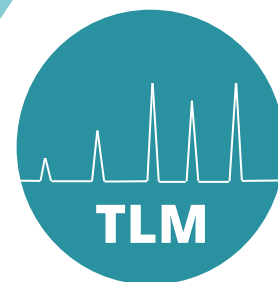


TLM 2018

12. Transformer-Life-Management Konferenz



24.-25. September
Dorint Kongresshotel****
Neuss

powered by
ENERGY SUPPORT



Goldsponsor





Im Mittelpunkt der Transformer-Life-Management Konferenz (TLM) stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung. Seit mehr als 10 Jahren bietet die TLM Experten, Ingenieuren, Herstellern und Ausstellern ein Forum zum Austausch der notwendigen Informationen, die für hohe Betriebssicherheit, lange Lebensdauer und reduzierte Wartungs- und Ausfallzeiten von Transformatoren nötig sind.

Themen sind unter anderem neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und deren Interpretation, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset-Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung. Die ca. 20 Referenten sind Betreiber, Hersteller und Entwickler, die gerne Ihre Erfragungen teilen, sowie Wissenschaftler, die den aktuellen Stand der Forschung im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren. Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet dabei zusätzlichen Raum für praxisorientierte Diskussionen.

Dieses Jahr liegt ein besonderer Schwerpunkt auf Isolierflüssigkeiten, so dass Eigenschaften, Anwendungsgebiete, Alterungsphänomene, Aufbereitungsverfahren und Diagnosemöglichkeiten von Isolierflüssigkeiten diskutiert werden.

Themenblöcke

- **Trends infolge der Energiewende**
- **Aktuelles aus Gremien und Normen**
- **Isolierflüssigkeiten und Aufbereitungsmethoden**
- **Monitoring und spezielle Diagnoseverfahren**
- **Neues aus Forschung und Entwicklung**





Programm

Tag 1: Montag, 24. September 2018

11:00 - 12:00 Uhr: Check-in und Begrüßungssnack

12:00 - 14:00 Uhr: Themenblock I - Einführung

Seite

▶ **Begrüßung und Einführung**

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)

▶ **Keynote: 40 Jahre Transformatorenbau**

Selim Yürekten (Enpay Group)

▶ **SC D1: Aktivitäten zum Thema Isolierstoffe für Transformatoren**

Dr. Ralf Pietsch (Cigré SC D1 Chairman)

8

▶ **Beispiele für Transformatorenschäden/-ausfälle**

Dr. Klaus Scheil (Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren)

16

▶ **Neue Ansätze zur Bewertung des Zustandes von Transformatoren**

Michael Lukas (LEAG)

26

14:00 - 15:30 Uhr: Kaffeepause und Fachausstellung

15:30 - 17:15 Uhr: Themenblock II - Isolierflüssigkeiten

▶ **Erfahrung aus der Anwendung von GTL basierten Transformatorenölen**

Dr. Volker Null (Shell Deutschland Oil GmbH)

33

▶ **The modern transformer fleet - managing several insulating liquids**

Carl Wolmarans (Nynas AB)

45

▶ **Teil I: Isolieröl-Aufbereitung und -Regeneration**

Mobile Lösungen für den europäischen Markt

Martin Seipel (HCS Group GmbH - Electrical Oil Services)

60

▶ **Teil II: Refurbish not Replace - A Case Study**

Glen Evans (Tata Steel Europe), Andrew Bartram (HCS - Electrical Oil Services)

68

Ab ca. 18:00 Uhr: Abendveranstaltung mit technischem Rahmenprogramm



Programm

Tag 2: Dienstag, 25. September 2018

8:30 - 10:00 Uhr: Themenblock III - Monitoring und Isolierf üssigkeitsanalyse

- ▶ **Anbindung von online DGA Sensoren in ein automatisiertes Asset-Management System** **76**
Holger Lohmeyer (ABB AG)
- ▶ **Wartung von Windkraftanlagen untere Berücksichtigung der Isolierölkennwerte** **84**
Martin Frangen (Koopmann Elektrotechnik)
- ▶ **Intelligente Algorithmen zur Bewertung von Isolierkennwerten** **110**
Sebastian Schreiter (HTWK Leipzig)

10:00 - 11:00 Uhr: Kaffeepause und Fachausstellung

11:00 - 12:30 Uhr: Themenblock IV - Diagnosemethoden

- ▶ **Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren** **123**
Dr. Michael Krüger (OMICRON electronics GmbH)
- ▶ **On-load tap-changer testing using the DVtest method and the advantages of transformer demagnetization** **149**
Edis Osmanbasic (IBEKO Power AB, DV Power)
- ▶ **Vorort Diagnose an Verteiltransformatoren für Windkraftwerke und Industrieanwendungen** **184**
Stefan Bergmann (HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH)

12:30 - 13:30 Uhr: Mittagessen und Fachausstellung

13:30 - 15:30 Uhr: Themenblock V - Forschung

- ▶ **Nanof üssigkeiten** **198**
Mohammad Taghi Imani (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)
- ▶ **Untersuchungen zur Alterung des Papier-Öl-Dielektrikums** **216**
Tobias Kinkeldey (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)
- ▶ **Neues zur FRA Interpretation** **233**
Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje (Hochschule Bremen)
- ▶ **Beitrag zur Weiterentwicklung von entropiebasierenden Healthindexverfahren** **237**
Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber (Hochschule Zittau)

Ca. 15:45 Uhr: Ende der Konferenz





Sponsoren



Wissenschaftliche Tagungsleitung

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle



Leiter des IfES und des Schering-Instituts



Prof. Dr.-Ing. Peter Werle hat an der Universität Hannover Elektrotechnik studiert und anschließend am Schering-Institut in Hannover promoviert.

Von 2003 bis 2014 war er bei der ABB AG im Bereich Transformatorenservice in verschiedenen nationalen und internationalen Positionen tätig und leitete zuletzt den Transformatorenservice in Deutschland mit den Werken Halle an der Saale, Nauen bei Berlin und Neusäss bei Augsburg.

Seit Oktober 2014 leitet er das Schering-Institut für Hochspannungstechnik und Asset Management an der Leibniz Universität Hannover.

Er ist Mitglied im VDE, IEEE, DKE K 182 und tätig als CIGRÉ Liaison officer A2-IEC TC 10, sowie Experte in der CIGRÉ Advisory Group AG A2.4 und Mitarbeiter in verschiedenen CIGRÉ Working Groups.



Wissenschaftliche Tagungsleitung

Prof. Dr.-Ing. habil. Hossein Borsi

Schering-Institut, CTO DESC



Prof. Borsi hat an der Universität Hannover Elektrotechnik studiert und 1976 am Institut für Hochspannungstechnik promoviert, die Habilitation folgte 1979. Im selben Jahr begann er an der Fredowski Universität Mashhad, Iran zu unterrichten.

Er arbeitet bis 1986 als Professor für Energietechnik und Dekan der School of Engineering. Er gründete das Transformatorenwerk Reza Transwerk in Mashhad und war dort bis 1985 technischer Leiter. Neben seiner Tätigkeit an der Universität wurde er zum wissenschaftlichen Berater des Energieministers im Iran berufen.

Seit 1987 arbeitet er als Professor und akademischer Direktor am Schering-Institut der Leibniz Universität Hannover. Er ist Mitglied der VDE, arbeitete in verschiedenen CIGRE Task Forces und nationalen Normungsgremien. Er ist Autor und Co-Autor von über 350 wissenschaftlichen Publikationen, Co-Autor von 3 wissenschaftlichen Büchern und hält über 30 Patente. Er arbeitet als Berater im Bereich Hochspannungsbetriebsmittel und weltweit als Gutachter für Transformatorenschäden.



Keynote: 40 Jahre Transformatorenbau



Selim Yürekten

Enpay Group, Türkei



Herr Selim Yürekten; geboren im Jahre 1939 in Izmit/ Türkei. Er absolvierte in 1962 mit höchstem Abschnitt das Studium der Elektrotechnik an der Gazi Universität in Ankara. Im letzten Semester seines Studiums wählte er den Schwerpunkt Transformatoren. Er spricht deutsch und englisch.

In den Jahren 1964-1968 war er bei Brown Boveri & Cie in Mannheim in der Abteilung für Design und Kalkulation tätig.

Ab 1968 führte 10 Jahre lang seine Tätigkeit als technischer Gründer und GM für Transformatorenbau bei der Firma BEST in der Türkei fort. Als Pionier steuerte er damals die Entwicklung der Transformatoren Produktion in der Türkei an. Ihm gehören viele Publikationen.

Im Jahre 1978 gründete er die Firma ENPAY in der Türkei für die Produktion von Komponenten für Transformatoren bis zu 1200 kV. In 1989 wurde Joint Venture YURWAS Yürekten-Weidmann A.S. gegründet, um Isolation Komponenten zu fertigen. In 2006 wurde es beendet und in ENPAY voll integriert. In kürzester Zeit Board Maschine und Nasstoff Bearbeitungsanlagen installiert. Es folgten weitere Fabriken in Slowakai (2005), in Indien (2009), in Bulgarien (2017).

Im Jahre 2001 wurde er als Geschäftsmann des Jahres in der Region Kocaeli in der Türkei honoriert. Es folgten weitere mehrere Ehrenurkunden.

In den Jahren von 2011-2013 gründete er unter seinem Namen eine technische Berufsschule für 1000 Schülern. Dieser Beitrag zur technischen Bildung ist sein grösster Stolz. Im Oktober 2013 öffnete die Schule Ihre Türen und ist seit dem weiterhin aktiv in der regionalen technischen Bildung.

Er ist Mitglied von CIGRE, IEEE, TRAVEK, EMSAD, UK Magnetic Society etc, und Gründer von CIGRE türkischen national Komitee. Er ist weiterhin aktiv in CigreWG A2-54, und SEERC TAC. (Er wurde gewaehlt als Cigre Distinguished member)

Seit dem Jahre 2013 ist er Ehrenpraesident und hat die Leitung der Gruppe an seinem Sohn Hr.Murat Yürekten überlassen, der seit über 25 Jahren in Geschäftsleitung mit großem Erfolg mitgewirkt hat.





Dr. rer. nat. Ralf Pietsch

Highvolt Prüftechnik Dresden GmbH



Ralf Pietsch studierte Physik an der RWTH Aachen, das er 1986 als Diplom-Physiker abschloss. Anschließend promovierte er am Institut für Hochspannungstechnik, ebenfalls an der RWTH Aachen.

Nach dem Studium arbeitet er von 1992 bis 1996 im ABB Forschungszentrum in Baden-Daettwil (Schweiz). 1996 wechselte er nach Zürich-Oerlikon und leitete bis Ende 2000 das Entwicklungs- und Typ-Prüffeld der ABB Hochspannungstechnik (GIS-Anlagen). Seit 2001 arbeitet er bei der HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH und ist u.a. für die Hochspannungstechnik (R&D) verantwortlich.

Seit 1996 ist er aktiv in der CIGRE tätig, als Spezialist, Sekretär oder Convener. Seit Ende August 2016 ist er Chairman vom CIGRE Study Committee D1.

An der TU Chemnitz hält er seit 2004 als Lehrbeauftragter die Vorlesung „Diagnose- und Messtechnik“.





SC D1: Aktivitäten zum Thema Isolierstoffe für Transformatoren

Dr. Ralf Pietsch

Einleitung

CIGRE – Aufgaben und Organisation -

Bevor in diesem Beitrag mehr über die Isolierstoffe für Transformatoren berichtet wird, erfolgen zuerst allgemeinere Informationen über die Ziele, die Struktur und die Organisation der CIGRE und des Study Committee D1, im Folgenden SC D1 genannt.

Was „verbirgt“ sich eigentlich hinter dieser Bezeichnung? SC D1 ist eines von 16 Studien Komitees innerhalb der Organisation CIGRE (**C**onseil **I**nternational des **G**randes **R**eseaux **E**lectrique), die 1921 in Frankreich gegründet wurde und ihren Hauptsitz in Paris hat. CIGRE ist ein internationaler gemeinnütziger Verein mit dem Ziel zur Verbesserung der elektrischen Energiesysteme von heute und morgen beizutragen. Dies erfolgt durch die Förderung der Zusammenarbeit und des Wissensaustausch von Experten aus der ganzen Welt. Weitere Details befinden sich auch auf der Homepage, www.cigre.org und können in dem ausführlichen Flyer – WELCOME TO CIGRE - nachgelesen werden.

Bild 1 zeigt die Struktur der CIGRE, entnommen aus dem genannten Flyer [1].

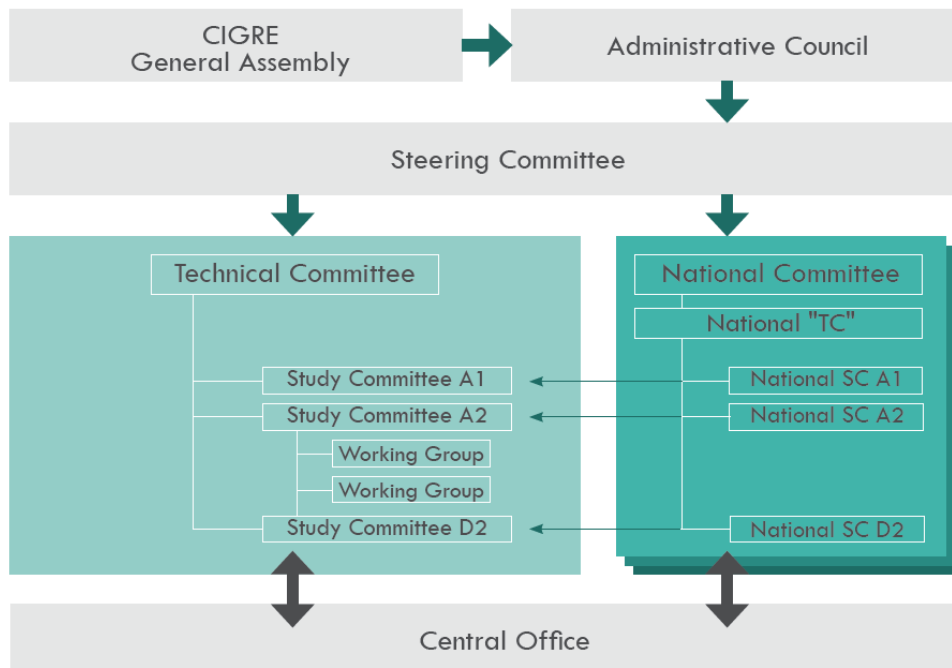


Bild 1: Aufbau und Struktur der CIGRE [1]

In **Bild 2** sind die 16 Studien Komitees mit ihren jeweiligen Schwerpunkten und ihren Beziehungen untereinander schematisch dargestellt. Die Studienkomitees (SC) sind selbst in Arbeitsgruppen (Working Groups) unterteilt, die sich auf spezielle Themenbereiche konzentrieren. Die „Produkte“ der CIGRE, ihrer technischen Komitees und Working Groups sind Publikationen, Technische Broschüren („Technical Brochure“, TB), Tutorials, Symposien, Kolloquium und natürlich die alle zwei Jahre stattfindende „CIGRE Session“ in Paris. Auf ihr werden in 16 „Group Discussion Meetings“ die Themen diskutiert, die die sogenannten „Special Reporters“ in ihrem jeweiligen SC mit Fragen zusammengestellt



haben. Davon unabhängig werden die eingereichten Papers in 16 Poster Sessions des jeweiligen SCs vorgestellt und entsprechend diskutiert.

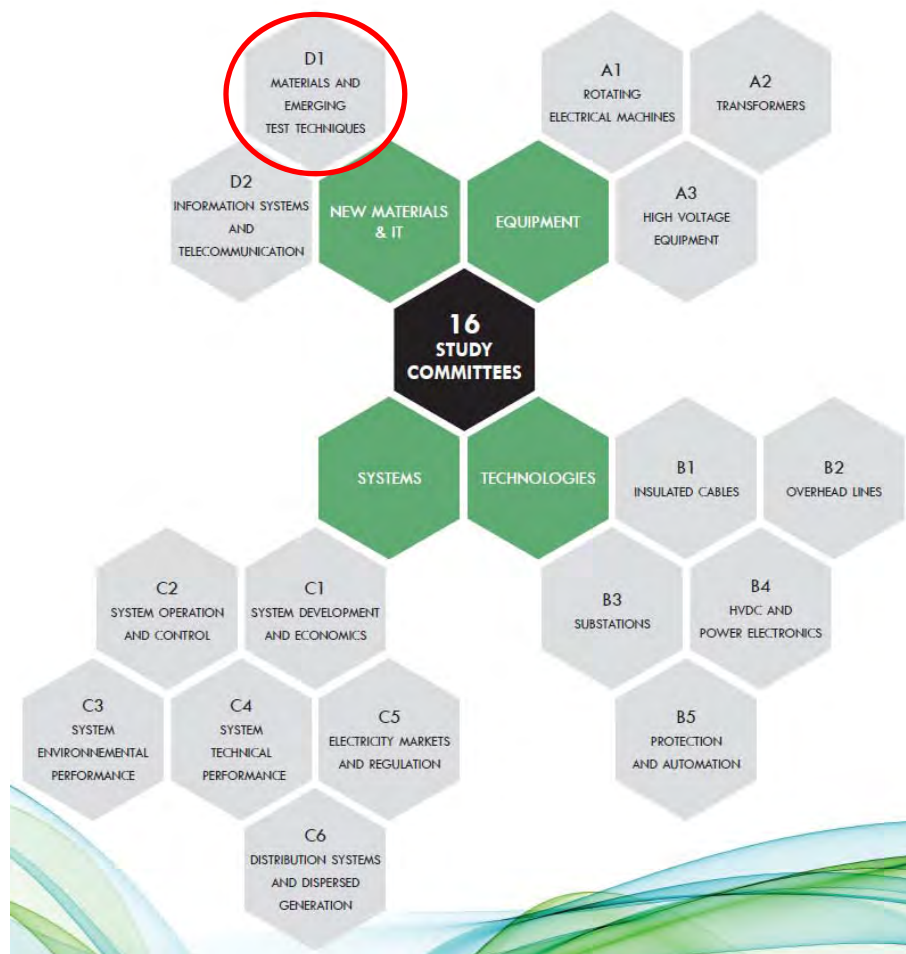


Bild 2: Aufbau und Zuordnung der 16 Study Komitees innerhalb der CIGRE [1]

Nach dieser allgemeinen Vorstellung nun zu den Aufgaben / Schwerpunkten des Studien Komitees D1.

CIGRE SC D1 – Struktur, Organisation und Themenschwerpunkte -

Die Arbeitsthemen, die in SC D1 behandelt werden, umfassen feste, flüssige und gasförmige Materialien für die Energietechnik. Dazu kommen Diagnoseverfahren wie beispielsweise die Teilentladungsmessungen mit der UHF-Methode und die DGA sowie den damit zusammenhängenden Wissensregeln. Hier auszugsweise die Zusammenfassung der Aufgaben des SC D1 in der deutschen Übersetzung aus dem Jahresbericht von 2017 [2].

„Das SC D1 behandelt und untersucht neue und bestehende Materialien für die Elektrotechnik, Diagnoseverfahren und damit verbundene Wissensregeln sowie neue Prüfverfahren, die mittel- bis langfristig erhebliche Auswirkungen auf die Energiesysteme haben dürften. Als horizontales Studienkomitee ist der SC D1 bestrebt, auch die anderen CIGRE-Studienkomitees und externe Kunden zu unterstützen. Aufgabe des Studienkomitees ist es, den Fortschritt der Technik und den internationalen Informations- und Wissensaustausch zu erleichtern und zu fördern. Erreicht wird dies durch die Synthese modernster Verfahren und die Entwicklung von Empfehlungen sowie die



Identifizierung, Untersuchung und Überwachung des Einsatzes neuer oder neuartiger Materialien, Testtechniken und generischer Diagnosekonzepte. Test- und Messverfahren werden unter Berücksichtigung der Leistungsfähigkeit von Werkstoffen und elektrischen Isoliersystemen in Bezug auf elektrische, thermische, mechanische, chemische und Umweltbelastungen entwickelt. Diese können dann auf die Entwicklung neuer Diagnose- und Analysemethoden für das Asset Management von elektrischen Betriebsmitteln angewandt werden, um die Arbeit von Geräte-, Subsystem- und Systemkomitees zu unterstützen.“

Derzeit besteht das SC D1 aus 24 ordentlichen Mitgliedern und 9 Beobachtern. In den 28 „Working Groups“ des SC D1 sind rund 350 Experten aus 41 Ländern aktiv.

Die Aktivitäten des SC D1 lassen sich in die vier Bereiche "Isoliergase", "Flüssigkeiten und flüssigkeitsgetränkte Isoliersysteme", "Feststoffe" und "Hochspannungs- und Hochstromprüfung und -Diagnose" gliedern, Bild 3.

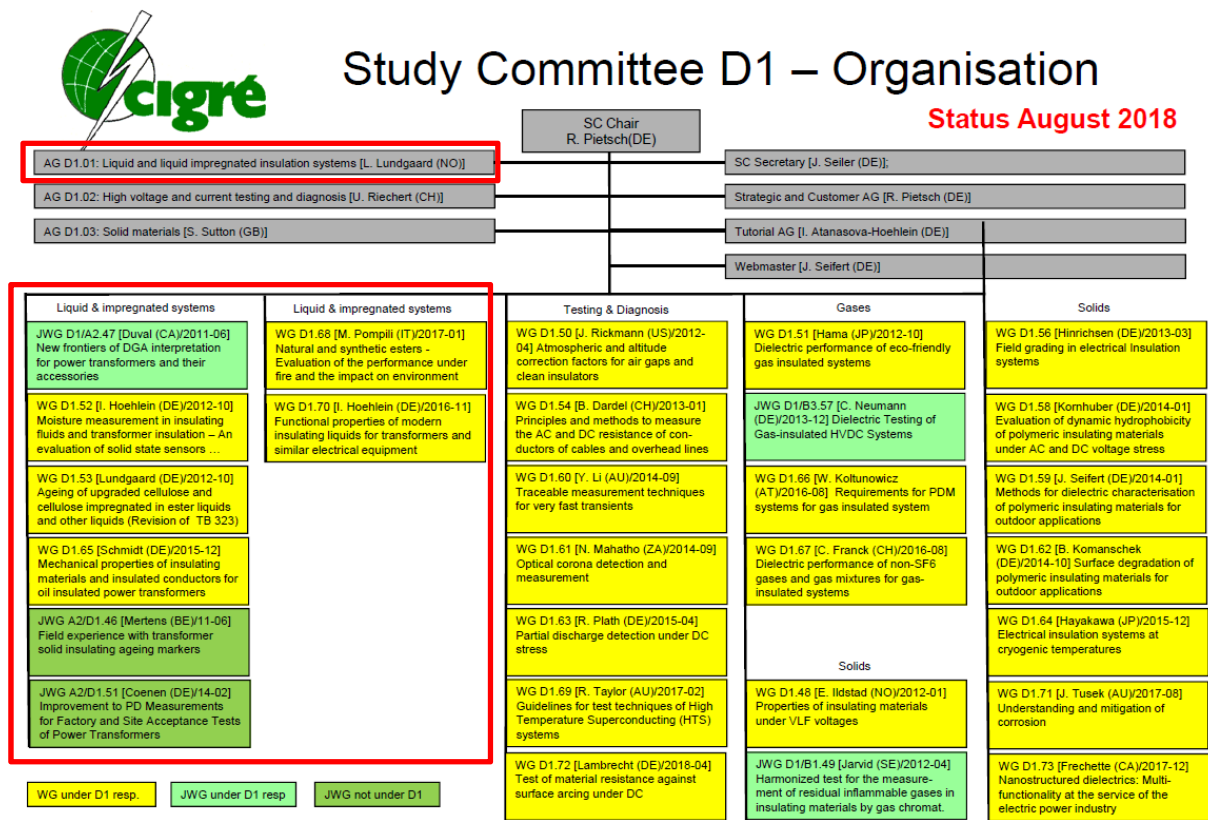


Bild 3: Organigramm des „Study Committee D1“, aufgeteilt in 4 Bereiche. Die Themen mit Schwerpunkt „Isolierstoffe für Transformatoren“ sind rot umrandet.

