischen den Schaltkontakten verschwindet.

Bild 3 zeigt die Wicklungsspannungen während der ersten Perioden nach der Zuschaltung des Transformators.

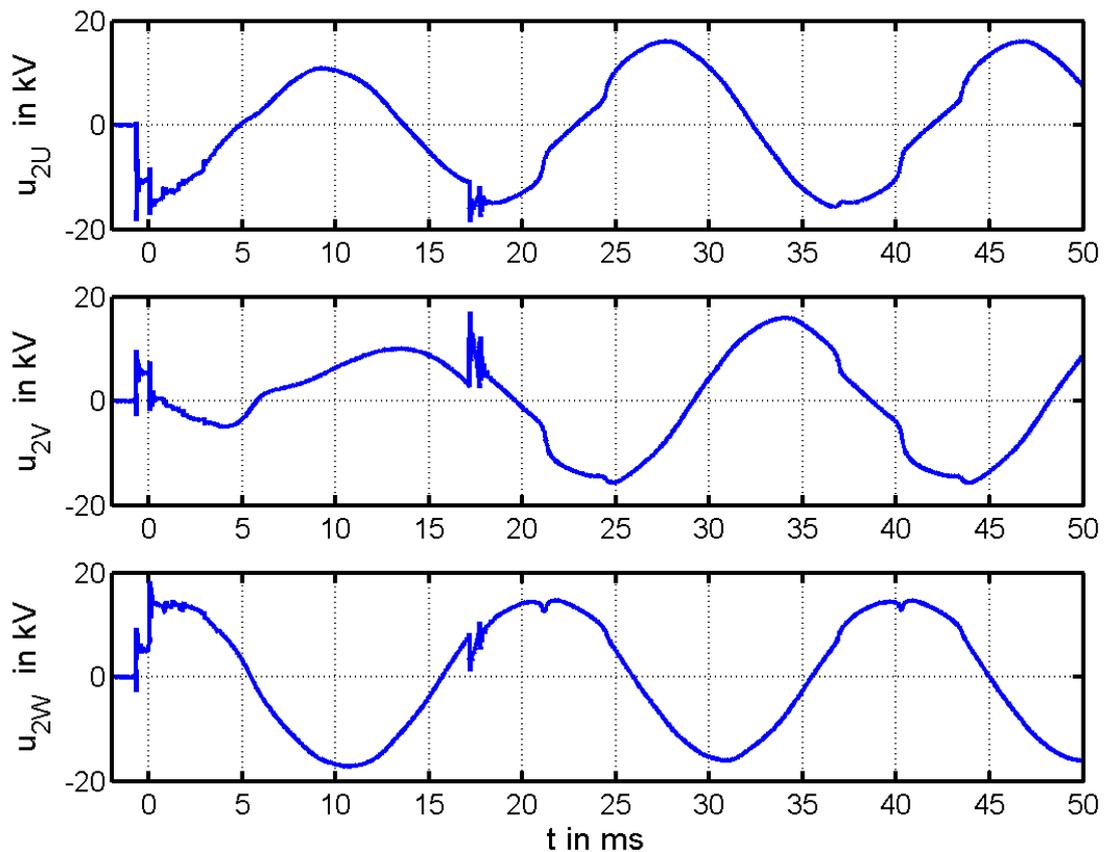


Bild 2 Zeitliche Verläufe der Wicklungsspannungen u_{2U} , u_{2V} und u_{2W} , Messung 1

In **Bild 4a** sind die Wicklungsspannungen mit etwas höherer Auflösung dargestellt. Zum Zeitpunkt $t \approx -0,75$ ms tritt an Phase U ein Lichtbogen auf, der offensichtlich kurz nach dem Zündungsvorgang wieder abreißt. Dieser erste Schaltvorgang führt zu einer Aufladung der Wicklungskapazitäten der Phase U. Die Spannung von ca. -10 kV treibt einen magnetischen Fluss im Kern des Transformators der sich hälftig auf die Schenkel V und W aufteilt. Deshalb erhält man dort im Zeitbereich zwischen $t \approx -0,75$ ms und $t = 0$ die halbe Spannung mit entgegengesetzter Polarität, also +5 kV (**Bild 4a**).

Zum Zeitpunkt $t = 0$ erfolgt ein weiterer Zündungsvorgang, diesmal an Phase W. Danach zeigen die Spannungen u_{2U} und u_{2W} keine wesentlichen Spannungssprünge mehr. Somit sind die Phasen U und W ab dem Zeitpunkt $t = 0$ endgültig mit dem Netz verbunden. Bei der Phase V ist dies offensichtlich nicht der Fall, wie an der Spannungsform für $t > 0$ erkennbar ist. Die endgültige Zuschaltung der Phase V erfolgt erst nach ca. 17 ms.

Ab dem Moment der 2-phasigen Zuschaltung der Phasen U und W sind die OS-Wicklungen dieser beiden Phasen über die Sternpunktverbindung in Serie geschaltet und werden von der Leiterspannung u_{1W1U} mit

$$u_{1W1U}(t) = u_{13}(t) - u_{11}(t) = u_{1W}(t) - u_{1U}(t) \quad (3)$$

gespeist (**Bild 5a**). Zunächst stellt sich eine betragsmäßig gleiche Spannungsaufteilung der Leiterspannung u_{1W1U} auf die beiden Wicklungen U und W ein. Die wirksame Impedanz der Kernschenkel muss also sehr ähnlich sein; folglich dürften auch die bei diesem Schaltvorgang wirksamen Remanenzinduktionen der beiden Schenkel U und W sehr ähnlich sein. Dadurch bildet sich im Eisenkreis – bestehend aus den Schenkeln U und W sowie dem oberen und unteren Joch – ein magnetischer Fluß ϕ_H aus. Aufgrund der zunächst betragsmäßig gleichen Spannungen über den

Wicklungen U und W entsteht im mittleren Schenkel kein magnetischer Fluss und daher wird in der OS-Wicklung Phase 1V auch keine Spannung induziert. Dies wird durch die Messung der Spannung u_{2V} bestätigt, die für ca. 1 ms bis zum Zeitpunkt t_1 bei dem Wert 0 verharrt.

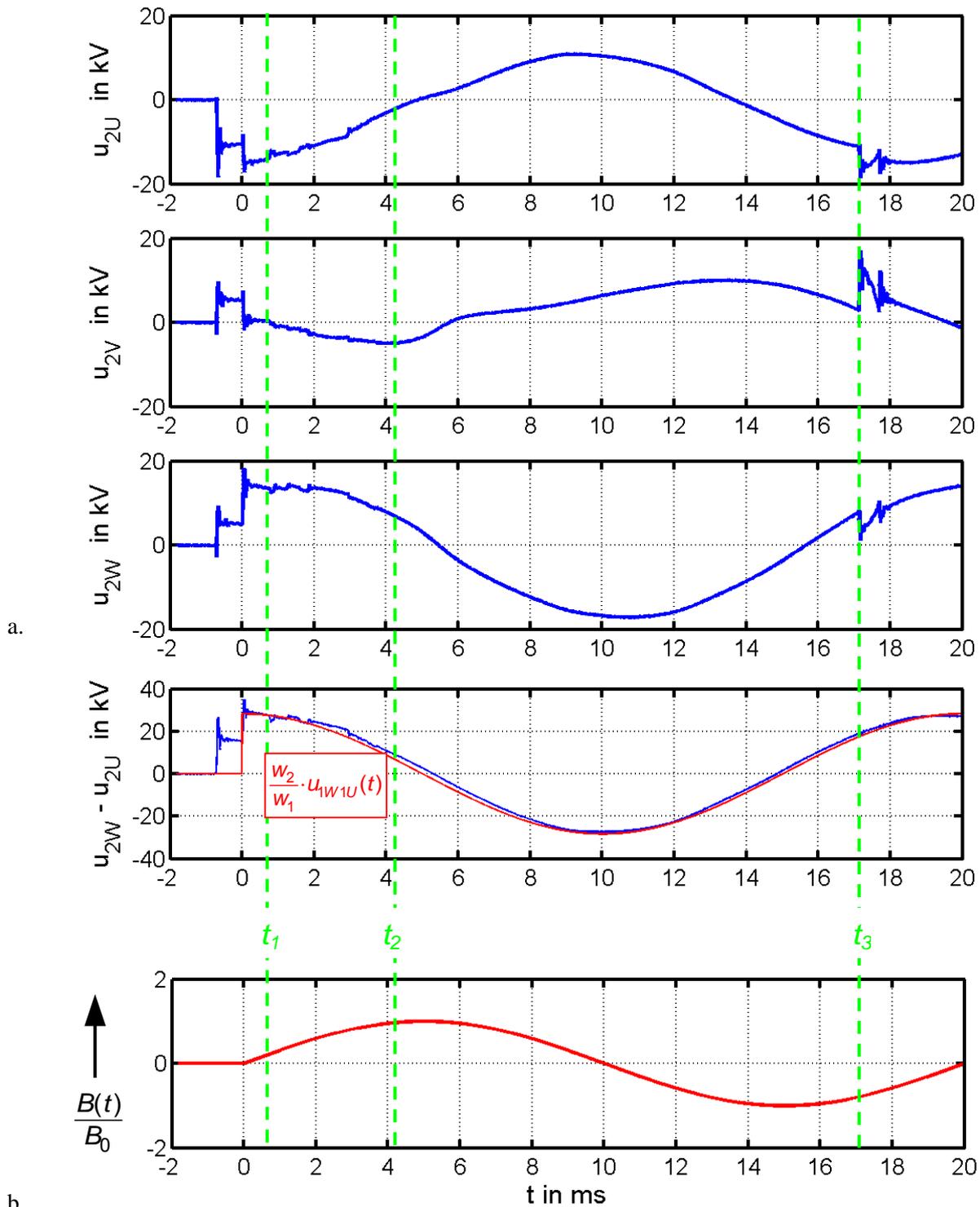


Bild 3 Zeitverläufe der relevanten Größen bei einem Zuschaltvorgang des 40-MVA-Transformators, Messung 1

a. zeitliche Verläufe der aus Messungen berechneten Spannungen u_{2U} , u_{2V} und u_{2W}

b. Berechnete zeitliche Verläufe der Spannung u_{1W1U} und des zeitveränderlichen Anteils der magnetischen Induktion $B(t)$ (für $B_{rem} = 0$)

Die treibende Spannung u_{1W1U} lässt sich mit guter Näherung aus den Wicklungsspannungen berechnen, da die Wicklungsspannungen des Systems 1 und des Systems 2 im Leerlaufbetrieb linear über das Windungszahlverhältnis w_1/w_2 gekoppelt sind. Somit ist:

$$u_{1W1U}(t) = u_{1W}(t) - u_{1U}(t) = \frac{w_1}{w_2} \cdot (u_{2W}(t) - u_{2U}(t)) \quad (4)$$

Die berechnete Differenz der Wicklungsspannungen ($u_{2W} - u_{2U}$) lässt sich für $t > 0$ durch eine Cosinus-Funktion ($\alpha = 0$) approximieren (**Bild 4b**). Dies gilt wegen des linearen Zusammenhangs mit dem Faktor w_1/w_2 dann auch für die treibende Leiterspannung u_{1W1U}

$$u_{1W1U}(t) = \sqrt{2} \cdot U_{1L} \cdot \cos(\omega t - \alpha) \quad \text{mit} \quad \alpha = 0^\circ \quad (5)$$

Aus dem Induktionsgesetz können nun der magnetische Fluss ϕ_H und die magnetische Induktion $B(t)$ in dem äußeren Eisenkreis berechnet werden. Die Anfangswerte der magnetischen Induktion sind die möglicherweise leicht unterschiedlichen Remanenzinduktionen in den beiden Kernschenkeln der Phasen U und W mit

$$B_{U,rem} = B_U(t = 0) \neq B_{W,rem} = B_W(t = 0) \quad (6)$$

Für die Spannungen u_{1W} und u_{1U} an den OS-Wicklungen gilt mit der in **Bild 5a** dargestellten Zuordnung von magnetischem Fluss ϕ_H und den Spannungen u_{1W} und u_{1U} [3]:

$$u_{1W} = +w_1 \cdot \frac{d\phi_H}{dt} \quad \text{und} \quad u_{1U} = -w_1 \cdot \frac{d\phi_H}{dt} \quad (7)$$

Aus den obigen Gleichungen lässt sich eine Differentialgleichung für die magnetische Induktion $B(t)$ im Kern aufstellen, deren Integration mit den Remanenzinduktionen als Anfangsbedingungen auf den zeitlichen Verlauf der Induktionen $B_U(t)$ und $B_W(t)$ führt. Es empfiehlt sich, den zeitlichen Verlauf der magnetischen Induktion in ihrem zeitlichen Bezug zu den gemessenen Klemmenspannungen und zur treibenden Spannung u_{1W1U} zu betrachten (**Bild 4b**). Deshalb ist es sinnvoll, die Beziehungen für die magnetischen Induktionen zu normieren:

$$\frac{B_U(t)}{B_0} = \frac{B_{U,rem}}{B_0} + \sin(\omega t) \quad \frac{B_W(t)}{B_0} = \frac{B_{W,rem}}{B_0} + \sin(\omega t)$$

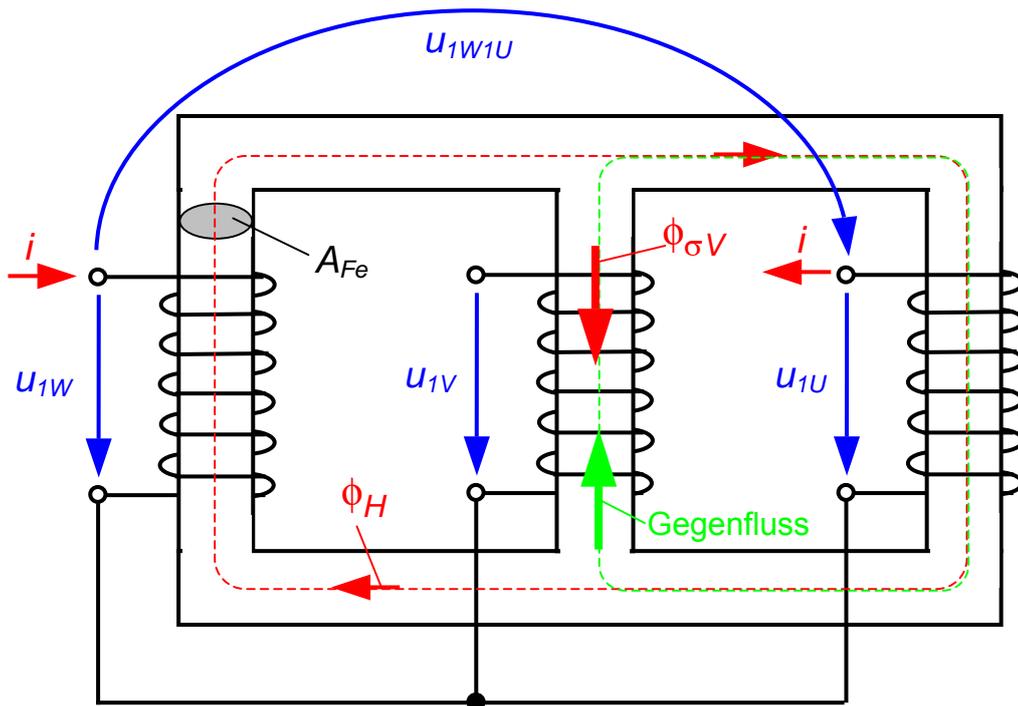
mit $B_0 = \frac{\sqrt{2} U_{1L}}{2 w_1 \cdot A_{Fe} \cdot \omega}$ (8)

Die Remanenzinduktionen $B_{U,rem}$ und $B_{W,rem}$ hängen von den Vorgängen vor der Zuschaltung ab; ihre genaue Quantifizierung auf der Basis der gemessenen Daten ist jedoch nicht möglich. Der in **Bild 4b** dargestellte Verlauf für $B(t)$ kann also nach oben oder nach unten um eine Remanenzinduktion verschoben sein.

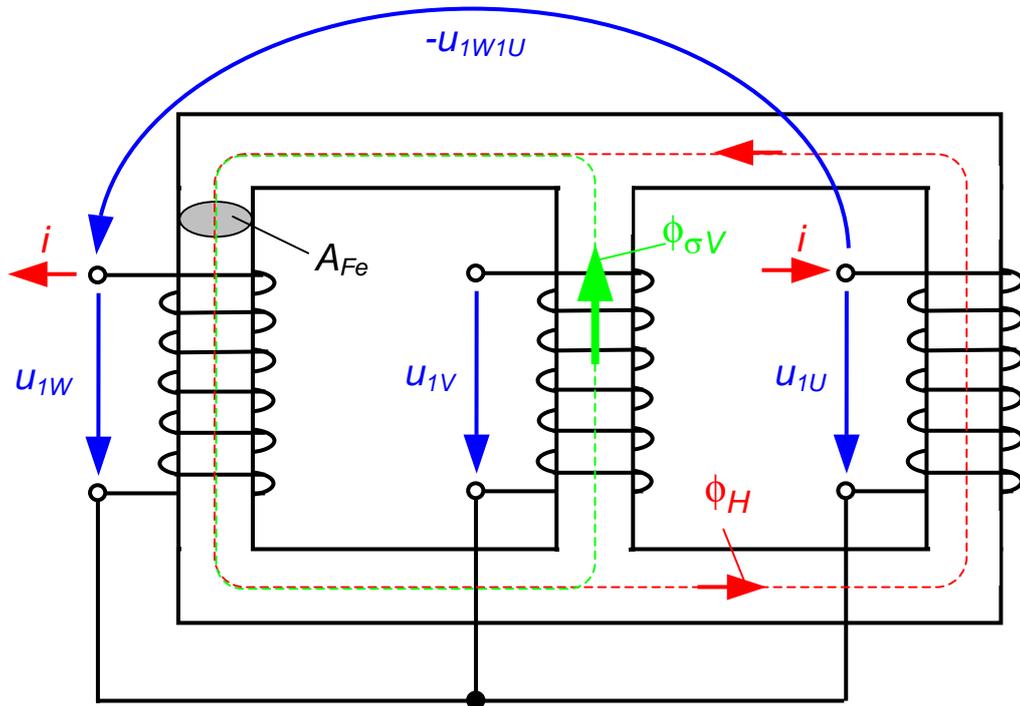
Ab dem Zeitpunkt t_1 steigt die Spannung u_{2V} leicht in negativer Richtung an (**Bild 4a**). Dies lässt darauf schließen, dass ein kleiner Teil des magnetischen Flusses seinen Weg über den Kernschenkel der Phase V nimmt. Der magnetische Fluss ϕ_H ist in diesem Zeitbereich positiv und steigt bis zum Scheitelpunkt weiter an. Daher kann man auch für den Streufluss von einem Anstieg mit der Zeit ausgehen. Da die Wicklungsspannung u_{2V} in der in **Bild 5a** eingetragenen Richtung negativ wird, muss aufgrund des Induktionsgesetzes

$$u_{2V} = -w_2 \cdot \frac{d\phi_{\sigma V}}{dt} \quad (9)$$

eine rechtswendige Zuordnung zwischen dem Streufluss $\phi_{\sigma V}$ und Spannung u_{2V} [3] und damit auch der Spannung u_{1V} vorliegen, wenn die zeitliche Ableitung (Steigung) des magnetischen Flusses positiv sein soll. Damit ergibt sich die Richtung des magnetischen Streuflusses $\phi_{\sigma V}$ im Kernschenkel der Phase V ab dem Zeitpunkt t_1 , wie in **Bild 5a** eingetragen.



a.



b.

Bild 4 Eisenkreis zur Analyse der magnetischen Vorgänge bei der 2-phasigen Zuschaltung
 a. Messung 1
 b. Messung 2

Wie in **Bild 4a** dargestellt ist, beginnt die Spannung u_{2V} zum Zeitpunkt t_2 ihren Anstieg zu verringern und schließlich sogar die Polarität zu wechseln. Daraus folgt, dass auch der magnetische Fluss $\phi_{\sigma V}$ im Kernschenkel der Phase V ab $t = t_2$ seine Steigung verringert. Mit den in **Bild 5a** eingetragenen Richtungen der magnetischen Flüsse ϕ_H und $\phi_{\sigma V}$ für $t < t_2$ folgt, dass im Schenkel V ein Gegenfluss auftreten muss, damit sich die Steigung des Flusses $\phi_{\sigma V}$ und damit die Polarität der Spannung u_{2V} ändern kann. Da aber zu dem Zeitpunkt, zu dem u_{2V} die Polarität wechselt, die magnetische Induktion B (und damit der magnetische Fluss ϕ_H) noch positiv sind, muss man von einer Sättigung des Schenkels W ausgehen, die bewirkt, dass der magnetische Fluss durch den Schenkel V übernommen wird. Auf diese Weise kommt ein Gegenfluss im Schenkel V zustande und die Steigung des magnetischen Flusses im Schenkel V verringert sich. Damit verringert sich auch die Spannung u_{2V} und wechselt sogar ihre Polarität.

Im weiteren Zeitverlauf nimmt der Fluss im Kernschenkel der Phase V betragsmäßig weiter zu, da der Abzweig über Schenkel V dem magnetischen Fluss einen Parallelweg mit kürzerer Eisenweglänge und damit geringerem magnetischem Widerstand bietet. Aus diesem Grund nehmen der magnetische Fluss im Schenkel V und damit auch die Spannung u_{2V} immer mehr sinusförmige Gestalt an, bis schließlich bei $t_3 \approx 17$ ms das Zuschalten der Phase V erfolgt und der Einschaltvorgang beendet ist.

4 SCHALTVOORGANG MIT ÜBERSPANNUNGEN UND TRANSFORMATOR-SCHADEN

Bild 6 zeigt die zeitlichen Verläufe der relevanten Größen für den Schaltvorgang, während dem es zu inneren Überspannungen und damit zum Schaden an dem Transformator kam (Messung 2). Etwa 1,5 ms vor $t_0 = 0$ kommt es bereits zu einer ersten Zündung an Phase U. Der Zeitpunkt $t_0 = 0$ ist der Beginn des eigentlichen Einschaltvorganges, da ab diesem Zeitpunkt die Phasen U und W fest mit dem Netz verbunden sind. Demzufolge folgt die Leiterspannung bis ca. $t \approx 5$ ms sehr gut einem sinusförmigen Verlauf, wie dies auch theoretisch zu erwarten ist.

Die Differenz der Wicklungsspannungen $u_{2W} - u_{2U}$ lässt sich für $t > 0$ auch hier wieder durch eine Cosinus-Funktion approximieren, diesmal jedoch mit $\alpha = -100^\circ$. Für die Leiterspannung u_{1W1U} erhält man:

$$u_{1W1U}(t) = \sqrt{2} \cdot U_{1L} \cdot \cos(\omega t - \alpha) \quad \text{mit} \quad \alpha = -100^\circ \quad (10)$$

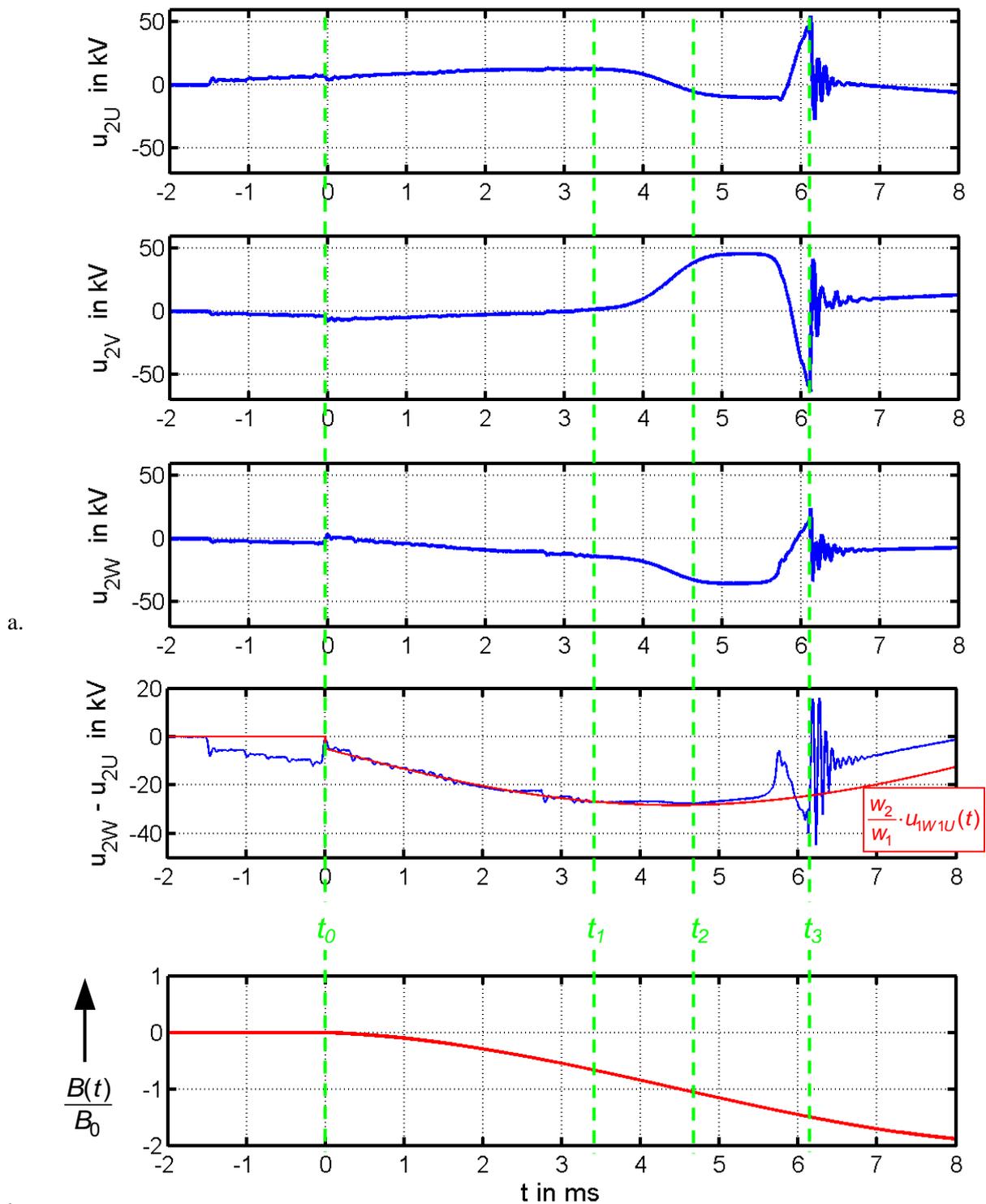
Mit den jeweiligen Remanenzinduktionen führt dies auf die folgenden Induktionen in den Kernschenkeln:

$$\frac{B_U(t)}{B_0} = \frac{B_{U,rem}}{B_0} + \sin(\omega t - \alpha) - \sin(-\alpha)$$

$$\frac{B_W(t)}{B_0} = \frac{B_{W,rem}}{B_0} + \sin(\omega t - \alpha) - \sin(-\alpha) \quad (11)$$

$$\text{mit} \quad B_0 = \frac{\sqrt{2} U_{1L}}{2 w_1 \cdot A_{Fe} \cdot \omega} \quad \text{und} \quad \alpha = -100^\circ$$

Im Gegensatz zu der vorher betrachteten Zuschaltung befindet sich nun die treibende Spannung (Leiterspannung) u_{1W1U} im Moment der Zuschaltung nahezu im Nulldurchgang. Die magnetische Induktion $B(t)$ weist damit – abgesehen von den Remanenzinduktionen in den Kernschenkeln U und W – einen erheblichen Gleichanteil auf. Der kritischste Fall, d. h. die maximale Verschiebung von $B(t)$ um einen Gleichanteil, tritt auch hier – wie bei der 3-phasigen Zuschaltung – bei einer Zuschaltung im Nulldurchgang der treibenden Spannung u_{1W1U} auf, d. h. für $\alpha = \pm 90^\circ$.



b.

Bild 5 Zeitverläufe der relevanten Größen bei dem Zuschaltvorgang in dessen Folge der Transformatorschaden auftrat, Messung 2

a. zeitliche Verläufe der aus Messungen berechneten Spannungen u_{2U} , u_{2V} und u_{2W}

b. Berechnete zeitliche Verläufe der Spannung u_{1w1U} und des zeitveränderlichen Anteils der magnetischen Induktion $B(t)$ (für $B_{rem} = 0$)

Die Spannungsverteilung auf die beiden OS-Wicklungen Phase U und Phase W dürfte etwa ähnlich sein, da die beiden Spannungen u_{2U} und u_{2W} betragsmäßig ähnlich groß sind und auch ähnliche Verläufe aufweisen. Aus der Polarität der Spannungen u_{2U} und u_{2W} und dem Induktionsgesetz ergibt sich die Richtung des magnetische Flusses ϕ_H im Kern direkt nach der Zuschaltung (**Bild 5b**), der in der eingepfeilten Richtung positiv ist und ansteigt.

Ab dem Zeitpunkt t_1 verringert sich der Anstieg der Spannung u_{2U} , bis diese sogar ihre Polarität wechselt. Der magnetische Fluss im Schenkel U kann sich offensichtlich nicht weiter erhöhen, was auf eine starke Eisensättigung des Kernschenkels der Phase U hindeutet. Der insgesamt weiter ansteigende magnetische Fluss muss dann vom Schenkel V übernommen werden. Aus dem Induktionsgesetz folgt wieder, dass der magnetische Fluss $\phi_{\sigma V}$ im Schenkel V in der in **Bild 5b** gezeichneten Richtung orientiert ist und schnell ansteigt. Dies führt zu einem starken Spannungsanstieg von u_{2V} in positiver Richtung.

Zum Zeitpunkt t_2 beginnen die an die US-Klemmen gegen Erde geschalteten Ableiter die Spannung u_{2V} zu begrenzen. Der schnelle Anstieg des magnetischen Flusses im Kernschenkel der Phase V erzeugt innere Überspannungen, die durch äußere Ableiter nicht wirksam unterdrückt werden können. In der Folge tritt zum Zeitpunkt t_3 eine transiente Spannungsschwingung auf, die darauf hindeutet, dass zu diesem Zeitpunkt der Durchschlag im Transformator stattgefunden hat. Nach weiteren ca. 100 ms erfolgte das Ansprechen des Transformatorschutzes und die Abschaltung des Transformators.

5 ZUSAMMENFASSUNG UND INTERPRETATION

Durch die 2-phasige Zuschaltung eines Transformators an der im Stern geschalteten Wicklung ohne Erdung des Sternpunktes kommt es zur Ausbildung eines magnetischen Kreises aus den beiden zugeschalteten Wicklungen und dem Eisenkern. Der ungünstigste Einschaltaugenblick ist der Moment des Spannungsnulldurchgangs der treibenden Leiterspannung. In diesem Fall erreicht die magnetische Induktion ihren höchsten Gleichanteil und damit in einer Richtung ihre höchsten Werte. Dies kann zur Sättigung in einem der Kernschenkel führen. Der magnetische Fluss muss dann einen anderen Weg nehmen, der ihm durch den 3. Schenkel der nicht zugeschalteten Wicklung zur Verfügung steht. Dies bewirkt in den nicht mit dem Netz verbundenen Wicklungen dieses Schenkels eine Spannungsinduktion. Die so erzeugten inneren Überspannungen können so erheblich sein, dass sie einen elektrischen Durchschlag der Isolation bewirken.

Die Flussänderung und damit die Höhe der induzierten Spannung sind stark von der Art des Übergangs des Kernschenkels in die Sättigung abhängig (**Bild 7**). Ein abrupter Übergang der linearen Kennlinie $\phi_H(I_m)$ in die viel flachere Sättigungskennlinie bedeutet, dass der magnetische Fluss in kürzester Zeit von dem 3. Kernschenkel der nicht zugeschalteten Wicklung übernommen werden muss. Geht man davon aus, dass der Magnetisierungsstrom in der Zeit Δt um ΔI_m ansteigt, so muss der magnetische Fluss $\Delta\phi$ in der Zeit Δt von dem 3. Kernschenkel übernommen werden. Die Flussänderung $\Delta\phi/\Delta t$ ist sehr groß, was zu extrem hohen induzierten Spannungen führt. Ein allmählicher Übergang des linearen Bereichs der Blechkennlinie $\phi_H(I_m)$ in die Sättigung bedeutet in der Zeit Δt einen viel geringeren magnetischen Fluss $\Delta\phi$, der von dem 3. Kernschenkel übernommen werden muss, wie aus **Bild 7** hervorgeht. Damit ist auch die induzierte Spannung in der nicht zugeschalteten Wicklung geringer. Ursächlich für den Transformatorschaden war also die Amplitude, die beim Aufschwingen der Spannung u_{2V} erreicht wird. Dies korreliert damit, dass Schäden auch nur am Wicklungsblock der Phase V gefunden wurden.

Das heute verwendete Kernblech ist im Vergleich zu den in den 70er Jahren verfügbaren Materialien qualitativ deutlich höherwertiger, insbesondere lässt es höhere Bemessungsinduktionen zu. Der Übergang in die Sättigung ist jedoch schärfer ausgeprägt, da die Sättigungsinduktion auch bei modernem Elektrolech unverändert bei etwa 2T liegt. Dies erklärt, warum der bisher eingesetzte rd. 30 Jahre alte Transformator trotz der Schaltverzögerung der mittleren Phase von deutlich mehr als 5 ms während seiner gesamten Betriebsdauer keinen Schaden bei der Zuschaltung erlitten hat, während der neu gebaute Transformator bereits bei den ersten Zuschaltungen zu Schaden kam.

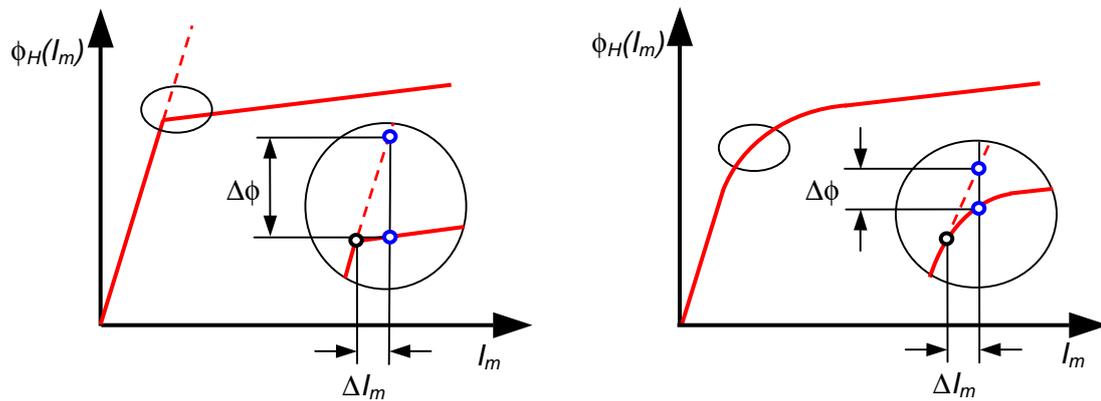


Bild 6 Auswirkung verschiedener Magnetisierungskennlinien $\phi_H(I_m)$ auf die während einer Zeit Δt auftretende Änderung des Magnetisierungsstromes ΔI_m und damit des magnetischen Flusses $\Delta\phi$

6 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Entgegen der in [2] gemachten Aussage, dass die bei 2-phasiger Zuschaltung eines Transformators entstehende Überspannung durch äußere Ableiter begrenzt werden kann, hat die Erfahrung gezeigt, dass äußere Ableiter nicht geeignet sind, um eine innere Spannungsinduktion wirksam zu begrenzen und eine Überbeanspruchung des Isolationssystems eines Transformators sicher zu verhindern.

Der beschriebene Schaden an dem neu gebauten Transformator muss insgesamt als Verkettung unglücklicher Umstände angesehen werden. Dies waren zum einen die Schaltverzögerung des Schalterpols der Phase V und zum anderen die für diesen Fall ungünstige Magnetisierungskennlinie des eigentlich hochwertigen Kernblechs. Hinzu kam der freie Sternpunkt des Transformators. Zur Vermeidung derartiger Schäden kann letztlich nur Einfluss auf den Gleichlauf des Leistungsschalters genommen werden. Daher ist generell zu empfehlen, dem Gleichlauf des Leistungsschalters mehr Aufmerksamkeit zu schenken und diese Eigenschaft im Zuge einer Wartung regelmäßig zu kontrollieren.

LITERATUR

- [1] DIN EN 62271-100: Hochspannungs-Schaltgeräte und –Schaltanlagen „Teil 100: Hochspannungs-Wechselstrom-Leistungsschalter“, DIN, VDE, April 2004
- [2] W. Andrä, G. Emberger und W. Hartz: „Einfluß des Gleichlaufs von Leistungs-Schaltern beim Einschalten von Drehstromtransformatoren“, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 78, 1979, Heft 10
- [3] R. Unbehauen: “Grundlagen der Elektrotechnik 1“, 5. Auflage, Springer-Verlag, 1999, ISBN 3-540-66017-8

Praxiserfahrung mit IEC 61850 – Einbindung des Transformator Monitoringsystems MS 3000 in die Leittechnik

Michael Rösner*, Raimund Skrzypek, Tobias Stirl

AREVA Energietechnik GmbH

Bereich Schorch Transformatoren

Rheinstrasse 73, D- 41065 Mönchengladbach

* Tel.: 02161 944544, Fax: 02161 944594

* E-Mail: michael.roesner@areva-td.com

KURZFASSUNG

Die Normenreihe IEC 61850 für die Kommunikation in Schaltanlagen hat sich weltweit aufgrund der großen Akzeptanz stark verbreitet. Der wesentliche Vorteil der neuen Norm liegt in der Interoperabilität von leittechnischen und sonstigen Geräten in elektrischen Schaltanlagen. Dies bedeutet, dass mehrere elektronische Geräte Informationen austauschen können, ohne dass nähere Kenntnisse von Geräten oder Protokollen notwendig sind. Dies ist möglich durch den Austausch von Informationen über den ICD-File (**I**ED **C**apability **D**escription).

Erste normenkonforme Produkte sind bereits im Einsatz. Dazu gehört auch das neue AREVA MS 3000 Monitoringsystem, das die Einbindung in die Leittechnik ohne Verwendung von Protokollwandlern realisiert. Über die praktischen Erfahrungen und zukünftige Möglichkeiten wird hier berichtet.

1 EINLEITUNG

In den vergangenen 3 Jahrzehnten hat sich die moderne elektronische Leittechnik in den Schaltanlagen mit den Aufgaben *Schützen*, *Steuern* und *Überwachen* durchgesetzt. Die Vielzahl der Systeme der unterschiedlichen Hersteller bieten zwar Kommunikationslösungen, die jedoch untereinander nicht ohne Weiteres kompatibel sind. Durch die Deregulierung und die damit einhergehende Globalisierung der Energiemärkte hat sich diese Situation noch weiter verschärft.

Ein neuer Standard, der die Kompatibilität der verschiedenen Geräte aus aller Welt sicherstellt, musste entwickelt werden. Hauptaugenmerk bei der Entwicklung des IEC 61850 Protokolls war die Interoperabilität. Der Begriff Interoperabilität wird definiert als die Fähigkeit unabhängiger heterogener Systeme, möglichst nahtlos zusammenzuarbeiten, um Informationen auf effiziente und verwertbare Art und Weise auszutauschen, bzw. dem Benutzer zur Verfügung zu stellen, ohne dass dazu während der Projektierung gesonderte Absprachen zu den diversen Systemen notwendig sind.

Weitere Ziele waren das Erreichen der langfristigen Verfügbarkeit der zugrundeliegenden Technik und die Flexibilität des neuen Protokolls.

Die früheren Kommunikationsstandards waren zu eng verknüpft mit den physikalischen Übertragungsprotokollen. Dies bewirkte, dass aufgrund der rasanten Entwicklungen in der Informationstechnik Standards schnell veralteten. Auch dies musste in die Entwicklung des neuen Standards einfließen. Eine strikte Trennung von Datenmodellen und Kommunikation war bei der Entwicklung des neuen Protokolls deshalb ebenfalls erforderlich.

Das IEC 61850 Protokoll ist ein allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik.

Das Protokoll verwendet TCP/IP als Basisübertragungsprotokoll. Die eigentliche Datenübertragung wird auf Basis des 100 Mbps Fastethernet als redundante Ringarchitektur (Glasfaserring) realisiert. Übertragungsstandard ist das UCA2 (Utility Communications Architecture) Protokoll. Es hat zum Ziel, die Integration und Interoperabilität von Energieversorgungssystemen durch den Einsatz von Technologien zu fördern, die auf internationalen Standards basieren.

IEC 61850 ist eine Komplettlösung für Schaltanlagen. Dazu ist es natürlich wichtig, dass das neue Protokoll möglichst breit also auch weltweit akzeptiert wird. Dies ist dadurch sichergestellt, dass alle wichtigen Hersteller in den Arbeitsgruppen des Standards zusammenarbeiten. Für den praktischen Einsatz der Norm ist es erforderlich, dass die Datenmodelle bis auf die kleinsten Details präzisiert werden. Der DKE AK 952.0.2 arbeitet z. Zt. an der Detaillierung der Norm hinsichtlich der Modellierung sog. logischer Knoten. So besteht u. a. auch eine Arbeitsgruppe, die sich mit der Detaillierung der logischen Knoten für das Transformatorenmonitoring beschäftigt.

2 GRUNDKONZEPTE (DATENMODELLIERUNG) DES IEC 61850

Die Datenstruktur des IEC 61850 besteht grundsätzlich aus fünf grundlegenden Hierarchieebenen.

- Server (Physical Device)
- Logisches Gerät (Logical Device)
- Logischer Knoten Logical Node
- Datenobjekt (Data Object)
- Datenattribut (Data Attribute)

Bild 1 stellt die grundsätzlichen Zusammenhänge des IEC 61850 Datenmodells dar.

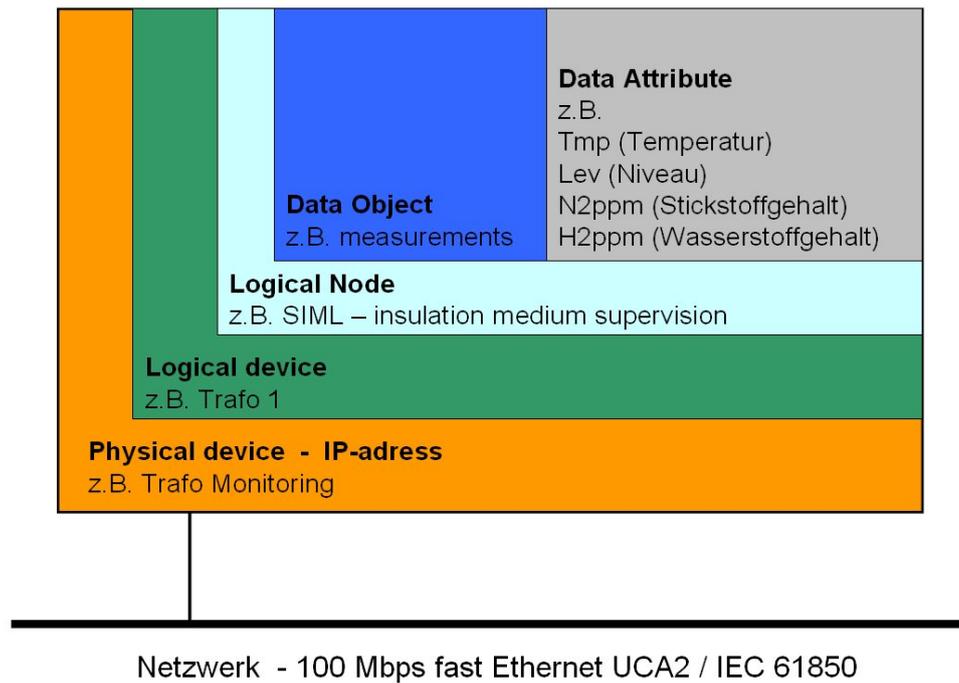


Bild 1 : IEC 61850 Datenmodell

2.1 Physical device

Die oberste Hierarchieebene, der *Server* stellt die Kommunikationsfunktion eines Gerätes dar. Der Server besitzt einen Anschlusspunkt an das Kommunikationssystem.

2.2 Logical device

In der zweiten Hierarchieebene *logisches Gerät*, wird ein physikalisches Gerät in mehrere getrennte logische Einheiten unterteilt, um z.B. verschiedene logische Funktionen eines Gerätes sinnvoll voneinander zu trennen. Z.B. könnte eine Unterteilung in Leit-, Schutz-, und Monitoringfunktionen bestehen.

2.3 Logical Node

Die dritte Hierarchieebene sind die sogenannten logischen Knoten. Sie repräsentieren die Informationen aller erdenklichen Teilfunktionen, die in der digitalen Stationsleittechnik vorkommen können. Im Teil IEC 61850-7-4 sind die vorgesehenen Namen der Klassen der logischen Knoten definiert. Sie bestehen immer aus einer Abkürzung aus vier Buchstaben.

2.4 Data Object

Die vierte Hierarchieebene sind die dem logischen Knoten zugehörigen Datenobjekte. Es gibt Datenobjekte, die zwingend (mandatory) in einer Instanz des logischen Knotens enthalten sein müssen und solche, die nur unter bestimmten Bedingungen (conditional) enthalten sein müssen. Auch die Namen der Datenobjekte sind in der Norm definiert, bestehen jedoch aus Akronymen unterschiedlicher Länge.

2.5 Data Attribute

Die fünfte und unterste Hierarchieebene ist die Ebene der Datenattribute. Sie stellen Detailinformationen, oder Werte wie z.B. Rechen- oder Messwerte der Datenobjekte.

In der Norm sind nur die Klassen definiert d.h. nur Datenstrukturen. Wenn logische Knoten in Geräten implementiert werden, können sie mehrfach auftreten. Dies bedeutet dass aus den logischen Knoten im Anwendungsfall Instanzen gebildet werden. D.h. die Namen der logischen Knoten müssen mit Zusätzen erweitert werden, die eine Unterscheidung der einzelnen Objekte ermöglichen. Diese Namenserweiterung ist in der Norm nicht festgelegt. Es bestehen lediglich Empfehlungen, für die Namenserweiterung das Anlagenkennzeichnungssystem nach IEC 61346 zu verwenden.

Im Arbeitskreis 952.0.2 wurde die ursprünglich in der Norm vorgesehene Struktur so erweitert, dass bestehende logische Knoten mit für Monitoringsysteme relevante Größen ergänzt wurden. Folgende Logische Knoten sind für Transformatoren Monitoring relevant:

- **YPTR** Power Transformer
- **SIML** Insulation Medium Supervision
- **CCGR** Cooling Group Control
- **MMXU** Measurement
- **ZBSH** Bushing
- **SPDC** Monitoring and Diagnostics for Partial Discharges
- **YLTC** Tap Changer
- **ATCC** Automatic Tap Change Controller

Auf den Isolierstoff Transformatorenöl bezogene Größen von Kessel-Öltemperaturen, bis Gas-in-Öl Analysen findet man im Knoten SIML, Messwerte und Steuer und Statusinformationen der Kühlanlage im Knoten CCGR usw.

3 MS 3000 - INTERAKTIVES ON-LINE MONITORING UND EXPERTENSYS- TEM FÜR LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

Die Zustandsbeurteilung der Leistungstransformatoren während des gesamten Lebensdauerzyklus ist notwendig für den sicheren und kostensparenden Betrieb. Ein Fehler an einem Leistungstransformator hätte in den meisten Fällen nicht nur Einfluss auf den Betrieb des Leistungstransformators selbst, sondern auch auf benachbarte Teile der Hochspannungsanlage. Aufgrund der dem Schaden folgenden Ausfallzeiten, entgangenem Gewinn, Beschädigung von benachbarten Anlagenteilen und Imageverlust, ist der sichere und gewinnbringende Betrieb unerlässlich.

Für die Zustandsbeurteilung der Leistungstransformatoren ist es sehr empfehlenswert, ein modernes Monitoringsystem einzusetzen. Mit einem solchen System ist ein sicherer, zuverlässiger und optimierter Betrieb des Leistungstransformators möglich. Moderne On-Line Transformatoren Monitoringsysteme ermöglichen eine zentrale Datenhaltung über alle Transformatoren der Schaltanlage. Das IED (intelligent electronic device) eines modernen On-Line Monitoringsystems besteht aus einem leistungsfähigen PC. Die Prozessleitsoftware FlexControl, die unter dem Betriebssystem QNX 6 läuft bietet die Möglichkeit, diverse Leittechnikprotokolle, darunter auch das neue IEC 61850 Protokoll zu bedienen.

In den letzten Jahren wurde von AREVA eine Vielzahl komplexer Monitoringsysteme in aller Welt installiert. Die überwachten Transformatoren (Maschinen-, Eigenbedarfs-, Netz-kupplungs- und Industrietransformatoren) verschiedener Hersteller befinden sich in allen Klimazonen der Welt. Aufgrund der Erfahrungen an einigen hundert Transformatoren, die mit dem Monitoringsystem MS 2000 gemacht wurden und basierend auf den Erfahrungen aus über 100 Jahren Bau von Leistungstransformatoren, gelang es, Expertenwissen in die Algorithmen des MS 3000 Monitoringsystems zu integrieren.

4 FUNKTIONSUMFANG VON TRANSFORMATOREN MONITORINGSYSTEMEN

Auf dem Gebiet der On-Line Überwachung werden Lösungen unterschiedlicher Funktionalität als Monitoringsysteme bezeichnet. Um die verschiedenen Systeme entsprechend ihrer Fähigkeiten

einzuordnen und zu bewerten, werden im Folgenden [Tabelle 1] die Hauptmerkmale zusammengefasst.

Funktionalität	Beispiel	Nutzen
Transformatoren Monitoring	Gas-in-Öl Messung Thermisches Abbild	Warnung Alarm
Transformatoren Monitoringsystem	Stufenschalter Monitoring Durchführungsmonitoring	Statusinformation der einzelnen Hauptkomponenten
Umfassendes und interaktives Trafo Zustands Monitoringsystem	Monitoring aller Transformatoren Hauptkomponenten mit nur einem System	Statusinformation zum Transformator und aller seiner Hauptkomponenten Diagnosefunktion Expertensystem

Tabelle 1: Funktionsumfang von Transformatoren Monitoringsystemen

4.1 Transformatoren Monitoring

Im einfachsten Fall bedeutet Transformatoren Monitoring die Messung einzelner Parameter oder die Realisierung eines einfachen Modells wie z.B. Gas-in-Öl Messung oder thermisches Abbild. Der Benutzer kann bei dieser Art von Monitoring benachrichtigt werden, falls ein Schwellwert überschritten wird. Ein Vergleich mit anderen Messgrößen oder eine Diagnose sind nicht möglich.

4.2 Transformatoren Monitoringsystem

Die nächste Stufe der Komplexität wird erreicht durch ein Transformatoren Monitoringsystem. Es handelt sich hierbei um die einfache Überwachung von Transformatoren Hauptkomponenten, wie z.B. standalone OLTC-Monitoring oder Durchführungsmonitoring. Solche Systeme überwachen mehr als einen Parameter und beinhalten einfache Modelle, um den Zustand der überwachten Komponenten beurteilen zu können. Die Verknüpfung von Daten über mehrere Hauptkomponenten ist hingegen bei dieser Art von Monitoringsystem noch nicht möglich, da die Datenhaltung heterogen ist. Der Vergleich von Daten innerhalb der Komponente hingegen ist möglich und erlaubt hier die frühzeitige Erkennung unnormaler Zustände in vielen Fällen. Die gewonnene Information kann auf eine Statusinformation der überwachten Komponente reduziert werden.

4.3 Umfassendes und interaktives Trafo Zustands Monitoringsystem

Die dritte und letzte Stufe der realisierten Monitoringsysteme beinhaltet die Überwachung und die Verknüpfung von Daten aller Hauptkomponenten des Transformators mit nur einem System. Selbst die Korrelation von Daten mehrerer Transformatoren wird ermöglicht, da alle Daten aller Trafos aus der Anlage und die Algorithmen sich auf einem einzigen IED befinden. Ein Expertensystem und seine Diagnosefunktionen unterstützen den Anwender, die richtigen Entscheidungen bezüglich des vorausschauenden Betriebs und der vorausschauenden Wartung der Transformatoren zu treffen.

Es ist grundsätzlich möglich, Systeme eines jeden Funktionsumfangs in die Leittechnik mit dem IEC 61850 Protokoll einzubinden. Allerdings wird der dazu erforderliche Mehraufwand aufgrund der Art der verwendeten Informationstechnik mit steigender Funktionalität des Monitoringsystems geringer.

5 SYSTEM BESCHREIBUNG

Das Konzept des On-Line Monitoringsystems basiert auf Felddbus und Prozessautomatisierungstechnologie. Dadurch wird höchste Flexibilität hinsichtlich der Systemarchitektur erreicht. Die analogen Messwerte werden mit Hilfe der Busklemmen im Inneren des Monitoring Schrankes erfasst. Die Daten werden digitalisiert und mittels Prozessbus zum IED übertragen.