Drei sogenannte „Advisory Groups“, AG, steuern die Aktivitäten innerhalb der drei größten Themenbereiche. Der Vorsitzende von AG D1.01 organisiert beispielsweise die Aktivitäten im Bereich „Liquid & Impregnated Systems“. Dem Organigramm ist auch zu entnehmen, das SC D1 mit anderen SCs direkt und intensiv zusammenarbeitet, was in den sogenannten „Joint Working Groups“ (JWG) zum Ausdruck kommt. Abhängig davon, welches SC die Hauptaufgabe und Leitung innehat, wird dieses SC in der Bezeichnung zuerst aufgeführt. SC D1 und SC A2 (Transformatoren) sind zurzeit in drei JWGs gemeinsam aktiv.

Erwähnt sei an dieser Stelle auch noch das Zusammenarbeiten mit B1 („Cable“) und B3 („Substations“).



Die neu gestartete **WG D1.73**, unter der Leitung von Michel Frechette (Kanada), beschäftigt sich speziell mit Nanomaterialien in Feststoffen.

Die Arbeiten innerhalb des Themenkomplex „Liquid & Impregnated Systems“ konzentrieren sich auf grundlegende Phänomene und Mechanismen der Leitfähigkeit, der dielektrischen Kenngrößen, der Durchschlagsfestigkeit und der Alterung relevanter Materialien und Isoliersysteme. Dies umfasst sowohl traditionelle als auch biologisch abbaubare Isolierflüssigkeiten. Die Arbeiten in den Arbeitsgruppen zielen darauf ab, die grundlegenden physikalischen und chemischen Mechanismen der Alterung aufzudecken und zu verstehen und bilden damit die Grundlagen für die Diagnose und das Asset Management von Betriebsmitteln wie Transformatoren und flüssigkeitsgetränkten Kabel.

Es sei angemerkt, dass die aktuellen Aktivitäten der Working Groups direkt oder indirekt in Bezug zu den anderen Beiträgen dieser Konferenz stehen und damit als Ergänzung dienen können.

Aktuelle Arbeitsgruppen im Bereich „Flüssigkeiten- und flüssige Isoliersysteme“

Die **WG D1.52**, unter der Leitung von Ivanka Atanasova-Hoehlein (Deutschland), beschäftigt sich mit der Feuchtemessung von Isolierflüssigkeiten in Transformatoren, dem Vergleich chemischer Methoden (Karl-Fischer-Titration) und der Messung mit Festkörpersensoren sowie deren Genauigkeit und Reproduzierbarkeit; daraus entsteht ein Leitfaden für die Messung und den Vergleich der mit verschiedenen Methoden erzielten Ergebnisse. Diese werden im Herbst 2018 in der TB veröffentlicht.

Die **WG D1.53**, unter der Leitung von Lars Lundgaard (Norwegen), wurde als Reaktion auf den zunehmenden Einsatz von thermisch veredelter und mit neuen, flüssigen synthetischen und organischen Estern imprägnierter Cellulose gegründet. Ihr Ziel ist die CIGRE TB Nr. 323 zu überarbeiten und auf den neuesten Stand zu bringen. Diese Arbeiten sind nun ebenfalls abgeschlossen und die entsprechende Broschüre wird noch in 2018 veröffentlicht.

WG D1.63, geleitet von Lars E. Schmidt (Deutschland) befasst sich mit den mechanischen Eigenschaften von Isoliermaterialien und isolierten Leitern für ölsolierte Leistungstransformatoren. U.a. soll geprüft werden, inwieweit die in den vorliegenden Normen und Prüfverfahren geforderten funktionellen Eigenschaften von Materialien für Transformatorisolationen und Leitersysteme repräsentativ für die bei Herstellung, Transport und Service auftretenden Belastungen sind. Falls erforderlich, soll die Gruppe Vorschläge zur Überarbeitung und Entwicklung von Normen für Werkstoffe und für die Materialprüfung erarbeiten.

Die **JWG D1/A2.47**, unter der Leitung von Michel Duval (Kanada), geht, gemeinsam mit den Experten von Leistungstransformatoren, „neue“ Wege in der Interpretation der DGA (Dissolved Gas Analysis). Die Arbeiten werden zudem in enger Zusammenarbeit mit der IEC TC 10 "Fluids for electrotechnical applications" durchgeführt. Als Folge der umfangreichen Ergebnisse und deren Komplexität werden 2019 zwei Technische Broschüren veröffentlicht. Die geplanten Titel lauten: "Detection of Faults in Transformers by DGA " und "On-Line Gas Monitors, Gas-in-Oil Standards, DGA in LTCs, Ester Oils".

JWG A2/D1.46, geleitet von Ronny Mertens (Belgien), soll die vorhandenen Alterungs-Marker mit praktischen Messungen des Polymerisationsgrades an festen Isolationsproben von Transformatoren während der Reparatur, Sanierung oder Verschrottung, d.h. Fallstudien (Praxiserfahrung) vergleichen. Informationen über die Auslegung des Transformators werden in die Bewertung einfließen, zusätzlich werden die Arbeiten im Zusammenhang mit der Arbeitsgruppe A2.45 durchgeführt, die ein Probennahme-Verfahren vorbereiten wird.

Die **JWG A2/D1.51**, unter der Leitung von Sebastian Coenen (Deutschland), strebt Verbesserungen bei den Teilentladungsmessungen für die Werks- und Vorortabnahmen von Leistungstransformatoren an. Dabei soll u.a. die konventionelle TE-Messung nach IEC 60270 mit der Ultrahochfrequenzmethode (UHF) verglichen werden. Dies betrifft u.a. die geeigneten Frequenzbereiche, die Messempfindlichkeit



und die Möglichkeiten für einen Empfindlichkeitsnachweis, ähnlich wie er bei GIS-Anlagen angewendet wird. Geplant ist die Fertigstellung der TB in 2019.

Im Bereich der flüssigen und flüssigkeitsgetränkten Isolierstoffe wurden Ende 2016 und 2017 zwei neue WGs gegründet. Die WG **D1.68**, geleitet von Massimo Pompili (Italien), beschäftigt sich mit natürlichen synthetischen Estern. Dabei sollen das Brandverhalten und die Auswirkungen auf die Umwelt im Falle einer Havarie untersucht und bewertet werden.

Die funktionellen Eigenschaften moderner Isolierflüssigkeiten für Transformatoren und ähnlicher elektrischer Geräte werden in der **WG D1.70**, geleitet von Ivanka Atanasova-Hoehlein (Deutschland), untersucht.

Abschließend, der Vollständigkeit wegen, eine kurze Übersicht von Technischen Broschüren, die in den letzten Jahren in SC D1 zum Thema Isolierstoffe für Transformatoren erarbeitet und erstellt worden.

TB 676 – „Partial discharges in transformers“, WG D1.29, 2017-02
TB 646 – „HVDC transformer insulation: oil conductivity“, JWG A2/D1.41, 2016-01
TB 526 – „Oxidation stability of insulating fluids“, WG D1.30, 2013-02

Diese Ergebnisse werden, wie bereits erwähnt, ergänzt durch Tutorials, die im Rahmen der WGs am Ende ihrer Arbeit erstellt werden. Diese Tutorials werden typischerweise auf Konferenzen, Symposien, Kolloquien und der CIGRE Session in Paris vorgetragen. Damit erreichen die Ergebnisse der WGs auch eine größere Aufmerksamkeit.

Die Liste der Tutorials (derzeit 19) ist auf der D1-Website (<http://d1.cigre.org/Events/Tutorials-Workshops>) verfügbar. Speziell mit Transformatoren beschäftigen sich die folgenden Tutorials direkt oder Indirekt (diagnostische Themen):

- D1-T001 „Liquid and liquid impregnated insulation“, TB 323
- D1-T002 „Oxidation Stability of Insulating Fluids“, TB 526
- D1-T003 „Dielectric Response Diagnoses for Transformer Windings“, TB 414
- D1-T004 „Furanic Compounds for Diagnosis“, TB 494
- D1-T005 „Choice and Use of On-Line Gas Monitors“, TB 409
- D1-T006 „DGA in Non-Mineral Oils and Load Tap Changers and Improved DGA Diagnosis Criteria“, TB 443
- D1-T007 „High-Voltage On-Site Testing with Partial Discharge Measurement“, TB 502
- D1-T011 „HVDC Transformer Polarity reversal: Role of oil conductivity“, TB 646
- D1-T016 „Partial Discharges in Transformers“, TB 676
- D1-T019 „Moisture Measurement in Insulating Fluids and Transformer Insulation – an Evaluation of Solid State Sensors and Chemical Methods“, WG D1.52

Beziehungen von SC D1 zu anderen Organisationen

Der SC D1 ist bestrebt gute Beziehungen zu externen Organisationen wie IEC, IEEE und CIRED aufzubauen und zu pflegen. Im Kontext der Isolierstoffe für Transformatoren sind dies bei der IEC speziell das TC 10 "**Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen**" und das TC 14 "**Leistungstransformatoren**".

Zusammenfassung und Ausblick

Nach einer kurzen Vorstellung der Organisation und des Aufbaus der CIGRE wurden Struktur und die Arbeitsthemen des Studien Komitees D1 erläutert. Die Aktivitäten des SC D1 lassen sich in die vier Bereiche "Isoliergase", "**Flüssigkeiten und flüssigkeitsgetränkte Isoliersysteme**", "Feststoffe",



"Hochspannungs- und Hochstromprüfung und -Diagnose" gliedern. Die Arbeiten innerhalb dieses Themenkomplexes „konzentrieren sich auf grundlegende Phänomene und Mechanismen der Leitfähigkeit, der dielektrischen Kenngrößen, der Durchschlagsfestigkeit und der Alterung relevanter Materialien und Isoliersysteme. Dies umfasst sowohl traditionelle als auch biologisch abbaubare Isolierflüssigkeiten. Die Arbeiten in den Arbeitsgruppen zielen darauf ab, die grundlegenden physikalischen und chemischen Mechanismen der Alterung aufzudecken und zu verstehen. Es wurden die aktuellen acht Working Groups dieses Bereiches mit ihren Aufgaben kurz vorgestellt. Eine Liste wichtiger Broschüren und Tutorials im Kontext „Isolierstoffe für Transformatoren“ schloss diesen Beitrag ab.

Neue Themen in SC D1 sind in der Diskussion und Planungsphase. Dazu zählen Effekte unter dem Einfluss von Mischspannungen in Kombination mit transienten Überspannungen, die speziell bei den HVDC-Systemen auftreten. Weiterhin besteht Bedarf, überlagerte und kombinierte Spannungsprüfungen, die dazu notwendigen Schutzmaßnahmen wie auch die korrekten Spannungsmessungen in Zukunft genauer zu untersuchen.

Literaturhinweise

- [1] CIGRE Technische Broschüre: WELCOME TO CIGRE, April 2017, <http://www.cigre.org/What-is-CIGRE>
- [2] Annual Report SC D1, Electra, December 2017, No. 295, pp. 20 - 23

Anschrift

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
Dr. rer. nat. Ralf Pietsch
Marie-Curie-Straße 10
01139 Dresden
Tel.: +49 351 8425 664
Fax: +49 351 8425 9664
E-mail: pietsch@highvolt.de



Dr.- Ing. Klaus Scheil

Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren



Geboren und Schulbildung in Merseburg.

Nach Studium und berufsbegleitender Promotion (TU Moskau/MEI, Fachrichtung elektrische Netze; Versuche im Rahmen der Dissertation an der TU Dresden) bis 1986 beim Regionalen Energieversorger beschäftigt, zuletzt als Technischer Leiter der EV Halle.

Nach einer Werkserweiterung im Transformatoren- Werk Halle (das zum regionalen Energieversorger/ seit 01.01.1991 dann zum ABB Konzern gehörte/gehört) ab 1986 zunächst Prüffeldleiter, später in Personalunion auch Qualitätsleiter.

Ab 2009 bis 09/2017 an gleicher Stelle Leiter des Befundteams. Damit zuständig für die Untersuchung von Reparaturobjekten im Werk bezüglich vorhandener Schädigungen aber auch Untersuchungen an Transformatoren bei Schadensfällen vor Ort.

Ab 10/2017 in Altersrente. In 11/2017 Gründung der Firma ‚Klaus Scheil □ Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren‘.





Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

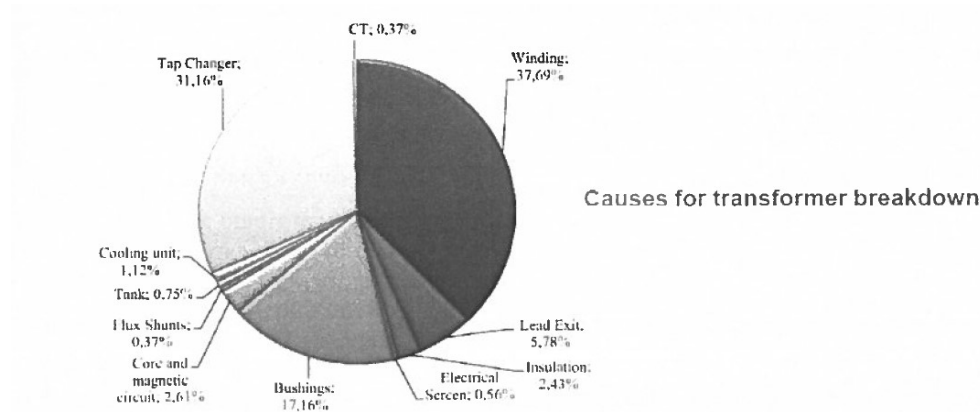
AGENDA

- Einführung: Ursache von Transformatoren- Ausfällen entsprechend Cigre Broschüre 642 ‚Transformer Reliability Survey‘
- 1. Schäden an Wicklungen: a.) Wicklungsgeometrie, b) im Strompfad, c) an Wicklungs-/Windungsisolation
- 2. Schäden an Stufenschaltern: a) an Wählerkontakten b) am Lastumschalter
- 3. Schäden an Kernen: a) Kerngeometrie, b) an Kernblechisolation, c) an Isolation seiner Pressung
- 4. Schäden an Durchführungen
- Kurze Zusammenfassung

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

Einführung: - Ursache von Transformator- Ausfällen. Nach Cigre WG A2.37 Brochure 642 ‚Transformer Reliability Survey‘ vom Dezember 2015



TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

3

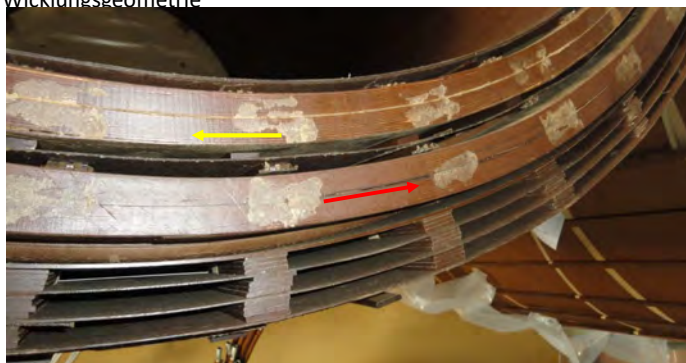
Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

1. Schäden an Wicklungen: a) Wicklungsgeometrie



‚Buckling‘ an einer US- Wicklung eines 50MVA/220kV-Trafos



Verschiebung der beiden Lagen einer 2lagigen US- Wicklung eines 400MVA/400kV- Trafos gegeneinander (‚Spiraling‘).

Auslösende Ursache: In beiden Fällen wurde der Transformator auf US- seitig noch eingebaute Erdungs- und Kurzschlussvorrichtungen eingeschaltet. Die Deformationen waren dann Folge der Kurzschlussstromkräfte.

TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

4

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

1. Schäden an Wicklungen: b) im Strompfad



Ende einer Stammwicklung eines 350MVA/400kV- Trafos. Der 4. (von außen) der 6 Teilleiter im linken Bild weist eine Unterbrechung auf. Im oberen Bereich der Wicklung wurde eine ‚kalte‘ Lötstelle gefunden.

Auslösende Ursache- möglicher Weise war die Lötstelle von Anfang an nicht ganz einwandfrei. Im Betrieb, durch Wärme und/oder mechanische Belastungen kam es dann an dieser Stelle zur Unterbrechung des Teilleiters.

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

1. Schäden an Wicklungen: c) an Wicklungs-/Windungsisololation



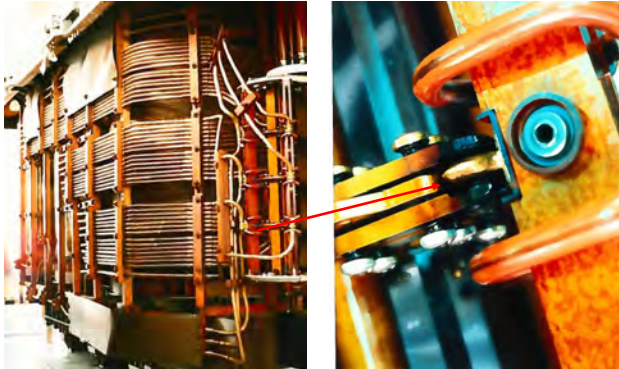
a.) Ruß wurde bei diesem 40MVA-110kV- Trafo in die feste Isolation eingebrannt. Folge waren erhöhte Schadgaswerte und Warnungen des Buchholzrelais im Betrieb.

b.) Schaden an einer US- Wicklung eines 500MVA//400/21kV- Transformators. Er hat sehr wahrscheinlich mit einem Windungsschluss begonnen.

Auslösende Ursache- a.) Reparatur nach einem Stufenschalterschaden nicht i. O.: nicht beseitigter Ruß wurde eingebrannt. b.) offensichtlich lockere Wicklung(en) nach Tausch vor Ort durch Kunden → nach der Trocknung wurde nicht nochmals gepresst.

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

2. Schäden an Stufenschaltern: a) an Wählerkontakten



Bei diesem 100MVA-220/30kV- Industrietrafo gibt es an einem Grobstufenwählerkontakt eine Heißstelle, verbunden mit Ölkohle- Bildung.

Auslösende Ursache- Trotz nicht versilberter Kontakte wurden vom Betreiber keine ‚Reinigungsstufungen‘ durchgeführt. Die Federkräfte der Kontakte erwiesen sich dagegen als ordnungsgemäß.

TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

7

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

2. Schäden an Stufenschaltern: b) am Lastumschalter



Schadhafter ‚Schlitten‘ am Kraftspeicher des Lastumschalters eines 130MVA/34,5kV- Ofentrafos. Es kam dadurch zum Schalten mit Unterbrechung am Stufenwähler, damit zur Lichtbogenbildung und Auslösung des Transformators.

Auslösende Ursache- Nicht rechtzeitig durchgeführte Lastumschalterwartung/Lastumschaltertausch.

TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

8

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

3. Schäden an Eisenkernen a.) Kerngeometrie



1Phasen- Spar-Transformator 200MVA/400kV. Ein Oberjochblech hat sich aus seiner ursprünglichen Einbaulage gelöst. Das Blech überbrückt dadurch die Strecke zu Isolierteilen der OS- Wicklung einer Säule. Das führte zu Teilentladungen erheblicher Intensität, zur Schadgasbildung im Isolieröl und zur Warnung des Buchholzrelais.

Auslösende Ursache- Mangelhafte Kernpressung, speziell des Oberjochs.

TLM, Neuss, 24.09.2018

[Klaus Scheil - Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren](#)

9

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

3. Schäden an Eisenkernen b.) an Kernblechisolation



1. ‚Kernbrand‘ an einem 20MVA-/110kV Transformator: Schädigungen an vielen Stellen des Ober- und Unterjochs, der Säulen.

Auslösende Ursache- Im 110kV- Netz löschte ein Erdschluss nicht. Es kam zu Folgeschäden an mehreren Betriebsmitteln, u.a. löste der hier betrachtete Transformator aus. An Säule U (rechts im linken Bild) wurde ein Durchschlag zum Eisenkern von der (inneren) AW- Wicklung registriert. Dadurch kam es zu den Schäden am Kern (Kurzschlussströme flossen durch ihn hindurch).

TLM, Neuss, 24.09.2018

[Klaus Scheil - Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren](#)

10

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

3. Schäden an Eisenkernen b.) an Kernblechisolation



2. ‚Kernbrand‘ an einem 600MVA-/400kV Transformator. Blechisolation wurde an vielen Stellen beschädigt (mech.&thermisch).
Auslösende Ursache- Knotenbleche eines unteren Presseisens haben sich während der Fertigung in Unterjochbleche gedrückt. Deren Blechisolation wurde überbrückt → im Betrieb konnten im Kern Kreisströme fließen mit folgender Heißstellenbildung. Es war ganz offensichtlich nicht zielführend, dass die Knotenbleche noch nachträglich bearbeitet worden waren.

TLM, Neuss, 24.09.2018

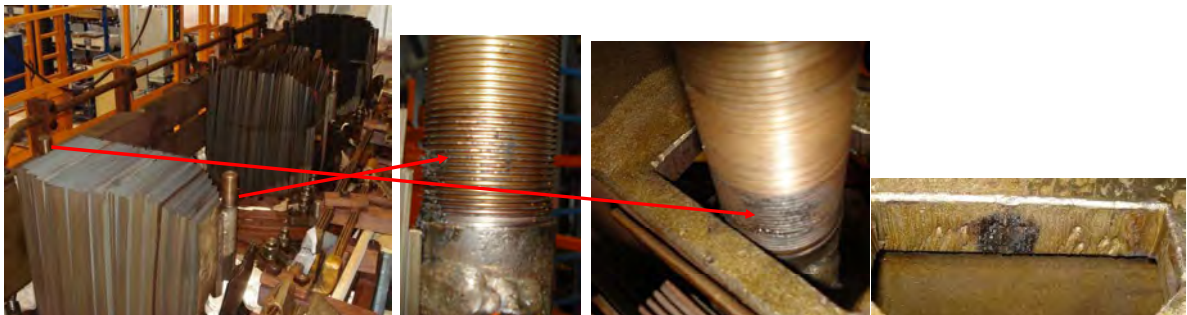
[Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren](#)

11

Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

3. Schäden an Eisenkernen c.) an Isolation seiner Pressung



An diesem 60MVA/110kV- Industrietrafo kam es nach einem Kurzschlussereignis im gespeisten Netz zu Auffälligkeiten in der DGA. Dafür mit verantwortlich waren Heißstellen an Zugstangen/Pressbalken.

Auslösende Ursache- Die Isolation Pressbalken/Zugstange(n) wird an den betroffenen Stellen bei dieser älteren Konstruktion nur durch eine Ölstrecke gewährleistet. Durch den Kurzschluss kam es offensichtlich zu Änderungen der Lage und zur Berührung dieser Presselemente an den betroffenen Stellen mit folgender Kreisstrom- und Heißstellenbildung. Nach vielen Betriebsjahren war die Pressung möglicher Weise auch nicht mehr ausreichend fest.

TLM, Neuss, 24.09.2018

[Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren](#)

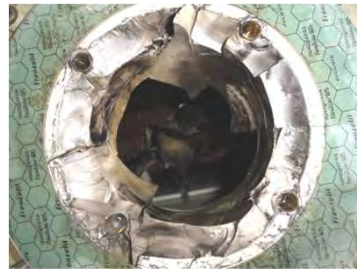
12

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

4. Schäden an Durchführungen



a.) 350MVA/400kV- Transformator. Eine 400kV-Durchführung wurde zerstört. Porzellanscherben liegen im Ausleitungstrichter.



b.) 50MVA/110kV- Trafo. Teile einer völlig zerstörten 110kV-Pfisterer- Buchse liegen im Innern auf dem Ausleitungsbereich. Zum Vergleich: die unzerstörte Buchse einer anderen Phase.

Auslösende Ursache- Wirkung eines Netzkurzschlussstroms *Auslösende Ursache- nicht bekannt, Untersuchung andernorts.*

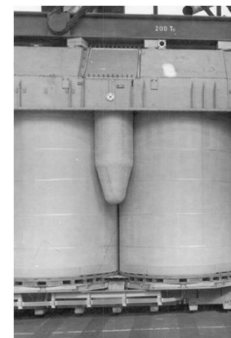
TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

13

Transformatorenschäden/-ausfälle (Beispiele)
- zu ihren auslösenden Ursachen

4. Schäden an Durchführungen



c.) Bei einer vor Ort durchgeführten Demontage der 400-kV- Durchführung eines 333MVA-/400kV- Trafopols wurde wegen thermischer Schädigung am Bolzen/Multikontakt der Ausleitungsbereich mit angehoben und beschädigt. Folgende Bilder: Der beschädigte Bereich wie nach Ausbau Aktivteil im Werk vorgefunden, sowie herunter gefallene Teile davon. Sein Originalzustand wird im Bild ganz rechts gezeigt.

Auslösende Ursache (für die Schwere des Schadens)- Die Heißstelle war in den Betriebs- DGA des Kesselöls nicht zu erkennen. Das, weil konstruktiv bedingt, Ausleitungs- und Kesselöl gasdicht voneinander getrennt waren.

TLM, Neuss, 24.09.2018

Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

14



Transformatorschäden/-ausfälle (Beispiele)

- zu ihren auslösenden Ursachen

Kurze Zusammenfassung

Die vorgestellten Beispiele zeigen typische, auslösende Ursachen für Trafoschäden/- ausfälle. Diese reichen von konstruktiven Ursachen, über Mängel in der Betriebsführung der speisenden/gespeisten elektrischen Netze wie auch der der betroffenen Transformatoren, über Probleme bei (Vorort-) Reparaturen bis hin zu von Alterung hervorgerufenen Schädigungen.

Möchte die Hoffnung zum Ausdruck bringen, dass sich daraus für Ihren Tätigkeitsbereich nutzbringende Schlussfolgerungen ergeben.

Hinweis: Alle gezeigten Schadensfälle wurden vom Autor während seiner Tätigkeit bei ABB Transformatoren, speziell im Werk Halle bearbeitet. Alle Fotos wurden vom Autor aufgenommen (Ausnahme: linkes Bild auf Folie 14/ Autor: Herr J. Wohlfarth, ABB Transformatoren Halle). Seitens Leitung des Werkes Halle wurde die Veröffentlichung der gezeigten Materialien genehmigt.

DAFÜR HERZLICHEN DANK!

Autorenanschrift: Dr. Klaus Scheil, Klaus Scheil · Sachverständigen- und Ingenieurbüro Transformatoren

Haselnussweg 26, 06120 Halle

Tel.: +49 345 5505493

Mobil: +49 151 28999584

E- Mail: klaus.scheil@ks-sib-trafo.de



Michael Lukas

Lausitz Energie Kraftwerke AG



Michael Lukas studierte Automatisierungs- und Elektrotechnik an der Ingenieurschule Senftenberg (1990 - 1994) und Mechatronik an der WirtschaftsAkademie Dresden (2003 - 2006).

Seit 1981 ist er tätig im Kraftwerk Boxberg und ist heute verantwortlich für den Bereich Schutz- und Hochspannungstechnik und betreut im Unternehmen LEAG die Transformatoren.

Michael Lukas ist aktiv tätig im VDE -ETG Fachbereich Q2 Werkstoffe, Isoliersysteme, Diagnostik und leitet im VGB die PG Transformatoren.





Neue Ansätze zur Bewertung des Zustandes von Transformatoren

Michael Lukas, Lausitz Energie Kraftwerke AG
Oleg Kuzmin

12. TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Die zunehmenden Anforderungen an einer sicheren und stabilen Energieerzeugung und Energieübertragung erfordern dem Instandhaltungsprozess ein hohes Maß an Flexibilität ab. Dabei stehen Transformatoren im Focus bei der Übertragung und Verteilung der Elektroenergie.

Die Entwicklung neuer Technologien, Instandhaltungsprozesse zu führen und auf ein Minimum zu begrenzen, erfordert neue Ansätze zur Bewertung des Zustandes von Transformatoren.

Elektrische und dielektrische Messungen an Leistungstransformatoren erfolgen nach Reparaturen und dienen der abschließenden Kontrolle der Qualität der Reparaturmaßnahme oder zu diagnostischen Zwecken.

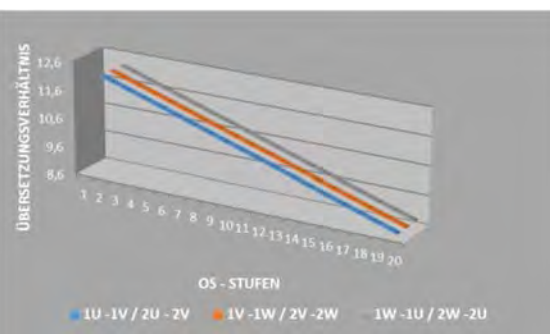
Im vorliegenden Beitrag wird ein Überblick vermittelt, welche Messungen an Leistungs-transformatoren mit einem Hochspannungskabelanschluss möglich sind und wie repräsentativ sich die Messwerte über das Hochspannungskabel zu den Werksmessungen verhalten.

Übersetzungsmessung

Für die Übersetzungsmessung erfolgt die Einspeisung des Messsignals über die 110kV Kabelstrecke auf die OS-Wicklungen des Transformators. Der Messanschluss der US-Wicklungen erfolgt direkt vor Ort am Transformator.

Tabelle 1: Messwerte der Übersetzungsmessung am 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

OS - Stufe	Wicklung Spannung [V]		Sollwert	Schaltgruppe: Y yn0					
	OS	US		1U -1V / 2U -2V	Abweichung [%]	1V -1W / 2V -2W	Abweichung [%]	1W -1U / 2W -2U	Abweichung [%]
1	127910	10500	12.182	12.199	0.14	12.189	0.06	12.202	0.16
2	125920	10500	11.992	12.008	0.13	11.999	0.05	12.011	0.16
3	123930	10500	11.803	11.817	0.12	11.808	0.04	11.821	0.16
4	121940	10500	11.613	11.633	0.17	11.624	0.09	11.630	0.15
5	119950	10500	11.424	11.444	0.17	11.434	0.09	11.440	0.14
6	117960	10500	11.234	11.249	0.13	11.244	0.09	11.251	0.15
7	115970	10500	11.045	11.060	0.14	11.050	0.05	11.062	0.15
8	113980	10500	10.855	10.868	0.11	10.863	0.07	10.875	0.18
9	111990	10500	10.666	10.677	0.11	10.672	0.06	10.683	0.16
10	110000	10500	10.476	10.493	0.16	10.483	0.07	10.493	0.16
11	108010	10500	10.287	10.306	0.19	10.296	0.09	10.301	0.14
12	106020	10500	10.097	10.113	0.16	10.102	0.05	10.112	0.14
13	104030	10500	9.908	9.922	0.14	9.915	0.07	9.921	0.13
14	102040	10500	9.718	9.734	0.17	9.722	0.04	9.737	0.19
15	100050	10500	9.529	9.541	0.13	9.534	0.08	9.543	0.15
16	98060	10500	9.339	9.356	0.18	9.344	0.05	9.354	0.16
17	96070	10500	9.150	9.163	0.15	9.151	0.02	9.165	0.17
18	94080	10500	8.960	8.975	0.16	8.963	0.03	8.975	0.17
19	92090	10500	8.770	8.784	0.15	8.775	0.05	8.788	0.20



Der Messversuch hat aufgezeigt, dass eine 3-phasige Einspeisung auf der OS-Seite die Messzeit verkürzt.

Messung der Kurzschlussspannung

Die Kurzschlussspannung U_k , ist ein Maß für den Innenwiderstand des Transformators und wird stark vom Streufluss beeinflusst. Durch unterschiedliche Wicklungsanordnungen lassen sich die Streuungen und damit die Kurzschlussspannung variieren. Die Veränderung des Wertes der Kurzschlussspannung gibt Aufschluss auf mögliche mechanische Verformungen der Wicklungen nach einem Kurzschluss.

Bei den durchgeführten Messungen der Kurzschlussspannung U_k wurden die Kennwerte der jeweiligen Leistungstransformatoren auch ohne Abklemmen des 110 kV Kabels auf der OS-Seite bestätigt. Die



jeweiligen US-Wicklungen (US1 und US2) wurden dabei abwechselnd direkt mit Hilfe von Erdungstrennern kurzgeschlossen.

Tabelle 2: Messwerte der Uk - Messung im Vergleich mit den Angaben auf dem Leistungsschild

Stufe	Uk, % (OS-US1)			Uk, % (OS-US2)		
	Leistungsschild	Messwert	Abw. %	Leistungsschild	Messwert	Abw. %
1	7,4	7,50	1,30	7,4	7,55	1,97
10	7,1	7,18	1,09	7,1	7,23	1,84
19	6,8	6,91	1,60	6,9	6,96	0,88

Der Messversuch hat aufgezeigt, dass ein einheitliches Kurzschließen der US-Wicklungen zu einer Reduzierung der Messzeit führt.

SFRA-Messung

Die Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) hat sich als bedeutendes Prüfverfahren etabliert und liefert umfangreiche Informationen über den mechanischen und elektrischen Zustand des Aktivteils von Leistungstransformatoren. Durch einen Abgleich zwischen gemessenen Daten mit Referenzmessungen lassen sich elektrische sowie geometrische Änderungen im Magnetkern, in der Wicklungsanordnung und in der Klemmstruktur ermitteln. [1]

Bei den Messversuchen hat sich gezeigt, dass die SFRA-Messung nur repräsentative Werte liefert, wenn die Messungen an den US-Wicklungen erfolgt. Die OS-Wicklung kann dabei angeklemt bleiben. Zur Detektierung mechanischer Verformungen z.B. nach einem Kurzschluss, kann eine Prüfung auf mechanische Verformungen der Wicklungen mittels der SFRA-Messung in sehr kurzer Zeit realisiert werden.

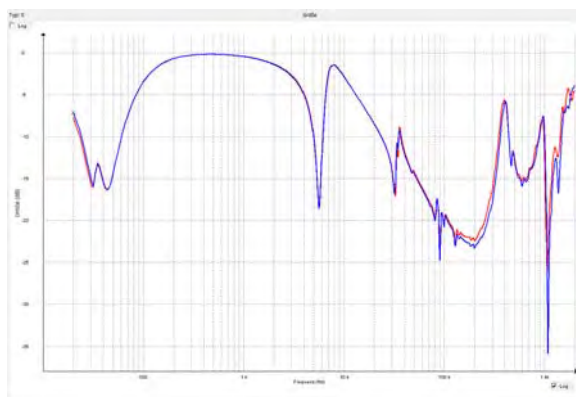


Bild 1: SFRA - Messwerte am 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

Treten Unterschiede auf z.B. zwischen den äußeren Phasen oder einer Indikation aus den Uk - Messungen, kann in einem 2. Schritt die Entscheidung getroffen werden den Transformator komplett abzuklemmen um die OS- Wicklung zu messen.

Die SFRA – Messung ist vor der Messung der Wicklungswiderstände durchzuführen (Berücksichtigung des Effekts der Kernmagnetisierung)

Messung der Wicklungswiderstände

Zur Erfassung möglicher Schädigungen der Wicklungen oder Verbindungen, z.B. Kontaktübergänge an Stufenschaltern, werden im Rahmen der diagnostischen Bewertung die Wicklungswiderstände der Leistungstransformatoren gemessen. Abweichungen der Messwerte zu den Werksmessungen bzw. vorangegangener Messungen lassen Rückschlüsse auf Veränderungen von Kontaktverbindungen, z.B. Wählerkontakte von Stufenstellern oder Stufenschalter, durch Fremdschichtbildung zu.

Messung der Wicklungswiderstände auf der US-Seite

Für die Messung der Wicklungswiderstände der zu untersuchenden Transformatoren dienen die Messwerte aus dem Jahr 2014 als Referenz für die Messungen im Jahr 2017. Für die Messungen wurden die Transformatoren im Jahr 2014 auf der OS-Seite und US-Seite vollständig abgeklemmt. In der Studie im Jahr 2017 sind Vergleichsmessungen durchgeführt worden ohne die 110kV Kabelanschlüsse auf der OS-Seite und das Sammelschienensystem auf der US-Seite abzuklemmen. Durch die Sammelschientrenner lässt sich die Verbindung des Sammelschienensystems auf der US-Seite öffnen und schließen.



Bild 2: Wicklungswiderstandsmessung US-Seite am 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

Tabelle 3: Vergleich der Wicklungswiderstandsmessung 2014 / 2017 der US-Seite am 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

Messungen von 2014						
RM 3N - 3U [mΩ]	RM* 3N - 3U [mΩ]	RM 3N - 3V [mΩ]	RM* 3N - 3V [mΩ]	RM 3N - 3W [mΩ]	RM* 3N - 3W [mΩ]	Mittelwert Ref [mΩ]
7,303	9,02	7,303	9,02	7,462	9,216	9,085
Messungen von 2017						
RM 3N - 3U [mΩ]	RM* 3N - 3U* [mΩ]	RM 3N - 3V [mΩ]	RM* 3N - 3V* [mΩ]	RM 3N - 3W [mΩ]	RM* 3N - 3W* [mΩ]	Mittelwert Ref [mΩ]
7,266	8,974	7,352	9,08	7,534	9,305	9,12

Für die Wicklungen US2 auf der Unterspannungsseite, sind die Werte R_{m^*} auf 75°C umgerechnet. Der Vergleich der Messwerte aus dem Jahr 2014 und 2017 zeigt auf, dass die beiden Messreihen sehr gut vergleichbar sind (siehe Tabelle 3).

Messung der Wicklungswiderstände auf der OS-Seite

Die Durchführung einer schnellen Gleichstromwiderstandsmessung der OS-Seite setzt voraus, dass der Kern des Transformators schnell magnetisiert wird. Bei den durchgeführten Messungen hat sich gezeigt, dass eine deutliche Reduzierung der Messzeit auf der OS-Seite erreicht wird, wenn zuerst die Messungen auf der US-Seite erfolgen und somit der Kern vor Beginn der Messung der OS-Widerstände vormagnetisiert wird.

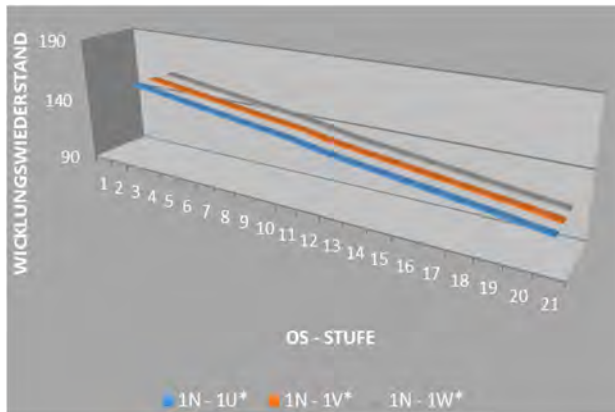
Bei dieser Herangehensweise hat sich gezeigt, dass eine komplette Messung der Messreihe einer Phase über alle Stufen zu einer deutlich kürzeren Messzeit führte und sich bereits nach einer kurzen Zeit stabile Messwerte einstellten.

Die abwechselnde Messung der Phasen auf einer Stufe kann wiederum zur Änderung der Magnetisierungsrichtung führen und damit zu einer Verlängerung der Messzeit.



Tabelle 4: Messwerte der OS-Wicklungswiderstände am 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

OS Stufe	Rm 1N - 1U [mΩ]	Rm* 1N - 1U* [mΩ]	Rm 1N - 1V [mΩ]	Rm* 1N - 1V* [mΩ]	Rm 1N - 1W [mΩ]	Rm* 1N - 1W* [mΩ]
1	134,3	157,8	134,7	158,1	134,4	157,8
2	132,4	155,5	132,7	155,8	132,5	155,6
3	130,3	153,0	130,6	153,3	130,3	153,0
4	128,2	150,6	128,5	150,9	128,4	150,7
5	126,2	148,2	126,5	148,6	126,3	148,3
6	124,2	145,8	124,5	146,2	124,3	146,0
7	122,2	143,5	122,6	143,9	122,6	144,0
8	120,4	141,3	120,8	141,8	120,6	141,6
9	118,3	138,9	118,8	139,5	118,6	139,2
10	116,4	136,6	116,6	136,7	116,6	136,7
11	113,0	132,7	113,5	133,3	113,3	133,0
12	111,0	130,3	111,5	130,9	111,3	130,7
13	109,0	128,0	109,6	128,7	109,3	128,4
14	107,0	125,7	107,6	126,3	107,4	126,1
15	105,1	123,4	105,6	124,0	105,3	123,7
16	103,0	121,0	103,6	121,6	103,3	121,4
17	101,1	118,7	101,6	119,3	101,4	119,0
18	99,1	116,3	99,6	116,9	99,4	116,7
19	97,1	114,0	97,6	114,6	97,4	114,4



Bestimmung der Isolationsparameter

Die Isolationsparameter, dazu zählen unter anderem die Messung der Isolationswiderstände, die C- und tanDelta Messung, sowie die FDS-Messung bei unterschiedlichen Frequenzen, dienen zur Diagnose des Alterungsverhaltens von Transformatoren und lassen sich durch zyklische Routinemessungen ermitteln.

Bei der Bestimmung der Isolationsparameter von Transformatoren mit angeschlossenen Kabeln auf der OS-Seite können fast alle Isolierstrecken, ausgenommen ist die Isolierstrecke OS-Erde, bewertet werden.

Dabei ist ausschlaggebend, dass insbesondere die jeweilige Isolierstrecke der Hauptisolation z.B. beim Messaufbau "US-Alles" mitbewertet wird. Somit ist es möglich die entsprechenden Veränderungen infolge der Alterung und/oder als Ergebnis einer technischen Maßnahme mit Hilfe der oben genannten Verfahren auch in der Hauptisolation des Transformators zu verfolgen.

Die Anwendung der FDS- Messung kann in einigen Fällen aufgrund der niedrigen Ausgangsspannung des Messgerätes fehlschlagen.

Die Ergebnisse der ermittelten Isolationsparameter liefern unter anderem eine Aussage über die Ölqualität und können somit auch zur Bewertung von durchgeführten Ölregenerationen verwendet werden.

Tabelle 5: Vergleich der Werte der Isolationswiderstände vor und nach einer Ölregeneration an einem 40MVA, 110/10,5/10,5kV Transformator, Bj. 1974

Isolations - Strecke	R _{15vor} [GΩ]	R _{15nach} [GΩ]	R _{60vor} [GΩ]	R _{60nach} [GΩ]	K _{r vor} R ₆₀ /R ₁₅	K _{r vor} R ₆₀ /R ₁₅
Trafo 1						
US1 - Alles	0,7	2,2	2,5	3,6	3,4	1,6
US2 - Alles	0,7	2,8	2,4	5,1	3,3	1,8
Trafo 2						
US1 - Alles	0,5	1,1	1,1	2,6	2,1	2,1
US2 - Alles	0,6	1,3	1,5	5,3	2,4	1,8

Zusammenfassung

Die un stetige Netzeinspeisung der „Erneuerbaren Erzeugungseinheiten“ fordert die konventionellen Energieerzeuger zu mehr Flexibilität einer zuverlässigen Energieerzeugung.

Die Untersuchungen an Leistungstransformatoren mit einem Hochspannungskabelanschluss zeigen auf, dass wichtige Diagnoseparameter für die Zustandsbewertung auch ohne das Durchführen von beidseitiger Abklemmarbeiten der OS- und US-Wicklungen bestimmt werden können.

Wichtige Messverfahren, wie z.B. die Übersetzungsmessung, die Bestimmung der Kurzschlussimpedanzen und die Messung der Wicklungswiderstände, können mit einem minimalen Aufwand realisiert werden. Eine kurzfristige Zustandsbewertung der Wicklungen des Transformators ist möglich.