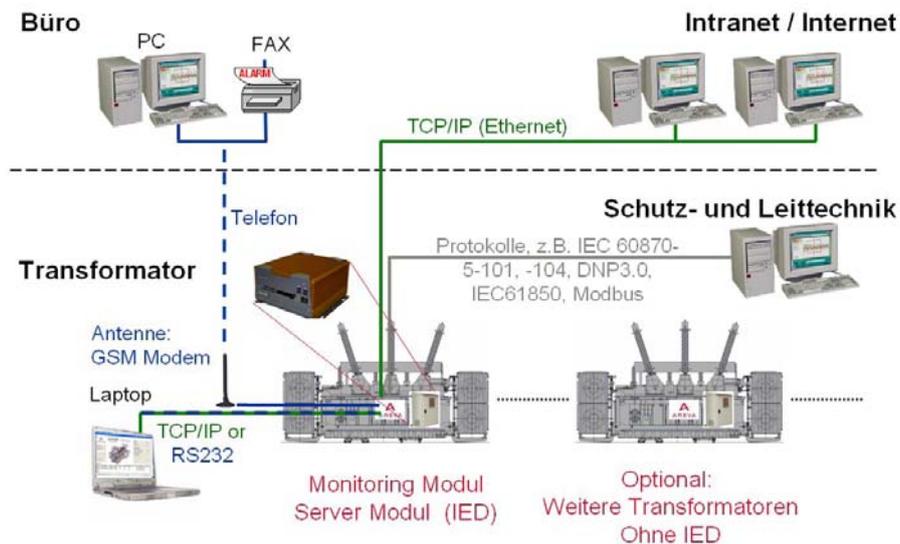


Bild 2 : Umfassendes und interaktives Zustands Monitoringsystem MS 3000 - Systemarchitektur

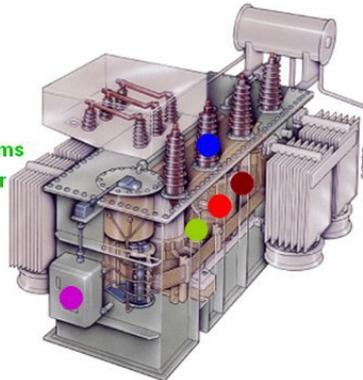
“Bild 2” zeigt die Architektur des MS 3000 Transformatoren Monitoringsystems. Für die externe Kommunikation gibt es verschiedene Möglichkeiten. Zum Einen besteht die Möglichkeit der externen Einwahl mittels Modem und Telefonleitung. Weiterhin ist in der Software des IED ein Webserver integriert, der die Messwerte und Analysen des Monitoringsystems auf Webseiten im Intranet bereitstellt. Selbstverständlich besteht weiterhin die Möglichkeit, über eine Vielzahl genormter Protokolle die Verbindung mit dem Leitsystem herzustellen, inklusive des neuen Leittechnikprotokolls IEC 61850.

Das IED besteht aus einem Industrie PC mit redundantem Flash Speicher. Aus dem lüfterlosen Design ergibt sich eine verlängerte Lebensdauer des IED. Wegen der robusten Ausführung, kann das IED sowohl am Transformator als auch in der Warte installiert werden. Aus den On-Line Daten werden Rechenwerte abgeleitet. Die Erfassung der Daten ist sowohl Ereignis- als auch Event-gesteuert. Dadurch ist es möglich, wenn notwendig, die Daten mit höchster zeitlicher Dichte (20 ms Abtastrate) zu speichern und gleichzeitig die Intervalle zu verlängern falls keine Ereignisse aufgetreten sind. Durch die durchdachte Datenreduktion ist der Flash Speicher ausreichend für die Speicherung der Daten aller Transformatoren über die komplette Lebensdauer.

In “Bild 3” werden die überwachten Größen der Standardmodule des MS 3000 Monitoringsystems dargestellt. In allen Standard Modulen sind zusätzlich Funktionen enthalten. Eine der Funktionen ist das DGA-Tool, welches die Beurteilung von DGA-Analysen mithilfe der verschiedenen anerkannten Beurteilungsverfahren wie die IEC 60599 Methode, die Doernenburg-Methode, die Rogers-Methode, etc. bis zu grafischen Auswerteverfahren, wie der Duval-Methode erlaubt. Die Eingabe in diesem Modul erfolgt in der Standardkonfiguration durch manuelle Eingabe von Offline Analysewerten. Diese werden in der Datenbank des Systems verwaltet. Durch die Integration eines On-Line Multigassensors ist es jedoch möglich, auch On-Line Werte für die Eingabe in dieses Funktionsmodul zu benutzen.

► Modul "Main-Data"

- Betriebsspannung (1 Phase)
- Laststrom (1 Phase)
- Scheinleistung und Lastfaktor
- Öltemperatur
- Hot-Spot Temperatur
- Gas-in-Öl Gehalt
- Ölfuchte
- Alterungsrate
- Lastschalter Position
- Anzahl der Schaltungen
- Summe des geschalteten Laststroms
- Betriebszustand Pumpen und Lüfter
- Laufzeit Pumpen und Lüfter
- Effektivität der Kühlanlage
- Umgebungstemperatur
- Hilfskontakte



► Modul "Tap Changer"

- Motor - Leistungsaufnahme
- Lastschalter Temperatur
- Mechanischer Zustand
- Kontaktabbrand Modell
- Öltemperatur Differenz OLTC / Kessel

► Modul "Bushings"

- Betriebsspannungen (3 Phasen)
- Überspannungen & Anzahl
- Änderung der Kapazität

► Modul "Insulation"

- Gas-in Öl Gradient
- Papierfeuchte
- Bubbling Temperature
- Lebensdauerverbrauch
- Gerechnete Öl Temperatur
- Gerechnete Heißpunkttemperatur
- Durchschlagspannung

► Modul "Overload"

- Lastströme (3 Phasen)
- Über- und Kurzschlussströme
- Anzahl Überströme
- Überlastbarkeit
- Notbetriebsdauer
- Thermisches Modell
- Aktuelle Verluste

► Modul "Protocol"

- IEC 60870-5-101/104
- DNP3.0
- Modbus
- IEC 61850

Bild 3 : Darstellung der MS 3000 Standard Module

Zusätzlich zu den Verknüpfungen der verschiedenen Gas-Werte mit sich selbst, vergleicht MS 3000 auch die im Öl enthaltenen Schadgase mit weiteren Messgrößen. Dies sind Temperaturen, Last, evtl. Überspannungen und der Betrieb des Stufenschalters.

Die Funktion Simulator ermöglicht dem Bedienpersonal, Betriebsbedingungen und Transformatoren Ereignisse zu simulieren und sowohl die Reaktion des Monitoringsystems als auch das Verhalten des Transformators zu untersuchen. Der Simulator dient dem Personal zum Training in Bezug auf Monitoringsystem und Transformator.

Die Funktion Expertensystem ist eine weitere wichtige Entwicklung. Der konfigurierbare Reportgenerator erzeugt automatisch einen bedienerfreundlichen Bericht. Dieser Bericht beinhaltet Statusinformationen über den Transformator und seine Hauptkomponenten. Der Report kann auf Anforderung erzeugt werden, oder periodisch an eine konfigurierbare Email-Adresse verschickt werden.

Außerdem erzeugt das Expertensystem Empfehlungen und Informationen zum optimalen Betrieb und Service/Instandhaltung des Transformators. Im Falle der Überschreitung einer Warnschwelle wird der Wert mit anderen Größen, die den Messwert beeinflussen können, verknüpft. Mit Hilfe einer Wissensdatenbank werden die Daten weiterverarbeitet. Die sich ergebenden Indikatoren werden in einer Statusmeldung in Klartextform angezeigt.

6 DIE EINBINDUNG VON MS 3000 GRÖßEN IN DIE LEITTECHNIK

Die Entwicklung der Einbindung des Transformatoren Monitoring in die Leittechnik erfolgte in mehreren Entwicklungsschritten.

6.1 Stromschnittstelle

Die ersten Implementationen basierten auf der Übergabe von analogen Stromsignalen und potentialfreien Kontakten in die Leittechnik. Sowohl auf der Seite des Monitoringsystems als auch auf

der Seite des Leitsystems sind Anpassungen und ein erheblicher Konfigurationsaufwand erforderlich. Der Vorteil besteht darin, dass auch Leittechniksysteme älterer Bauart die Möglichkeit einer solchen Datenübergabe bieten.

6.2 Konventionelle Protokolle

Der zweite Schritt der Übergabe von Daten an die Leittechnik bediente sich verschiedener genormter Protokolle, wie z.B. IEC 60870-5-104, IEC 60870-5-101, Modbus und andere. Auch hier war die Implementation auf beiden Seiten mit Anpassungen und Konfigurationsaufwand verbunden. Der Testaufwand war in der Regel auch erheblich, da die teilweise recht umfangreichen Tests nur vor Ort auf der Baustelle stattfinden konnten.

6.3 Protokollkonverter

Die ersten Projekte mit Übergabe von Monitoring Daten an die Leittechnik auf Basis des IEC 61850 Protokolls wurden mit Hilfe eines sog. Protokollkonverters realisiert. Dabei wird auf der Seite des Monitoringsystems z.B. das Protokoll 60870-5-104 bedient. Der Protokollkonverter übergibt die Daten auf den unspezifischen logischen Knoten **GGIO**, der auf IEC 61850 Seite zur Kommunikation mit nicht genormten Daten existiert. Selbstverständlich steht auch hier nicht der volle Funktionsumfang zur Verfügung. Projektbezogene Anpassungen müssen auf beiden Seiten vorgenommen werden.

6.4 IEC 61850 per Software Protokoll

Im nächsten Schritt wurde eine IEC 61850 Schnittstelle in der Prozessleitsoftware des MS 3000 Monitoringsystems realisiert. Bei diesem Schritt wurde ein Treiber entwickelt, der die vom Arbeitskreis 952.0.2 vorgeschlagenen logischen Knoten verwendet. Der Treiber liefert nur Daten vom Trafo in die Anlage. Erste Monitoring Projekte wurden realisiert. Diese Lösung ist in "Bild 4" dargestellt.

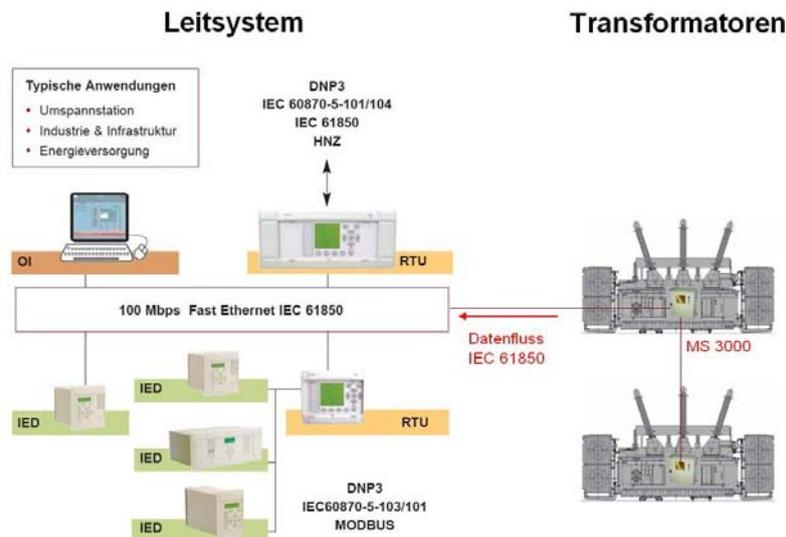


Bild 4 : Einbindung in die Leittechnik per IEC 61850

7 AUSBLICK UND ZUSAMMENFASSUNG

Die realisierte Einbindung des MS 3000 Monitoringsystems in die Leittechnik liefert die Daten aus dem Monitoringsystem in die Anlage. Nach Festlegung der Knoten, die das Transformatoren Monitoring betreffen, kann die Anbindung an IEC 61850 erweitert werden. Durch die Realisierung der Datenübergabe aus der Anlage in den Transformator wird es möglich werden, Sensoren einzusparen, wenn entsprechende Messwerte in der Anlage schon zur Verfügung stehen. Weiterhin wird die

Möglichkeit bestehen auch Messgrößen, die gar nicht am Transformator zur Verfügung stehen, im Monitoringsystem zu berücksichtigen. Damit wird die Möglichkeit eröffnet, auch äußere Ereignisse, die bis jetzt noch nicht im Monitoringsystem erfasst wurden, im Monitoringsystem zu berücksichtigen.

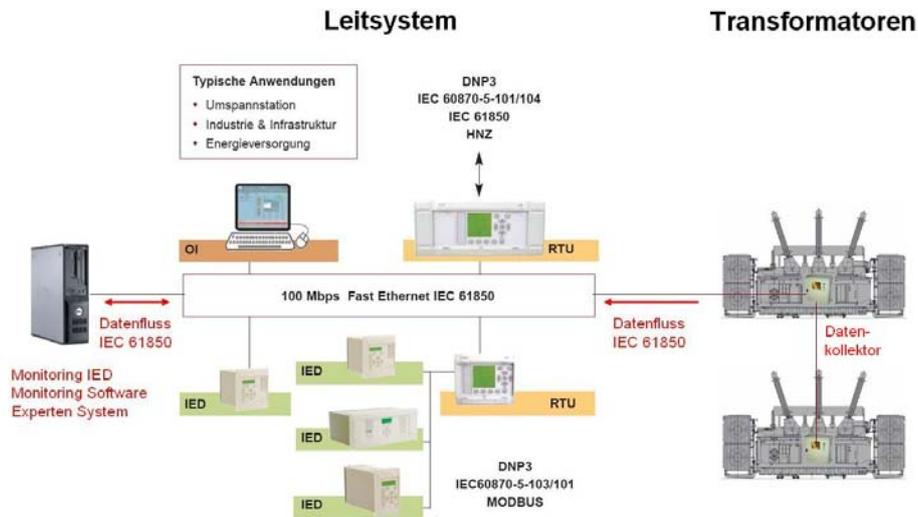


Bild 5 : Ausblick Zentrales Anlagen Monitoringsystem

In "Bild 5" ist ein weiterer Entwicklungsschritt dargestellt. An den Transformatoren befindet sich in dem dargestellten Entwicklungsschritt nicht mehr das IED mit den Algorithmen des Monitoringsystems. Die benötigten Daten werden zum Teil mit ohnehin schon vorhandener Technik am Trafo oder ggf. in der Anlage gemessen. Nur noch wenige auf die Erfordernisse des Transformatoren Monitoring zugeschnittene Messungen wie z.B. die Spannungsmessungen an der Durchführung müssen dann noch zusätzlich zu der schon in der Anlage vorhandenen Sensorik installiert werden. Nur diese Daten müssten dann durch einen Datenkollektor, der als physical device funktioniert, dem Leitsystem zur Verfügung gestellt werden. Räumlich entfernt, z.B. auf einem im Leitsystem schon vorhandenen Server oder IED, würde dann ein Prozess laufen, der das Monitoringsystem mit seinen Algorithmen und Schnittstellen, sowie der Bedieneroberfläche nachbildet.

Ein solches System würde durch Ausnutzung von Redundanzen den Aufwand insgesamt verringern. Für diese Entwicklung wäre eine intensive Zusammenarbeit des Monitoringsystem Herstellers mit dem Hersteller der Leittechnik erforderlich.

LITERATUR

- [1] Karlheinz Schwarz u. a.: "Offene Kommunikation nach IEC 61850 für die Schutz- und Stationsleittechnik", *ETZ-Report 34*
- [2] Ralph Mackiewics: "Das bietet die Norm - Übersicht über IEC 61850 und deren Vorteile", Vogel Verlag *Praxis Profiline*, Seite 14-21
- [3] Schäffler u.a.: "Prozessnahe Kommunikation in Schaltanlagen mit IEC 61850", *ETG Tage 2007*
- [4] T. Stirl, R. Skrzypek, S. Tenbohlen and R. Vilaithong, "On-line condition monitoring and diagnosis for power transformers their bushings, tap changer and insulation system", *CMD2006 Conference*, Changwong, Korea, 2006

On Site Diagnostik an Leistungstransformatoren

Guntmar Gunkel
idea metrology
idea.gumeasure@t-online.de
Germany

Jens Füser
RWE Rhein Ruhr Netzservice GmbH
Jens.Fueser@rwe.com
Germany

KURZFASSUNG

Um eine erfolgreiche Vor Ort Diagnose durchzuführen ist ein Zugriff auf vorhandene Daten aus der Betriebsführung, und zusätzlich zu diesen Daten eine Datenbeschaffung über Messungen und Analysen, notwendig

Bei sorgfältiger Bewertung aller Daten wird eine gute Einschätzung des Betriebsmittel erreicht. Die Bewertung in Bezug auf Alterung und Restbetriebsdauer wird in erster Linie über die Ölanalytik durchgeführt. Die Einschätzung über die Weiterverwendung des Betriebsmittel nach einem Schadensereignis wird in der Regel über externe Messungen und die Gas in Öl Analyse erreicht.

Die Beispiele zeigen erfolgreich durchgeführte Bewertungen. Die Vorstellung der neuen Diagnoseverfahren zeigen deren Einsatzbereiche und die erweiterten Möglichkeiten in der Vor Ort Diagnose.

Die FDS- Messung als dielektrisches Verfahren zur Bestimmung der Feuchte in der Feststoffisolation hat sich neben der PDC- Messung, welche den gleichen Anspruch hat, als zuverlässiges Hilfsmittel etabliert.

Die FRA- Messung, durchgeführt als wiederholende Prozedur ist ebenfalls mit einem hohen Informationsgehalt ausgerüstet und bietet somit ein weiteres wertvolles Diagnoseinstrument.

Die TE- Messung vor Ort bietet ein weiteres sehr wirkungsvolles Hilfsmittel zur Bewertung der Transformatoren. Diese Messung wird immer häufiger eingesetzt und wird sich als weitere Säule in der Trafodiagnose etablieren.

1 EINLEITUNG

Diagnose ist die Grundlage zur Bewertung eines Betriebsmittel. Auf Grund der ermittelten Ergebnisse und den daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen werden dann weitere Maßnahmen erarbeitet. Um zu einer guten Beurteilung zu kommen sind neben den betrieblichen Daten auch eine Datenbeschaffung vor Ort nötig. Hierzu bieten sich neben der bewährten Ölanalytik auch elektrische und dielektrische Messungen an. Nachfolgend wird eine kurze Vorstellung der Vorgehensweise vermittelt.

2 ZIELE

Die Motivation zur Diagnose wird im wesentlichen von zwei Zielsetzungen getrieben. Zum Einen ist es die Abschätzung über den Zustand des Betriebsmittel in Bezug auf Alterung und Restbetriebszeit, zum Anderen die Abschätzung des Zustandes in Bezug auf einen eingetretenen Schaden. Beim Letzteren ist über den aktuellen Weiterbetrieb zu befinden. Zum Erreichen dieser Ziele stehen gerade bei der Vor Ort Diagnose jedoch nur wenige Hilfsmittel zur Verfügung. Man muss neben einer zuverlässigen Ölanalytik auch auf elektrische- und dielektrische Messungen zurückgreifen.

3 DATENBESCHAFFUNG

Basis zur erfolgreichen Diagnose ist die Bewertung von vorliegenden Daten. Je umfangreicher die Daten und je vielfältiger diese sind, desto sicherer und genauer kann das Ergebnis ausfallen. Die Beschaffung der relevanten Daten geschieht im allgemeinen über folgende Quellen.

3.1 Daten aus der Betriebsführung des Transformators

Bei diesen Daten handelt es sich in der Regel um die Betriebsdaten des Transformators wie die Strombelastung, die Spannung und die Temperaturen. Diese Daten werden im allgemeinen von der Schaltwarte oder der Schaltleitung zur Verfügung gestellt. Ferner werden die Meldungen und Aufzeichnungen von den Schutz- und Überwachungseinrichtungen wie Buchholzrelais, Druckentlastungsventile und Stufenschalteranzeige abgefragt. Je nach Betreiber des Transformators sind diese Daten mehr oder weniger umfangreich.

3.2 Daten aus vorhandenen On Line Monitoringsystemen

Zusätzlich zu den Betriebsführungsdaten kann ein vorhandenes Monitoringsystem Daten zur Verfügung stellen. Da Monitoringsysteme in erster Linie das Betriebsverhalten aufzeichnen und anzeigen, kann mit diesen Systemen zusätzlicher Informationsbedarf abgedeckt werden. Besonders jene Monitoringsysteme, welche die Ölanalytik betreffen, können eine wertvolle Hilfe bei schleichender Fehlerentwicklung sein.

3.3 Weitere Daten

Weitere Daten müssen aus zusätzlichen Messungen und Untersuchungen ermittelt werden. Hier stehen die elektrischen und dielektrischen Messungen sowie die Untersuchungen am Isolieröl im Vordergrund. Die elektrischen und dielektrischen Daten werden am frei geschalteten und abgeklemmten Transformator ermittelt. Die Messungen hierzu werden mit den klassischen Verfahren durchgeführt. Moderne Diagnosewerkzeuge können zusätzlich eingesetzt werden und zur Ergebnisfindung sehr hilfreich sein.

Die Ölproben werden in der Regel am im Betrieb befindlichen Transformator genommen. Sind mehrere Ölprobehähne am Transformator installiert, so wird nach gängiger Praxis verfahren und die Proben für die Gas in Öl Analyse am Probehahn <Oben> , für die Isolieröluntersuchung am Probehahn <Unten> genommen.

Die Gasentnahme aus dem Buchholz geschieht im allgemeinen bei abgeschaltetem Betriebsmittel, es sei denn eine spezielle Entnahmevorrichtung gestattet die Entnahme am im Betrieb befindlichen Transformator.

Methoden (Auswahl) bei...	Alterung	aktueller Schaden
Elektrisch		
Übersetzungsmessung		X
Widerstandsmessung	X	X
Impedanzmessung	X	X
Frequency Response Analysis (FRA)		X
Leerlaufströme / auch einphasig		X
Dielektrisch		
Isolationswiderstand		X
Verlustfaktormessung (tan δ) als step up test	X	X
Frequency Domain Spectroscopy (FDS) /	X	
Polarisation Depolarisation Current (PDC)		
Teilentladungsmessung (TE- Messung)	X	X
Chemisch / Physikalisch		
Gas in Öl Analyse (DGA)	X	X
Buchholzrelais- Gasuntersuchung		X
Isolieröluntersuchung	X	X
Fufurol- Bestimmung	X	
Grenzflächenspannung (GF)	X	
Partikelzählung nach Indikation	X	
Visuell /akustisch		
BHR Meldung		X
BHR Auslösung		X
Druckentlastungsventil		X
Stufenschalterkontrollrelais		X
Thermografie	X	X
Geräuschspektrum	X	X

Bild 3.1 Übersicht einiger Methoden

4 VORGEHENSWEISEN

Den Anforderungen entsprechend können unterschiedliche Vorgehensweisen entstehen. Nachfolgend werden einige aufgeführt. Da die Möglichkeiten der Vor-Ort Diagnostik beschränkt sind, bestehen eine Menge Gemeinsamkeiten bezüglich der Methoden zwischen der Alterungsanalyse und der Analyse bei einem eingetretenen Schaden.

4.1 Bestimmung des Alterungszustand

Der Zustand eines Transformators in Bezug auf seine Kondition wird maßgeblich vom Zustand des Aktivteils bestimmt. Hier sind in erster Linie die Isolationskomponenten wie Papier- und Pressboardmaterialien einer verstärkten Alterung unterworfen. Weiterhin zählt das Isolieröl dazu. Die magnetischen Komponenten wie z.B. die Kernsysteme sind von der Alterung weniger betroffen. Kessel und Anbauteile sind ebenfalls einer Alterung unterworfen, stehen aber im vorliegenden Fall nicht zur Diskussion.

4.1.1 Altern von Papier- und Pressboardkomponenten

Der Alterungsprozess dieser Komponenten ist ein komplexer Vorgang und hier sind es die chemischen- und physikalischen Vorgänge welche das Altern vornehmlich bestimmen. Einen maßgeblichen Anteil am Alterungsprozess hat in diesem Zusammenhang die Temperatur und die Anwesenheit von Sauerstoff. Je höher die Temperatur, je höher der eingetragene Sauerstoff, desto schneller altert das System.

Ohne hier näher auf die Strategien zur Verminderung der Alterungsgeschwindigkeit einzugehen, ist es daher wichtig, die Betriebstemperaturen von Transformatoren gering zu halten. Gleiches gilt für den Sauerstoffgehalt. Dieser sollte ebenfalls vom Aktivteil ferngehalten werden.

Wasser im Aktivteil ist ein weiteres Alterungsprodukt. Eingebracht wird das Wasser von Außen z.B. über die Atmosphäre, oder wird durch Alterung (Zersetzung) der Zellulose im Aktivteil selbst gebildet. In diesem Zusammenhang sollte erwähnt werden, dass der Anteil des Wassergehaltes in der Zellulose erheblich höher (> 97%) ist, als der Anteil im umgebenden Isolieröl. Zudem wird Wasser eine katalytische Wirkung bezüglich der Zellulosealterung zugesprochen.

4.1.2 Diagnoseverfahren (Alterung)

Wenn das Aktivteil eines Transformators auf Alterungsindikation hin untersucht werden soll geschieht das zunächst über das Transformatoröl. Da sich das Isolieröl im direkten Kontakt mit dem Aktivteil befindet wird es zum Informationsträger über Alterungszustände. Deshalb wird die Isolieröluntersuchung im Vordergrund stehen. Der Umfang der Untersuchung kann unterschiedlich sein, nachfolgend ein Überblick über den zu empfehlenden Teil der Untersuchungen.

- Farbe und Aussehen
- Azidität (Neutralisationszahl)
- Durchschlagspannung
- Verlustfaktor ($\tan\delta$) oder spezifischer Widerstand
- Wassergehalt im Isolieröl
- Fufurol-Wert Bestimmung
- Grenzflächenspannung (GF)
- DGA (Dissolved Gas Analysis)
- Inhibitorgehalt, falls vorhanden
- Partikelzählung (nach Indikation)

Zeigt die Isolieröluntersuchung bestimmte Indikatoren, welche auf eine Alterung des Öls oder des Aktivteils schließen lassen, werden weitere Untersuchungen, wie z.B. auf korrosiven Schwefel, nötig.

Generell sollte man, wenn die Alterungsuntersuchung im Vordergrund steht, von den vorgeschlagenen Messungen die FDS oder PDC- Messung durchführen, um eine Information über den Feuchtegehalt in der Feststoffisolation zu erhalten, denn ein Rückschluss auf die Feuchte in der Feststoffisolation über die ermittelte Feuchte im Isolieröl kann ungenau sein.

Als Grenzwerte der Isolieröluntersuchung kann man die Werte aus der entsprechenden Norm heranziehen. Die Betreiber von Transformatoren, sowie die Hersteller werden unter Umständen leicht abweichende Werte verwenden, jedoch ist der Bereich der Toleranz nicht besonders groß. Werden einzelne Grenzwerte überschritten, so wird über geeignete Maßnahmen zur Verzögerung der Alterungsgeschwindigkeit nachzudenken sein.

Bei Betrachtung der Alterung eines Aktivteils sind die dielektrischen Messungen jene, welche die höchste Aussagekraft haben. Einfache Verfahren sind die Ermittlung des Isolationswiderstandes und des Polarisationsindex sowie im besonderen Maße die Bestimmung des Verlustwinkels $\tan\delta$. Die Bestimmung des Verlustwinkels einer Isolationsstrecke ist mit einer starken Aussage gekoppelt und sollte wenn möglich immer durchgeführt werden. Weiter zählt zu den dielektrischen Messungen auch die TE- Messung, welche jedoch vom Aufwand her deutlich umfangreicher ist.

4.1.3 Beispiel an einem 60 MVA Eigenbedarfstransformator

Um den Zustand des Transformators zu ermitteln, wurde ein Teil der aufgeführten Untersuchungen durchgeführt. Die ermittelten Werte wiesen auf einen fortgeschrittenen Alterungszustand des Isolieröles hin. Der Wert des Wassergehaltes im Isolieröl von 31mg/kg (Grenzwert 25 mg/kg) ist als hoch zu bewerten. Die Neutralisationszahl (NZ- Zahl) von 0,3mg KOH/g ist charakteristisch für ein stark gebrauchtes bzw. gealtertes Isolieröl (Grenzwert 0,15mg KOH/g). Die Grenzflächenspannung (GF) von 14 mN/m (Grenzwert 22 mN/m) zeigt ebenfalls einen starken Abbau des Isolieröls sowie einen hohen Anteil an polaren Stoffen. Bei einer Grenzflächenspannung < 15 kann mit Schlammabbildung gerechnet werden.