Weitere Messverfahren, wie die SFRA-Messung, die FDS-Messung, die Messung der Isolationswiderstände sowie die tanDelta und Kapazitätsmessung, konnten nur auf der US-Seite der Transformatoren durchgeführt werden. Bei einer Gesamtbetrachtung der Ergebnisse wurden keine signifikanten Einschränkungen bei der Zustandsbewertung festgestellt.

Die Einhaltung einer bestimmten Reihenfolge der Messungen und die Berücksichtigung von Einflussfaktoren erhöhen die Effizienz der neuen Methodik, die es ermöglicht effizient und zuverlässig den Zustand eines Leistungstransformators, z.B. nach einem Störereignis oder im Rahmen der planmäßigen Instandhaltung, zu bestimmen.

Literaturhinweise

[1] Michael Rädler, Stephanie Uhrig, Juan L. Velásquez Contreras Omicron
"Elektrische Interferenzen bei der Übertragungsfunktionsanalyse –
wie man unerwünschte Störungen vermeidet"

Anschrift

Michael Lukas

Lausitz Energie Kraftwerke AG
Am Kraftwerk, 02943 Boxberg/O.L.
D +49 35774 4-3115
M +49 152 28875150
F +49 35774 4-2867
michael.lukas@leag.de



Dr. Volker Null

Shell Deutschland Oil GmbH



Nach Chemiestudium und Doktorarbeit an der Universität Stuttgart trat Dr. Volker Null 1992 in die Shell Organisation ein. In seiner ersten Rolle entwickelte er Isolieröle und leitete anschließend das Team für Spezielle- und Umweltanalytik. Nach einem Jahr Motorenöleentwicklung wurde er 1997 Globaler Technology Manager für Transformatoren-, Prozeß- und Kältemaschinenöle, Wärmeträgerflüssigkeiten, Kalibrations- und Stoßdämpferöle. Als Regional Manager verantwortete er von 2007 bis 2012 die Schmierstoff-Technologie in Hamburg und unterstützte anschließend als Senior Technical Advisor Strategic Technology den Verkauf einer Grundölraffinerie. Seit 2012 entwickelt Dr. Null Technologiepartnerschaften mit globalen Hauptkunden im Schmierstoffgeschäft Dr. Null, bis 2016 im Automotivebereich und seit 2017 als Global Product Application Specialist Power.

Herr Dr. Null ist aktiv im K 182 und bei CIGRE.





SHELL LUBRICANTS
TOGETHER ANYTHING IS POSSIBLE



**Erfahrung aus der Anwendung
von GTL basierten
Transformatorölen**

Dr Volker Null
Global Product Application Specialist Power

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

The electricity network is the world's largest and most complex machine: but it faces huge challenges



Increased demand from growing populations and developing economies



Increasing impact of renewables on infrastructure, with longer transmission distances and grid instability



Restricted capital with utilities struggling to maintain ageing infrastructure

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

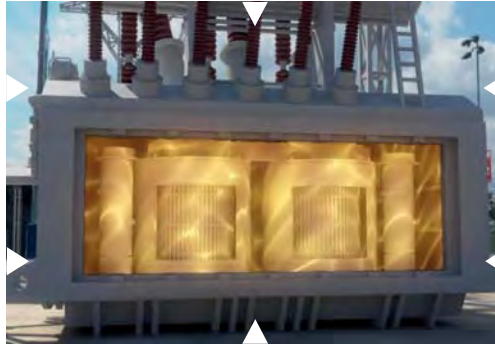


Transmission & distribution technology trends

Transformer designs are getting smaller and run on higher load (less oil per kVA)

Renewables
Integration

HVDC
(>800 kV)



Expectations for a
longer operating life
in an ageing asset fleet

Smart Grid &
e-mobility

Grid resilience - More frequent operation under overload and less redundancy in case of failure; cyber security threats

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

3

Shell GTL innovation - 40 years of development

1973



**Laboratory
Amsterdam**
grams/d

1983



**Pilot plant
Amsterdam**
3bbl/d

1993



**Bintulu SMDS
Malaysia**
14,700 bbl/d

2011



**Pearl GTL
Qatar**
140,000 bbl/d

Continued technology development

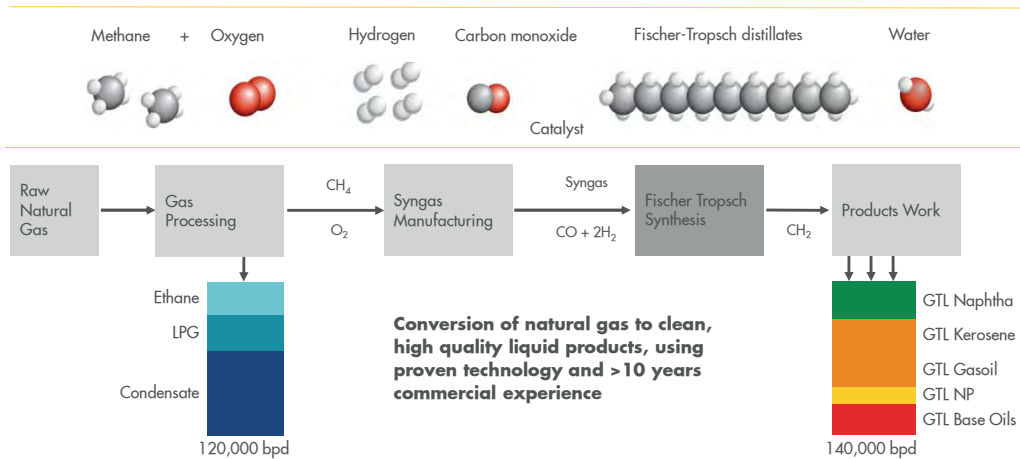
Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018



Shell Gas to Liquid process

The Shell GTL process transforms natural gas into liquid and solid hydrocarbons with high purity.



5

Reliability: Shell Diala S4 ZX-I oxidation stability

Typical test data IEC 61125C	Standad Limits IEC 60296	IEC 60296 7.1 Higher oxidation stability and low sulphur content	Uninhibited Naphthenic Oil A*	Shell Diala S4 ZX-I
Test Time	164/500 hrs	500 hrs	164 hrs	500 hrs
Total acidity, mgKOH/g	Max 1.2	Max 0.3	0.65	0.02
Sludge, weight %	Max 0.8	Max 0.05	0.16	<0.01
DDF at 90°C	Max 0.5	Max 0.05	0.07	0.001

Data source: IEC specification; Shell internal test results; * Technical data sheet Competitor uninhibited transformer oil
Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

6



Protection: No risks of outages due to oil-related sulphur corrosion

Corrosive sulphur species in transformer oils can cause transformer failures
Shell Diala S4 ZX-I is virtually Sulphur free.



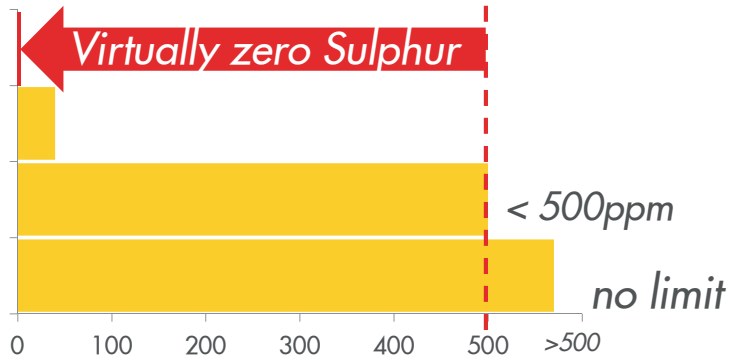
Source: CIGRE 2005

Shell Diala S4 ZX-I

High performance Inhibited oil
Shell Diala S3 ZX-I

IEC 60296 - Sect 7.1
Higher Oxid Stab & low sulphur

IEC 60296



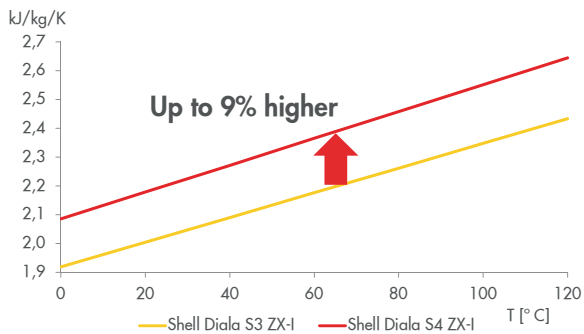
Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

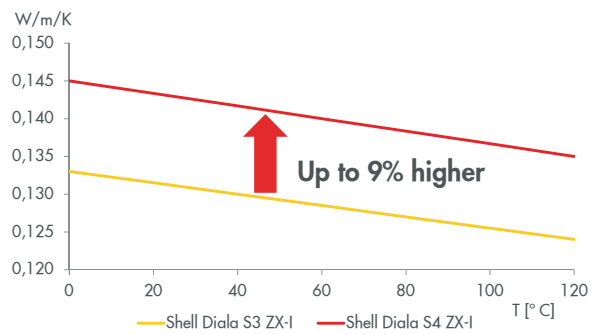
7

Efficiency: Improved cooling properties

Calculated specific heat capacity vs. temperature*



Calculated thermal conductivity vs temperature*



*Shell internal test data

Shell Diala S4 ZX-I / Conventional Naphthenic

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

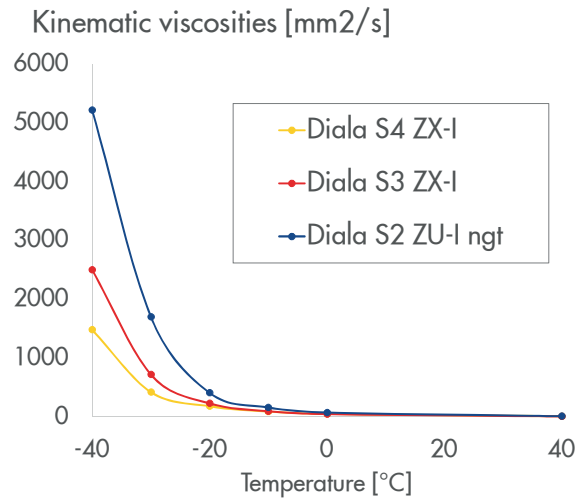
August 1, 2018

8



Better fluidity at low temperatures than conventional naphthenic oils

Temperature	Diala S4 ZX-I	Diala S3 ZX-I Naphthenic inhibited	Diala S2 ZU-I ngt Naphthenic uninhibited
	mm ² /s	mm ² /s	mm ² /s
40	9,9	8	11
0	50	47	73
-10	90	95	159
-20	181	230	410
-30	420	720	1700
-40	1480	2500	5215
Pour Point	-45°C	-60°C	-57 °C



Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

9

Better cooling properties of Shell Diala S4 ZX-I in heat run test

- Back-to-back tests with naphthenic oil in real transformers (IEC 60076-2)
- Result: Shell Diala S4 ZX-I runs on average 2,5 K lower in temperature

Heat Run test 1600 kVA, 5 kV, ONAN, hermetic	Naphthenic Oil A	Shell Diala S4 ZX-I
Average gradient of primary winding	22,6 K	20,5 K
Average gradient of secondary 1 winding	24,1 K	20,3 K
Average gradient of secondary 2 winding	21,1 K	19,2 K

Source: Celduc

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

10



Very low stray gassing according new test procedure (IEC MT38)

■ Test duration: 48 hours / Temperature 105°C

Oil	Atmosphere	Catalyst	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	CO	CO ₂	O ₂	N ₂
Diala S4 ZX-I	Air		<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	156	22702	45600
Diala S4 ZX-I	Air	Copper	<5	<1	<1	<1	<1	1	2	35	354	24791	51142
Diala S4 ZX-I	Nitrogen		<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	249	7281	55445
Diala S4 ZX-I	Nitrogen	Copper	<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	209	9638	50775
Diala S4 ZX-IG	Air		<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	74	22584	44824
Diala S4 ZX-IG	Air	Copper	<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	253	23201	47054
Diala S4 ZX-IG	Nitrogen		<5	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<25	192	6130	52695
Diala S4 ZX-IG	Nitrogen	Copper	<5	<1	1	<1	<1	3	3	<25	305	5829	56043

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

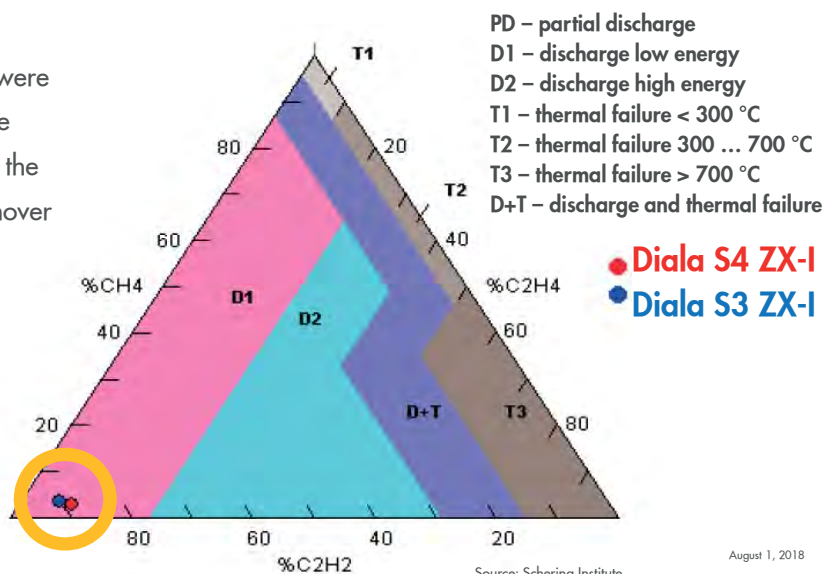
August 1, 2018

11

DGA: Similar responses for Shell Diala S4 compared to naphthenic oil

■ Lab experiment:

The partial discharges were generated with a needle plate electrode setup at the Schering Institute, Hannover



Copyright of Shell International Petroleum Company

Source: Schering Institute

August 1, 2018



DGA: Similar responses for Shell Diala S4 compared to naphthenic oil

- DGA back-to-back comparison in two Siemens 132 MVA transformers, filled 2015

Transformer		T04TA1		T04TA2		Surveillance guidelines		
Oil		Diala S3 ZX-I		Diala S4 ZX-I		IEEE PC57.104 D11d		
Date		02.05.16	07.06.16	02.05.16	07.06.16	Normal	Warning	Alarm
H2	ppm	5	<5	7	<5	<100	100 - 700	>700
Water	ppm	8	7	9	8			
CO2	ppm	171	284	99	261			
CO	ppm	48	132	64	149	<350	350 - 570	> 570
C2H4	ppm	<1	6	<1	6	<50	50 - 100	>100
C2H6	ppm	<1	4	<1	2	<65	65 - 100	> 100
CH4	ppm	2	1	1	2	<120	120 - 400	>400
C2H2	ppm	<1	0,5	<1	<0,5	<2	2 - 5	>5
TDCG	ppm	57	143	73	160			

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

Source: BKW Energie AB, Switzerland

August 1, 2018

13

Excellent air release and low foaming with Shell Diala S4 ZX-I

10 seconds shaking to entrain air



Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

14



Field Experience L&Z

A case study video which shows how L&Z, a German servicing company in the high voltage sector, turned to Shell to see how they might reduce time and costs when servicing clients' oil transformers.

After meeting Shell scientists and lubrication specialists they switched to Diala S4 ZX-I a GTL based oil.

Its no foaming and extended oil life properties saved them both time and money.

<https://www.youtube.com/watch?v=RR8xv5UhSgs&feature=youtu.be>

Tap-Changer Field Data – UK Based Distribution Network Operator

- 2x Tap-Changers (English Electric), previously filled with reclaimed oil running at 12 month replacement cycle.

After oil change to Shell Diala S4 ZX-I:

- Oil was tested at 12 months and found to be in good condition, still meeting the IEC 60296 specification for **NEW** oil.
- Oil was tested at 24 months and found to be in good condition, still well within oil analysis condemnation limits.
- Oil was still visually clear and free from any particulate matter (carbonisation).
- Oil achieved a target 3 years usage versus 12 months for the previous incumbent. Changed out at 3 years but not out of specification.



Field Data – UK Based DNO (Tap-Changer) - *Benefits*

■ HSSE Impact

- Fewer Number of changes performed by circa.50% minimum.
- less operational interaction.
- Reduction in Mileage driven by Engineers.
- Less Waste Oil Generated, therefore less EA Hazardous waste costs.

■ Operational Time Saving

- Fewer changes performed.
- Increase in engineer efficiency – more time for value adding projects.
- Less Installation time for the Oil.

■ Oil Benefits

- Cooler operation – higher operational efficiency and longer equipment life expectancy.
- Up to 3 x greater operational oil life.

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

17

Field Experience Heysham UK

A case study video that highlights the performance of Shell Diala S4 (GTL) at the EDF Heysham 2 Nuclear power plant.

<https://www.youtube.com/watch?v=rYOfQFD4hvU>

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

18



Shell Diala S4 ZX-I selected for several HVDC projects - Examples

China 800kV UHV Yibin-Jinhua

- HVDC project transmitting power over 1670km from Yibin convert station in Sichuan province to Jinhua convert station in Zhejiang province
- SGCC started to operate 200KV/382MVA HVDC transformer on full load with Shell Diala S4 ZX-I

COBRACable

- The interconnector will be established in collaboration between the Dutch TSO TenneT & the Danish TSO Energinet.dk
- Siemens 320 kV HVDC transformers filled with Shell Diala S4 ZX-I

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

19

Summary - Shell Diala GTL oils

- GTL is based on 40 years of development
- Gas is clean, abundant and consistent
- Superior resistance to ageing and degradation for best reliability
- Virtually sulphur free for low copper corrosion risk to protect the equipment
- Enhanced system performance and efficiency
- The Shell Diala GTL range is designed to offer transformers protection, optimised performance and extended life
- Field proven, OEM approved and easy to use

Copyright of Shell International Petroleum Company Limited

August 1, 2018

20



Carl Wolmarans

Nynas AB - Sweden



Carl Wolmarans has a BSC(eng) in electrical engineering from the University of Witwatersrand (Johannesburg).

Carl has worked at the power utility ESKOM in South Africa as a power transformer engineer.

Today he works at Nynas AB in Sweden as a Technical Advisor specialising in insulating liquids.

He is an active member of IEC TC10, AHG-1 as well as in CIGRÉ D1 working groups.



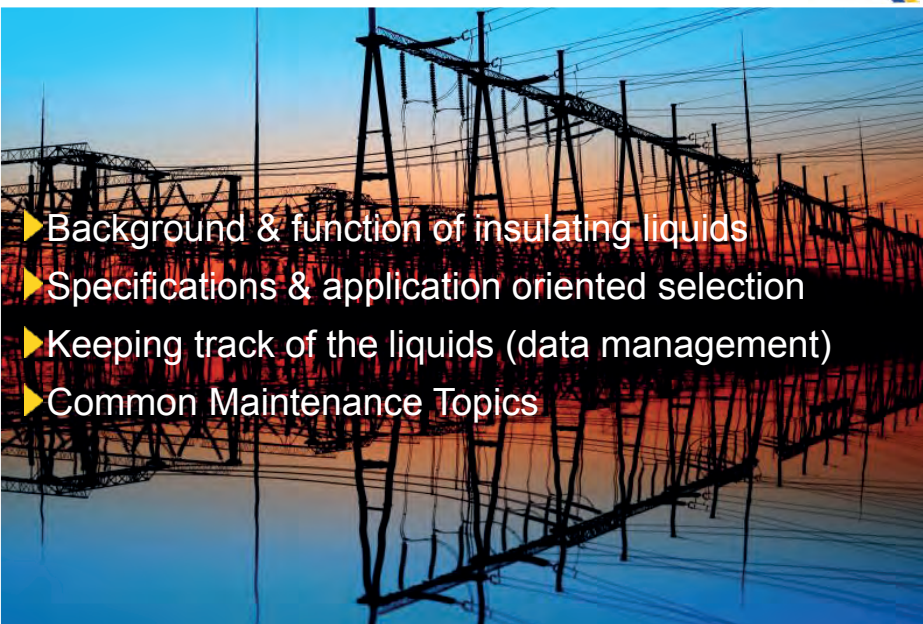


Managing Insulating Liquids

The modern transformer fleet – managing several insulating liquids
September 2018 Carl Wolmarans
TLM Germany



Outline



- ▶ Background & function of insulating liquids
- ▶ Specifications & application oriented selection
- ▶ Keeping track of the liquids (data management)
- ▶ Common Maintenance Topics



Reliable Power System Relies on

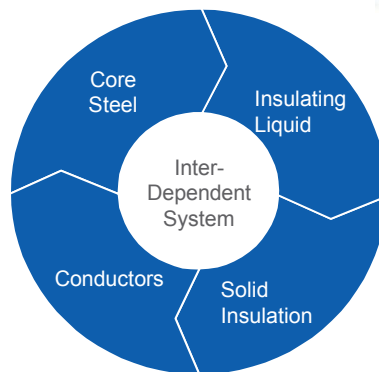


Reliable Equipment

3

© 2018 Nynas. All rights reserved.

The Power Transformer- A complex system



An insulation system consists of many materials working together – **The right materials for the right job** To maximise performance.

4

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Key functions of insulating liquid



High Voltage Insulation



Cooling Medium



Impregnate Solid Insulation

5

© 2018 Nynas. All rights reserved.

Other functions of insulating liquid



Arc quenching
Medium for tap changing

Dissolve water, gases,
additives



Information Carrier



6

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Overview of the key aspects



- ▶ Good appearance
- ▶ Low viscosity
- ▶ Low pour point
- ▶ High flash point
- ▶ Favorable Streamer Propagation behavior
- ▶ High breakdown voltage
- ▶ High resistivity
- ▶ Low DDF
- ▶ Resistance to oxidation
- ▶ PD/Gassing Tendency
- ▶ Low water content
- ▶ High Anti-oxidant response (inhibited)
- ▶ Low acidity
- ▶ High Interfacial tension
- ▶ No corrosive Sulphur
- ▶ Balanced Solvent Power
- ▶ Toxicity and Carcinogenicity
- ▶ No PCB
- ▶ Low furans in unused oil
- ▶ Low Particles

7

© 2018 Nynas. All rights reserved.

Most common insulating liquids



Mineral Insulating Oils

- Naphthenic
- Paraffinic
- Recycled

Other hydrocarbons

- Bio-Based
- Gas-to-liquid

Ester based liquids

- Natural
- Synthetic
- Blended

Others

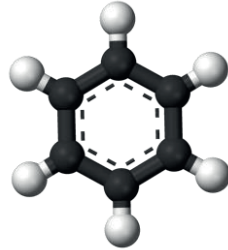
- Silicone Based
- Synthetic Aromatic Liquids
 - Alkyl Benzene
 - Benzyl Toluene Blends
- Poly Chlorinated Bi Phenyls (historic)

8

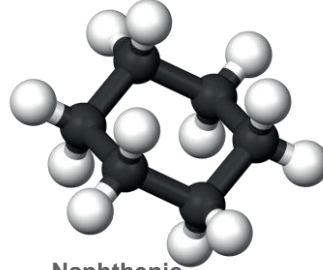
© 2018 Nynas. All rights reserved.