Die Ergebnisse aus der Fufurol-Wert Bestimmung ($2FAL \approx 11 \text{ mg/kg}$) lassen auf einen DP- Wert der Papierkomponenten auf $DP_v \approx 250$ schließen.

Die durchgeführte Gas in Öl Analyse (DGA) lies keinen Hinweis auf eine Heißstelle oder auf Entladung zu. Die elektrischen Messungen waren ebenfalls ohne Befund. Es wurde jedoch eine Alterung der Zellulose festgestellt. Die Bestimmung der Feuchte in der Feststoffisolation wurde mittels des dielektrischen Verfahrens der FDS- Messung durchgeführt. Hier ergab sich ein Feuchtegehalt von ca. 3,5%. Dieser Wert ist hoch und zeigt in Verbindung mit den Ergebnissen der Isolieröluntersuchung ein stark gealtertes Isolationssystem.

Der gemessene Verlustwinkelwert der Isolationsstrecke Oberspannungswicklung gegen Unterspannungswicklung war mit $\tan\delta = 0,86 \%$ ebenfalls recht hoch.

Anhand der Ergebnisse entschied sich der Betreiber den Transformator durch einen Reservetransformator zu ersetzen. Der gealterte Transformator wurde dann im Reparaturwerk geöffnet und das Aktivteil einer weiteren visuellen Befundung unterzogen. Alle Wicklungen waren durch das Isolieröl geschwärzt Es waren erhebliche Ablagerungen auf den Spulensegmenten erkennbar. An den Eintrittsöffnungen der Ölkühler (ONAN- System) war im Bereich der Spulen deutliche Sedimentbildung erkennbar. Der Betreiber entschloss sich dazu, den Transformator nicht weiter zu verwenden.

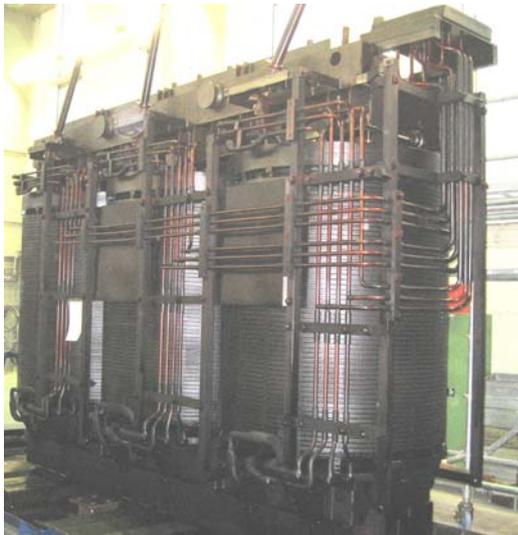


Bild 4.1 Aktivteilansicht

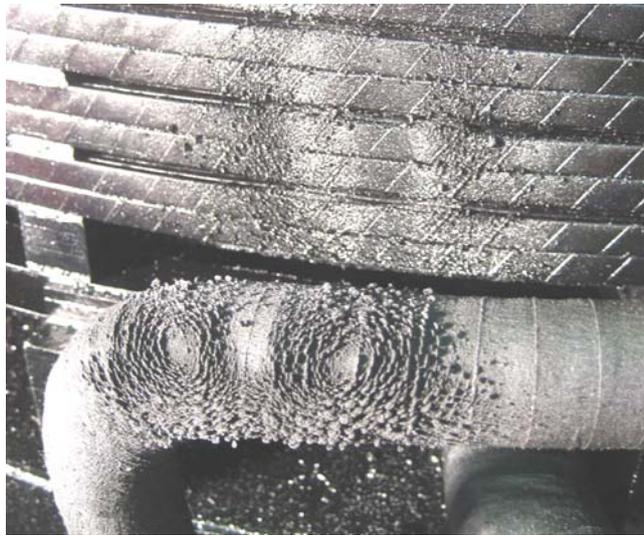


Bild 4.2 Ablagerungen auf der Spule und Ausleitung

Daraufhin wurden vom Aktivteil einige Papierproben zur DP- Wert (Degree of Polymerisation) Bestimmung genommen. Dies zur Orientierung vom Schenkel V je drei Proben von der Oberspannungsspule und je drei Proben von der Unterspannungsspule. Die Entnahmestellen verteilten sich längs der Spule in Oben, Mitte, Unten. Zu diesem Zweck wurden nicht die Spulen gezogen, sondern die Wicklungen seitlich aufgemeißelt (Bild 4.3). Die Papierproben wurden einer DP- Wert Bestimmung zugeführt. Im gleichen Zuge wurde der Wassergehalt der Papierproben bestimmt.

Die Ergebnisse zeigten einen mittleren durchschnittlichen Depolymerisationsgrad DP_v - von 340. Bei Betrachtung der Ergebnisse aus der Fufurol-Wert Bestimmung hatte man mit einem geringeren DP- Wert gerechnet. Der ermittelte niedrigste Wert lag bei einem Wert von $DP_v = 290$.

Der ermittelte mittlere Wassergehalt aus den sechs Proben wurde mit 3,8% bestimmt. Diese Werte liegen in guter Übereinstimmung mit den modellierten Werten der durchgeführten FDS- Messung. Die Proben von den unteren Stellen der Spulen wiesen den höchsten Wassergehalt auf ($\varnothing 4,1\%$), die Proben von den oberen Teilen der Spulen hatten einen mittleren Wert von 3,6%.



Bild 4.3 aufgemeißelte Wicklung

4.2 Bestimmen des Betriebszustandes nach aktuellen Schadenseintritt

Hier sind jene Schäden gemeint, welche die Möglichkeit eines Weiterbetriebes in Betracht ziehen. Hat der Transformator Feuer gefangen oder sind Kesselkomponenten deformiert oder Durchführungen explodiert, so ist über eine aktuelle Weiterverwendung nicht mehr nachzudenken. Hier bleibt neben der Aufklärung des Hergangs nur noch der Weg in ein Reparaturwerk.

Die Vorgehensweise nach Eintritt eines Ereignisses ist eine andere als jene, welche bei der Alterung angewendet wird. Nach einem Ereignis soll geprüft werden, ob der Transformator für einen Weiterbetrieb geeignet ist. Aus diesem Grunde sind die wichtigen anzuwendenden Hilfsmittel die elektrischen Messungen und die Gas in Öl Analyse.

Weiter wird eine umfangreiche Recherche bezüglich des Hergangs notwendig, um dadurch Rückschlüsse auf einen möglichen Schaden zu ziehen.

4.2.1 Mögliche Vorgehensweise

Nachdem der Transformator vom Netz getrennt wurde, ist zu prüfen über welche Schutzeinrichtung dies geschehen ist und ob vor der Auslösung Warnmeldungen eingegangen sind. Nachfolgend ist der Transformator visuell auf Ölleckagen zu untersuchen. Folgende Maßnahmen sind weiter durchzuführen:

- Kontrolle aller Buchholzrelais. Gasansammlung festgestellt? Gasprobe nehmen. Auslösung stattgefunden?
- Kontrolle Druckentlastungsventil, wenn vorhanden, Auslösung stattgefunden?
- Kontrolle Stufenschalterschutzeinrichtung
- Kontrolle Druckschalter Durchführung, wenn vorhanden
- Entnahme von Ölproben Hauptkessel oder dem entsprechenden Bauteil

Der Stufenschalter oder Umsteller sollte zu diesem Zeitpunkt noch nicht bewegt werden. Nach den ersten Untersuchungen sollten folgende Messungen auf der vorgefundenen Schalterstufe durchgeführt werden.

Nachweis der Übersetzung: Hier ist genau zu messen, denn ist die Übersetzung gestört, ist eine Weiterverwendung des Transformators nicht möglich und er muss in den meisten Fällen geöffnet werden. Somit gilt der Übersetzungsmessung eine erhöhte Aufmerksamkeit.

Ermitteln der Leerlaufströme und einphasigen Verluste: Speziell die Bestimmung der Verluste bei einphasiger Erregung am Drehstromtransformator kann bei Störungen hilfreich sein.

Die Isolationsmessung gibt Auskunft über einen möglichen Kurzschluss im elektrischen System.

Die Impedanzmessung ist geeignet, um Deformationen der Spulen zu erkennen. Da nicht immer die Impedanzwerte des Prüffelds erreicht werden, ist ein Vergleich der einzelnen Spulensätze untereinander sehr hilfreich.

Eine FRA- Messung ist zunächst als Sekundäraussage hilfreich und kann die Diagnose unterstützen. Wenn bereits eine FRA- Messung vorliegt, kann die erneute Messung nach einem Schaden eine stärkere Aussagekraft bekommen.

Die Widerstandsmessung kann Probleme mit Kontakten, Verbindungen und Heißstellen aufdecken. Sie wird bei entsprechender Buchholzgasmeldung durchgeführt. Generell sollte eine Widerstandsmessung bei auffälligen DGA- Ergebnissen durchgeführt werden.

Sind die ermittelten Ergebnisse der Messungen in Ordnung und auch das Ergebnis der DGA ohne Befund, sollte einem Weiterbetrieb des Transformators nichts im Wege stehen. Als weitere Möglichkeit bietet sich eine TE- Messung an. Wenn bei dieser Messung dann ebenfalls keine Besonderheiten auffallen, kann der Transformator wieder in Betrieb genommen werden.

4.2.2 Beispiel, 200 MVA Blocktransformator (245 kV / 10,5 kV)

An dem Transformator wurden nach Blockstillstand einige übliche Wartungsarbeiten durchgeführt. Nach Abschluss der Arbeiten wurde der Block wieder in Betrieb genommen. Dann wurde eine Gasentwicklung über das Buchholzrelais (BHR) festgestellt. Eine Analyse des BHR- Gases ergab einen erhöhten Gasgehalt von Wasserstoff (55%), Acetylen (11%), Methan (6%) und Ethen (3%). Eine zusätzliche Gas in Öl Analyse bestätigte die erhöhten Gasanteile. Das Ergebnis der Analyse lies den Verdacht auf Entladung zu.

Folgende Messungen wurden daraufhin durchgeführt: bersetzungsmessung, Widerstandsmessung, Impedanz und FRA- Messung. Ferner wurde der Leerlaufstrom und die Isolationswiderstände mit aufgenommen. Weiter, um zusätzlich die Feuchte des Aktivteils zu bestimmen wurde eine FDS- Messung durchgeführt. Alle Messungen wiesen keinerlei Indikation auf. Der Feuchtegehalt der Feststoffisolation lag bei ca. 2,3%.

Es gab keine Anzeichen auf eine Schädigung des Aktivteil. Die Anwesenheit der gefundenen Schadgase war elektrisch nicht zu erklären. Es wurde beschlossen, noch eine Teilentladungsmessung (TE- Messung) durchzuführen. Um den Aufwand gering zu halten, wurde ein Dieselgenerator über einen Zwischenkreistransformator dreiphasig an die Unterspannungsseite des Transformators angeschlossen. Der Generator, welcher die Möglichkeit einer geringen Frequenzverstellung bot, wurde mit 54 Hz betrieben. Dadurch konnte eine etwas höhere Prüfspannung als die Betriebsspannung des Transformators gewählt werden.

Es wurde bei der erhöhten Spannung nach einer Stunde keine signifikanten Teilentladungen gemessen. Gasentwicklung wurde auch nicht festgestellt, und somit wurde der Transformator wieder in Betrieb genommen.



Bild 4.4 TE- Messung am Blocktransformator

5 AUSWERTESTRATEGIEN

Eine allgemeine Vorgehensweise bezüglich der Datenauswertung und der daraus entstehenden Konsequenz kann nicht empfohlen werden. Jeder Transformator hat eine andere Historie und eine eigene spezielle Betriebsweise.

Wenn die Alterungsbestimmung im Vordergrund steht, ist zunächst der Blick auf die Isolieröluntersuchung sinnvoll. Hier kann dann bereits eine Vorauswahl getroffen werden. Die Diagnostik am Isolieröl deckt bereits einen großen Teil des Alterungsverhaltens ab. Speziell die NZ-Zahl und die Grenzflächenspannung sollten betrachtet werden. Bei der Gas in Öl Analyse wird bezüglich der Alterung auf die CO und CO₂ -Werte geschaut. Daneben ist ein Blick auf die C3-Gruppe, also Propan und Propen hilfreich. Erkannte Ölalterung wird in vielen Fällen auch eine Alterung der Feststoffisolation erkennen lassen. Eine Furanuntersuchung wird eine zusätzliche Aussage bezüglich der Güte der Feststoffisolation zulassen. Die dielektrischen Verfahren runden das Bild ab.

Die elektrischen Diagnoseverfahren in Verbindung mit einer Gas in Öl Analyse werden bei aktuellen Ereignissen den Vorrang bekommen.

6 MODERNE DIAGNOSEVERFAHREN

Mit modernen Verfahren werden neue Wege beschritten. Durch ihren Einsatz kann die Diagnose verbessert, fundierter und sicherer gestaltet werden. Dies gilt für die Alterungsbewertung und für die aktuelle Bewertung nach einem Schadensereignis im gleichen Maße.

6.1 Frequency Response Analysis (FRA Messungen)

Bei diesem Verfahren handelt es sich um eine Messung welche die geometrische Veränderungen in den Wicklungen feststellt. Radiale und axiale Deformationen an den Wicklungen nach mechanischer Beanspruchung sollten mit dieser Methode festgestellt werden. Die hervorgerufenen Deformationen der Wicklungselemente entstehen durch Kurzschlüsse oder durch Beschädigungen während des Transportes.

Gemessen wird letztlich das Übertragungsverhalten der Wicklung bei unterschiedlichen Frequenzen. Der Bereich der gewählten Frequenz liegt im allgemeinen zwischen 20 Hz und 2 MHz. Im Idealfall besteht eine sogenannte Nullmessung als Basismessung, mit der eine erneute Messung verglichen werden kann. Die Bewertung geschieht dann zwischen den beiden Messungen.

Wenn keine Basismessung vorliegt, ist ein Vergleich mit den einzelnen Spulen möglich. Dieser Vergleich führt jedoch nicht immer zum Erfolg. Eine Bewertung ohne vorhandene Basisdaten ist daher noch schwierig.

Weitere Schwierigkeiten in der Bewertung der Ergebnisse liegen in der Beschaltung des Transformators. Hier sollte genau aufgezeichnet werden, wie die Ergebnisse ermittelt worden sind, damit bei einer weiteren Messung die gleiche Schaltung wieder genommen werden kann. Besonderes Augenmerk ist hier bei der Leitungsführung der Erdung zu legen.

Die FRA- Messung sollte nicht nach einer Widerstandsmessung durchgeführt werden, da es durch die Kernmagnetisierung zu Fehlinterpretationen kommen kann. (Bild 6.1 und 6.2)

Wenn der Transformator mit einem Stufenschalter ausgerüstet ist, ist es sinnvoll, die Messungen in den beiden Endstufen durchzuführen. Wenn die FRA- Messung in der Mittelstufe durchgeführt werden soll, muss festgehalten werden, ob der Stufenschalter von der unteren Stufe oder von der oberen Stufe kommend auf die Mittelstufe gefahren wurde. Das ist wichtig zu wissen, weil die Stellung der vorgewählten Stufe bereits einen Einfluss auf das Ergebnis hat. Die Endstellungen des Stufenbereichs hingegen sind von den Kontaktbelegungen klar definiert.

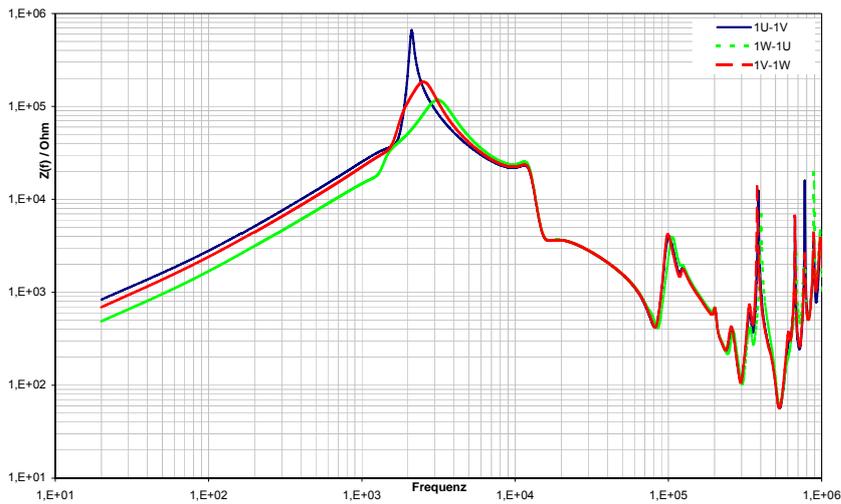


Bild 6.1

Messwerte einer FRA-Messung vor einer Widerstandsmessung

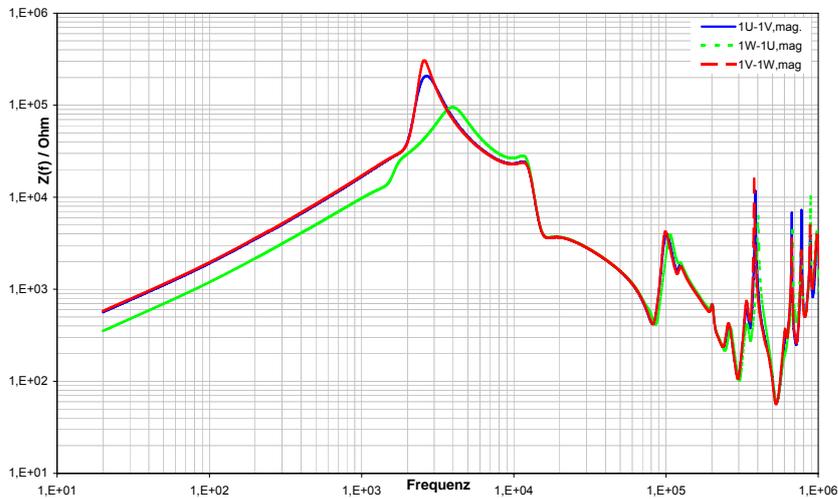


Bild 6.2

Messwerte einer FRA-Messung nach einer Widerstandsmessung (aufmagnetisierter Kern)

6.2 Dielektrische Messungen zur Feuchtebestimmung des Aktiveils

Die Verfahren der dielektrischen Messung zur Feuchtebestimmung der Aktiveile sind für den Zeitbereich das PDC- Verfahren (Polarisation Depolarisation Current) und das FDS- Verfahren (Frequency Domain Spectroscopy). Beide Verfahren haben den Zweck der Feuchtebestimmung der Feststoffisolation eines Transformators. Der wesentliche Unterschied liegt darin, dass das Verfahren der PDC- Messung im Zeitbereich (Polarisationsstrommessung über die Zeit), und das Verfahren der FDS- Messung im Frequenzbereich (Verlustwinkelmessung über die Frequenz) arbeitet. Vom Ergebnis her sind beide Verfahren ähnlich und ineinander überführbar.

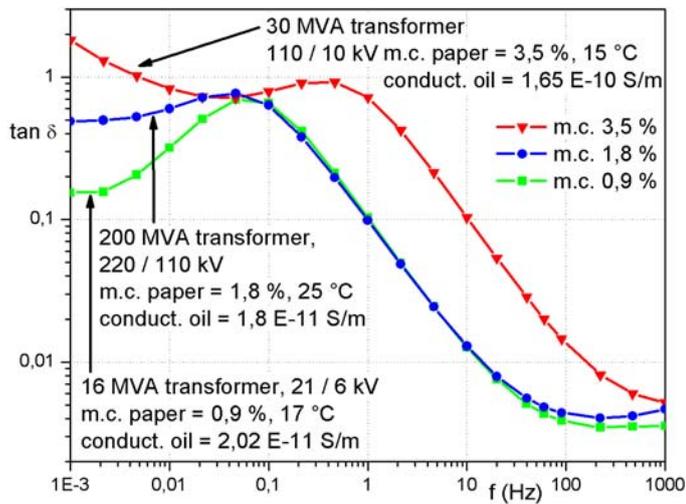


Bild 6.3

Darstellung dreier Messungen an Transformatoren unterschiedlicher Feuchte. Im Bereich der niedrigen Frequenzen ($< 0,04$ Hz) wird der Einfluss der Feuchte messtechnisch wirksam.

6.3 Teilentladungs- (TE) Messungen

Diese Messungen sind zwar aufwändig, jedoch können sie eine Menge über einen möglichen Fehler aussagen. Mit modernen Systemen lassen sich die Orte einer Teilentladung bestimmen, und somit wird eine Abschätzung über die Gefährlichkeit der Teilentladung möglich. Die lokalen Schwachstellen eines Isolationssystems werden durch eine TE- Messung aufgedeckt, wo die anderen Messverfahren durch ihren integralen Charakter ihre Grenzen haben.

Als einfache Variante kann hier die akustische Te- Messung erwähnt werden. Diese kann bei Betriebsspannung und während des laufenden Betriebes durchgeführt werden. Die Sensoren werden in der Regel an den Transformatorkessel appliziert.

Als abschließende Messung nach Reparaturen ist diese Messung sehr gut geeignet und kann Sicherheit im Hinblick auf das Isolationssystem geben. TE-Messungen vor Ort werden sich im zunehmenden Maße als ein unverzichtbares Hilfsmittel der Vor Ort Diagnose etablieren.

Bezüglich der TE- Pegel und der angelegten, bzw. induzierten Spannung müssen sich die Beteiligten einigen. Sinnvoll erscheint ein Spannung, welche auch im Betrieb auftreten könnte. In der Regel könnte man sich auf eine höhere Spannung als die Betriebsspannung einigen.

Da auch die Grundstörpegel vor Ort deutlich höher sein können als im Prüffeld, ist eine Einigung über die TE- Pegel nötig. Dies vor allem vor dem Hintergrund einer durchgeführten Reparatur. Letztlich geht es jedoch nicht um eine Prüfung des Betriebsmittels nach Norm, sondern um Betriebssicherheit. Aus diesem Grunde sind zu scharfe Bedingungen fehl am Platz und könnten sogar das Betriebsmittel schädigen.

7 VORAUSSETZUNGEN FÜR DIAGNOSE

Erfolgreiche Diagnose kann wesentlich unterstützt werden, wenn die Voraussetzungen dazu frühzeitig geschaffen werden. Hier sind in Blickrichtung Zukunft bereits bei Bestellung / Kauf eines Transformators einige Überlegungen anzustellen. So können bereits im Vorfeld einige Messungen als Grundlage durchgeführt werden. Diese Datenerhebung kommt der Aufklärung eines aktuellen Ereignisses ebenso zu gute wie die Bestimmung des Alterungszustandes einschließlich der Abschätzung der Restbetriebslaufzeit. Diese sind zum Beispiel:

- FRA- Messung, auch oder gerade am fertig aufgestellten Transformator
- Kapazitäts- und Verlustfaktormessung an den Wicklungen
- Standardmessungen mit 400 Volt als Grundmessung wie Leerlaufstrom und Impedanz

Für den laufenden Betrieb gilt:

- Sinnvolle Speicherung der Mess- und Betriebsdaten in einem zugänglichen Datenformat
- Dokumentation der Öl- Daten als Historie in einer Datenbank
- Aufzeichnen der Störungen
- Aufzeichnen des Betriebsverlaufes des Transformators (Lebenslauf)
- Regelmäßiges Verfahren des Stufenschalters über den gesamten Regelbereich
- Sorgfältige Entnahmen von Ölproben



Bild 7.1

*TE- Messung an einem
200 MVA Netz-
Transformator.*

*Erregt wurde mit 100
Hz dreiphasig von der
Unterspannungsseite
aus.*

8 ZUSAMMENFASSUNG

Abschätzen des Alterungszustandes geschieht in erster Linie über das Isolieröl. Zusätzliche dielektrische Messungen bringen eine weitere kompetente Aussage über den Zustand des Aktivteils. Die Fufurool-Wert Bestimmung zeigt den Zustand des Aktivteil. Die Isolieröluntersuchung erlaubt eine Aussage über eine zukünftige Entwicklung des Isolieröls

Die klassischen elektrischen Diagnoseverfahren sind in erster Linie in Verbindung mit der aktuellen DGA dazu geeignet, spontane Fehler und aktuelle Ereignisse zu bewerten.

Bei Anwendung aller Methoden kann eine umfangreiche Aussage und Bewertung über das Betriebsmittel durchgeführt werden und kann somit als geschaffene Grundlage für sinnvolle Diagnose dienen. Zusätzlicher Rückgriff auf eine gut strukturierte Datenbank des Betreibers hilft bei der Findung möglicher Alterungskandidaten.

Moderne Diagnoseverfahren runden die klassischen Verfahren ab und sind bei erfolgreicher Anwendung in der Lage mit zusätzlichen wertvollen Informationen zu dienen. Hier sind besonders die dielektrischen Verfahren zur Feuchtebestimmung der Feststoffisolation und die TE- Messung zu nennen. Die FRA- Messung zeigt ihre Stärken in einer wiederholten Messung am gleichen Objekt.

9 LITERATUR

DIN EN 60422: Richtlinie zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln, (IEC 60422:2005); Deutsche Fassung EN 60422:2006

Fleetscreening an Leistungstransformatoren - Ein Fallbeispiel

U. Thieß
Siemens AG
Transformatorenwerk Nürnberg
uwe.thiess@siemens.com
Germany

T. Leibfried, C. Homagk
Universität Karlsruhe (TH)
Institut für Elektroenergiesysteme und
Hochspannungstechnik
leibfried@ieh.uni-karlsruhe.de
homagk@ieh.uni-karlsruhe.de
Germany

KURZFASSUNG

In Vorbereitung werterhaltender Maßnahmen an Leistungstransformatoren ist die Erfassung des Ist-Zustandes eine wichtige Voraussetzung. Die Vor-Ort-Diagnostik bietet neben der Wiederholung von Standardmessungen, die im Werksprüfprotokoll dokumentiert sind, auch die Möglichkeit durch komplexe Messungen eine Aussage über den Alterungszustand des Isolationssystems zu machen. Bei vergleichender Betrachtung der Messwerte spielen die zulässigen Abweichungen von den Werksprüfberichten (Reproduzierbarkeit) als auch von "Fingerprints" untereinander im Hinblick auf ein "Ranking" der Transformatoren eine wichtige Rolle.

Bei dem vorgestellten Fallbeispiel soll aufgezeigt werden, mit welchen Abweichungen bei der Beurteilung sowohl absolut baugleicher, als auch ähnlicher Transformatoren gerechnet werden muss.

1 EINLEITUNG

In dem vorliegenden Beitrag soll die diagnostische Untersuchung einer Flotte sehr ähnlich aufgebauter HGÜ-Transformatoren demonstriert werden. Die untersuchten HGÜ-Transformatoren können in 3 Gruppen eingeteilt werden. Sie wurden von 2 unterschiedlichen Herstellern gefertigt und sie unterscheiden sich im Design, da sie, bei ansonsten gleichen Leistungsdaten, für unterschiedliche Spannungen auf der Gleichstromseite kaskadiert ausgelegt sind. Demnach sind die folgenden Transformatoren baugleich:

- A, B und C, Hersteller X
- D und E, Hersteller X
- F, G, H und I Hersteller Y.

2 PROGRAMM DER DIAGNOSTISCHEN MESSUNGEN

Basismessungen im Vergleich zum Werksprüfbericht:

- Messung der Wicklungswiderstände,
- Übersetzungsmessung,
- Messung von Kapazitäten und Verlustfaktor (C- und $\tan \delta$) bei 50 Hz am Transformator und an allen Durchführungen mit Messabgriff
- Messung der Kurzschlussimpedanz
- Messung des Leerlaufstromes und der Wirkleistungsaufnahme bei Erregung der Unterspannungswicklung.

Fingerprintmessungen (erstmalig):

- Dielektrische Messung des Isolationssystems (FDS-Messung),
- FRA-Messung (Frequenzgangmessung) an allen Wicklungen.

Isolierölanalytik:

- Ölkennzahlen nach (VDE0370 Teil 1+2),
- Gas-in-Öl Analyse (IEC 60599),
- Furan-Analyse (IEC 61198).

Ziel dieser Messungen ist die Ermittlung des Zustandes der Isolationssysteme der durch Hochspannung, Temperatur und mechanische Belastung beanspruchten Komponenten. Dies betrifft vor allem das Isolationssystem des Transformators aber auch das der Durchführungen. Die Zustandsbestimmung soll neben einer Aussage über die Betriebstüchtigkeit des Betriebsmittels auch eine Information über den Alterungszustand der Isoliermaterialien liefern.

3 MESSUNG DER WICKLUNGSWIDERSTÄNDE

Üblicherweise werden die aktuell gemessenen Wicklungswiderstände mit den Werten aus dem Prüfprotokoll der Abnahmeprüfung verglichen. Gemäß [1] soll die Abweichung zwischen ursprünglicher Messung und Wiederholungsmessung höchstens $\pm 5 \%$ betragen. In Herstellernormen wird diese Abweichung sogar auf höchstens $\pm 3 \%$ begrenzt. Bei der Wicklungswiderstandsmessung wird eine Gleichspannung an die Wicklung angelegt und Spannungsabfall sowie Strom durch die Wicklung gemessen. Der Wicklungswiderstand ist der Quotient aus beiden Größen. Wichtig bei der Messung ist, dass man mit der Erfassung der Messwerte so lange wartet, bis der Eisenkern gesättigt ist und damit der induktive Spannungsabfall an der Wicklung vollständig verschwunden ist. Dann entspricht der Spannungsabfall an der Wicklung dem Spannungsabfall an dem ohmschen Wicklungswiderstand.

Um die aktuelle Messung mit den Messwerten des Prüfprotokolls der Abnahmeprüfung vergleichen zu können, müssen die Widerstände auf dieselbe Temperatur bezogen werden. Dazu können z. B. die Werte des Abnahmeprotokolls und der zugehörigen Messtemperatur, auf die Temperatur der aktuellen Messung umgerechnet werden. Die Umrechnung erfolgt gemäß:

$$R(\vartheta_{\text{Messung}}) = R(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot \frac{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}{\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235}$$

mit $R(\vartheta_{\text{Messung}})$: korrigierter Widerstandswert des Prüfprotokolls bei der Temperatur $\vartheta_{\text{Messung}}$ in °C
 $R(\vartheta_{\text{Prüfung}})$: Widerstandswert des Prüfprotokolls bei der Temperatur $\vartheta_{\text{Prüfung}}$ in °C

Für die prozentuale Differenz zwischen den auf die Temperatur der aktuellen Messung korrigierten Werten des Prüfprotokolls $R_{P,k}$ und der aktuellen Messung R_m gilt:

$$\Delta R_{\%} = \frac{R_{P,k} - R_m}{R_{P,k}} \cdot 100 \text{ in } \% .$$

Bild 1 zeigt das Beispiel einer Messung an der geregelten Netzwicklung an einem der HGÜ-Transformatoren. Die Temperatur bei der Abnahmeprüfung betrug 19,0°C. Der Vergleich zwischen den bei 28°C gemessenen Werten und den auf diese Temperatur umgerechneten Werten des Abnahmeprotokolls liefern Abweichungen im Bereich zwischen +0,34% und +0,62%. Damit liegen die Abweichungen aller Messwerte von den Prüfprotokollwerten innerhalb der zulässigen Toleranz Teilleiterbrüche und/oder erhöhte Übergangswiderstände an den Kontakten des Laststufenschalters sind bei dieser Messreihe auszuschließen.

u - x						
Tap changer position	Acceptance Test Protocol R_p [mOhm]	Acceptance Test Protocol $R_{P,k}$ [mOhm]	Measurement R_m [mOhm]	$\Delta R_{\%}$ [%]	Acceptance Test Protocol $R_{P,k}$ [mOhm]	$\Delta R_{\%}$ [%]
	19,0 °C	28,0 °C	28,0 °C		26,8 °C	
1	287,8	297,998	296,549	0,49	296,638	0,03
2	284,4	294,477	292,811	0,57	293,134	0,11
3	280,4	290,335	289,064	0,44	289,011	-0,02
4	277,2	287,022	285,373	0,57	285,712	0,12
5	273,4	283,087	281,602	0,52	281,796	0,07
6	269,6	279,153	277,882	0,46	277,879	0,00
7	266,0	275,425	274,092	0,48	274,169	0,03
8	262,4	271,698	270,362	0,49	270,458	0,04
9	259,0	268,177	266,896	0,48	266,954	0,02
10	255,4	264,450	263,064	0,52	263,243	0,07
11	252,0	260,929	259,584	0,52	259,739	0,06
12	248,2	256,994	255,775	0,47	255,822	0,02
13	244,6	253,267	252,304	0,38	252,111	-0,08
14	240,4	248,918	248,081	0,34	247,782	-0,12
15	247,2	255,959	254,909	0,41	254,791	-0,05
16	243,6	252,231	251,210	0,40	251,081	-0,05
17	240,4	248,918	247,378	0,62	247,782	0,16
18	236,4	244,776	243,659	0,46	243,660	0,00
19	232,6	240,842	239,840	0,42	239,743	-0,04
20	229,2	237,321	236,151	0,49	236,238	0,04
21	225,6	233,594	232,417	0,50	232,528	0,05
22	221,8	229,659	228,673	0,43	228,611	-0,03
23	218,4	226,139	225,200	0,42	225,107	-0,04
24	214,8	222,411	221,418	0,45	221,396	-0,01
25	211,4	218,891	217,931	0,44	217,892	-0,02
26	207,6	214,956	214,125	0,39	213,975	-0,07
27	204,4	211,643	210,642	0,47	210,677	0,02

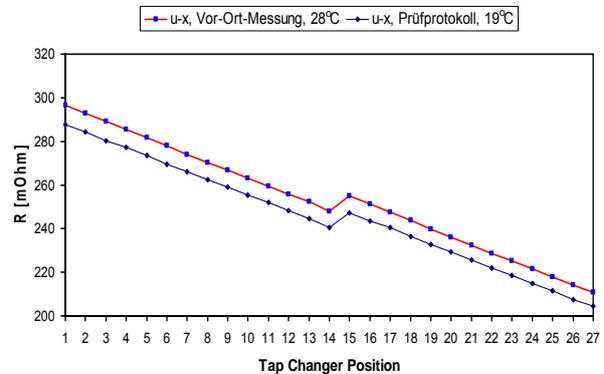


Bild 1 Vergleich des aktuell gemessenen Wicklungswiderstandes mit dem Wert aus dem Protokoll der Abnahmeprüfung am Beispiel eines HGÜ-Transformators

Zur richtigen Korrektur oder Umrechnung der Messwerte ist die Kenntnis der tatsächlichen mittleren Wicklungstemperatur (MWT) erforderlich.

Eine Schwierigkeit kann in der korrekten Bestimmung der tatsächlichen mittleren Wicklungstemperatur (MWT), und damit der richtigen Ermittlung der Abweichung zu historischen Messreihen, liegen. Die üblicherweise am Zeigerthermometer abgelesenen und damit an den Deckeln der Transformatoren gemessenen Temperaturwerte entsprechen häufig nicht der MWT. Alternativ kann die Temperatur der Isolierflüssigkeit bestimmt werden und/oder der Kessel mit einem Infrarotthermometer abgetastet werden. Auch diese Messwerte können Abweichungen zu der mittleren Temperatur der Wicklung aufweisen, die aber unbekannt sind.

Auch bei Transformatoren, die längere Zeit vor der Messung außer Betrieb genommen wurden und ein Temperatursgleich aller relevanten Baugruppen angenommen wird, können bei der Auswertung der Messreihe zeigen, dass die MWT von der außen am Kessel oder am Isoliermedium bestimmten Temperatur offensichtlich abweicht. Im konkreten Fall lag eine Aufheizung des Deckels und der Kesselwände durch starke Sonneneinstrahlung vor, die tatsächliche MWT lag bis zu 8 K niedriger.

Bild 2 zeigt eine Zusammenstellung der Temperaturwerte, die auf verschiedene Arten an 4 Transformatoren gemessen wurden. Die tatsächliche MWT wurde aus der Wicklungswiderstandsmessung an der OS-Wicklung interpoliert, wobei die Widerstandswerte und die Temperatur aus dem Werksprüfbericht als gegeben angenommen wurden. Dabei wurde die Temperatur so bestimmt, dass die mittlere Abweichung zwischen den Prüffeldwerten und den aktuell gemessenen Werten Null ist. Berücksichtigt man, dass alle untersuchten Transformatoren räumlich nahe bei einander aufgestellt waren, gleichen Umgebungseinflüssen ausgesetzt waren und zum gleichen Zeitpunkt außer Betrieb genommen wurden so sind die auftretenden Unterschiede zunächst verwunderlich.

Die Widerstandsmessungen verteilten sich auf den Zeitraum von ca. 1 Woche. Innerhalb dieses Zeitraumes bestanden konstante klimatische Verhältnisse. Erklären lässt sich das beobachtete Phänomen durch folgende Einflussgrößen:

- Wechsel von Sonneneinstrahlung / Beschattung
- Ölpumpen in / außer Betrieb.
- Messzeitpunkt (vormittags/mittags/nachmittags)

Grundsätzlich lässt sich erkennen, dass sich das System einmal in der Abkühlung befand und bei einer weiteren Messung in der Aufheizung. Dabei sind stark unterschiedliche Zeitkonstanten (Kessel, Öl zur Wicklung) gegeben.. Unter solchen Bedingungen ist mit einer Unsicherheit von einigen Kelvin, im konkreten Fall bis zu 8 Kelvin, bei der Bestimmung der mittleren Wicklungstemperatur (MWT) zu rechnen.

Mit dieser Erkenntnis erscheint die Einhaltung einer Fehlertoleranz von $\pm 3\%$ bei bestimmten Einsatzfällen schwierig.

Transformator	Temperatur in °C			
	Vaisala-Sensor	Infrarot Mitte	Messsko (Deckel)	Berechnet aus R-Messung
A	27,04	34	36	26,8
B	28,37	37,2	42	34,25
C	28,55	37,6	40	32,9
D	30,54	35,2	32	32,55

Bild 2 Vergleich der Temperaturen, die mit den unterschiedlichsten Verfahren an 4 Transformatoren gemessenen wurden

Von Interesse ist deshalb der Fehler aufgrund der Unsicherheit in der Temperaturbestimmung. Zunächst geht man von der prozentualen Differenz zwischen den auf die Temperatur der aktuellen Messung korrigierten Werten des Prüfprotokolls $R_{P,k}$ und der aktuellen Messung R_m aus:

$$\Delta R = \frac{R_{P,k} - R_m}{R_{P,k}} = \frac{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot \frac{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}{\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235} - R_m}{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot \frac{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}{\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235}} = \frac{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot (\vartheta_{\text{Messung}} + 235) - R_m (\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235)}{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot (\vartheta_{\text{Messung}} + 235)}$$

$$= 1 - \frac{R_m (\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235)}{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot (\vartheta_{\text{Messung}} + 235)}$$

Der Ausdruck $R_m (\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235) / (\vartheta_{\text{Messung}} + 235)$ stellt die Umrechnung des aktuell gemessenen Wicklungswiderstandes R_m auf die Temperatur $\vartheta_{\text{Prüfung}}$ dar. Falls kein systematischer Messfehler auftritt, ist dieser Wert identisch mit $R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}})$. Nun wird aber die Temperatur $\vartheta_{\text{Messung}}$ mit einer Unsicherheit $\Delta\vartheta$ gemessen, d. h. man erhält für den Fehler

$$\Delta R = 1 - \frac{R_m (\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235)}{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot (\vartheta_{\text{Messung}} + \Delta\vartheta + 235)} = 1 - \underbrace{\frac{R_m (\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235)}{R_P(\vartheta_{\text{Prüfung}}) \cdot (\vartheta_{\text{Messung}} + 235)}}_{=1, \text{ wenn andere Fehler (Messfehler) ausgeschlossen sind}} \cdot \frac{1}{1 + \frac{\Delta\vartheta}{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}}$$

$$= 1 - \frac{1}{1 + \frac{\Delta\vartheta}{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}} \approx 1 - \left(1 - \frac{\Delta\vartheta}{\vartheta_{\text{Messung}} + 235} \right) = \frac{\Delta\vartheta}{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}$$

Bild 3 zeigt den Fehler über der Temperatur $\vartheta_{\text{Messung}}$ während der Messung in Abhängigkeit des Fehlers $\Delta\vartheta$.

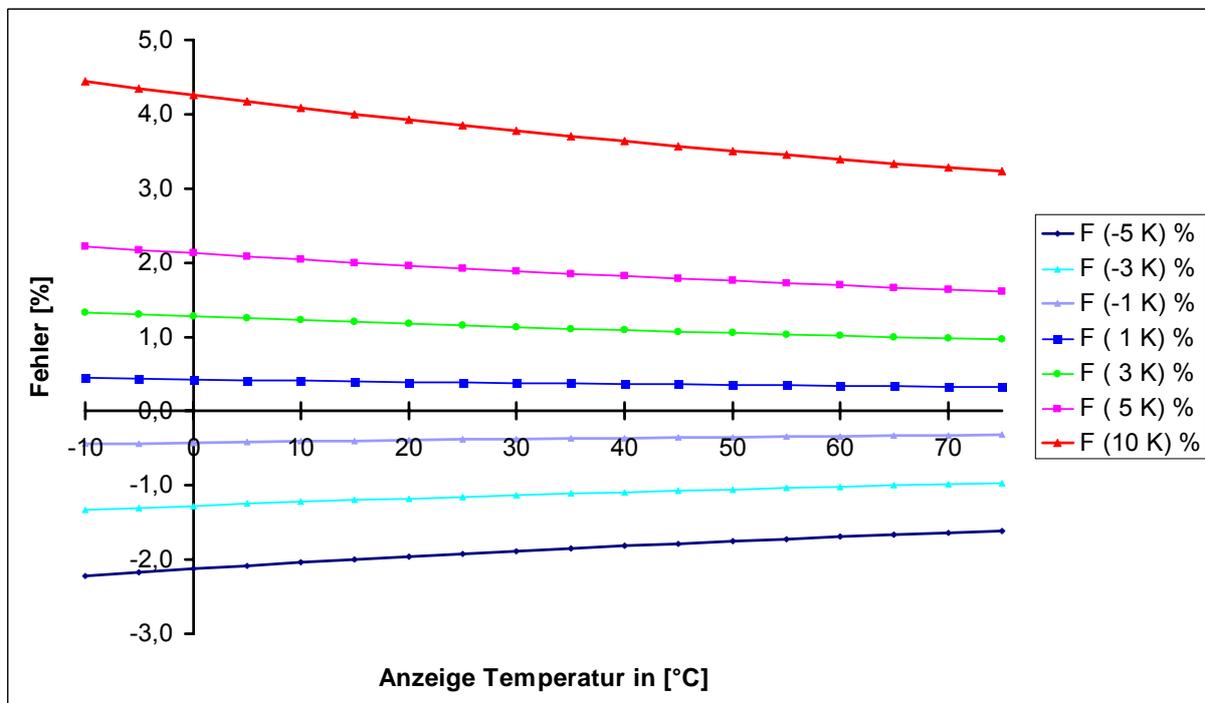


Bild 3 Fehler bei der Bestimmung von R_m durch den Temperaturunterschied zwischen der gemessenen Transformatortemperatur und der tatsächlichen mittleren Wicklungstemperatur (MWT) in Abhängigkeit von der z. B. an einem Zeigerthermometer angezeigten absoluten Temperatur

Man erkennt, dass bereits bei einer Unsicherheit der Temperaturbestimmung von $\Delta\vartheta = 5 \text{ K}$ mit einem Fehler in der Widerstandsmessung von ca. 2% zu rechnen ist. Kommen nun noch systematische Fehler der Spannungs- und Strommessung hinzu, so wird die zulässige Toleranz von $\pm 3 \%$ sehr schnell überschritten. Ebenfalls zu erkennen ist, dass die Gefahr der Überschreitung der Fehlergrenzen durch nicht bestimmbare MWT bei kalten Systemtemperaturen zunimmt.

Üblicherweise zeigen die Wicklungswiderstände der einzelnen Stufen des Stufenschalters einen regelmäßigen, häufig linearen Verlauf. Die Widerstandswerte ergeben sich aus der Kombination von Serien-/Parallelschaltung von einzelnen Windungen oder Wicklungsgruppen. Wesentlich zur Bewertung einer Wicklungswiderstandsmessung ist daher der Vergleich der Verläufe einer aktuellen mit einer historischen Messung und/oder zwischen einzelnen Phasen und zwischen baugleichen Transformatoren. Daher liegt es nahe, die tatsächliche mittlere Wicklungstemperatur bei der Vor-Ort-Widerstandsmessung durch eine Anpassung („Aufeinanderfahren“) der Messkurve an die Kurve der vorliegenden historischen Messung zu bestimmen und den außen am Transformator gemessenen Temperaturen gegenüberzustellen. Die so ermittelte Temperatur steht dann für die Messung weiterer Parameter, die häufig die exakte Kenntnis der MWT erfordern zur Verfügung. Vor allem für die dielektrische Messung entstehen erhebliche Vorteile. Dort wird die möglichst exakte Temperatur des Isolationssystems benötigt, um eine korrekte Bestimmung des Wassergehaltes in der Feststoffisolation durchführen zu können. Schon Fehler von wenigen $^{\circ}\text{C}$ führen zu merklichen Fehlern der Wassergehaltsbestimmung.

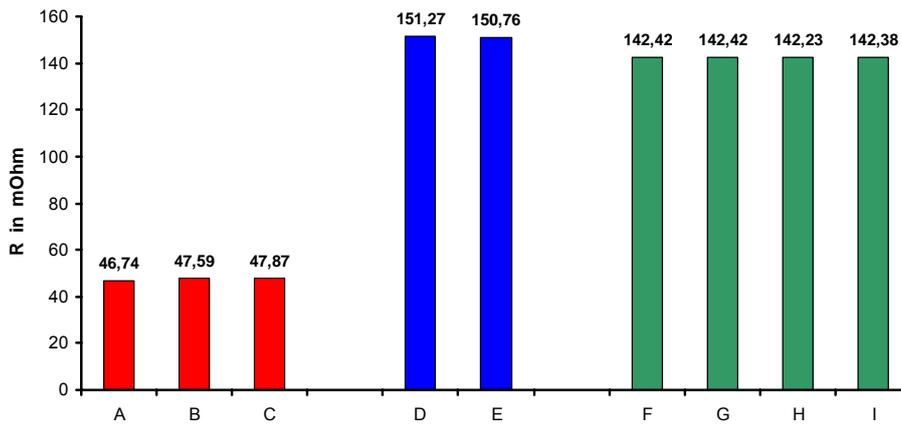
Bild 4 zeigt eine Zusammenstellung der gemessenen Wicklungswiderstände der US-Wicklung für die verschiedenen Transformatoren sowie der OS-Wicklungswiderstände über der Stufenschalterstellung. Alle Widerstände sind auf die Temperatur 20°C umgerechnet. Man erkennt, dass baugleiche Transformatoren A, B und C; D und E sowie F, G, H und I sehr ähnliche Wicklungswiderstände der US-Wicklungen aufweisen. Auch die auf eine Temperatur bezogenen OS-Wicklungswiderstände liegen sehr dicht bei einander.

Tatsächlich lässt sich in diesen Verläufen eine echte Unregelmäßigkeit (Stellung 7, Transformator G) erkennen. Die Abweichung, die in diesem Fall einem konkreten Messwert zugeordnet werden konnte, betrug 1,4% und lag damit innerhalb der zulässigen Toleranz. Durch mehrmaliges Schalten des Stufenschalters um die Stufenschalterstellung 7 konnte diese Abweichung schließlich eliminiert werden. Offensichtlich handelte es sich nicht um einen Defekt der Wicklung oder des Stufenschalters.

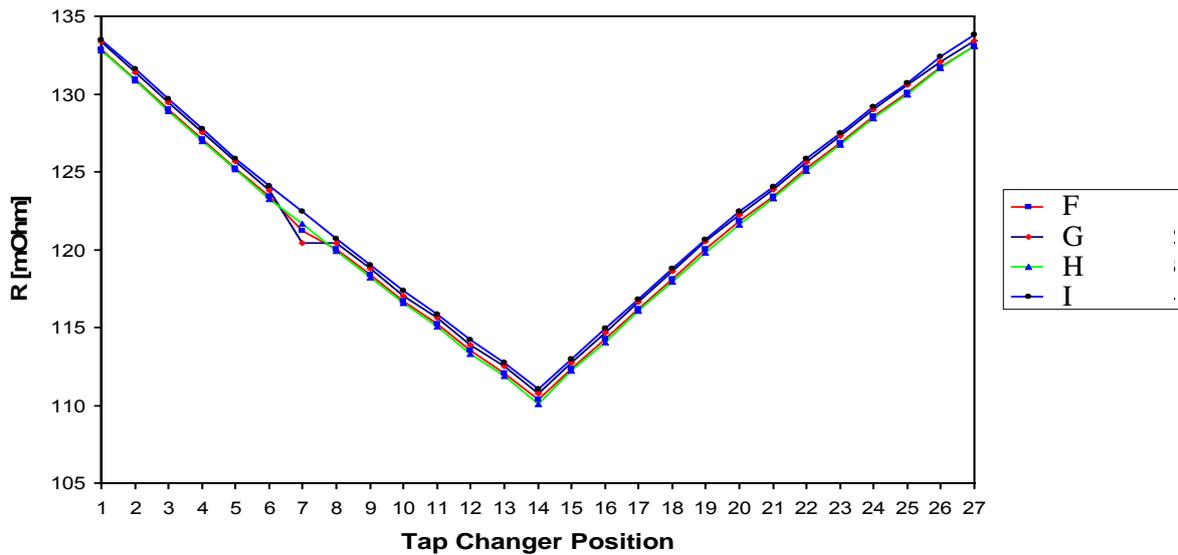
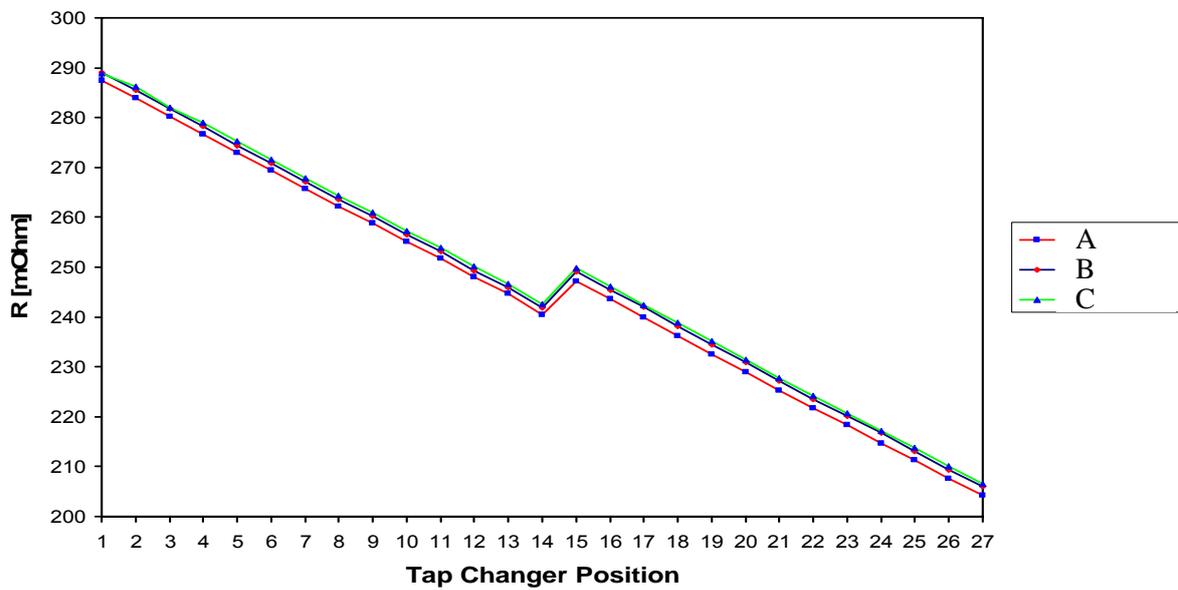
Zur Minimierung der Auswirkung der Differenz zwischen der gemessenen Temperaturen zur MWT können folgende Maßnahmen getroffen werden:

- Messung der Kesseltemperatur im Schatten und an mehreren Messstellen, Mittelwertbildung von mehreren Messwerten, die an verschiedenen Stellen gemessen wurden.
- Messung der Öltemperatur oben/mittig/unten, Mittelwertbildung
- Ölpumpen bei Abschaltung in Betrieb lassen.
- Plausibilitätsprüfung durch Rückrechnung der MWT aus dem Verlauf der Widerstandskurve im Vergleich mit historischen Messkurven.

Winding Resistance LV



a.



b.

Bild 4 Vergleich der aktuell gemessenen und auf eine Temperatur von 20°C umgerechneten Wicklungswiderstände von verschiedenen Transformator-Gruppen und Transformatoren
 a. US-Wicklungswiderstände
 b. OS-Wicklungswiderstände

4 FREQUENZANGMESSUNGEN

Bei der Frequenzgangmessung wurde die Ventilwicklung U-X sowie die Netzwicklung u-x durch eine sinusförmige Spannung variabler Frequenz angeregt (Bild 5). An die jeweils andere Klemme derselben Wicklung wurde ein 50-Ω-Widerstand gegen Erde geschaltet. Der Frequenzgang ist das Verhältnis der Spannung \underline{U}_2 an diesem Widerstand (Systemantwort) und der anregenden Spannung \underline{U}_1 .