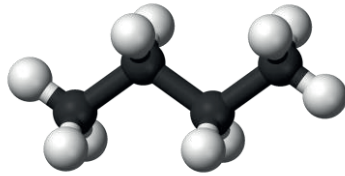
Mineral Insulating Oil - components



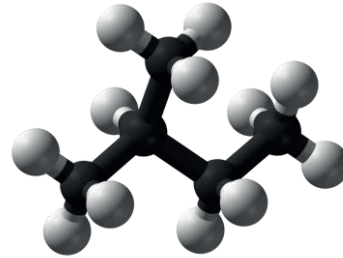
Aromatic



Naphthenic



Paraffinic



Iso-Paraffinic

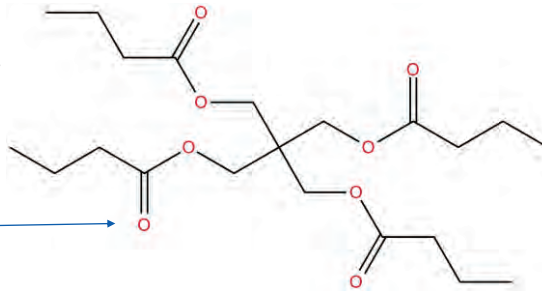
9

© 2018 Nynas. All rights reserved.

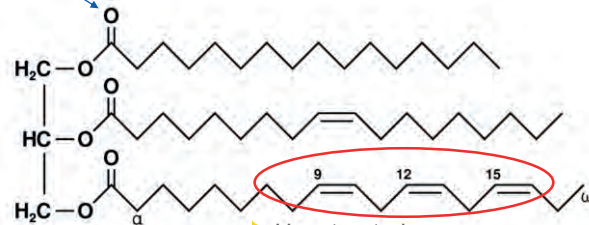
Some chemistry of Esters



Synthetic Ester



Polar



Natural Ester

▶ Unsaturated – causes poor oxidation stability

10

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Common Specifications

Liquid Type	IEC Specification	ASTM Specification
Mineral Oil	IEC 60296 (Uninhibited, Trace and Inhibited)	D3487 (Type I, Type II)
Synthetic Ester	IEC 61099	(in development)
Natural Ester	IEC 62770	D6871
Blended & Modified Esters	IEC 63012 (in development)	-
Silicone oils	IEC 60836	D4652
Synthetic Aromatic	IEC 60867	-

11

© 2018 Nynas. All rights reserved.

Insulating Liquid Selection



12

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Application Driven Selection

- ▶ Transformer Application:
 - **Distribution Transformer** *i.e. some performance requirements could be relaxed.*
 - **Transmission Transformer** *i.e. higher criticality, typical higher voltages.*
 - **HVDC Transformer** *i.e. special considerations for DC stress and potential high loading.*
 - **Generator-Step-Up Transformer** *i.e. difficulty for an outage, high load, high risk.*
 - **Renewable Transformer** (wind farm, solar, etc.) *i.e. harmonics, cyclic loading – a distribution sized transformer with GSU responsibilities!*
 - **Furnace Transformer** *i.e. high temperatures, tapping frequency.*

13

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Application Driven Selection

- ▶ Power Rating (MVA) , Temperature rise, cooling design (ON, OD etc.), ambient temperature, load and overload expectations (**Viscosity of the liquid**).
- ▶ Voltage and insulating ratings, and subsequent consideration of the required dielectric testing (**streamer behavior of the liquid**).
- ▶ Sealing type (**oxidation stability and ageing behavior**).
 - Free Breathing Conservator (*i.e. not recommended with natural esters*),
 - Conservator with breather bag/bladder,
 - Nitrogen Blanket (gas cushion) (*i.e. one must consider nitrogen saturation of the liquid*),
 - Hermetically sealed.
- ▶ Valves and practicalities around sampling or top up.
- ▶ Transformer location and Environment.

14

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Keeping track of insulating liquid related data in the utility

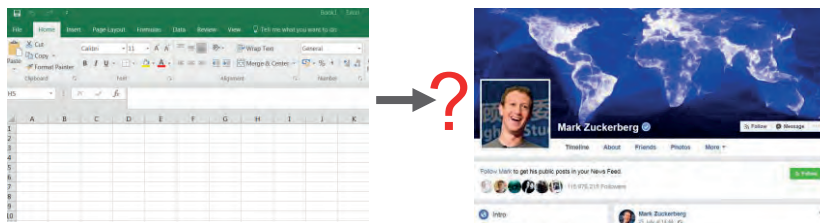
15

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Keeping track of insulating liquids in the utility

- ▶ Utilities have to keep track of which transformers contain which insulating liquids for monitoring and maintenance purposes.
- ▶ An often omitted detail is the exact product type – even amongst mineral oils there can significant differences... *i.e. saying oil type “Nynas” on the nameplate is not sufficient.*
- ▶ Data management can become tricky – transformer nameplate, databases for transformers, lab data (oil quality and DGA), maintenance records etc.
- ▶ Ideally each transformer should have a “Facebook page” type profile linking all related databases and data sources (i.e. lab reports, test certificates).



16

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Oil related data - should be linked to the asset

▶ IEC 61039:2008 [classification code]

- Class (i.e. lubricants and industrial oils),
- Family (i.e. N - electrical insulation),
- Application Field (i.e. Transformers),
- Presence of additives (i.e. U,T,I)
- Fire Point (i.e. O,K,L),
- IEC Standard (i.e. 296),
- Sub-Classification,
- Low Heat value (i.e. >42 MJ/kg, <42, <32))
- Lowest Cold Start Energizing Temperature (LCSET)
- Biodegradability.

Mineral insulating oil for transformers with combustion point equal to 200 °C, low heat value equal to 43 MJ/kg, non inhibited, with LCSET = -7 °C

L-NTUO-2960121

▶ Essential supporting information that should be stored in a transformer's "profile"

- Overall liquid type/predominant composition *i.e. naphthenic mineral oil, synthetic ester etc.*
- Full product name *i.e. Nynas NYTRO 10XN*
- Recent Oil Maintenance with details *i.e. oil top up with 250kg of Product "X"*.
- Oil condition and DGA data should be stored & viewed **together**

17

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Common Liquid/Oil
Maintenance Topics

18

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Liquid Sampling

- ▶ Consult IEC 60475 for good sampling practices
- ▶ Analysis results can be strongly affected by errors in the sampling procedure:
 - Bad Data = Bad diagnosis
 - Downstream decisions can be costly



19

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Oil Purification (degassing & filtration)

- ▶ Evaluate & approve system
- ▶ Cleanliness
- ▶ Vacuum & Temperature measurement/control
- ▶ Treating parameters & times will differ for ester/other liquids
- ▶ Heating area / no hot spots
- ▶ Consider a filter's Beta (β) Ratio
 - $\beta = 75$ 98.7%
 - $\beta = 200$ 99.5%
 - $\beta = 1000$ 99.9%

Temp. [°C]	Min. Pressure [mBar]
40	0.08
50	0.15
60	0.3
70	0.8
80	2
85	2.8

Conditions for processing inhibited and/or passivator containing mineral insulating oils, extracted from IEC 60422:2013 table 7

20

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Silicone and Excessive Foaming

- ▶ Silicon can be present in used oils from contamination with sand/dust
- ▶ Silicones are sometimes found in used oils as well (contamination) – but note that common detection methods will find elemental silicon in both cases.
- ▶ Silicone is a *double edged sword* regarding **foaming**
 - Approximately < 2ppm in mixture – acts as an anti-foam agent
 - >2ppm acts as foam promoter...



21

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Inhibitor/ Anti-oxidant management

- ▶ For Inhibited mineral oils and esters containing anti-oxidants it is strongly recommended to monitor the inhibitor depletion.
- ▶ The consumption rate will be oil/liquid chemistry, temperature & oxygen dependent.
- ▶ For inhibited mineral oils IEC 60422 has good guidance – rule of thumb is top up inhibitor before reaching <40% of its starting concentration.
- ▶ Key issue is that if the inhibitor reaches its *minimum sufficient concentration* then the liquid properties will start to change directly as the liquid oxidises.
- ▶ Top up is best done with a liquid pre-blend (for example 10% concentrate in an appropriate base oil) – then added to conservator – homogenisation time is necessary.
- ▶ Tip: when taking a DGA sample on an inhibited oil also request the lab to measure inhibitor the volume requirement and cost is minimal.

22

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Oil top up - Miscibility & Compatibility



- ▶ When topping up preferably use the same product.
- ▶ If a legacy product - case by case assessment is best engineering practice.
- ▶ Miscibility is essential – single phase homogenous mixture.
- ▶ Components/additives could also be immiscible (precipitating out at low temp.)
- ▶ Compatibility is more complex – similar performance? Similar properties? Etc.
- ▶ IEC 60296 rule of thumb: Same Class, Group, LCSET & additive types
- ▶ If in doubt lab scale blend tests are the best course of action



23

© 2018 Nynas. All rights reserved.

Oil Changes



- ▶ Consider sludge on (older) windings/insulation
- ▶ Consider Solvent power of the new oil (try match aniline points)
- ▶ Mineral Oil to Ester retro-fill
—

Substantial risks – detailed checks & assessment required

Ability to dissolve old sludge



These are two oils with differing solvent power:
Aniline point LEFT: 114°C (typical paraffinic)
Aniline point RIGHT: 80°C (typical Naphthenic)
After dissolving 0.2g of sludge in each (50ml),
And allowing them to cool at 40°C sludge precipitates
in the oil with lower solvent power (higher aniline point).

24

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Clay Treatment

- ▶ Originally uninhibited or inhibited?
- ▶ Inhibitor – natural anti-ox Removal
- ▶ Fullers Earth, Bauxite – contamination risk
- ▶ Inhibition after treatment
- ▶ Criticality of the transformer
- ▶ Not possible with esters



25

© 2018 Nynas. All rights reserved.

Conclusion



- ▶ Utilities are likely to have to manage several insulating products as well as different types.
- ▶ Always think of the insulating oil/liquid as a transformer system component.
- ▶ Oil diagnostics and maintenance require a lot of supporting data and information to enable good engineering judgement.
- ▶ Consult all available specifications and guidelines and adapt them to your unique situation.

26

© 2018 Nynas. All rights reserved.



Martin Seipel

HCS Group GmbH - Electrical Oil Services



Martin Seipel studierte an der Ingenieurakademie der Deutschen Bundespost und absolvierte 1981 als Diplom-Ingenieur Elektrotechnik. 1981-2000 begleitete er verschiedene Positionen im Telekommunikationsbereich des Bosch-Konzerns in Entwicklung, System Engineering und Vertrieb, in Frankfurt und Hamburg. 2001-2008 war er als Senior Account Manager für Colt Telecom in Frankfurt und Düsseldorf tätig. 2008-2014 arbeitete er in der Erneuerbare Energien-Branche bei Q-Cells SE und war maßgeblich am Aufbau des Geschäftszweigs Photovoltaik-Module beteiligt. 2015-2016 war er selbständig als Beratender Ingenieur und Interim Manager tätig und unterstützte Unternehmen der elektrotechnischen Industrie beim

Aufbau ihrer Marktzugangsstrategie und des Vertriebs. Seit April 2017 ist Martin Seipel als Vice President Business Development Europe EOS bei der HCS Group GmbH angestellt.





AUFBEREITUNG VON ISOLIERÖLEN AUF MINERALÖLBASIS AM EINSATZORT

Ein Erfolgsmodell für den europäischen Markt

Martin Seipel

Zusammenfassung

Vor dem Hintergrund des stärkeren Bewusstseins zur Ressourcenschonung stellen sich an Stromversorgungsunternehmen wachsende Herausforderungen, auch in Zukunft eine wirtschaftliche und gleichzeitig umweltfreundliche Energieversorgung zu gewährleisten. In Verordnungen und internationalen Standards spiegelt sich dieses Bewusstsein wieder, und in Entwicklung und Betrieb von Produkten und Anlagen werden auch vor diesem Hintergrund neue Lösungen zur Kostenreduzierung und Effizienzsteigerung gesucht. In Großbritannien sehen Asset Manager von Stromversorgungsanlagen die Rückgewinnung von Isolierölen sowie deren Aufbereitung im Rahmen diverser Richtlinien und Vorschriften als ein bewährtes Werkzeug zur Erreichung ihrer Ziele. Die britische Regulierungsbehörde für den Gas- und Strommarkt Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) hat ebenfalls die Vorteile der Aufbereitung zur Verbesserung des sogenannten "Health Index für Key Assets" erkannt.

Die Electrical Oil Services (EOS) – heute eine Marke der HCS Group - und ihre Vorgängerunternehmen gelten seit über 60 Jahren in Großbritannien als Vorreiter, wenn es um die Versorgung mit Isolieröl sowie die Rückgewinnung und Aufbereitung von gebrauchtem Isolieröl, auch am Einsatzort, geht. Vor dem Hintergrund dieser langjährigen technologischen Erfahrung und der vertrauensvollen Kundenbeziehungen zur britischen Elektrizitätswirtschaft soll im Rahmen dieser Präsentation das in Großbritannien angewandte "Closed Loop"-Modell erläutert werden, das den Kreislauf von der Rückgewinnung und Sammlung gebrauchten Transformatorenöls über die Reinigung und Regeneration des wiederverwertbaren, zurückgewonnenen Öls und dessen Vertrieb und Distribution beschreibt. Darüber hinaus werden die neuesten Techniken im Bereich der am Einsatzort durchgeführten On-Site-Ölbehandlung und der On-Site-Ölregeneration mit einer "Tiefenreinigung" der Isoliersysteme dargestellt. Ziele dieser nachhaltigen Verfahren sind die Verlängerung der Lebensdauer von Transformatoren und damit ein Aufschub der hohen Investitionen sowie die Ressourcenschonung durch Wiederverwendung genutzten Isolieröls und Einsparung neuen, ungebrauchten Öls.

Diese bewährten EOS-Dienstleistungen stehen fortan europaweit zur Verfügung und sollen Energieversorgungsunternehmen sowie energieintensive Industrien mit eigenem Versorgungsnetz bei der Erreichung ihrer wirtschaftlichen und nachhaltigen Ziele unterstützen.

Isolieröle werden aufgrund ihres am meisten verbreiteten Einsatzes in Transformatoren oft auch Transformatorenöle genannt.

1. Herausforderungen aus Sicht der Umwelt

Geltendes Recht, Umwelt- und Abfallvorschriften und -verordnungen sowie einschlägige internationale Standards, wie beispielsweise die Umweltmanagementnorm ISO 14001, veranlassen europäische Unternehmen zur Einhaltung dieser Vorgaben durch entsprechende Gestaltung ihrer Organisation, Prozesse und Abläufe, um einen wertvollen Beitrag zur Nachhaltigkeit eingesetzter Ressourcen und Umweltverträglichkeit ihrer Produkte und Dienste zu leisten.



Im Bereich der in Stromversorgungsnetzen eingesetzten Transformatoren und Schaltanlagen können Übertragungsnetz-, Verteilernetz-, Stadtnetz- und Industrienetzbetreiber u.a. durch die modernen Möglichkeiten der Wiederaufbereitung bzw. entsprechenden Behandlung von Isolierölen deren Einsatzdauer erheblich verlängern. Zudem stehen Versorgungsunternehmen unter dem wachsenden Druck, die regulatorischen Zielvorgaben sowohl in puncto Umwelt als auch hinsichtlich einer wirtschaftlichen Energieversorgung zu erfüllen. Durch die weitere Fokussierung auf das Thema Umweltbewusstsein, die zunehmende Anzahl an Vorschriften, enge Kostenvorgaben sowie vor dem Hintergrund einer wirksamen Verwaltung wesentlicher Vermögenswerte ist es wichtig, die den Asset Managern in der Elektrizitätswirtschaft zur Verfügung stehenden Möglichkeiten genau zu prüfen. Ein zentraler Faktor der letzten Jahre war, neben der Verlängerung der Lebensdauer von Transformatoren, auch die Vielzahl an Möglichkeiten eines effizienten und verantwortungsbewussten Umgangs mit Isolierölen. Die Aufbereitung von Isolieröl gilt als ein seit langem etabliertes, zuverlässiges und bewährtes Verfahren, mit dem sich all diese Ziele erreichen lassen.

2. Normen, Verordnungen und Richtlinien

Die Europäische Union hat sich hinsichtlich der Energieerzeugung und des Umgangs mit Energie hohe Ziele gesetzt. So sollen nach der *Renewable Energy Directive* beispielsweise bis 2020 mindestens 20% der erzeugten Energie aus regenerativen Energiequellen gewonnen werden. Für die Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie hat dieses Ziel, wie schon der Ausbau der Biomassen-, Wind- und Solarenergie in den vergangenen Jahren, Veränderungen der Netzinfrastruktur zur Folge. Wo Transformatoren außer Betrieb genommen werden, stehen gebrauchte Isolieröle zur Verfügung, wo neue Transformatoren installiert werden, sind zumindest ein Teil von ihnen mit Öl befüllt oder vor Ort zu füllen.

Mit der *Waste Framework Directive* stellt die Europäische Union erhöhte Forderungen an den Umgang mit Abfällen und will diese weitestgehend vermieden wissen. Wertstoffrecycling und längere Produktnutzungszeiten werden in Haushalten und Industrie mit entsprechenden Schwerpunkten definiert. In dieser Richtlinie werden Öle eigens erwähnt.

Weitere Dokumente wie die *Integrated Product Policies* beschreiben Forderungen nach der Umweltverträglichkeit eingesetzter Produkte, oder es handelt sich um Dokumente mit Auswirkungen auf Umweltmanagementsysteme, wie sie in den internationalen Normen ISO 14001 oder OHSAS 18001 existieren und weiterentwickelt werden.

Wichtig für die Hersteller und Betreiber der Energiewirtschaft sowie deren Lieferanten und Dienstleister für Reparatur- und Wartungsarbeiten sind die Normen IEC 60296 für neue, ungebrauchte mineralische Isolierflüssigkeiten, IEC 60422 für mineralische Isolieröle in elektrischen Geräten – Leitfaden für Überwachung und Wartung -, sowie in Großbritannien die nationale Norm BS 148 für wiederaufbereitete mineralische Isolieröle.

3. Electrical Oil Services – EOS – Wer wir sind

Die Electrical Oil Services (EOS) wurde 1999 als Joint Venture der Carless Refining & Marketing Ltd. und der Castrol UK Ltd. – Electrical Oil Division – gegründet. In 2015 erwarb die HCS Group GmbH die Anteile von der Castrol UK Ltd. Seit April 2017 ist EOS eine Marke der HCS Group. Der Vertrieb der EOS-Produkte und -Dienstleistungen erfolgt in Großbritannien durch die Haltermann Carless UK Ltd., einem Tochterunternehmen der HCS Group GmbH. Die HCS Group ist einer der führenden internationalen Anbieter von Lösungen für hochwertige Kohlenwasserstoffspezialitäten.

EOS und ihre Vorgängerunternehmen spezialisieren sich seit über 60 Jahren auf die Rückgewinnung und Aufbereitung gebrauchter Isolieröle aus Transformatoren, Schaltanlagen und anderen ölgefüllten, elektrischen Anlagen gemäß der Anforderungen der britischen Norm BS 148, die eigens für die Verwendung und Handhabung gebrauchten Isolieröls geschaffen wurde. Ebenso vertreiben wir neues, ungebrauchtes Isolieröl verschiedener Produzenten ab Lager. Entsprechende Genehmigungen für Lagerung,



Verarbeitung und Transport liegen selbstverständlich vor.

Ziel der Bündelung der Carless- und der Castrol-Aktivitäten im Joint Venture 1999 war es, rund um Isolieröle und entsprechender Dienstleistungen ein eigenständiges und auf den hoch entwickelten Nischenmarkt spezialisiertes Unternehmen zu schaffen. Ziel der HCS Group ist es, mit der Akquisition der gesamten EOS-Unternehmensanteile und der Integration in die Gruppe diese Aktivitäten auf das kontinentale Europa auszuweiten.

Der heutige Standort Stanlow befindet sich im Industriegebiet Ellesmere Port am Liverpool Bay. Auf 12 ha bieten mehr als 60 Tanks verschiedenen Volumens ein Gesamtfassungsvermögen von über 15.000 t, die Umschlagskapazität liegt bei 20.000 t pro Jahr. Lagerung, Aufbereitung und Distribution von Isolierölen werden seit 1984 von hier aus gesteuert und organisiert. Die Nutzung der kontinentaleuropäischen Standorte der HCS Group sowie Kooperationen mit Dienstleistern ermöglichen die Erweiterung des EOS-Dienstleistungsangebotes auf Gesamteuropa.

EOS legt besonderen Wert auf die technische Kompetenz und Qualitätssicherung für ihre Dienstleistungen auf unvergleichbar hohem Niveau. Ein erfahrungsreiches Team arbeitet partnerschaftlich mit seinen langjährigen Kunden in tragfähigen Geschäftsbeziehungen zusammen. Jedes Kundenprojekt wird detailliert geplant, und maßgeschneiderte Lösungen werden angeboten. EOS hält die Marktführerschaft in Großbritannien und arbeitet in Einzelprojekten bereits mit kontinentaleuropäischen Kunden zusammen.

4. Ölbehandlung und -regeneration am Einsatzort

Um seine vielfältigen Aufgaben als Isolier- und Kühlmittel erfüllen zu können, muss das Transformatorenöl bestimmte Grundeigenschaften besitzen: eine hohe dielektrische Festigkeit, um der elektrischen Beanspruchung während des Betriebs zu widerstehen; ausreichend niedrige Viskosität, um seine Fähigkeit, zu zirkulieren und Wärme zu transportieren, nicht zu beeinträchtigen; ausreichende Tieftemperatureigenschaften bis zu der jeweils niedrigsten Temperatur, die am Ort des Betriebsmittels erwartet werden kann; Oxidationsstabilität, um eine maximale Lebensdauer im Betrieb zu gewährleisten. Vgl. hierzu IEC 60422. Mineralöl altert während des Betriebs infolge der Umgebungsbedingungen, so dass die genannten Eigenschaften zum Teil erheblich beeinträchtigt werden.

EOS hat in Zusammenarbeit mit Herstellern von Ölaufbereitungsanlagen mobile Einsatzfahrzeuge entwickelt, die darauf spezialisiert sind, gealtertes Isolieröl zu reinigen.