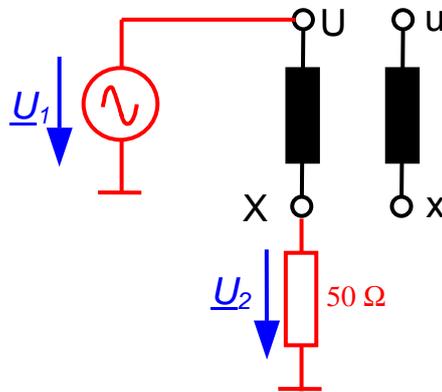


Bild 5 Schaltung zur Messung des Frequenzganges U-X an der Ventilwicklung der HGÜ-Transformatoren

In **Bild 6** sind die Frequenzgänge der Ventilwicklung U-X der Transformatoren A, B und C dargestellt. Die Verläufe sind nahezu deckungsgleich in einem Frequenzbereich zwischen ca. 1 kHz bis 1 MHz. Unterhalb von ca. 1000 Hz wirken sich unterschiedliche Kernmagnetisierungen der einzelnen Transformatoren aus, weswegen es in diesem Frequenzbereich Abweichungen der 3 Transformatoren gibt. Jenseits von 1 MHz wirken sich Unterschiede durch Fertigungstoleranzen in zunehmendem Maße aus. **Bild 7** zeigt die Frequenzgänge der OS-Wicklungen beispielhaft für die Transformatoren A, B und C bei den Stufenschalterstellungen 1, 14 und 27. Auch hier ergeben sich deckungsgleiche Verläufe über einen weiten Frequenzbereich zwischen 1 kHz und 1 MHz. Im unteren Frequenzbereich macht sich wieder die unterschiedliche Kernmagnetisierung der einzelnen Transformatoren bemerkbar.

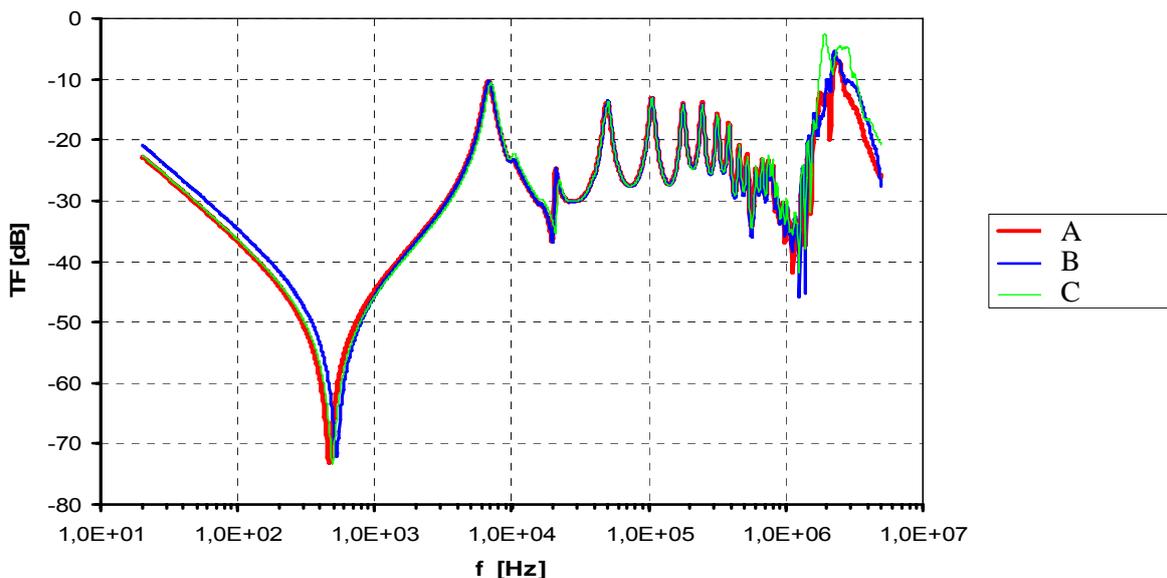
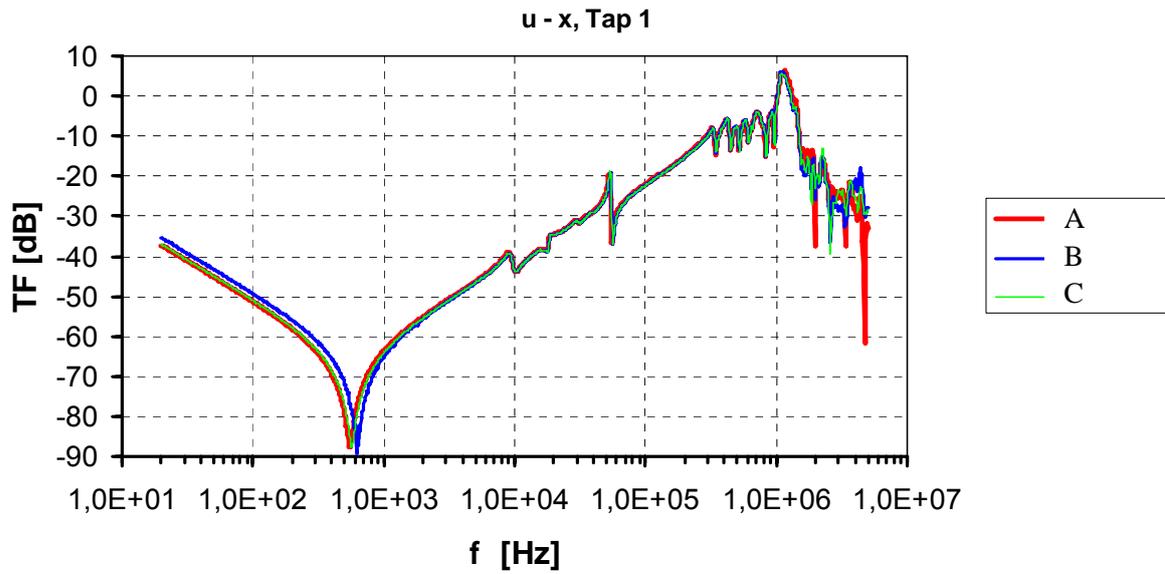
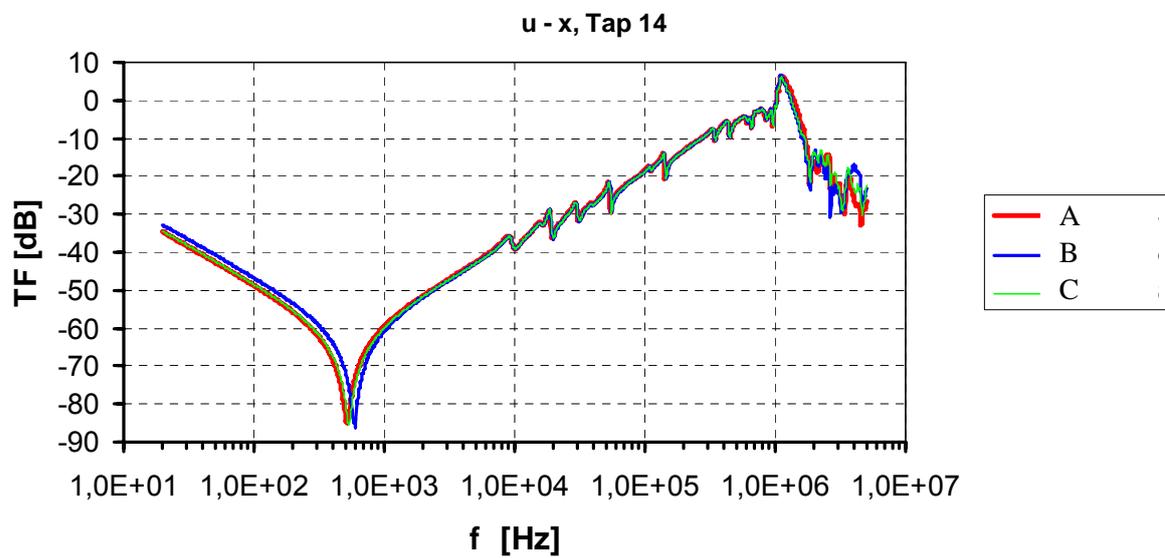


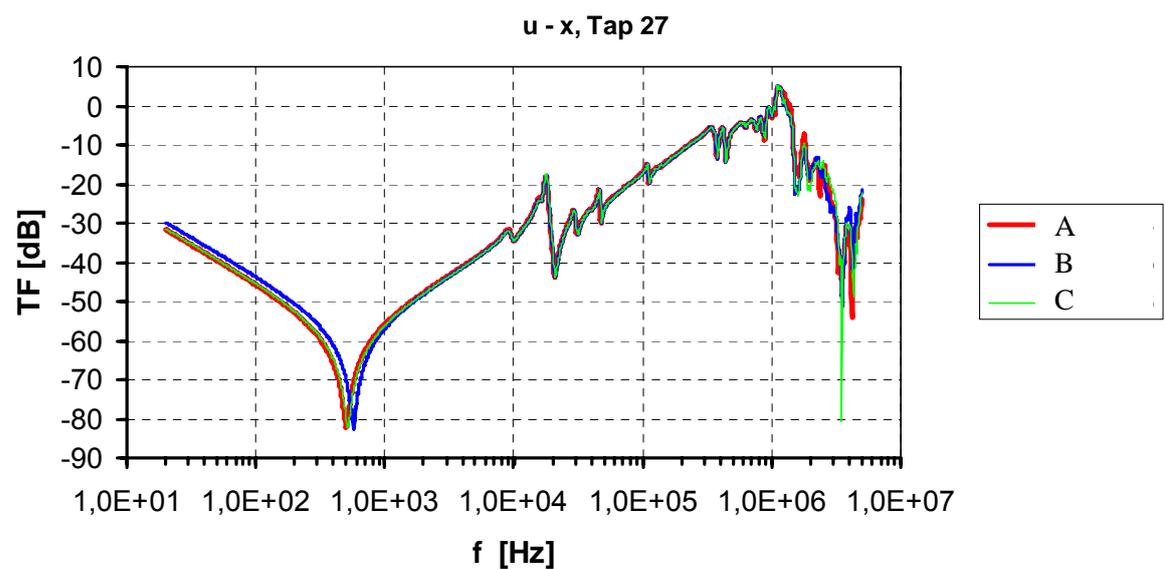
Bild 6 Vergleich des Frequenzganges der Ventilwicklung U-X der Transformatoren A, B und C für die Stufenschalterstellungen 1



a.



b.



c.

Bild 7 Vergleich des Frequenzganges der Netzwicklung u-x der Transformatoren A, B und C für die Stufenschalterstellungen 1 (a.), 14 (b.) und 27 (c.)

Interessant ist der Vergleich der Frequenzgänge der OS-Wicklungen der Transformatoren F, G, H und I für die Stufenschalterstellungen 1, 14 und 27 (**Bild 9**). Für die Stufenschalterstellungen 1 und 27 ergeben sich über einen weiten Frequenzbereich deckungsgleiche oder zumindest sehr ähnliche Frequenzgangverläufe aller 4 Transformatoren. Bei Stufenschalterstellung 14 zeigen 3 Transformatoren identische Verläufe, der Transformator G weicht hiervon ab. In diesem Fall ist die Ursache der Abweichung jedoch kein Defekt. Während bei den Transformatoren F, H und I die Mittelstellung 14 des Stufenschalters von Stufe 1 angefahren wurde, erfolgte dies beim Transformator G von Stufe 27 aus. Wie der in **Bild 8** gezeigte Ausschnitt des Typenschildes der Transformatoren zeigt, sind im einen Fall die Kontakte „15“ und „0“ und im anderen Fall die Kontakte „15“ und „14“ miteinander verbunden. Als Einzelmessung wäre dieser Umstand vermutlich nicht aufgefallen

Das Beispiel zeigt, dass sich Unregelmäßigkeiten durch den Vergleich mehrerer Transformatoren sehr schnell als signifikant für einen Defekt oder durch andere Umstände verursacht, aufdecken lassen.

Der Vergleich der **Bilder 6 und 9** zeigt ferner, dass man durch den Vergleich der Frequenzgänge mehrerer baugleicher Transformatoren eine deutlich höhere Sicherheit in der Aussage und Interpretation der gemessenen Verläufe erhält.

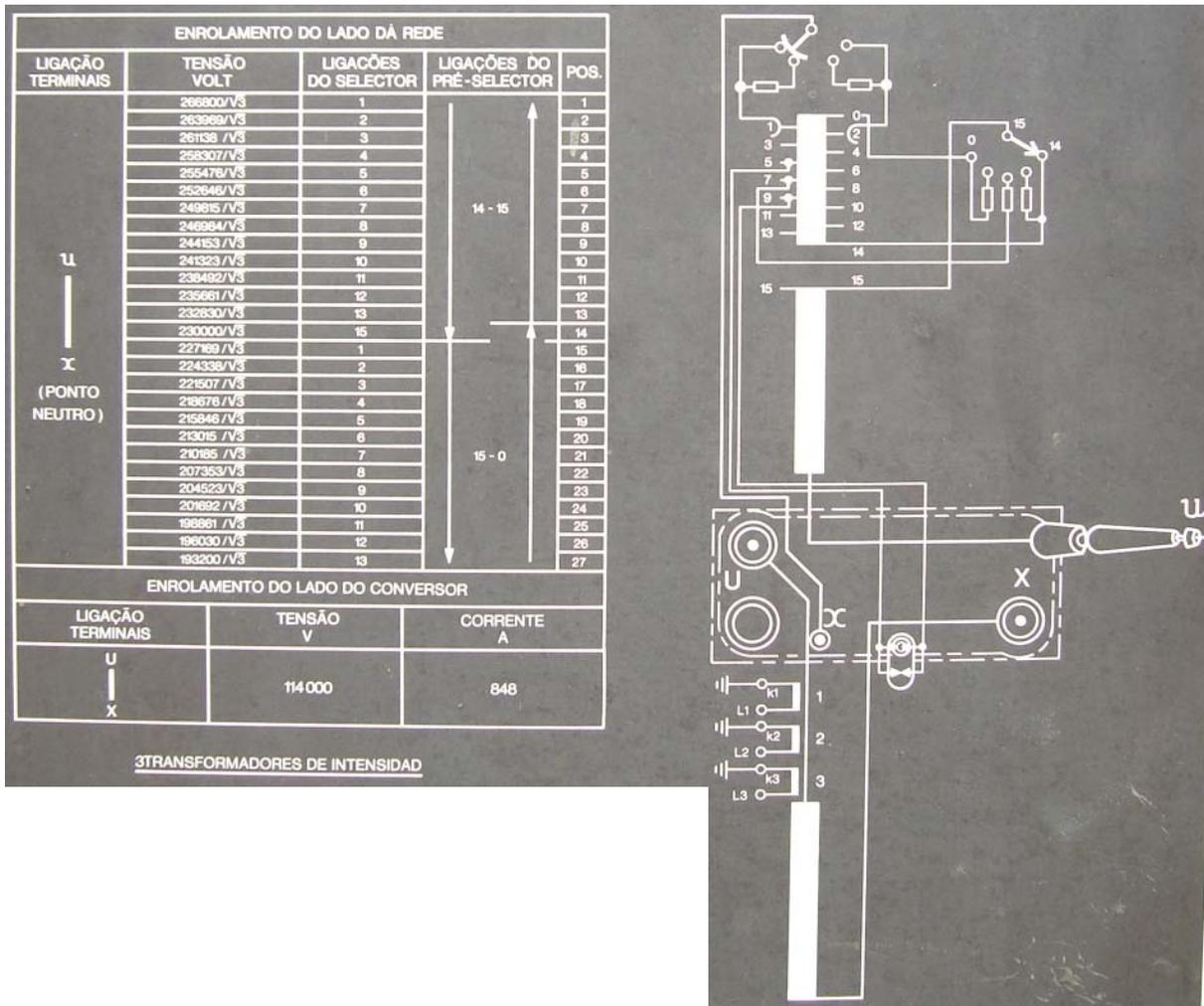
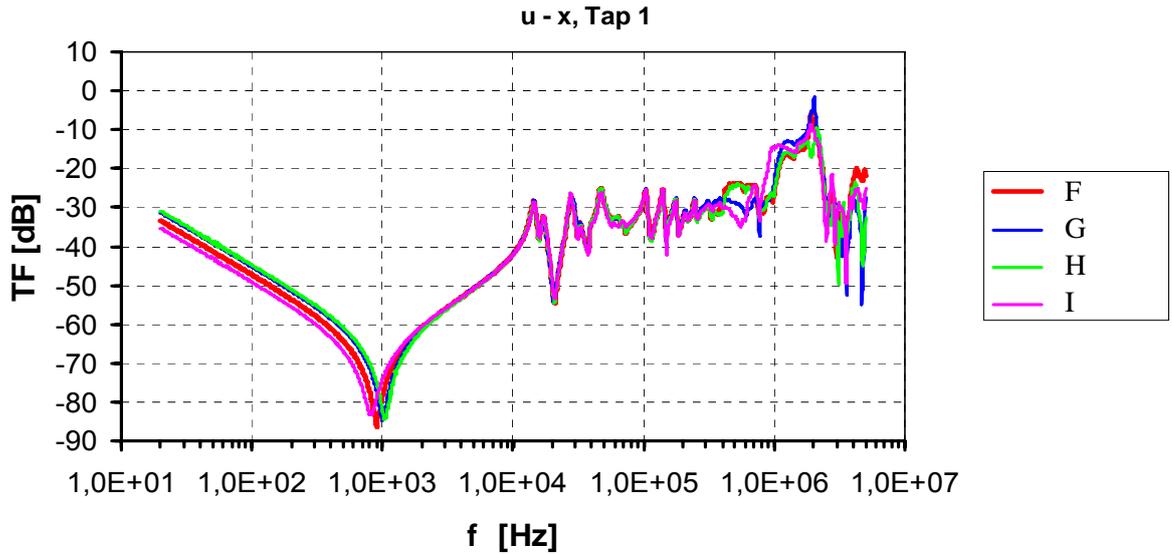
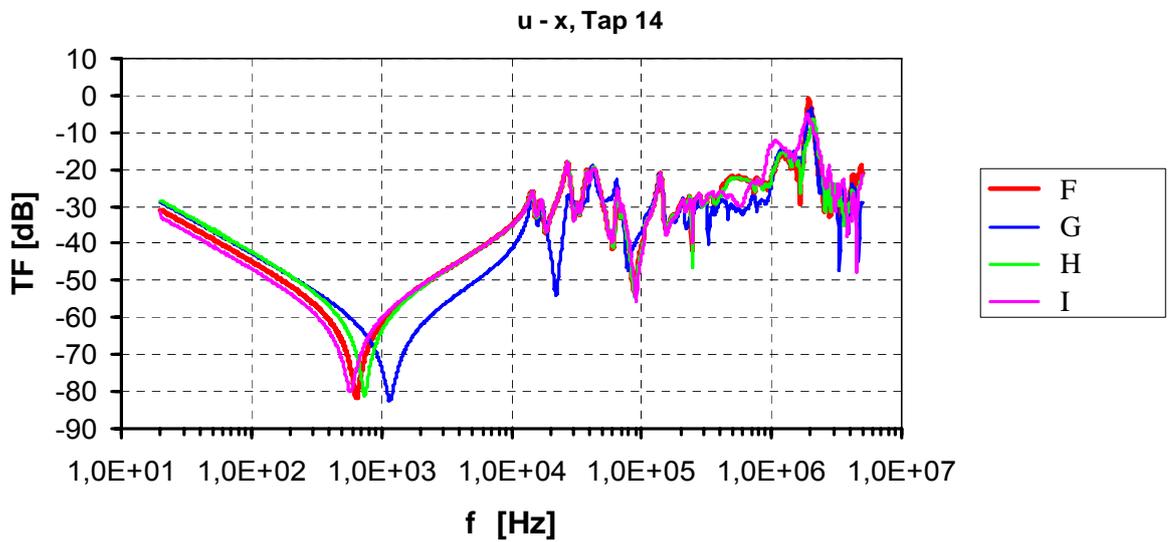


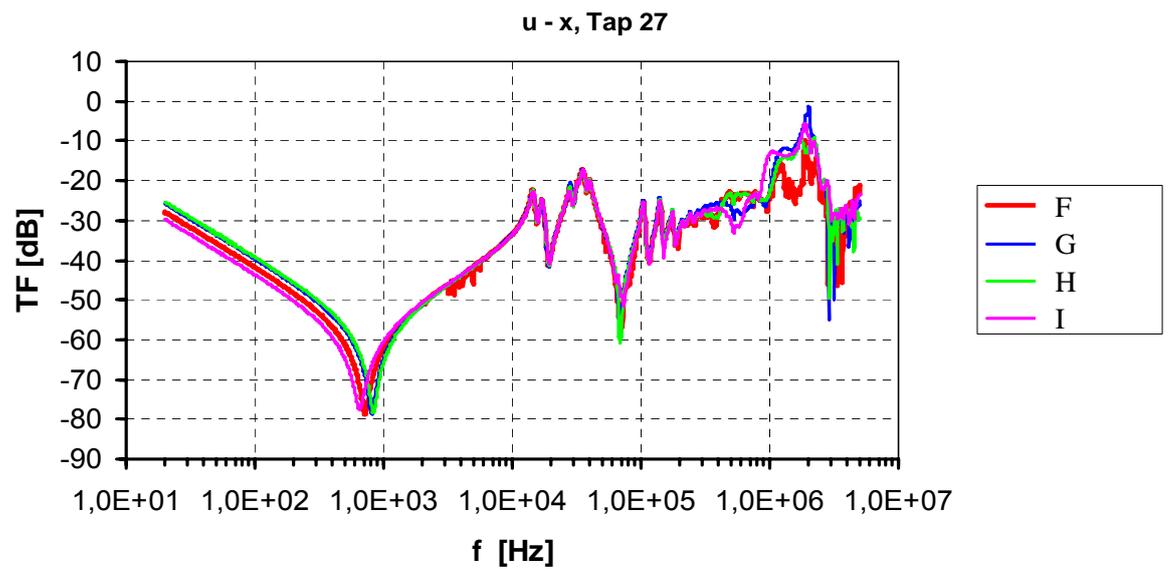
Bild 8 Ausschnitt aus dem Typenschild der Transformatoren F, G, H und I



a.



b.



c.

Bild 9 Vergleich des Frequenzganges der Netzwicklung u-x der Transformatoren A, B und C für die Stufenschalterstellungen 1 (a.), 14 (b.) und 27 (c.)

5 DIELEKTRISCHE ANALYSE (FDS)

In Rahmen des Diagnoseprogramms wurden auch dielektrische Messungen zwischen den beiden Wicklungssystemen durchgeführt. Dazu wurde die so genannte Frequency-Domain-Spectroscopy-Methode (FDS) angewandt. Hierbei wird mit einer frequenzvariablen Wechselspannung mit einer Amplitude von 100...200 V der Verlustfaktor des Dielektrikums zwischen den beiden Wicklungen gemessen. Die Ergebnisse sind in **Bild 10** für die Transformatoren A, B und C sowie F, G, H und I dargestellt.

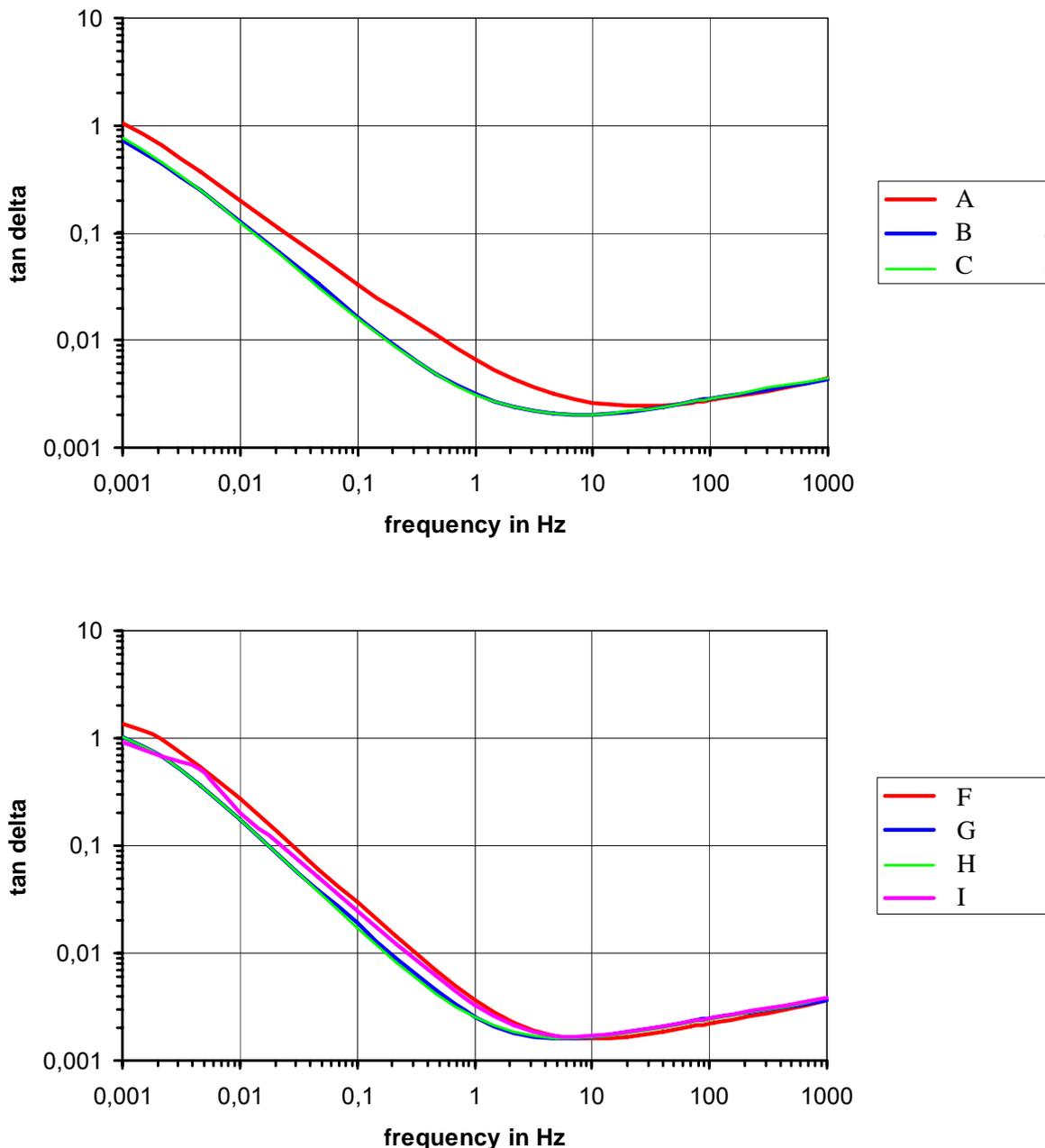


Bild 10 Gemessener Verlustfaktor $\tan \delta$ des Dielektrikums zwischen Netzwicklung (Klemmen u-x) und Ventilwicklung (Klemmen U-X) für die Transformatoren A, B und C sowie die Transformatoren F, G, H und I

Zusätzlich zu den dielektrischen Messungen wurde eine Wassergehaltsbestimmung der Feststoffisolation über die Ölanalyse und eine Messung mit dem Feuchtesensor der Fa. Vaisala Typ MM 70 durchgeführt.