In den Mobilen Prozess-Einheiten – Mobile Processing Units MPU – werden Feuchtigkeit und säurehaltige Stoffe zuverlässig in mehreren Zyklen entzogen. Im On-Board-Labor können die sogenannten Routinetests und die Gas-in-Öl-Analysen - Dissolved Gas Analysis DGA - vorgenommen werden. Von den Sichtprüfungen der Farbe und des äußeren Erscheinungsbildes des Öls und möglicher sichtbarer Partikel im Öl, über die Messung von Säuregehalt und Feuchtigkeitsanteil, bis zur Durchschlagspannung werden alle wichtigen Werte vor Ort ermittelt. Die einzelnen Gasgehalte und der Gesamtgasgehalt werden analysiert.

Die Vakuumerzeugung erfolgt mit einer Kapazität von 160 m³ pro Stunde, mittels Vacuum Booster können bis zu 3000 m³ pro Stunde unter Vakuum gesetzt werden. Mit der Hochvakuumpumpe wird ein Vakuum von 0,5 mbar und geringer erzeugt, was eine optimale Befüllung des Transformators sowohl bei der Neubefüllung als auch bei der Wiederbefüllung nach Entleerung, z.B. im Reparatur- oder Wartungsfall, ermöglicht.

Die Durchflussrate für die Ölbehandlung liegt typischer Weise bei 5.000 Liter pro Stunde, der Maximalwert beträgt 15.000 Liter, der Minimalwert 800 Liter pro Stunde. Die Wärme für den Feuchtigkeitsentzug wird von einem 200 kW-Wärmetauscher erzeugt.



Die Fahrzeuge führen standardmäßig 2 x 30 Meter Schläuche mit, verschiedene Flansche, weiteres Zubehör und Werkzeuge.

In den Mobilien Regenerations-Einheiten – Mobile Regeneration Units MRU – wird gebrauchtes Transformatorenöl in den Zustand eines neuen, ungebrauchten Öls gebracht. Dies geschieht in mehreren Zyklen, in denen das Öl aus möglichst allen Bereichen des Transformators in den Reinigungsprozess einbezogen wird. Somit erreicht man nicht nur eine Reinigung des Transformatorenöls, sondern des Transformators und seines Isoliersystems, aus dem ein Großteil der Verunreinigungen entsorgt wird.

Mit der Regeneration werden die säurehaltigen Stoffe und Verschmutzungen innerhalb des Transformators entfernt, Dibenzyldisulfid DBDS wird zuverlässig entzogen und Ölschlamm entsorgt. EOS nutzt in seinen speziell entwickelten Einsatzfahrzeugen Bauxit-Säulen (Aluminiumoxid), die die in der Regel polaren Stoffe adsorbieren. Die Bauxit-Säulen werden in festgelegten Zyklen reaktiviert. Sämtliche Abfallstoffe werden gesammelt und fachgerecht entsorgt. Dem regenerierten Öl werden Inhibitoren zugeführt. Eingehende Tests vor Ort und unabhängige Tests im externen Labor stehen am Ende des mobilen Regenerationsprojektes.

Die Ölregeneration verlängert den Lebenszyklus eines Transformators erheblich, die Wiederverwendung des vorhandenen Öls erspart den Zukauf neuen Öls. Beides trägt zu Kostenaufschub und –einsparungen bei, schon die Ölressourcen und ist nachhaltig durch die mehrfache Nutzung des eingesetzten Öls.

Nach einer durchgeführten Regeneration kann zu einem späteren Zeitpunkt eine Ölbehandlung mit Trocknung und Entgasung zwecks längerer Transformatorenlaufzeit durchgeführt werden.

Für die mobile Regeneration stehen verschiedene Fahrzeuge und Fahrzeugkombinationen zur Verfügung, um den unterschiedlichen örtlichen Gegebenheiten gerecht zu werden und verschiedene Transformatorengrößen bedienen zu können.

Alle Ölbehandlungs- und -Regenerationsarbeiten können im laufenden Transformatorbetrieb durchgeführt werden.

Die mobilen EOS-Einsatzfahrzeuge sind selbst versorgende Einheiten, d.h. sie benötigen keine externe Energieversorgung. Sie sind gesichert gegen Auslaufen von Öl und sonstiger Flüssigkeiten. Für das Fachpersonal – meist 2 Fachkräfte – steht ein Unterkunftsraum im Fahrzeug zur Verfügung.

5. Isolieröl-Logistik und -Lagerung

Ein weiteres Dienstleistungsangebot hält EOS im Bereich der Logistik und Lagerung von Isolierölen bereit.

Je nach gewünschter Liefermenge können neue, ungebrauchte sowie aufbereitete Isolieröle mit Tankfahrzeugen, in Stahlfässern oder IBC-Containern transportiert werden. Für Test- und Laborzwecke werden auch geringere Mengen, z.B. in Laborflaschen (Glas oder Aluminium) geliefert. Auch die Annahme gebrauchten Transformatorenöls wird in diesen Behältervarianten durchgeführt.

Tankfahrzeuge oder spezielle Container werden für den Fall von Reparatur- oder Wartungsarbeiten am Standort des Transformators bereitgestellt. Auch in diesem Rahmen werden das Leeren des Transformators und das Vakuumbefüllen, idealerweise inklusive der Ölreinigung mittels MPU, angeboten. Die Fahrzeuge und Container werden vor ihrer Nutzung nach einem klar definierten Verfahren mit neuem Isolieröl gereinigt.



Angenommene Isolieröle werden der EOS-Qualitätskontrolle unterzogen, deren Ergebnis darüber entscheidet, ob das gebrauchte Öl zu "Wie-neuem-Öl" für Transformatoren regeneriert, als Basisöl, z.B. für die Druckertintenindustrie, angeboten oder zur fachgerechten Entsorgung überführt wird. Auch nach dem Regenerationsprozess kann das Testergebnis die Entscheidung für Basisölverwendung oder Entsorgung bedingen.

Für die Lieferung neuer, ungebrauchter Isolieröle halten wir in Großbritannien größere Mengen verschiedener Hersteller vor. Für Kontinentaleuropa bereiten wir entsprechende Lagerkapazitäten vor.

6. "Closed Loop" - Modell

Das "Closed Loop"-Modell beschreibt den Kreislauf von der Rückgewinnung und Sammlung gebrauchten Transformatorenöls über die Reinigung und Regeneration des wiederverwertbaren, zurückgewonnenen Öls sowie dessen Vertrieb.

Ausgehend von der Idee, dass Isolieröle bei Außerbetriebnahme und Demontage eines ölbefüllten Transformators anfallen, ebenso bei Ölwechseln, bei Wartungs- und Reparaturarbeiten, und diese Öle gesammelt und durch Aufbereitung der Wiederverwendung zugeführt werden können, ergibt sich die Organisation eines geschlossenen Kreislaufs.

Das gebrauchte Isolieröl bildet daher den Grundstock für den Aufbereitungsprozess. Nach qualitativer Eignungsprüfung wird das Öl je nach Zustand des Ausgangsmaterials in den beschriebenen Prozessschritten behandelt und zu einem "High Grade"-Isolieröl aufbereitet, das im äußeren Erscheinungsbild und mit seinen Messwerten einem neuen Öl entspricht. Dieses wird der Wiederverwendung entsprechend an die relevanten Kunden vertrieben.

Auch dem "Closed Loop"-Modell liegen die umweltgerechte Ressourcenschonung und die Kostenreduzierung zugrunde, da genutztes Öl wiederverwendet und neues Öl nicht benötigt wird. Der Aufbereitungsprozess ist auch in stationären Anlagen deutlich günstiger. Der Preis für aufbereitetes High Grade Isolieröl ist etwa ein Drittel geringer als der Preis neuen Öls.

In einer optimierten Form können Netzbetreiber mit eigenen Wartungsabteilungen, oder Reparatur- und Wartungsfirmen von einem Austauschservice – aufbereitetes Isolieröl gegen gebrauchtes, wiedergewonnenes – profitieren. Lieferungen sind auch in Stahlfässern möglich.

7. Fallstudie einer Regeneration

Das internationale Stahlunternehmen Tata Steel verfolgt mit allen Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen mit Nachdruck das selbst gesteckte Ziel, eine Verbesserung der CO₂-Bilanz zu erreichen. Hinsichtlich der 17 am Standort Port Talbot, Wales, betriebenen 66 kV-Transformatoren entschied Tata Steel, jeden einzelnen Transformator mittels intensiver Ölproben tests zu analysieren, wobei der Zustand des Öls, und noch bedeutender der Papierisolierung, erfasst und bewertet wurde. Daraus resultierten ein kundenspezifischer Wartungsplan und die Entscheidung für die Ölregeneration am Kundenstandort.

Die Vorteile der Ölregeneration gegenüber dem Ersatz des Öls im Rahmen eines Ölwechsels überwiegen für Tata Steel:

- die Transformatoren bleiben bis auf kurze Zeiten am Beginn und Ende des Prozesses in Betrieb und somit im Netzwerk verfügbar;



- die Regeneration im laufenden Transformatorbetrieb bewirkt, unterstützt durch die Vibrationen im Betrieb, eine Reinigung des Öls aus nahezu allen Bereichen des Transformators und entzieht die Schadstoffe und Verunreinigungen aus dem gesamten System;
- da das Öl zirkuliert, bleibt die Papierisolation ständig mit Öl umgeben und wird nicht beschädigt;
- geringere Umweltbelastung und -risiken durch Vermeidung des Transports neuen Öls an den Standort;
- deutliche Kostenreduzierung verglichen mit Ölwechseln

Der erste 66 kV-Transformator mit einer Leistung von 10 MVA aus dem Jahr 1959 wurde bereits in 2011 untersucht und Anfang 2012 einer Regeneration unterzogen. Der Ölinhalt beträgt 17.000 Liter. Die Öluntersuchungen zu Beginn ergaben für den Säuregehalt den Wert 0,24 mgKOH/g, für die Grenzflächenspannung IFT den Wert 22 und für den Verlustleistungsfaktor des Dielektrikums DDF den Wert 0,23.

Mit der erfolgten Regeneration wurden die Werte für den Säuregehalt auf 0,02 mgKOH/g und den Verlustleistungsfaktor auf DDF=0,04 reduziert, und die Grenzflächenspannung auf IFT=44 erhöht. Eine jährliche Nachuntersuchung bestätigt die Stabilität der erreichten Werte, wie in den Grafiken dargestellt.

8. Unser Fazit

Umweltverträglichkeit, Ressourcenschonung und Nachhaltigkeit formulieren seit Jahren Zielsetzungen in Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Sie erfahren weiterhin hohe Aufmerksamkeit und beeinflussen Gesetzesvorhaben, Normen und Managementsysteme.

Die Betreiber von Energieversorgungsnetzen sind angehalten, sich diesen wachsenden Herausforderungen zu stellen. Gleichzeitig sind sie bestrebt, die Energieversorgung wirtschaftlich zu gestalten. Ein Ansatz ist die Verlängerung der Transformatorenlaufzeiten und die Wiederverwendung von Isolierölen durch Aufbereitung.

EOS stellt sich mit seiner Expertise den Herausforderungen im Bereich der Rückgewinnung, Aufbereitung und Wiederverwendung von Isolierölen auf Mineralölbasis und erweitert als starke Marke der HCS Group seine Geschäftstätigkeit auf Kontinentaleuropa.

Mit der Ölbehandlung und Ölregeneration am Einsatzort werden Transformatoren im laufenden Betrieb durch die Aufbereitung des zirkulierenden Öls gereinigt. Das genutzte Transformatorenöl wird wiederverwendet, es erspart damit Kosten für neues Öl und trägt zur Ressourcenschonung bei. Durch die Verlängerung der Nutzungsdauer des Transformators wird die Investition einer Neuanschaffung aufgeschoben.

Mit dem "Closed Loop"-Modell bietet EOS einen Kreislauf an, in dem genutztes Isolieröl gesammelt, geprüft, gereinigt, aufbereitet und der Wiederverwendung zugeführt wird. Auf geeigneten Distributionswegen gelangt es zu den unterschiedlichen Kunden. Weniger geeignetes Öl wird als Basisöl angeboten. Nachhaltigkeit und Kosteneinsparungen sind die Vorteile.

Eine Vielzahl erfolgreich durchgeführter Transformatorenöl-Behandlungen und -Regenerationen belegen deren umweltverträglichen Beitrag zur Erreichung der Ressourcenschonung durch Wiederverwendung des genutzten Öls und der dargestellten Kosteneinsparungen. Im Zusammenspiel aller Beteiligten sind Lösungen bereits heute abbildbar.



Andrew Bartram

HCS Group GmbH - Electrical Oil Services



Andy Bartram has worked in the electrical oil industry for 27 years and with EOS since its formation in 1999. As Sales manager for the UK's leading insulating oil and services provider Andy Bartram leads a team of three Electrical Engineers offering guidance on all aspects of insulating oil management, testing and treatment.

Prior to joining the electrical oil business, Andy Bartram was employed by the CEGB as a 400kV SAP in the transmission division which became National Grid shortly before he left to join Carless.

Andy Bartram lives in the Cambridgeshire Fenlands is married with two grown up children.





Transformer Life Management Conference 2018 Germany Presentation Tata Steel UK – Case Study - Abstract

Refurbish not replace

UK steelworks have gone through a turbulent time in recent years, but there is now some stability as the UK and global marketplace once again appears more attractive. Although investment is being made money has to be spent wisely and transformer refurbishment, with a focus on the health of the insulation system (oil and paper), has become a priority for Port Talbot's engineers who look after the high voltage feed to this 2,000 acre site in South Wales.



With pressure to reduce the carbon footprint of all maintenance and replacement activities, the need to deliver good value and the sheer good sense of not replacing transformers just because they are "getting old" makes refurbishment a technical and economic viable option. Tata Steel engaged Electrical Oil Services at an early stage to discuss options for treating the insulation system as part of their transformer refurbishment programme.

Assessing your transformer population (health screening)

With 17, 66kV supply transformers, many feeding critical parts of the steelworks, a wholesale replacement programme was never a viable option. Each transformer was sampled with the aid of Electrical Oil Services Engineers and Transformer Condition Assessment (TCA) analysis carried out by leading UK laboratory, TJh2b. This "high level" analysis gave EOS and Tata Steel's Glen Evans (Area Engineering Manager, High Voltage Systems) a good, baseline assessment of the condition of the oil and more critically the paper insulation.

But now what?

Getting that base line information on the 17 supply transformers, together with a critical assessment of the physical state of each transformer, meant that Glen could begin to put together a risk based refurbishment plan focusing on the most critical transformers for steel works production.



With detailed TCA results, outage times and an assessment of transformer criticality complete, EOS and Tata Steel focused on the oil test results and the physical condition of the paper insulation in order to develop a sensible treatment plan using in-situ oil regeneration.

Regeneration or oil-change?

Put simply, oil regeneration treats the transformer and not just the oil. Done correctly the “deep cleaning” effect of the process, removing acids and early stage sludge formation from ageing transformers’, cooling ducts and papers ensures that there is minimal residual “acid oil” left in the paper at the end of the regeneration operation.

Advantages over oil changes are numerous and clear:

- a) “Deep cleaning” the insulation system – function of time and temperature and enhanced through vibration when the transformer is energized
- b) Treatment without removing the oil which is the support mechanism for the paper insulation
- c) Fewer environmental risks associated with multiple road tanker activities
- d) Lower carbon footprint due to reduced tanker activity
- e) Transformer constantly available to carry load – only short outages needed to make connections and/or disconnections
- f) Cost effective when compared to oil replacement
- g) Far less (contaminated) oil left in the paper insulation following the regeneration exercise compared to oil replacement

When to act?

The earlier the better is the short answer.

When a transformer is filled for the first time with brand new unused insulating oil the acidity neutralization figure will be <0.01mgKOH/g. As the transformer ages the action of heat and oxygen results in the oil oxidizing as the oil’s “natural” inhibitors are depleted. Polar compounds in the oil such as acids and early stage sludge are produced. It is these complex compounds that attack the transformer paper insulation leading to weakening of the insulation and an inability to withstand close-up faults and through faults. Once the paper is damaged it cannot be repaired.

IEC60422:2013 “Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guide” gives guidance based on “good”, “fair” and “poor” oil condition – for 132kV or critical transformers table 1 below:

BSEN 60422:2013	Good	Fair	Poor	BS148:2009
Acidity Neutralisation (mgKOH/g)	<0.1	0.1 – 0.2	>0.2	0.03 MAX
DDF (90°C)	<0.1	0.1 – 0.5	>0.5	0.005 Max
Resistivity (GΩm)	>60	4 – 60	<4	NR
Interfacial tension	>25	20 – 25	<20	NR



Table 1

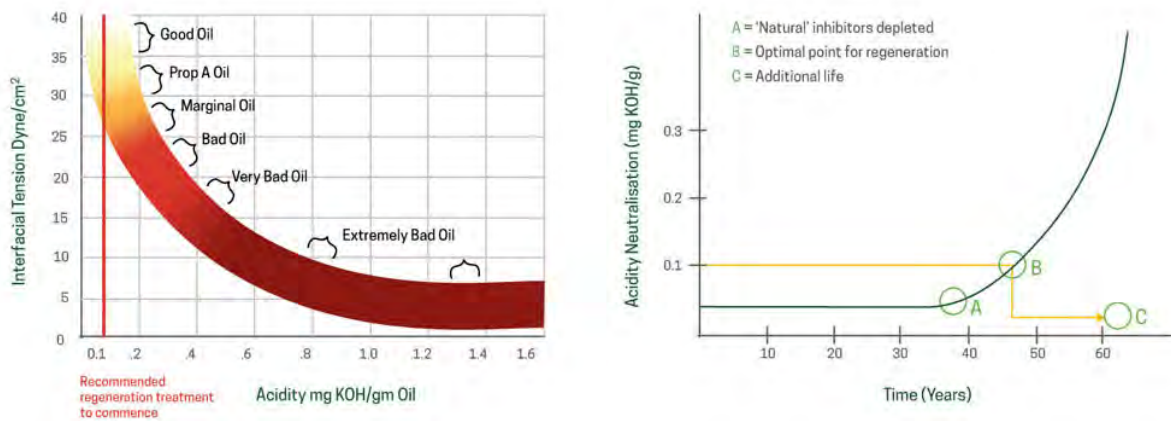


Figure 1

The Supervision guide recognizes the research that has been carried out over the years and recommends reclamation of the oil from an acidity value of 0.15mgKOH/g. Figure 1 above shows the exponential rise in an insulating oil's acidity once the "natural" inhibitors are depleted – regenerating at 0.1 – 0.2 mgKOH/g is a good target value, PROVIDING there is sufficient paper strength to make the process worthwhile.

The water content of the oil is also taken into consideration before considering any "live" treatment. EOS Engineers worked closely with Tata Steel in all areas of this assessment before proceeding further.

Supply Transformer ST9

Health assessment suggested ST9 would be a good candidate to begin with; this 1959 10MVA 66kV transformer contained 17,000 litres of oil.

Oil test results:

Acidity 0.18mgKOH/g

Interfacial Tension 20

DDF 0.22

IFT and DDF are good indicators of the level of polar contaminants in the oil, usually present from oil degradation, their removal from the paper and oil will serve as a good indicator of the efficiency of in-situ oil regeneration.



Oil Regeneration – the mechanics



The EOS Mobile Regeneration Unit comprises of two articulated trailers; one contains standard oil reconditioning equipment – heater, filters, vacuum chambers. The other contains columns of activated bauxite material for the adsorption (contaminants “stick” to the bauxite) of dissolved polar contaminants in the oil – acids and sludge (caused through ageing of the oil – heat, oxygen in the presence of copper and iron). Passing the oil through each plant in series restores the insulating oil to “as new” condition and removes much more of the oil trapped deep in the paper insulation than a conventional oil change operation.

The amount of acidity removed from the paper insulation is directly proportional to time and temperature. Vibration and movement resulting from on-line / live regeneration will also benefit acidity removal.

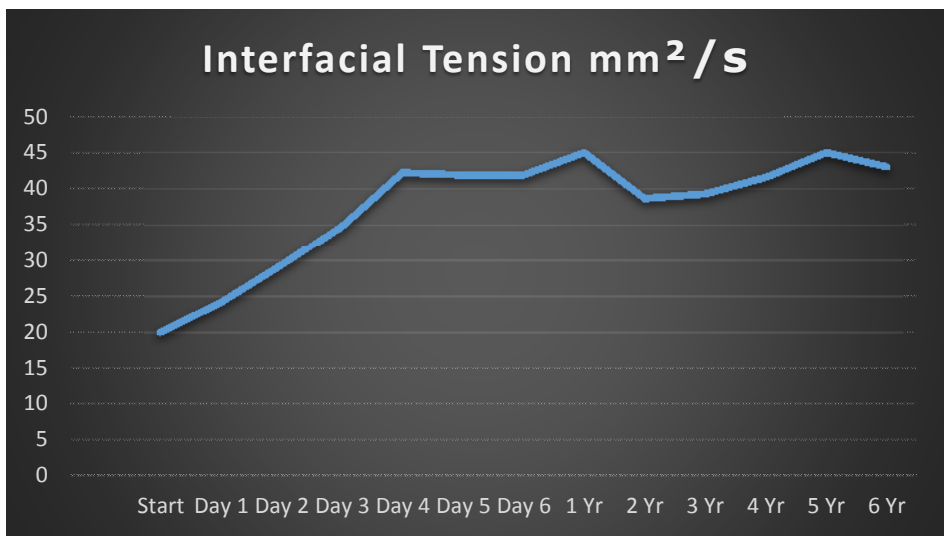
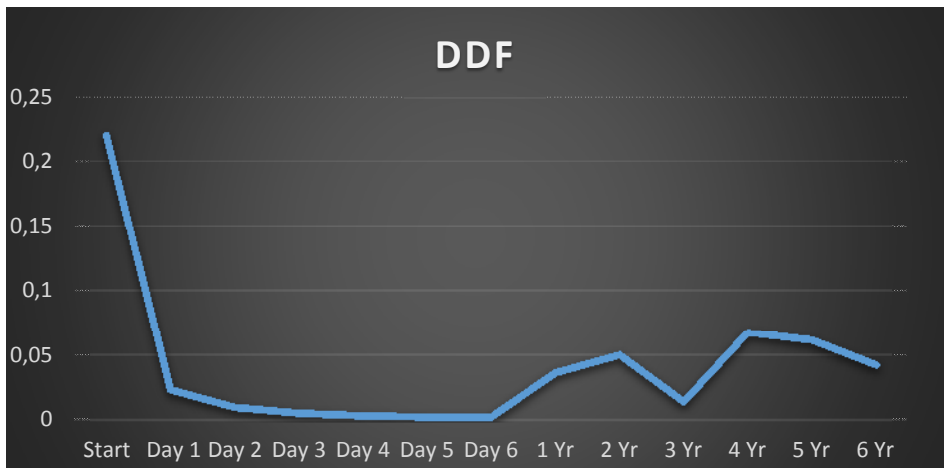
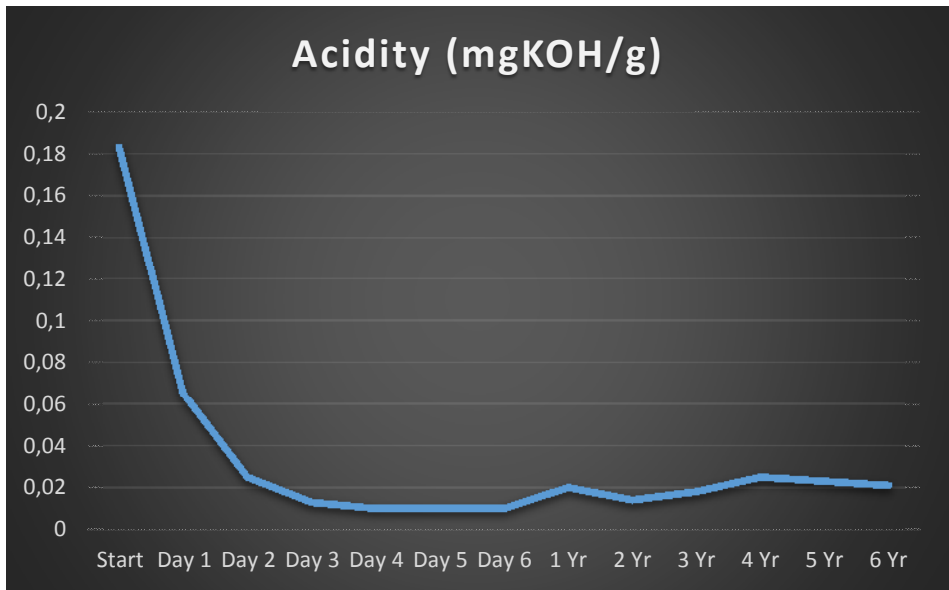
Getting the transformer core to around 70°C is key to the successful removal of acids and sludge from a transformer. Ambient temperature and general weather conditions, along with the cooling effect of radiators and pumps can limit temperature rises in some cases.

For regeneration of energised and/or load carrying transformers, EOS has worked closely with a leading DSO to develop safe systems of work to limit associated risks.

ST9 test results

EOS has taken its considerable experience of oil reclamation at its large static plant in the UK and employed it for in-situ oil regeneration. This includes highly experienced operators, on-site testing of acidity, IFT, DDF, Resistivity, breakdown voltage and dissolved water.

The following graphs show the progress of the site operation testing of the oil during the initial process and yearly thereafter.





Follow up and conclusions

At the end of day 6 an artificial inhibitor was added to the oil via the site treatment plant, dosing was carried out to 0.4% or “fully inhibited”. The inhibitor content is measured annually and as yet has not needed topping up.

After 6 years colour remains at 1.0 with acidity, DDF and IFT all within the limits of BS148:2009. Acidity remains stable at 0.02mgKOH/g

Tata Steel’s Glen Evans said “the work that EOS has carried out on ST9 has demonstrated the clear benefits for oil regeneration as part of an overall transformer health improvement programme. Our plan is to target other transformers in the fleet for the same treatment over the coming years, reducing capital spend, carbon footprint and generally making good use of well-made transformers that we hope will give us many more years of reliable service”

Andy Bartram, EOS Sales Manager says “Our Mobile Regeneration service is well established in the UK. Now that EOS is part of the wider H-C-S-Group based in Germany, we now have a regeneration unit based in Hamburg to assist in transformer health improvement work in North West Europe”.

For further information on all EOS service operations contact:

Andrew Bartram (+44) 7966 437567

E-mail ABartram@h-c-s-group.com or visit the website www.eosl.co.uk



Holger Lohmeyer

ABB, PGTR Transformer Service, Halle



Holger Lohmeyer studierte Physik an der Martin-Luther-Universität in Halle/Saale

Nach dem Studium arbeitet er seit 1990 bei ABB als Laborleiter, Prüffeld-Ingenieur, Qualitäts-Manager und Prüffeld-Leiter. Heute ist er verantwortlich für das Fachgebiet Condition-Assessment im Bereich Engineering.

Er ist aktiv tätig in Gremien wie:

IEC, DKE und dem Forschungs-Projekt Smart-TR





Anbindung von online DGA Sensoren in ein automatisiertes Asset-Management System

Integration of online DGA Sensors into an automated Asset-Management System

Holger Lohmeyer, ABB PGTR, Halle/Saale

Luiz Cheim, ABB, PGTR, Saint-Louis

Motivation

Im ausgehenden 20. Jahrhundert wurde der Begriff Monitoring zu einem Leitmotiv innovativer Technologien im Bereich des eher konservativen Neubaus und Betriebes von Leistungstransformatoren. Fortschritte und Neuentwicklungen in der Sensoren-Technologie und insbesondere die rasante Entwicklung der Computer-Technik machten es zunehmend möglich, Betriebs- und Überwachungsdaten in ungeahnter Größenordnung aufzuzeichnen und elektronisch zu konservieren. Viele der Transformatoren- [1] und Komponenten-Hersteller [2], [4], Service-Unternehmen [3], [4] und Forschungseinrichtungen [5] entwickelten in kürzester Zeit mehr oder weniger umfassende Systeme zur Erfassung eines breiten Spektrums an Betriebs-Parametern, die sich mit geeigneten Sensoren oder verfügbaren Messgeräten online erfassen und elektronisch speichern lassen [11], [12].

Bereits in den Anfangsjahren dieses Technologie-Schubes wiesen insbesondere die mit dem Betrieb von Transformatoren-Flotten betrauten Techniker darauf hin, dass es darüber hinaus notwendig ist, Werkzeuge und Strategien zu entwickeln, die eingehende Datenflut sinnvoll und effizient zu bewerten, Maßnahmen abzuleiten, diese umzusetzen und das mit Kostenersparnis, wachsender Zuverlässigkeit und Sicherheit sowie mit der Möglichkeit einer effizienten Lastverteilung der Betriebsmittel zu verknüpfen [6], [7].

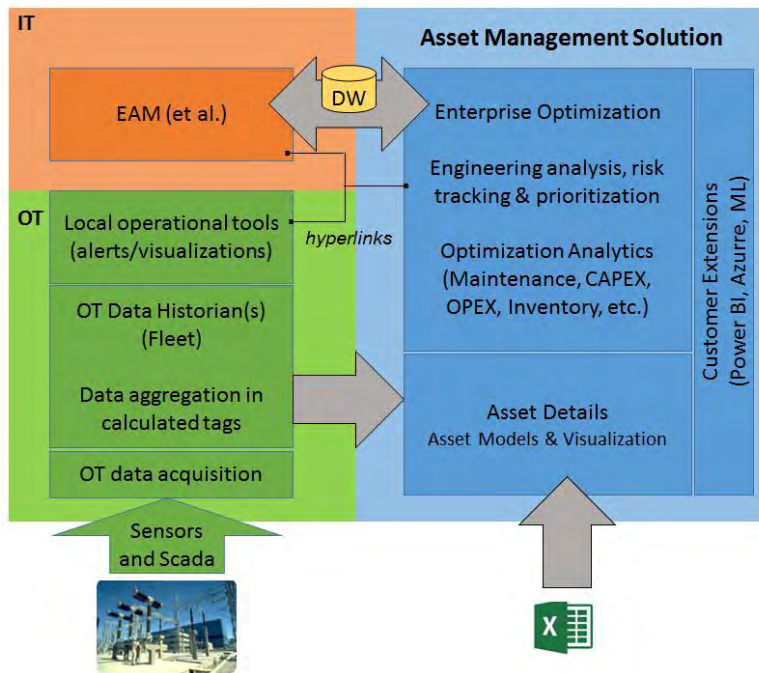
Genau diesem Aspekt hat sich ein Team von Transformatoren-Spezialisten und IT-Experten der ABB und die eigens gebildete „task force“ eines führenden Energieversorgers in den USA in einem mehrjährigen Projekt angenommen [8]. Die Aufgabe war nicht geringer als alle verfügbaren Daten (handschriftliche Aufzeichnungen, Ergebnisse von Offline-Untersuchungen, gespeicherte Betriebsdaten und Daten aus diversen online Monitoring-Systemen von 8.138 Transformatoren in ein standardisiertes Format umzuwandeln, in einer online verfügbaren Datenbank (Cloud) abzulegen und Algorithmen zu implementieren, um den oben beschriebenen Wandel zu einem effizienten, automatisierten Asset-Management für diesen Verteilnetz-Betreiber einzuleiten.

Neben dieser technischen Herausforderung war es notwendig, einen Paradigmen-Wechsel im Unternehmen auf allen beteiligten Ebenen vorab sicherzustellen. Zuvor haben Asset-Manager vornehmlich auf mehr oder weniger lokaler Ebene operiert, waren mit nahezu jedem Detail in ihrem Verantwortungsbereich vertraut und konnten auf ihrem Erfahrungsschatz beruhende Entscheidungen zu Instandhaltungs- bzw. Ersatzinvestitions-Strategien treffen. Dem weltweiten Trend des Zusammenschlusses von Unternehmen bzw. Unternehmensteilen folgend, wuchs die zu verwaltende Flotte rasant, was es notwendig erscheinen ließ das Asset-Management zu zentralisieren und alle Aktivitäten der kontinuierlichen Überwachung mit dem gesteuerten Betrieb, der zustandsabhängigen Instandhaltung, der Planung von Ersatz-Investitionen und dem effizienten Ressourcen-Einsatz einzubinden. Damit sollten sowohl die Anforderungen an ein modernes Asset-Management als auch die der Zustandsbewertung und visualisierten Wichtung von Diagnoseergebnissen in einer gewachsenen Flotte, im Sinne eines Expertensystems, auf einem gehobenen Niveau erfüllt und gleichzeitig Kosten gespart werden.



Aufbau und Architektur Asset Management System

Der Anspruch an die zu erstellende Asset-Management-Lösung war es, alle zur Verfügung stehenden Daten jedes einzelnen Betriebsmittels in einem verwertbaren Format elektronisch aufzubereiten bzw. zur Verfügung zu stellen, um sie in einem übergreifenden System zusammen und der Bewertung zuzuführen. Dabei wurden, angefangen mit Handbüchern, Prüfnachweisen und Leistungsschild-Daten, handschriftlichen Log Einträgen der Betriebsführung und Daten von Offline-Messungen und Ölanalysen, digitalisierte und digital erfasste Betriebsdaten aus Tabellenkalkulationsprogrammen und Datenbanken mit den Daten von Online-Monitoring Sensoren und IT Datensätzen aus dem EAM (Enterprise Asset Management) verknüpft.



In Bild 1 ist schematisch dargestellt, wie die elektronisch verfügbaren „IT“-Daten des bereits vorhandenen Asset Managements (EAM) mit den operativen „OT“-Daten (Operations Technology) vereinigt und mittels neu entwickelter bzw. angepasster Software-Werkzeuge einer umfassenden Bewertung zugeführt wurden. Das versetzt das System in die Lage, historisch verfügbare Daten aus beiden Systemen direkt mit den aktuellen, online eingehenden Daten (Scada) abzugleichen und den Stakeholdern nahezu in Echtzeit zur Verfügung zu stellen.

Bild 1: Architektur zum Aufbau des Asset Management Systems

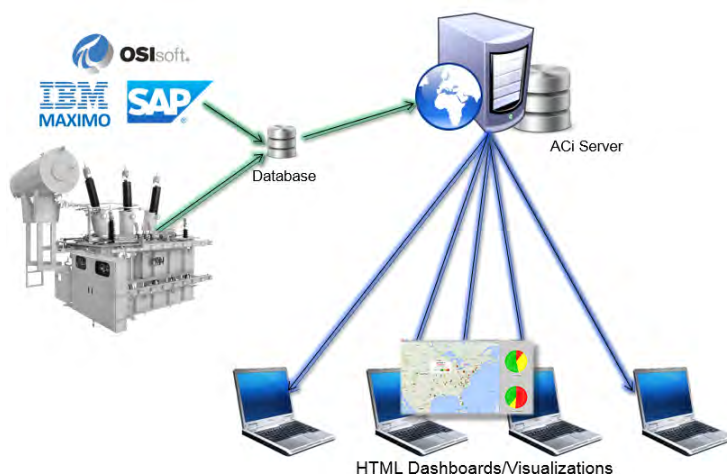


Bild 2: schematische Darstellung der Kommunikationswege

Über eine grafische Benutzeroberfläche erhalten die definierten Nutzer im Ampel-Modus aufbereitete Informationen zum Zustand der gesamten Flotte, welche per Mausklick über



Unterstationen bis zum einzelnen Betriebsmittel und den möglicherweise gefährdeten Komponenten heruntergebrochen werden können.

Das implementierte Expertensystem (Bild 3) informiert den Nutzer über möglicherweise kritische Zustände, gibt eine Auswahl an denkbaren Interpretationen zur Fehlerursache und Empfehlungen zu weiterführenden Untersuchungen bzw. ad-hoc-Maßnahmen. Dafür stehen, abhängig von der Konfiguration und der vorliegenden Ausrüstung der Transformatoren, folgende Komponenten zur Verfügung:

- Fehlerwahrscheinlichkeit (Betriebsdaten, Off- und Online-DGA und Ölanalytik)
- Vorhersage und Alarmmeldungen (Trendanalyse, Warnungen, Alarm-Level)
- Industrie Standards (IEC, IEEE, Duval-Dreieck (1, 4 und 5) mit konfigurierbaren Trend-Limits und Richtwerten)
- Transformatoren Experten-System Algorithmen (Überblicks-Schaubilder, Informations-Kaskaden, Aktivitätsempfehlungen, inklusive Zeiträumen und Risikoabschätzung, Flotten und Typengleiche Transformatoren übergreifende Korrelationen)
- Thermisches Profil und Alterungsabschätzung (Isolations-Alterung, Lastkapazitäten, Hot-Spot-Prognose)
- Erweiterte Diagnose-Algorithmen (Durchführungs- und Lastschalter-Monitoring, Teilentladungs-Messung, Furan-Analyse, GIC-Effekte, statistische Werkzeuge)

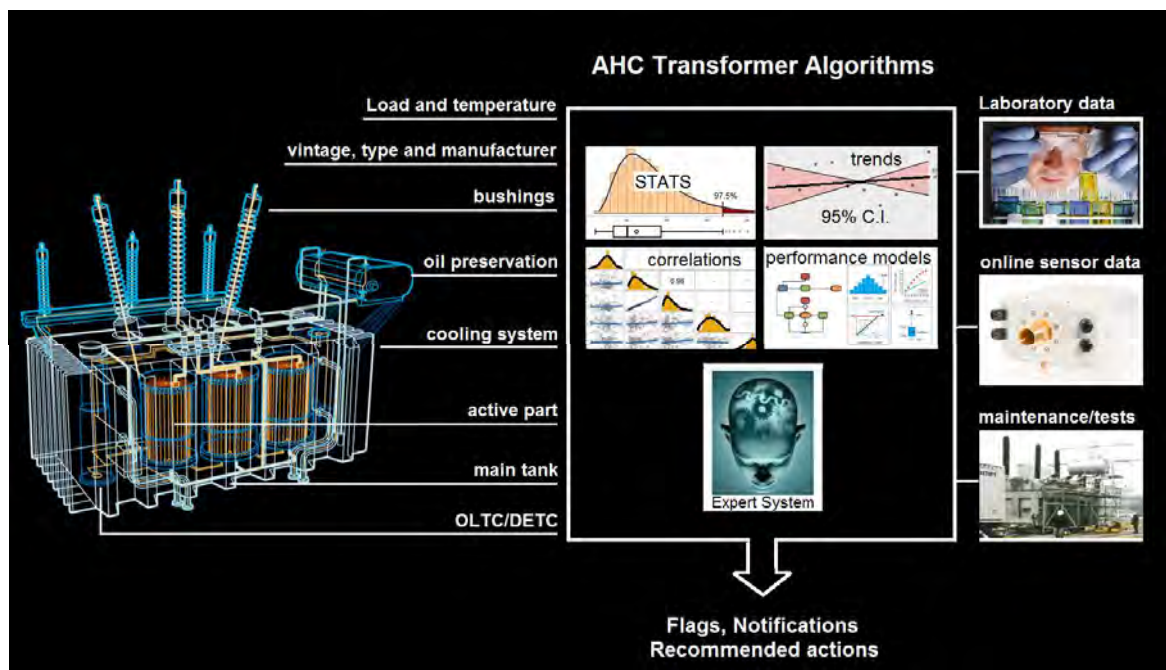


Bild 3: Algorithmen zur Bewertung der verfügbaren Daten („Transformer Analytics“)

Im System (AHC - Asset Health Centre) sind eine Vielzahl an Regeln und Empfehlungen hinterlegt, die auf die konkrete Situation angepasst und durch den Nutzer zum einen dem eigenen Asset entsprechend konfiguriert und zum anderen ständig aktualisiert werden können.

Anbindung von online DGA-Sensoren

So ist es u.a. möglich, offline und online verfügbare Daten miteinander zu verknüpfen und deren Messunsicherheiten in die Bewertung einfließen zu lassen. Ein Beispiel dafür sind Daten, die im kontinuierlichen Online-DGA-Monitoring generiert werden, mit offline generierten Analyseergebnissen abzugleichen und damit Trend-Analysen ein höheres Bewertungs-Gewicht zu geben. Dabei werden auch Monitoring-Systeme unterschiedlicher Provenienz eingebunden.



Dies gestattet es abnormale Kurzzeit-Trends mit hoher Wahrscheinlichkeit von „natürlichen“ bzw. unkritischen Schwankungen zu unterscheiden indem Langzeit-Trends in die Bewertung einfließen, 95% - Konfidenzen verglichen werden und zum Beispiel Lastspiele oder außergewöhnliche Netzereignisse in die Betrachtung einfließen und damit die Entscheidungssicherheit erhöhen.

Umgekehrt verfügen moderne ABB Online Gas Monitore wie der Multi-Gas-Sensor „Core Sense M10“ über dieselben Algorithmen wie das AHC System, womit die erweiterte Funktionalität der „Transformer Analytics“ auch als „Standalone“-Anwendung zur Verfügung steht.

Die grafische Benutzer-Oberfläche gestattet es, den aktuellen Überblick von der Darstellung der gesamten Flotte über die Auflösung in Sub-Stationen bis hin zum einzelnen Betriebsmittel und dessen relevante Komponenten herunterzubrechen.

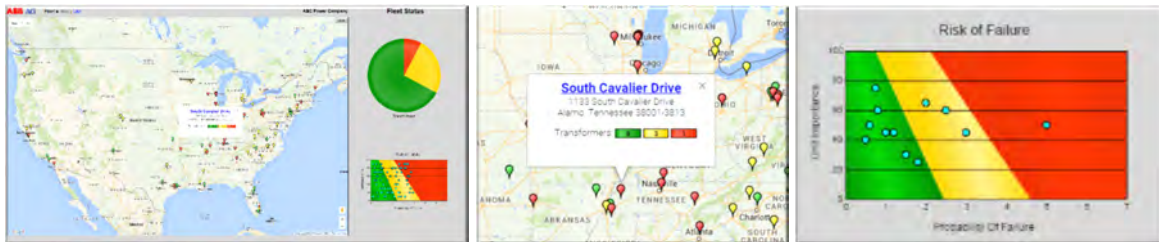


Bild 4: Anzeige-Modus über das gesamte Asset, herunter gebrochen bis auf einzelne Station

In den Ansichten im Bild 5 werden DGA-Analysewerte über mehrere Jahre in Trend-Analysen der brennbaren und nicht-brennbaren Gase dargestellt, die einzelnen Gase mit 95%-Richtwert-Konzentrationen verglichen und die Entwicklung der Fehlerwahrscheinlichkeit (PoF) über die Zeit dargestellt.

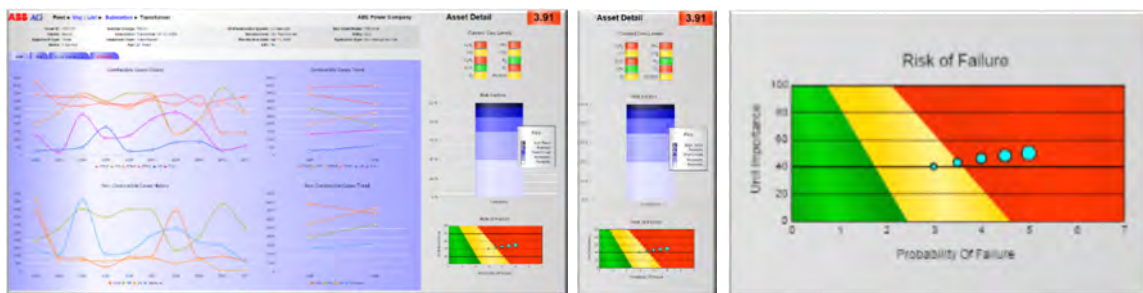


Bild 5: Anzeige-Modus Transformator, Details

Aus diesen Bewertungsergebnissen werden mögliche Fehler-Ursachen in Textform aufgelistet und erläutert sowie Empfehlungen für weiterführende Aktionen gegeben.

Transformer Analytics

Der erstmals 1983 und zuletzt im Jahr 2015 erschienene CIGRE Transformatoren Fehlerreport [9] gibt u.a. Anhaltspunkte zur statistischen Verteilung der Fehlerorte bei Leistungstransformatoren die vor und nach 1980 gebaut wurden und bezieht sich jeweils auf über 300 analysierte Fehlerfälle.

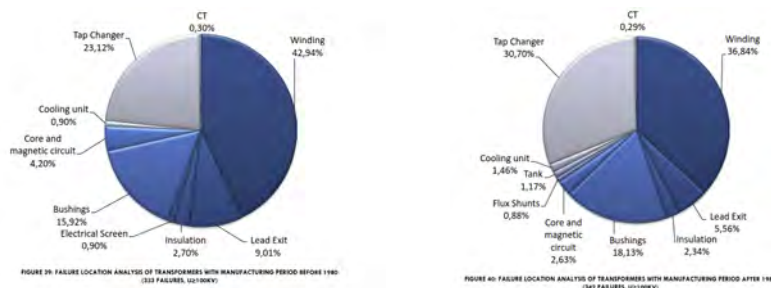


Bild 6: statistische Verteilung der Fehlerorte in Transformatoren U>100 kV, vor und nach 1980



Abgesehen davon, dass sich der Anteil der Fehler, die an Durchführungen bzw. Lastschaltern verortet wurden für die jüngere Population signifikant erhöht hat, sind mindestens 50% der Fehler dem Aktivteil zuzuordnen. Für einen erheblichen Teil dieser Transformatoren gab es damit potentiell die Möglichkeit, Gefährdungsvorhersagen über eine kontinuierliche DGA Überwachung zu treffen, welche das Kernstück des beschriebenen Expertensystems darstellt.