Dazu wurde bei den betriebswarmen Transformatoren Ölanalysen entnommen und die Öltemperatur mittels Fühlerthermometer bestimmt. Nach drei Wochen Betriebsstillstand wurden erneut Ölproben entnommen und gleichzeitig mit dem Feuchtesensor MM 70 eine Vergleichsmessung durchgeführt.

Bild 11 zeigt die Messanordnung und die anfänglich unrealistisch hohen Anzeigewerte. Wird der Sensor unter Luft gelagert und transportiert muss mit einer unangemessen langen Anpassungszeit an das zu messende Medium Öl gerechnet werden. Intensives Schwenken in einer Ölvorlage oder Überspülen mit einem starken Strahl führt zu einer schnelleren Anpassung. Wird der so vorbereitete Sensor zügig in den Probennahmeadapter (**Bild 11**) eingeschraubt kann anschließend eine schnelle Anpassung an das zu messende Medium festgestellt werden.



Bild 11 Feuchtebestimmung mit Vaisala MM70 während der Ölprobennahme. System noch nicht im Gleichgewicht, Anzeigewerte unrealistisch hoch.

Bild 12 zeigt die Zusammenstellung der im Öl, bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen, festgestellten Wassergehalte $W_{\text{öl}}$ sowie die aus den Öl-/Papier-Gleichgewichtskurven [2] bestimmten Wassergehalte in der Feststoffisolation W_{fest} in Gew. %. Bei 7 von 9 Transformatoren wird eine Übereinstimmung der Wassergehalte in Öl mit Abweichungen $< 0,5$ Gew.% festgestellt, bei 2 von 9 Transformatoren < 1 %. Die bei der Sensormessung ermittelten Wassergehalte liegen im Mittel etwa 1,3 ppm niedriger als die durch Karl-Fischer-Titration(KFT)-Laboranalysen ermittelten Werte, nur bei einem Transformator konnte eine Übereinstimmung der Wassergehalte im Öl festgestellt werden. Bei dem Vergleich der Messergebnisse ist zu beachten, dass die Wasseraktivität (aw [%]) nicht dem Wassergehalt in der Feststoffisolation, die in Gew. % ausgedrückt wird, gleichgesetzt werden darf. Vielmehr muss der Vergleich der absoluten Wassergehalte im Öl (ppm) unter Berücksichtigung des Ölalterungszustandes erfolgen. Im konkreten Fall hatte das Öl aller Transformatoren nahezu einen neuwertigen Zustand, so dass auf Korrekturen verzichtet werden konnte.

Transformator	Ölanalyse						Feuchtesensor		
	außer Betrieb			im Betrieb			außer Betrieb		
Bez.	Wöl(ppm)	Temp (°C)	Wfest(Gew.%)	Wöl(ppm)	Temp (°C)	Wfest(Gew.%)	Wöl (ppm)	rel.F. (%)	Temp. (°C)
A	5	27	2,2	8	55	1,4	4	5,6	27
B	4	29	1,8	9	56	1,5	2	3,1	29
C	3	29	1,7	9	55	1,5	2	2,4	29
D	4	31	1,9	11	51	1,9	3	3,8	31
E	3	26	1,6	9	49	1,8	2	2,8	26
F	2	26	1	5	48	1,2	2	2,6	26
G	3	30	1,2	4	46	1,1	1	1,4	30
H	3	27	1,4	10	46	2,2	1	1,8	27
I	3	29	1,3	4	45	1,1	1	1,6	29

Abweichungen > 0,5%
 Abweichungen < 0,5%
 Vergleich abs. Feuchte KFT und Feuchtesensor

Bild 12 Ergebnisse der durch verschiedene Messungen am Isolieröl bestimmten Wassergehalte in der Feststoffisolation (W_{Fest}) und in dem Islieröl ($W_{öl}$ (ppm))

Der Wassergehalt in der Feststoffisolation der Transformatoren wurde durch die folgenden Methoden bestimmt:

- ❶ Bestimmung des Wassergehaltes aus dem Wassergehalt des Öls durch Gleichgewichtskurven. (**Bild 12**, Spalte 4) an kalten Transformatoren.
- ❷ Auswertung durch das verwendete kommerzielle Messsystem bei Vorgabe der Geometrie des Wicklungsaufbaus und Vorgabe der Ölleitfähigkeit, die aus Ölproben bestimmt wurde
- ❸ Auswertung durch das verwendete kommerzielle Messsystem bei Vorgabe der Geometrie des Wicklungsaufbaus ohne Vorgabe der Ölleitfähigkeit, diese wird durch das Messsystem berechnet.

Bei sämtlichen Auswertungen wurde die in **Bild 2** gezeigte, aus der Widerstandsmessung berechnete mittlere Wicklungstemperatur (MWT) verwendet. Es wird dann angenommen, dass dies die mittlere Temperatur des Isolationssystems zwischen den Wicklungen darstellt oder ihr sehr nahe kommt.

Transf.	❶	❷		❸	
	W_{Fest} [%]	W_{Fest} [%]	$\sigma_{öl}$ [pS/m] bei 20°C	W_{Fest} [%]	$\sigma_{öl}$ [pS/m]
A	2,2	1,8	0,43	2	0,34
B	1,8	0,3	0,46	0,3	0,28
C	1,7	0,3	0,45	0,3	0,28
D	1,9	1,1	0,36	1,1	0,35
E	1,6	1,5	0,35	1,5	0,33
F	1	1	0,42	1	0,51
G	1,2	1	0,39	1	0,52
H	1,4	0,3	0,45	0,3	0,28
I	1,3	0,3	0,56	0,3	0,50

Bild 13 Ergebnisse des durch verschiedene Analysearten bestimmten Wassergehaltes in der Feststoffisolation (W_{Fest}) und der Ölleitfähigkeit ($\sigma_{öl}$)

In **Bild 13, Spalte 2**, sind die Ergebnisse der Öl-Analyse zusammengestellt (Methode ❶). Vergleicht man die Ergebnisse der Methoden ❷ und ❸, so ergeben sich bei Vorgabe der Ölleitfähigkeit und bei Berechnung der Ölleitfähigkeit durch die Auswertesoftware des Messsystems sehr ähnliche Werte für den Wassergehalt. Die im Labor bestimmten und bei Methode ❷ vorgegebenen Ölleitfähigkeiten weichen zwar von den durch die Auswertesoftware berechneten Werten ab. Allerdings ist diese Abweichung gering, wenn man bedenkt, dass die Ölleitfähigkeit bei Temperaturänderungen von einigen K um Zehnerpotenzen schwanken kann. Allerdings weicht die durch das Modell berechnete Verlustfaktorkurve von der gemessenen Verlustfaktorkurve bei Vorgabe der Ölleitfähigkeit deutlich stärker ab. Die Modelkurve kann von dem Algorithmus offensichtlich schlechter angepasst werden

Betrachtet man den Wassergehalt, der durch die verschiedenen Methoden bestimmt wird, so fällt auf, dass durch die FDS-Methode bei 4 von 9 Transformatoren recht gute Übereinstimmung mit der Abschätzung auf Basis der Ölanalyse und der Anwendung von Gleichgewichtskurven erreicht wird. Bei einigen Transformatoren wird ein Wassergehalt in der Feststoffisolation von 0,3% bestimmt. Dieser Wert erscheint unglaublich niedrig. Ein Wert von 0,3% entspricht dem fabriktypischen Zustand bei einer sehr guten Aktivteiltrocknung. Ein solcher Wert ist bei mehr als 20 Jahre alten Transformatoren, die in einem Gebiet mit teilweise heftigen Gewittern betrieben werden, nur schwer als korrekt anzunehmen.

Insgesamt können aus diesen Betrachtungen die folgenden Schlüsse abgeleitet werden:

- Es ist von Vorteil die mittlere Wicklungstemperatur (MWT) bei der Auswertung der dielektrischen Messung (FDS) genau zu kennen. Eine Möglichkeit, diese Temperatur zu bestimmen, ist die Berechnung aus den gemessenen Wicklungswiderständen.
- Die Geometriedaten des Wicklungsaufbaus sollten bekannt sein. Eine zusätzliche Berechnung dieser Parameter durch die Analysesoftware scheint zu größeren Fehlern in dem zu bestimmenden Wassergehalt in der Feststoffisolation zu führen.
- Eine Messung der Ölleitfähigkeit im Labor und Vorgabe der Werte an die Analysesoftware erscheint nicht ergebnisverbessernd zu sein. Die vorgegebenen Werte führten meist zu einer schlechten Anpassung des gemessenen und durch das Modell berechneten Verlustfaktors.

6 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die zulässigen Abweichungen bei der Widerstandsmessung gemäß DIN EN 60076-1 können bereits durch Unsicherheiten in der Temperaturmessung ausgeschöpft sein. Es wird vorgeschlagen, die Widerstandsmessung in der folgenden Weise auszuwerten:

- Die Widerstandswerte der geregelten Wicklung werden für alle Stufenschalterstellungen gemessen. Zusammen mit den Referenzwerten aus dem Prüfprotokoll und der zugehörigen Messtemperatur wird die mittlere Wicklungstemperatur $\vartheta_{\text{Messung}}$ bestimmt, indem die mittlere Abweichung über alle N Stufenschalterstellungen minimiert wird:

$$\Delta R_{\%} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^N \frac{R_{P,j} - R_{m,\text{korrigeriert},j}}{R_{P,j}} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{j=1}^N \frac{R_{P,j} - R_m \cdot \frac{\vartheta_{\text{Prüfung}} + 235}{\vartheta_{\text{Messung}} + 235}}{R_{P,j}}$$

$$= 0$$

- Mit der so bestimmten mittleren Wicklungstemperatur kann die Abweichung der aktuell an den anderen, nicht geregelten Wicklungen gemessenen Widerstandswerte zu den Referenzwerten bestimmt werden, d. h. mit

$$\Delta R_{\%} = \frac{R_{P,k} - R_m}{R_{P,k}} \cdot 100 \quad \text{in \%} .$$

wird die Abweichung zwischen dem aktuellen Messwert und dem temperaturkorrigierten Referenzwert aus dem Prüfprotokoll bestimmt.

- Die mittlere Wicklungstemperatur steht dann für die Auswertung anderer Messungen, z. B. für die dielektrische Messung zur Verfügung.

Zur Interpretation der FRA-Messung ist der Vergleich der Frequenzgänge mehrerer baugleicher Transformatoren sehr hilfreich. Die Transformatoren verschiedener Hersteller zeigen eine unterschiedliche Qualität in der Übereinstimmung der Frequenzgänge der einzelnen Phasen. Offensichtlich können jenseits einiger 100 kHz durchaus Abweichungen in den Frequenzgängen auftreten, die sicher nicht durch die Messtechnik verursacht sind.

Bei der Auswertung der dielektrischen Messungen (FDS) ist es wichtig, dass

- die mittlere Wicklungstemperatur und
- die Geometrie des Wicklungsaufbaus

für die Auswertung zur Verfügung stehen. Durch die Software sollte dann die Ölleitfähigkeit und der Wassergehalt in der Feststoffisolation berechnet werden. Ein Plausibilitätscheck der Ölleitfähigkeit mittels Laboranalyse ist, z.B. zur weiteren Optimierung des Algorithmus, sinnvoll.

Wichtig ist ferner, dass die Messung bis zu möglichst tiefen Frequenzen erfolgt. Als ein Mindestwert ist 1 mHz anzusehen, besser ist als untere Messfrequenz 100 µHz, spez. bei vermutlich trockenen Transformatoren.

Die Wassergehaltsbestimmung mittels Karl-Fischer-Titration liefert, korrekt durchgeführt, reproduzierbar plausible Ergebnisse. Messungen mit Feuchtesensoren können diese Ergebnisse absichern. Vom Trend liegt der am Feuchtesensor angezeigte Absolutwert (ppm) eher zu niedrig.

LITERATUR

- [1] IEEE Std 62-1995: „IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus. Part 1: Oil filled Power Transformers, Regulators and Reactors”
- [2] Du, Y.; Zahn, M.; Lesieutre, B.C.; Mamishev, A.V.; Lindgren, S.R.: Moisture equilibrium in transformer oil paper systems, IEEE Electrical Insulation, Vol. 15, No.1, January/February 1999

Mobiles Transformatorenprüfsystem mit statischem Frequenzumrichter

Dipl.-Ing. Andreas Thiede

Dr.-Ing. Yulong Huang

Dr.-Ing. Alexander Winter

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Marie-Curie-Straße 10, 01139 Dresden

1 Einführung

Die Globalisierung des Energiemarktes und der wachsende Energiebedarf führen zu einer steigenden Nachfrage nach mobilen Prüfsystemen für Leistungstransformatoren. Der Betrieb von Transformatoren weit über die vorgesehene Lebensdauer hinaus erfordert einerseits eine turnusmäßige Zustandsbewertung des Isolationssystems, andererseits führen die hohe Auslastung der Trafowerke sowie teilweise nicht mehr vorhandene Transportwege zu einer steigenden Nachfrage nach Vor-Ort-Reparaturen mit anschließenden Vor-Ort-Prüfungen.

Eine innovative Methode, Prüfungen an Leistungstransformatoren vor Ort durchzuführen, ist die Verwendung des mobilen Transformatorenprüfsystems auf Basis eines statischen Frequenzumrichters. Ein solches System vereint die Vorteile eines kompakten Designs, großer Flexibilität in der Anwendung und hoher Dynamik. Bei der Entwicklung statischer Frequenzumrichter für die Trafoprüfung gilt es zwei Hauptprobleme zu lösen: Die Einhaltung der genormten Sinusform der Ausgangsspannung und die Begrenzung der Teilentladungs-Störemissionen (TE-Störemissionen) der Prüfspannungsquelle.

Die Anforderungen an die Qualität der Ausgangsspannung sind in IEC 60060-1 [1] bzw. IEC 60060-3 [2] definiert. Entscheidend ist dabei für die Durchführung der Prüfungen an Leistungstransformatoren laut IEC 60076-1 [3] die Einhaltung des Klirrfaktors der Prüfspannung bzw. des THD (Total Harmonic Distortion). Der Grenzwert für den THD der Prüfspannung ist dabei definiert mit

$$\text{THD} \leq 5 \%. \quad (1)$$

Alternativ wird auch das Verhältnis von Scheitel- zu Effektivwert zur Bewertung der Qualität der Ausgangsspannung herangezogen:

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

Während die Einhaltung dieser Forderungen im Falle linearer Lasten für Umrichter keine Probleme bereitet, stellt sich die Situation bei Leistungstransformatoren erheblich schwieriger dar. Leistungstransformatoren wirken bereits, wenn sie im Bereich ihrer Nenninduktion betrieben werden, wie eine extrem nichtlineare Last, die mit zunehmender Spannungsaussteuerung einen wachsenden Anteil von Stromüberschwingungen erzeugen. In Wechselwirkung mit der Quellimpedanz der Prüfspannungsquelle führen die Stromüberschwingungen zu einer Verzerrung der sinusförmigen Umrichter-Ausgangsspannung.

Diesem Umstand wird in der Praxis auf zwei verschiedenen Wegen Rechnung getragen. Ein Weg der Verzerrung der Ausgangsspannung entgegenzuwirken (bei rotierenden Umformern der einzige) ist die Verminderung der Quellimpedanz der Prüfspannungsquelle. So findet man häufig in stationären Transformatorenprüffeldern extrem überdimensionierte Generatoren in den rotierenden Umformern, denen oft eine vergleichsweise kleine Leistung der Antriebsmaschine gegenübersteht. Der Vorteil dieser Konstellation ist (neben der geringen Quellimpedanz) die Möglichkeit, auch einen hohen Blindleistungsbedarf bei den Prüfungen ohne oder nur mit geringem zusätzlichem Kompensationsaufwand decken zu können.

Auf die andere Methode, Verzerrungen der Ausgangsspannung zu vermeiden, kann nur mit einem statischen Frequenzumrichter zurückgegriffen werden. Die hohe Dynamik der statischen Frequenzumrichter bietet gestattet es, online auf die Stellgröße einzuwirken und mit Hilfe der schnellen Umrichterregelung eine sinusförmige Ausgangsspannung an den Ausgangsklemmen auszuregulieren. Zudem erlauben die schnellen Reaktionszeiten einen „sanften“ Umgang mit dem Prüfobjekt. Im Fehlerfall kann der statische Frequenzumrichter innerhalb weniger Mikrosekunden abgeschaltet werden, wodurch sich ein extrem geringer Energieeintrag in die Fehlstelle ergibt (typ. < 500 J).

Das Problem der TE-Störemissionen ist beim Design frequenzvariabler Prüfspannungsquellen für Transformatorenprüffelder allgegenwärtig. So vielfältig wie die verschiedenen Varianten der Umrichter sind die Ursachen dieser Störemissionen. In der Regel führen bei klassischen Prüffeldern mit rotierenden Umformern die Antriebsmaschinen und / oder ihre Stellglieder zu TE-Störemissionen. Als Beispiele seien bei Gleichstromantrieben Kommutatorstörungen und Störungen durch den Gleichrichter sowie bei Asynchronmaschinen Störungen durch den zugehörigen Frequenzumrichter genannt. In ähnlicher Weise führt der statische Frequenzumrichter auch beim mobilen Transformatorenprüfsystem zu TE-Störemissionen.

Statische Frequenzumrichter sind prinzipbedingt die Quelle symmetrischer und asymmetrischer Störgrößen, die durch verschiedene Koppelmechanismen auf den Prüf- und TE-Messkreis einwirken. Durch geeignete Filtermaßnahmen, die auf beide Grundtypen der Störungen gerichtet sind, ist diesem Problem Rechnung zu tragen. Maßnahmen in der Wechselrichteransteuerung, optimierte Erdung und angepasste TE-Messtechnik können zu weiteren Verbesserungen führen. Da allerdings die vom statischen Frequenzumrichter erzeugten Störungen gleichmäßig über den gesamten Phasenbereich verteilt sind, können bekannte Hilfsmaßnahmen wie Gating nicht angewendet werden.

In der IEC 60076-3 [4] wird ein zulässiger TE-Störpegel von 100 pC als Grenzwert empfohlen. Durch die oben genannten Maßnahmen sind auch mit dem statischen Frequenzumrichter TE-Störpegel im Bereich von 30 pC bis 50 pC erreichbar (breitbandige Messung nach IEC 60270).

Die Ausgangsleistung des Prüfsystems orientiert sich beim Vor-Ort-Einsatz am Leistungsbedarf der Leerlauf- und induzierten Spannungsprüfungen [5]. Kurzschlussprüfungen und Wärmefahrten werden vor Ort in der Regel nicht durchgeführt. Der statische Frequenzumrichter muss daher in der Lage sein, die Leerlaufverluste des Prüflings zu decken. Zur Bereitstellung der Blindleistung können Kompensationselemente zugeschaltet werden. Der Frequenzumrichter kann, je nach Größe des Prüfobjekts, auch einen Teil der Blindleistung selbst bereitstellen. Bei der induzierten Spannungsprüfung kann durch die Frequenzvariabilität des statischen Frequenzumrichters die erste Eigenresonanz des Prüflings genutzt werden, um die benötigte Prüfscheinleistung zu minimieren (Selbstkompensation).

2 Schaltungskonzept und Design

Beim Design des mobilen Transformatorenprüfsystems steht eine hohe Flexibilität im Vordergrund. Das gesamte Prüfsystem besteht daher aus zwei Teilprüfsystemen: Ein 40-ft-Container inklusive Lafette für das Teilprüfsystem Leerlaufprüfung und induzierte Spannungsprüfung, sowie einem Trailer für die angelegte Spannungsprüfung. Durch diese Aufteilung ist es möglich, mit dem Teilprüfsystem für die angelegte Spannungsprüfung auch separate Prüfungen durchführen zu können, unter anderem an Kabeln oder GIS / GIL.

Das System für die angelegte Spannungsprüfung ist in einen 20-ft-Bediencontainer integriert oder kann auf einem Trailer installiert werden. Es umfasst im Wesentlichen einen Wechselrichter sowie einen Erregertrafo und eine oder zwei Festkerndrosseln mit einer Nennspannung von je 350 kV. Mit dem bekannten Reihenresonanzprinzip variabler Frequenz (WRV-Technik) können mit diesem System Prüfspannungspegel von 700 kV für die angelegte Spannungsprüfung erzeugt werden. Weiterführende Informationen dazu finden sich in [6].

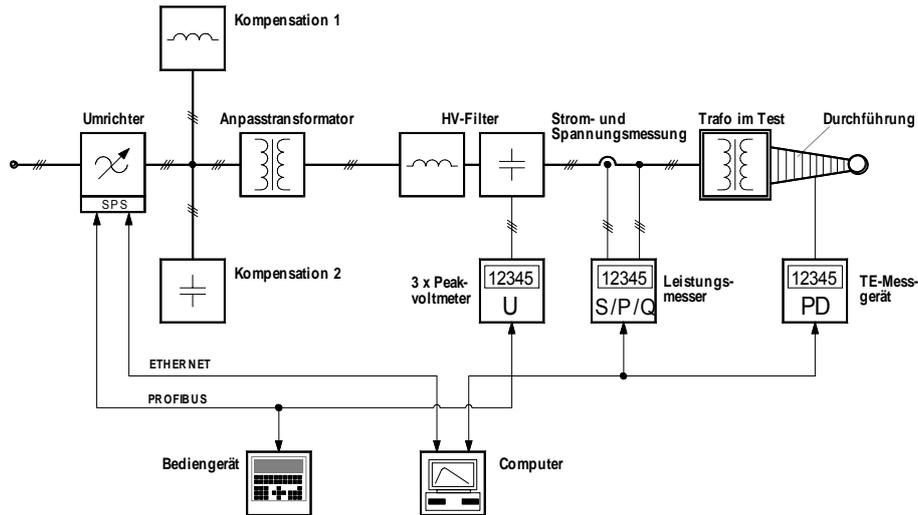


Abbildung 1: Schaltungskonzept mobiles Transformatorenprüfsystem WV 500-1000 / 75

Das System für die Leerlauf- und induzierte Spannungsprüfung ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt. Der statische Frequenzumrichter der 500-kVA-Klasse (CFI-500-Umrichter) wandelt die Spannung aus dem öffentlichen Netz oder einem Dieselaggregat in eine ein- oder dreiphasige Spannung mit variabler Frequenz und Amplitude um ($f_a = 40 - 200 \text{ Hz}$; $U_a = 40 - 400 \text{ V}$). Die Ausgangsspannung des CFI-500-Umrichters wird durch den nachgeschalteten Anpasstransformator verschiedene Prüfspannungspegel bis zu 700 kV übersetzt. Nach Bedarf sind zwischen dem CFI-500-Umrichter und dem Anpasstransformator stufenweise induktive oder kapazitive Kompensationseinheiten zur Blindleistungskompensation zuschaltbar. Zur Unterdrückung der TE-Störemissionen des Umrichters wird ein Mittelspannungsfiler vor dem Prüfling eingesetzt. Leistungsmesser und TE-Messsystem können optional in das Prüfsystem integriert werden.

Die Kommunikation der Steuerungskomponenten des Prüfsystems erfolgt über Profibus DP. Die Anbindung der Rechnersteuerung erfolgt über Ethernet.

Das Teilprüfsystem für die Leerlaufprüfung und die induzierte Spannungsprüfung gliedert sich in fünf Hauptelemente (Abb. 2):

- (1) Statischer Frequenzumrichter CFI 500 und Sinusfilter
- (2) Kompensationseinheit
- (3) Anpasstransformator
- (4) Kontrollraum
- (5) HV-Filter- und Messwandler

Konstruktiv ist der 40-ft-Container in drei Bereiche aufgeteilt: die Umrichter- und Transformator-kammer, den Kontrollraum und den Filterraum.

Die Umrichter- und Transformator-kammer befindet sich im hinteren Teil des Containers und beherbergt den statischen Frequenzumrichter CFI 500 und das Sinusfilter, die vollautomatisierte NS-Kompensationseinheit sowie den Anpasstransformator. In die Seitenwände integrierte Zu- und Abluftöffnungen versorgen die Komponenten der Umrichter-kammer mit ausreichend Kühlluft.

Der Zugang zur Umrichterammer erfolgt über eine Treppe an der Stirnseite des Containers. Betriebsmäßig muss die Umrichterammer nicht betreten werden, sie bietet allerdings Stauraum für die Unterbringung von Zubehör wie Elektroden oder Primärprüftechnik.

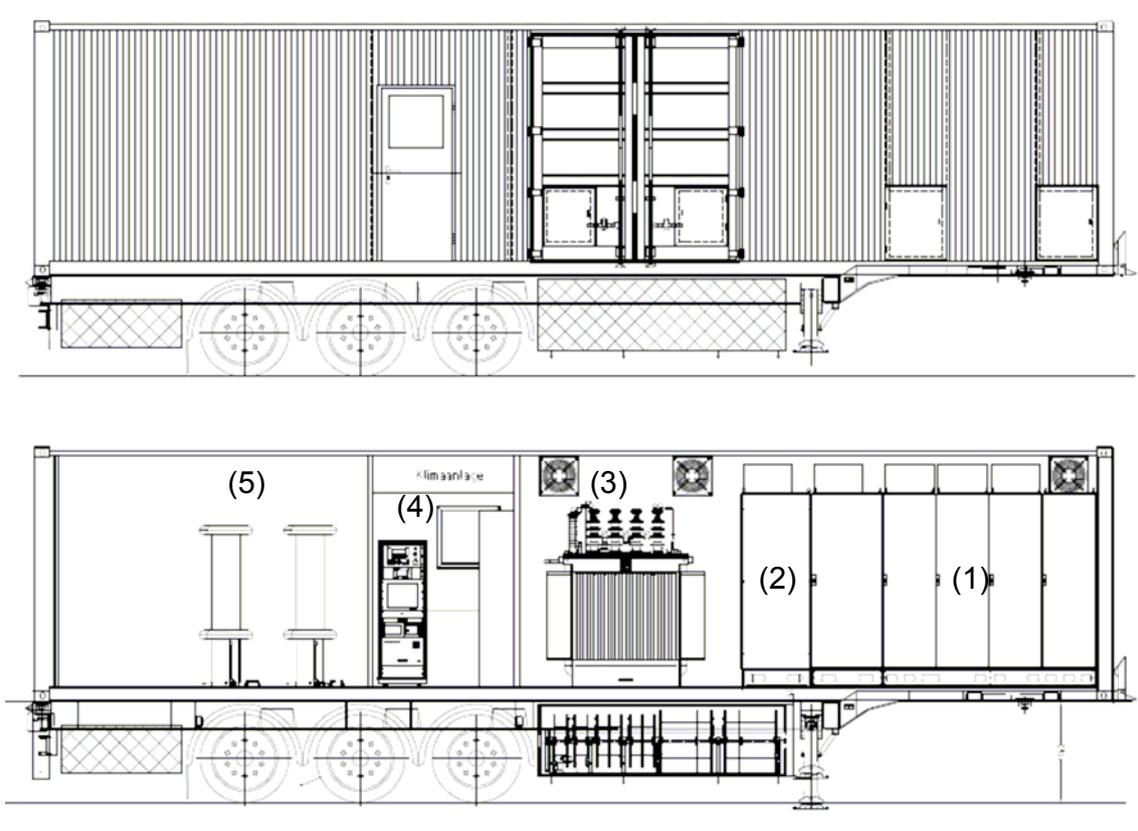


Abbildung 2: Design des mobilen Transformatorenprüfsystems (Induzierte Prüfungen)

Über eine Leiter ist der Deckel des Anpasstransformators zugänglich, auf dem sich die NS- und Mittelspannungsdurchführungen befinden. Durch einfaches Umstecken der mitgelieferten Schaltstücke erfolgt die Wahl einer geeigneten Anzapfung oder eine Stern-Dreieck-Umschaltung. Eine optimale Anpassung der Prüfspannung an den jeweils notwendigen Prüfspannungspegel ist damit gewährleistet. Zusätzliche Flexibilität ergibt sich durch eine weitere automatisierte Umschaltmöglichkeit auf der US-Seite des Anpasstransformators. Über kurze MS-Kabel erfolgt die Weiterleitung der Prüfspannung zur HV-Filter- und Messkammer. Der Anpasstransformator ist seitlich durch eine zweiflügelige Tür zugänglich. In der Tür und in der gegenüberliegenden Seitenwand befinden sich Zu- und Abluftöffnungen für die Kühlluftversorgung.