Dabei wird der Einfluss der zeitlichen Entwicklung jeden einzelnen Gases auf die darauf fußende Kenngröße Fehlerwahrscheinlichkeit (PoF) dynamisch in die Trendbewertung einbezogen. Ausgangspunkt sind jeweils Richtwerte wie sie in internationalen Normenwerke wie der IEC 60599, Herstellerempfehlungen oder betreiberspezifischen Spezifikationen für verschiedene Kategorien an Betriebsmitteln zu finden sind. Dabei ist es sehr wichtig, mit Augenmaß vorzugehen und die Grenzen zwischen den Ampelanzeigen so zu wählen, dass die Zahl der Fehlalarme möglichst gering bleibt aber auch keine, potentiell erkennbaren Fehlerentwicklungen unter dem Radar bleiben. Dass auch die bewährten Richtwerte immer wieder kritisch hinterfragt werden müssen, zeigt sich beispielweise im seit einigen Jahren präsenten Phänomen „Stray-gassing“ und wird von Cheim für die Komponente Kohlenmonoxid (CO) [10] beschrieben. Deren Zusammenhang mit der Anzeige „Papieralterung“ geht in vielen Richtlinien auf Forschungsergebnisse von Rogers aus den 70-er Jahren des vergangenen Jahrhunderts zurück und bedarf nach Ansicht des Autors dringend der Revision.

Da nie alle Transformatoren der Flotte mit einem Gas-Monitoring ausgestattet sind, was in absehbarer Zeit weder machbar noch sinnvoll erscheint, liegen in der Regel offline ermittelte DGA - Ergebnisse den ersten Bewertungen zugrunde. Eine Maßnahme für auffällig werdende Einheiten kann es dann sein, einzelne Transformatoren oder eine kleinere Populationen mit online Multigas-Sensoren wie dem „Core Sense M10“ auszurüsten und damit die volle Funktionsfähigkeit der „Transformer Analytics“ in Anspruch zu nehmen.

Als „Success-Stories“ 3 Jahre nach Einführung des Systems werden u.a. eine Reihe von Transformatoren angeführt, bei denen durch DGA angezeigte Auffälligkeiten mittels Online DGA-Systemen entdeckt und weiter beobachtet wurden. Mittels eingeleiteter Vorbeugemaßnahmen konnte an drei Höchstspannungs-Transformatoren ein Schadenspotential von (15 – 20) Mio. US\$ aufgedeckt und Schäden an diesen Einheiten vermieden werden.

Abschließend sei in dem Zusammenhang auf andere bzw. darüber hinaus gehende Ansätze zur Bewertung von Transformatorenflotten und deren Komponenten verwiesen. Im CIGRE-Report A2-113 [11] werden moderne Ansätze zur Online-Überwachung und Diagnose von Lastumschaltern und Hochspannungsdurchführungen vorgestellt. Die Autoren des CIGRE-Reports 12-108 [12] stellen eine Methode der Bewertung von Transformatorenflotten vor, welche sich der Fuzzy-Logik bedient und mit einem, wie oben beschriebenen Asset-Management System auf eine fundierte Datenbasis zurückgreifen könnte.

Cheim beschreibt in einem Beitrag für die diesjährige CIGRE-Session in Paris [13] Ansätze zur Anwendung verschiedener statistischer Methoden im Sinne maschineller Lernprozesse. Dabei wurden 1.000 Transformatoren einer Bewertung durch Diagnose-Experten in Form eines Ampelsystems unterzogen. Für 800 Geräte wurden die Ergebnisse und die Rohdaten insgesamt 12 verschiedener Algorithmen (linear, nicht-linear und kombiniert) zum „Lernen“ zur Verfügung gestellt und die Rohdaten der restlichen 200 Einheiten anschließend den so trainierten Algorithmen zur Bewertung eingegeben. Die erfolgreichste Methode (Gradient Boosting Machine) brachte es auf 97% Übereinstimmung mit der Meinung der Experten, ohne dass dadurch ein als gefährdet eingeschätzter Transformator übersehen wurde.

Zusammenfassung

Im Beitrag wird am Beispiel der Einführung eines automatisierten Asset-Management Systems bei einem Energieversorgungs-Unternehmen in den Vereinigten Staaten demonstriert, wie es gelingen kann klassische Elemente von Beschaffung, Verwaltung, Instandhaltung und Ersatz von elektrischen Betriebsmitteln mit den zunehmend wachsenden Daten-Populationen moderner Überwachungs-Werkzeuge, wie Online-Sensoren für verschiedenste Parameter zu verknüpfen und



dies sowohl zur Steigerung der Effizienz des Asset-Managements als auch zur automatisierten Zustandsanalyse und Generierung von Handlungsempfehlungen für jeden einzelnen Transformator, Gruppen von Transformatoren und die gesamte Flotte erfolgreich einzusetzen.

Literaturhinweise

- [1] M. Perkins, A. Fazlagic; „A new concept for transformer preventive maintenance based on life assessment evaluation and advanced diagnostics: tools and approaches; TJH2b, Proceedings of TechCon, 2001
- [2] K. Viereck; Online-Diagnose von Stufenschaltern, ETG-Fachtagung; Düsseldorf, 2011
- [3] M. Hahn; Praktische Erfahrungen mit der Gas-in-Öl-Analyse; ETG-Fachtagung, Düsseldorf, 2011
- [4] M. Krüger, M. Koch; New method for on-line monitoring of bushings and partial discharges; ETG-Fachtagung, Düsseldorf, 2011
- [5] M. Siegel, S. Kornhuber, M. Beltle, A. Müller, S. Tenbohlen; Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren; Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2012
- [6] U. Sundermann, C. Neumann, C. Viereck, N. Koch; Nutzung von Monitoringsystemen für den optimierten Betrieb von Transformatoren; 87. ETG-Fachtagung, Berlin, 2002
- [7] V. Seitz; Entwicklung von Instandhaltungsprogrammen an Leistungstransformatoren unter Berücksichtigung von Monitoring; Transformer Life Management Tagung, Hannover 2007
- [8] C. Schneider, J. Staninovski, L. Cheim, J. Vines, S. Varadan; Transformer Reliability – Taking Predictive Maintenance Program to the next level; CIGRE SC A2 Colloquium, Oct. 2017, Krakow
- [9] S. Tenbohlen (Convenor) WG A2.37; Transformer reliability survey; CIGRE SC2 A”: 2015
- [10] L. Cheim, T. Ansari; Carbon monoxide (CO) levels in power transformer and the need to update concepts; CIGRE SC A2 Colloquium, Oct. 2017, Krakow
- [11] N. Abeywickrama, O. Kouzmine, S. Kornhuber, L. Cheim, P. Lorin, M. Gauvin, F. Leonard, P. Picher; Application of novel algorithms for continuous bushing and OLTC monitoring for increasing network reliability; CIGRE Report A2-113, 2014
- [12] L. Pettersson, J.O. Pettersson, N. L. Fantana, K.I. Wallden; Condition based evaluation of net transformers – experience from a new ranking procedure; CIGRE Report 12-108, Paris, 2002
- [13] L. Cheim; Machine Learning tools in support of transformer diagnostics; CIGRE SC A2: 2018

Autorenanschrift

ABB AG, Transformatoren
Holger Lohmeyer
Trafoweg 4, 06112 Halle
Tel.: +49 345 5686 278
Fax: +49 345 5686 165
E-mail: holger.lohmeyer@de.abb.com

ABB AG, Transformatoren
Dr. Luiz Cheim
Saint-Louis, Missouri, USA
Tel.: +1 (314) 679-4876
E-Mail: luiz.v.cheim@us.abb.com



Martin Frangen

Koopmann Elektrotechnik



Geboren 18.10.1963 in Krefeld
-Ausbildung-Elektroinstallateur
-Fernstudium zum staatl. geprüften Elektrotechniker
-Meisterschullehrgang bei der Handwerkskammer Düsseldorf
Abschluss: Elektroinstallateurmeister

Werdegang

1984 –1985 Elektroinstallateur
1985 –1992 Schaltanlagenmonteur, ABB CalorEmag Schaltanlagen AG
1992 –1997 Inbetriebnahmeingenieur, ABB CalorEmag Schaltanlagen AG
1997 –2003 Gruppenleiter Vertriebsunterstützung/Projektanbahnung System „Retrofit“
Gruppenleiter Montage und Inbetriebnahme
2003 –2007 Service Manager Alstom-Areva, Local Service Center, Region Nord West
2007 –2008 Service Manager Schneider Electric
2008 –2010 Manager Service & Projekte, Mitglied der Geschäftsleitung, Schneider Electric
2010 –2013 Manager Service Deutschland, Mitglied der Geschäftsleitung, Schneider Electric
2013 –heute Geschäftsführer Elektro Koopmann GmbH, Cloppenburg
Geschäftsausbau, Vertriebsunterstützung, Entwicklung und Ausbau des Servicegeschäftes





Wartung von Windkraftanlagen unter Berücksichtigung ihrer Isolierölkennwerte



12. Transformer-Life-Management Konferenz
Dorint Kongresshotel in Neuss
24./25. September 2018

Martin Frangen, Geschäftsführer, Koopmann Gruppe

Martin Frangen

Martin Frangen

Geboren 18.10.1963 in Krefeld
Ausbildung - Elektroinstallateur
- Fernstudium zum staatl. geprüften Elektrotechniker
- Meisterschullehrgang bei der Handwerkskammer Düsseldorf
Abschluss: Elektroinstallateurmeister

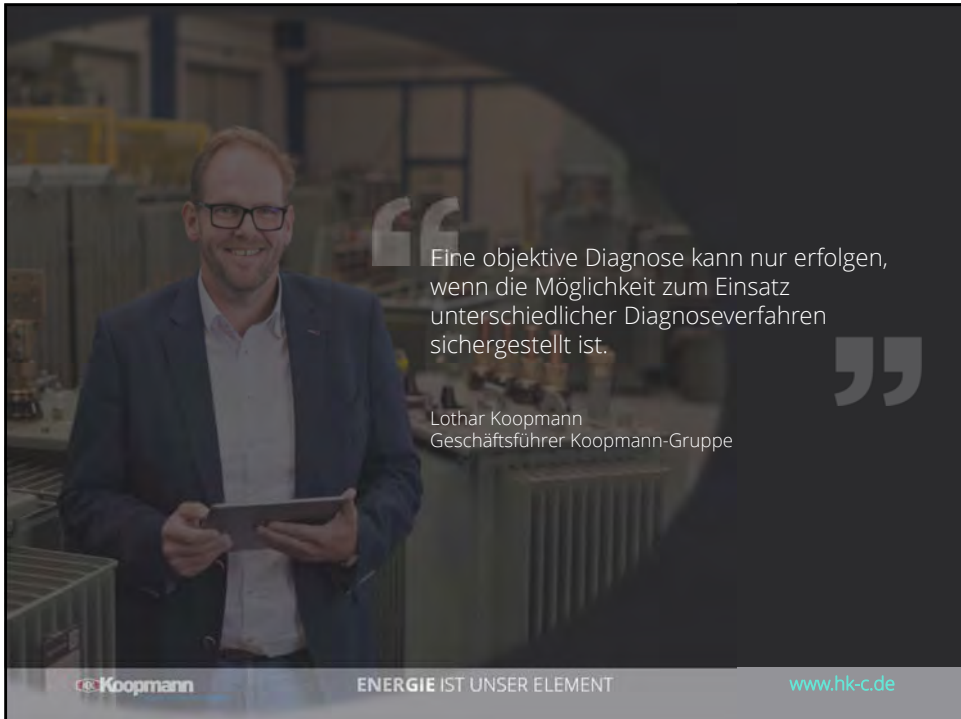
Werdegang

1984 – 1985 Elektroinstallateur
1985 – 1992 Schaltanlagenmonteur, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG
1992 – 1997 Inbetriebnahmeingenieur, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG
1997 – 2003 Gruppenleiter Vertriebsunterstützung/Projektentwicklung System „Retrofit“
Gruppenleiter Montage und Inbetriebnahme
2003 – 2007 Service Manager Alstom-Areva, Local Service Center, Region Nord West
2007 – 2008 Service Manager Schneider Electric
2008 – 2010 Manager Service & Projekte, Mitglied der Geschäftsleitung, Schneider Electric
2010 – 2013 Manager Service Deutschland, Mitglied der Geschäftsleitung, Schneider Electric Energy GmbH
2013 – heute Geschäftsführer Elektro Koopmann GmbH, Cloppenburg
Geschäftsausbau, Vertriebsunterstützung, Entwicklung und Ausbau des Servicegeschäftes



ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

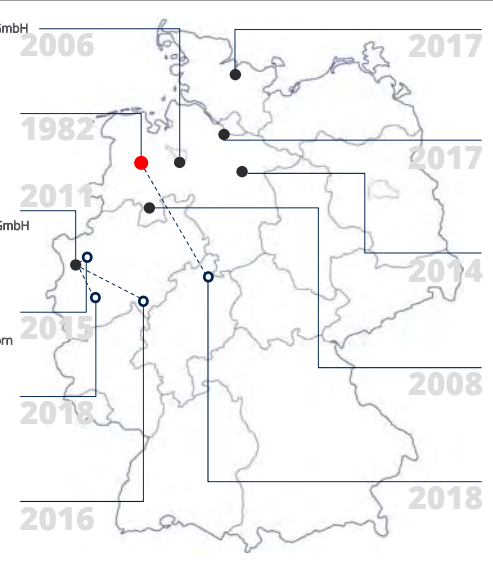


„Eine objektive Diagnose kann nur erfolgen, wenn die Möglichkeit zum Einsatz unterschiedlicher Diagnoseverfahren sichergestellt ist.“

Lothar Koopmann
Geschäftsführer Koopmann-Gruppe

Koopmann ENERGIE IST UNSER ELEMENT www.hk-c.de

Niederlassungen Koopmann Gruppe

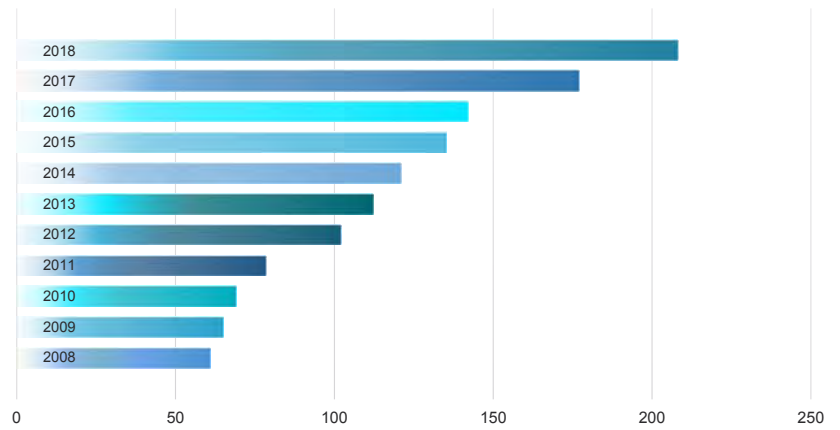


Branch Name	Address	Year
Leester Spannungstechnik GmbH	Westerfeld 16 28844 Weyhe	2006
Stammplatz Elektro Koopmann GmbH	Zum Brook 19 - 21 49661 Cloppenburg	1982
Koopmann Energie- und Elektrotechnik Niederrhein GmbH	Hochstraße 45 47506 Neukirchen-Vluyn	2011
Niederlassung ThyssenKrupp Steel Europe AG Duisburg-Hamborn		2015
Niederlassung Köln	Gleuelerweg 2 Gewerbepark Nord 50321 Brühl	2018
Niederlassung Siegen	Kampfenstraße 68 57072 Siegen	2016
Koopmann Energie- und Elektrotechnik Kiel GmbH	Uhlenkrog 38 24113 Kiel	2017
Koopmann Energie- und Elektrotechnik Hamburg GmbH	Schwarzenberg 21 21629 Neu Wulmstorf	2017
Koopmann Energie- und Elektrotechnik Hannover GmbH	Carl-Zeiss-Straße 15 30827 Garbsen	2014
Koopmann Energietechnik OS GmbH	Robert-Bosch-Straße 2 49134 Wallenhorst	2008
Niederlassung Kassel	Falderbaunstraße 16 a 34123 Kassel	2018

Koopmann ENERGIE IST UNSER ELEMENT www.hk-c.de



Entwicklung Mitarbeiterstruktur



VerlagsgB 52534 ;

Kabelmesstechnik in Zahlen





Geschäftsbereiche



 **Koopmann**
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

“ Eine komplexe elektrotechnische Anlagenkonzeption benötigt eine intelligente, zustandsorientierte Instandhaltungsstrategie unter Berücksichtigung der Einsatzbedingungen der Komponenten.

Martin Frangen
Geschäftsführer Koopmann-Gruppe

”

 **Koopmann**
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de



Wartung von Windkraftanlagen unter Berücksichtigung ihrer Isolierölkennwerte

Besondere Anforderungen bei Onshore-Windkraftanlagen

- Onshore-Windkraft-UWs sind in der Regel nur mit einem Netzkuppeltransformator ausgerüstet
- Das Betriebsmittel „Transformator“ bildet hier sowohl vom Investment als auch von der Priorität den „Flaschenhals“ der Installation
- Die Auslastung und Belastung des Transformators ist dabei sehr volatil, da sowohl die Netzregelung wie auch das Angebot an entsprechender Erzeugungsleistung = Wind – sehr stark schwankt



Besondere Anforderungen bei Onshore-Windkraftanlagen

- Daraus resultiert, dass bei Netzkupplentransformatoren von Wind-UWs die Phasen von Vollast und Stillstand, sprich Leerlaufbetrieb sehr häufig wechseln.
- Durch die der Temperaturentstehung und die Abkühlung extrem ausfallen können
- Die Auslegung der Betriebsmittel erfolgt in der Regel ohne die sonst üblichen Reserven, da auf Basis der installierten Einspeiseleistung keine Reserve in der Planung erforderlich ist.

Besondere Anforderungen bei Onshore-Windkraftanlagen

- Isolierölkennwerte als Basis für die Zustandsbewertung?
 - In jedem Fall ist dies die Basis, um eine zustandsorientierte Instandhaltung unter betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten durchzuführen



Besondere Anforderungen bei Onshore-Windkraftanlagen

- Mit der Qualität der Probenentnahme beginnt die zuverlässige Zustandsbewertung
- Als Probenbehälter für Isolieröle werden Flaschen aus braunem Glas oder aus gezogenem Aluminium verwendet für die DGA / Gesamtgasgehaltsbestimmung werden Spritzen empfohlen.
Die Probenbehälter müssen einwandfrei sauber, trocken und dicht verschließbar sein.

Besondere Anforderungen bei Onshore-Windkraftanlagen

- Eine unsachgemäße Probenahme oder Reinigung der Prüfgefäße hat einen entscheidenden Einfluss auf die Messwerte der einzelnen Prüfmethode und kann zu völlig falschen Rückschlüssen auf die Qualität der Isolierflüssigkeiten führen.



Vertrauen Sie den Ergebnissen dieser Ölprobe?

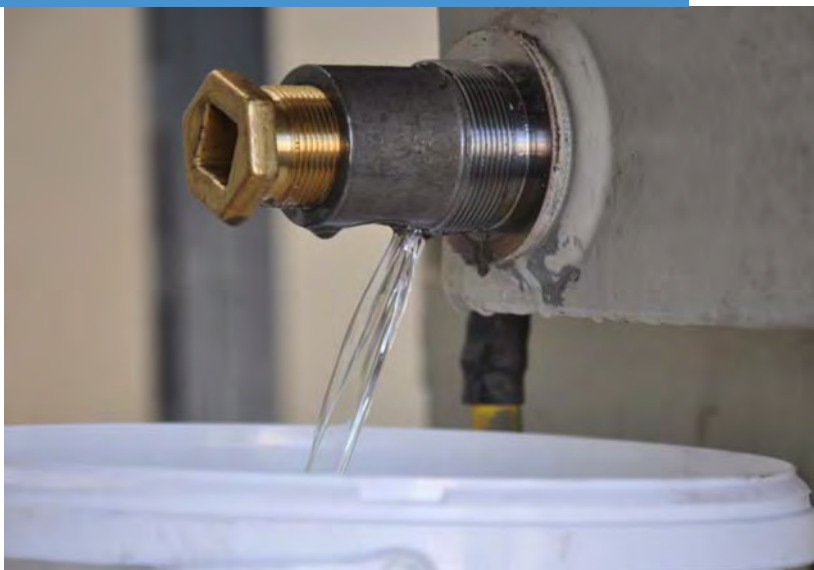


Koopmann
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

... oder dieser Ölprobe?



Koopmann
Energie- und Elektrotechnik

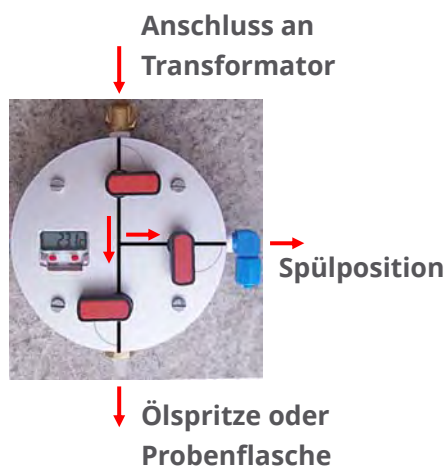
ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

Korrekter Anschluss an einem Siemens Ölablass



Kontaminationsfreie Probennahme



- Kontaminationsfrei
- Ohne Fremdluft
- Probennahme der aktuellen Ölprobe
- Automatische Registrierung der Öltemperatur



Prüfverfahren zur Bestimmung der Durchschlagspannung nach VDE 0370/IEC 156

- Elektroden: - kugelförmig 12,5 bis 30,0 mm Durchmesser
- teilweise kugelförmig 36 mm Durchmesser
- Elektrodenabstand: - 2,5 mm +/- 0,05 mm
- Spannungsanst./sec.: - 2 kV
- Anz. der Messungen: - 6 Stück
- Pausenzeiten: - 5 min zur 1 Messung; 2 min zwischen den Messungen
- Rühren: - wahlweise ohne oder