Der klimatisierte Kontrollraum (4) enthält im Wesentlichen das 19“-Bedienrack und einen Arbeitstisch. Im Bedienrack befinden sich das Bediengerät BG 5, mit dem der gesamte Prüfablauf gesteuert wird sowie Scheitelwertmessgeräte vom Typ MU 18 zur Messung der Prüfspannung. Das Prüfsystem wird ergänzt durch eine Rechnersteuerung vom Typ CMS 23 T. Der im Bedienrack untergebrachte IPC erlaubt die vollautomatische oder manuelle Steuerung. In das Bedienrack werden weiter Messgeräte wie Leistungsmesser und TE-Messgerät integriert. Der Kontrollraum ist über eine Treppe und eine Tür in der Seitenwand des Containers zugänglich.

Der Filterraum befindet sich im vorderen Teil des Containers. Er ist über eine Treppe und eine Tür in der Stirnseite des Containers erreichbar. In diesem Bereich sind die HV-Filter sowie die Wandler für das Leistungsmesssystem untergebracht. Die HV-Filter dienen der Unterdrückung von TE-Störemissionen der Prüfspannungsquelle. In die Filter integriert sind kapazitive Teiler zur Messung der Prüfspannung. Am HV-Filter und an den Wandlern für die Leistungsmessung befinden sich Anschlusspunkte für die MS-Anschlusskabel. Der Filterraum bietet ebenfalls zusätzlichen Platz für die Unterbringung von Zubehör.

3 Steuerungskonzept

3.1 Steuerungs- und Regelungskonzept

Das Kernstück des Prüfsystems bildet der CFI-500-Umrichter, der aus einem netzseitigen Gleichrichter (NGR), einem Zwischenkreis und einem trafoseitigen Wechselrichter (TWR) besteht. Das Prinzipschaltbild ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Funktion des Umrichters beruht auf den in den Abbildungen 4 und 5 dargestellten Regelverfahren.

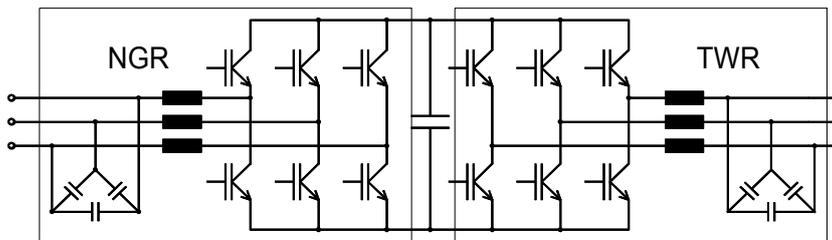


Abbildung 3: Prinzipschaltbild CFI-500-Umrichter

Dabei zeigt Abbildung 4 die Regelungsstruktur des netzseitigen Gleichrichters (NGR). Wirk- und Blindleistung werden getrennt geregelt. Ein dem Wirkstromregler überlagerter Zwischenkreisspannungsregler stellt eine konstante Zwischenkreisspannung bereit. Die Blindstromaufnahme aus dem Netz wird auf Null geregelt, um die Einspeisung klein zu halten.

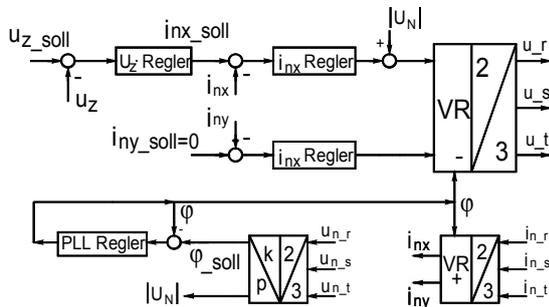


Abbildung 4: Regelungsstruktur des netzseitigen Gleichrichters(NGR)

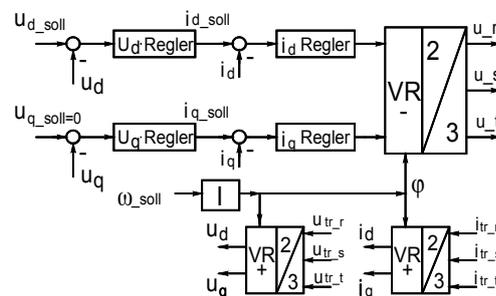


Abbildung 5: Regelungsstruktur des trafoseitigen Wechselrichters(TWR)

Die Regelungsstruktur des trafoseitigen Wechselrichters (TWR) ist in Abbildung 5 dargestellt. Die gewünschte Frequenz und Amplitude der Ausgangsspannung werden als Sollwerte vorgegeben. Die Istwerte von Ausgangsspannung- und -strom werden in d- / q-Komponenten zerlegt und getrennt kaskadengeregt.

3.2 Bedienung über Bediengerät BG 5

Das Bediengerät BG 5 ermöglicht die Steuerung der Prüfäufe unabhängig von der optionalen Rechnersteuerung. Es besteht aus einem Operatorpanel (Abb. 6: 1-3) einem Schlüsseltaster (6) zum Einschalten der Steuerung sowie einem Taster (5) zum betriebsmäßigen Ausschalten der Steuerung. Ein Not-Aus-Taster (4) ermöglicht die sichere und vollständige Abschaltung des Prüfsystems im Gefahrenfall.

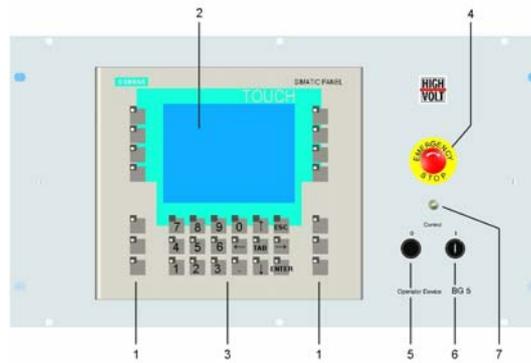


Abbildung 6: Bediengerät BG 5

Die Bedienung am Operatorpanel ist so gestaltet, dass der Nutzer über verschiedene Fenster mit der Hardware des Prüfsystems interagieren kann (Abb. 7). So können beispielsweise im Fenster „Test limits“ Grenzwerte für den aktuellen Prüfabauf festgelegt werden.

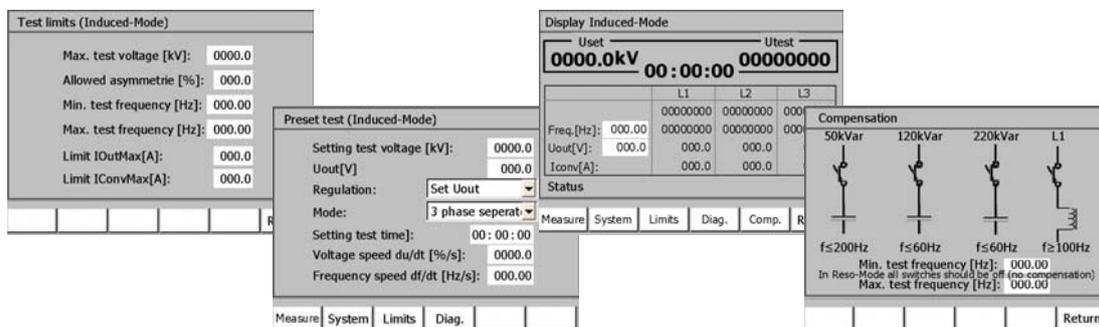


Abbildung 7: Bedienung Operatorpanel – verschiedene Fenster (Auswahl)

In einem weiteren Fenster (Preset test) wird unter anderem die Art des Tests (ein- oder dreiphasig) und die zeitliche Dauer des Prüfzyklus festgelegt. Während der Prüfung werden die Messwerte der Prüfspannung und Umrichtergrößen zusammen mit der aktuellen Testzeit dargestellt (Display Induced Mode). Weitere Fenster dienen unter anderem der Parametrierung der Kompensationseinheit sowie dem Zugriff auf ergänzende Messdaten und Parameter der Scheitelspannungsmessgeräte MU 18 und des Umrichters.

Nach Parametrierung eines Prüfzyklus kann dieser am Operatorpanel gestartet werden. Ein automatisch ablaufender Prüfzyklus kann jederzeit unterbrochen und manuell weiter gesteuert werden. Ebenso ist die rein manuelle Steuerung möglich.

3.3 Bedienung über Rechnersteuerung

Die optionale Rechnersteuerung CMS 23 T erlaubt die Bedienung des Prüfsystems mit Hilfe der Steuerungssoftware WGMSWIN. Grundsätzlich sind alle Steuerungselemente, die im Bediengerät BG 5 implementiert sind auch im WGMSWIN verfügbar (Abb. 8). Darüber hinaus werden alle Messdaten und Statusinformationen während der Prüfung aufgezeichnet.

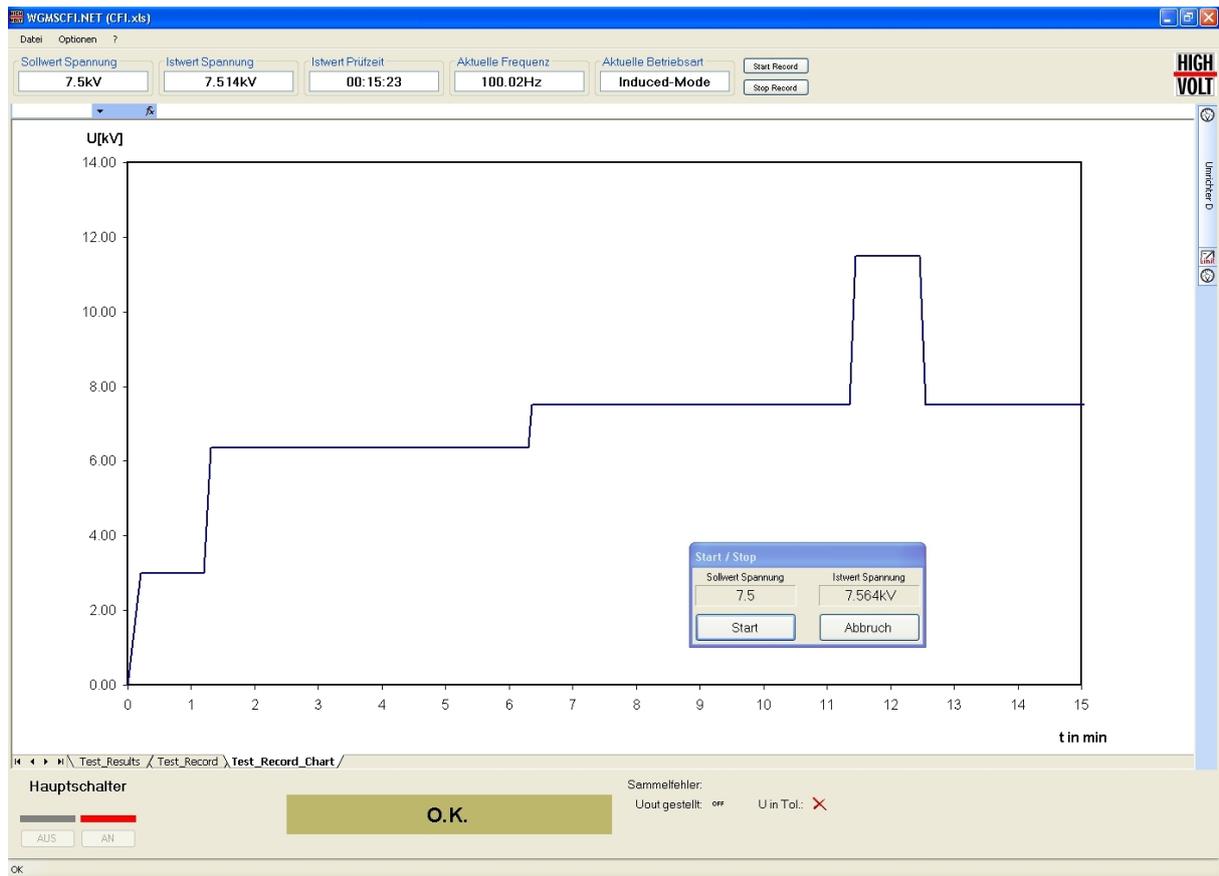


Abbildung 8: Bedienung WGMSWIN – Visualisierung Prüfspannung beim ACSD-Test

Die Visualisierung der Messwerte, beispielsweise der Effektivwerte der Prüfspannung (Abb. 8) oder der Ausgangsgrößen des Frequenzumrichters, ist sowohl offline als auch online möglich. Eine zeitnahe Auswertung der aktuellen Prüfung ermöglicht eine schnelle Fehler- und Zustandsbewertung von Prüfling und Prüfsystem.

Ein weiterer Vorteil der Rechnersteuerung ist die Möglichkeit zur Definition der erforderlichen Prüfzyklen. So sind nahezu beliebige Prüfspannungs-Zeit-Datensätze editierbar, die von der Rechnersteuerung vollautomatisch abgearbeitet werden können. Auch hier ist jederzeit der Wechsel zwischen vollautomatischem und manuellem Betrieb möglich.

4 Ergebnisse

Die Leistungsgrenzwerte des statischen Frequenzumrichters der 500-kVA-Klasse jeweils für Drei- und Einphasenbetrieb sind in den Abbildungen 9 und 10 dargestellt. Das Sinusfilter am Ausgang des statischen Frequenzumrichters führt in Abhängigkeit von der Ausgangsfrequenz und dem Lastverhalten zu einer Mehrbelastung des Umrichters oder zu Kompensationseffekten.

Leistungsgrenzwerte des CFI-500-Umrichters:

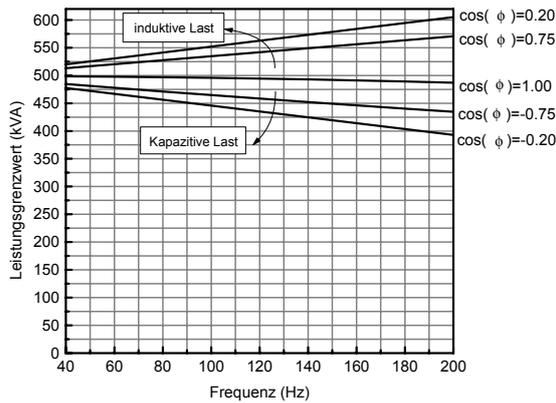


Abbildung 9: Dreiphasenbetrieb

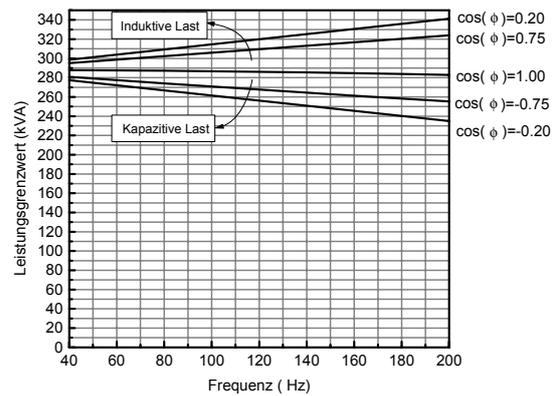


Abbildung 10: Einphasenbetrieb

Unter Einsatz der Kompensationseinheiten kann das Prüfsystem eine maximale Scheinleistung von ca. 1,7 MVA für die Durchführung der 50-Hz-Leerlaufprüfung liefern. Abbildung 11 zeigt das dreiphasige P-Q-Diagramm des Prüfsystems bei einer Frequenz von 50 Hz. Eine optimale Spannungsanpassung des Umrichters an die Prüfspannung (100 % V_{out}) ist in der Regel nicht erreichbar. Durch die richtige Auswahl der Verschaltung des Anpasstransformators ist aber meist eine Spannungsanpassung mit mindestens 80 % der Umrichter-Ausgangsspannung zu erzielen. Daher sind in Abbildung 11 beide „Grenzkennlinien“ des Arbeitsbereiches eingetragen, in denen das Prüfsystem maximal betrieben werden kann.

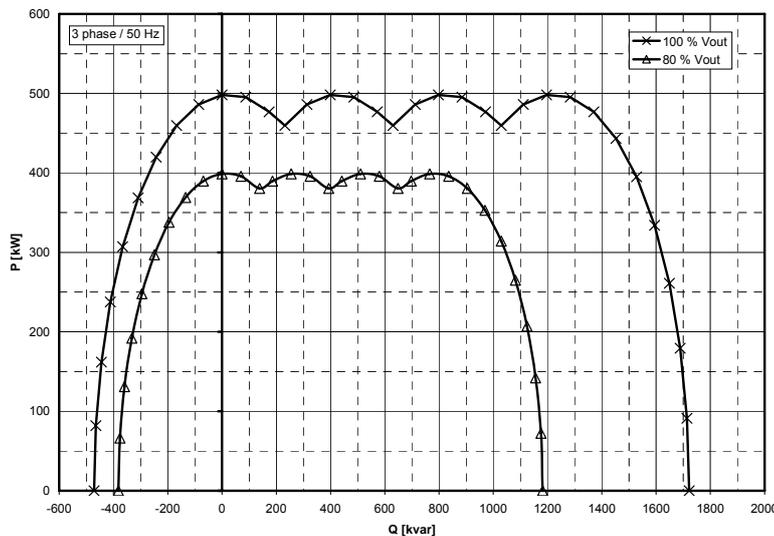


Abbildung 11: P-Q-Diagramm des Prüfsystems für die Leerlaufprüfung (dreiphasig, 50 Hz)

Die Testergebnisse haben gezeigt, dass ein Spannungs-Klirrfaktor $< 5\%$ und ein TE-Störpegel im Bereich 50 pC eingehalten werden. In Abbildung 12 sind die Oszillogramme der Ausgangsspannungen und -ströme des statischen Frequenzumrichters bei Übererregung eines 120-MVA-Trafos dargestellt. Trotz der extrem nichtlinearen Stromaufnahme des Prüflings bewegt sich der Klirrfaktor der Ausgangsspannung im Bereich um $f_k = 3,5\%$.

Abbildung 13 zeigt einen üblicherweise auftretenden TE-Störpegel, gemessen am Ausgang des Prüfsystems. Die Umrichterstörungen sind gleichmäßig über den gesamten Phasenbereich verteilt. Der TE-Störpegel nach IEC 60270 beträgt zirka 50 pC . Bei entsprechender Wahl eines geeigneten Frequenzbereiches oberhalb 1 MHz lässt sich die Messempfindlichkeit der TE-Messung deutlich verringern.

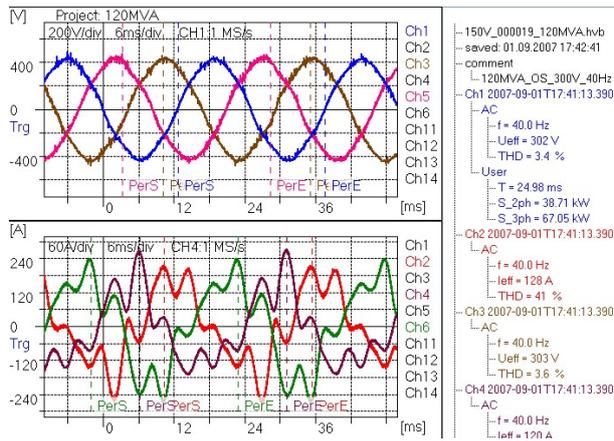


Abbildung 12: Dreiphasige Spannungen (oben) und Ströme (unten) des CFI-500-Umrichters bei einer Trafoprüfung (120 MVA, übererregt)

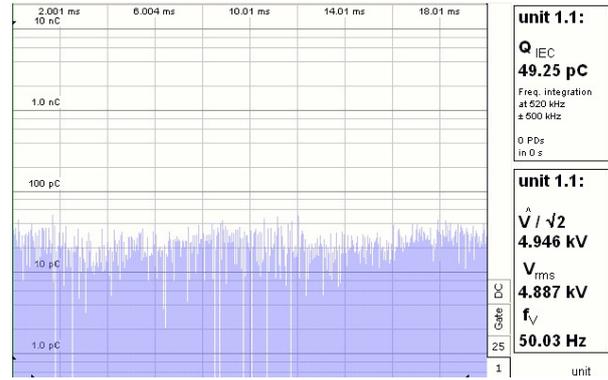


Abbildung 13: TE-Störpegel am Ausgang des Prüfsystems (4,9 kV; 50 Hz)

5 Zusammenfassung

Die Prüfung von Leistungstransformatoren vor Ort erfordert die Erzeugung einer Prüfspannung hoher Qualität (THD < 5 %) bei Einhaltung eines geringen Störpegels ($Q_s < 100 \text{ pC}$). Diese Anforderungen können statische Frequenzumrichter mit angepasster Regelung heute erfüllen. Ihre Dynamik gewährleistet eine hohe Prüfspannungsqualität auch unter extrem nichtlinearen Lastbedingungen sowie eine schnelle und energiearme Schutzabschaltung im Fehlerfall.

Das im Beitrag vorgestellte mobile Transformatorenprüfsystem besteht aus dem System für die angelegte Spannungsprüfung und dem kombinierten System für die Leerlauf- bzw. induzierte Spannungsprüfung. Das System für die angelegte Spannungsprüfung ist neben der Prüfung von Leistungstransformatoren auch zur Prüfung von Kabeln oder GIS / GIL einsetzbar. Es kann auf einem Trailer installiert oder in einem 20-ft-Container transportiert werden. Das Prüfsystem für die Leerlauf- bzw. induzierte Spannungsprüfung ist komplett in einem 40-ft-Container inklusive Lafette untergebracht. Kernstück dieses Prüfsystems bildet der statische Frequenzumrichter der 500-kVA-Klasse. Neben dem Prüfsystem bietet der Container Stauraum für sämtliches Zubehör sowie die Primärprüftechnik.

Das Schaltungskonzept des Prüfsystems für die induzierte Spannungsprüfung sowie Leistungsmessung umfasst den statischen Frequenzumrichter CFI 500, eine kapazitive und induktive Kompensationseinheit, einen Anpasstransformator, HV-Filter- und Messbaugruppen. Das Prüfsystem wird durch Leistungs- und TE-Messtechnik vervollständigt.

Das Prüfsystem für die angelegte Spannungsprüfung beruht auf dem bewährten Prinzip der frequenzvariablen Resonanzkreise und besteht im Wesentlichen aus einem kleinen Wechselrichter, einem Erregertransformator, einer Hochspannungsdrossel und einem passenden Spannungsteiler. Durch entsprechende Auswahl einer oder mehrerer Hochspannungsdrosseln können Prüfspannungen bis 700 kV erzeugt werden.

Die Bedienung des Prüfsystems erfolgt mit einem Bediengerät BG 5, das im Bedienrack im Kontrollraum untergebracht ist oder alternativ durch eine Rechnersteuerung CMS 23 T. Die Steuerung der Prüfzyklen kann vollautomatisch oder manuell erfolgen. Die Rechnersteuerung ermöglicht die Programmierung beliebiger Prüfzyklen und eine Aufzeichnung der Messdaten und Statusmeldungen während der Prüfung.

Die gewonnenen Messergebnisse bestätigen die Einhaltung der Grenzwerte nach IEC 60076 für den Klirrfaktor der Ausgangsspannung und den TE-Störpegel. Entsprechend der

Lastcharakteristik des Prüflings kann das mobile Transformatorenprüfsystem eine Prüfscheinleistung von bis zu 1,7 MVA bei 50 Hz bereit stellen. Das Prüfsystem kann dabei bis zu 500 kW Transformatorverluste abdecken.

6 Literatur

[1]

IEC 60060-1: 1989-11: High-voltage test techniques. Part 1: General definitions and test requirements.

[2]

IEC 60060-3: 2006-02: High-voltage test techniques. Part 3: Definitions and requirements for on-site testing.

[3]

IEC 60076-1: 1997-06: Corrigendum 1 - Power transformers - Part 1: General.

[4]

IEC 60076-3: 2000-03: Power Transformers. Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air.

[5]

W. Hauschild; A. Thiede; T. Leibfried; F. Martin: Statische Umrichter für Hochspannungsprüfungen an Leistungstransformatoren. Stuttgarter Hochspannungssymposium 2006, Stuttgart, 2006,

[6]

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)

[7]

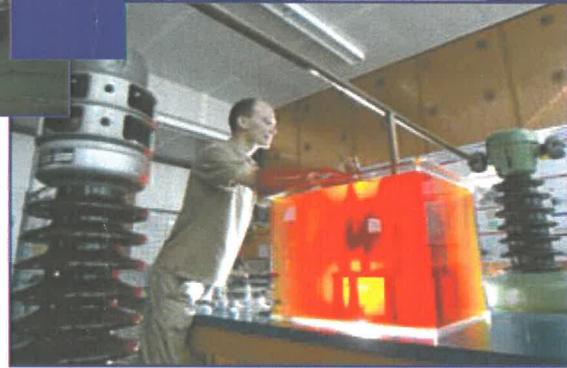
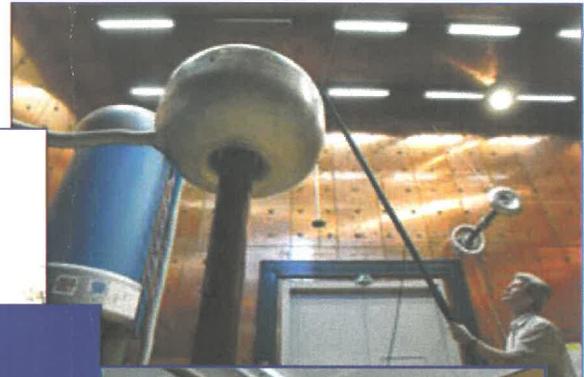
A. Winter; A. Thiede; U. Stephan: Mobile on-site test system for off-line tests and diagnostics at power transformers. ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, Kassel, 2006

[8]

A. Winter, P. Coors, U. Stephan: "A Mobile Transformer Test System Based on a Static Frequency Converter", ISH 2007, Ljubljana, 2007

7 Danksagung

An den beschriebenen Konzepten, Untersuchungen und Realisierungen waren bei HIGHVOLT die Herren Dr. Hauschild, Stephan, Scheibler, Schindler, Coors und Steiner beteiligt. Die Autoren danken für deren Mithilfe.



Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen

Schwerpunktthemen:

- 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
- Hochspannungsprüf- und Messtechnik
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung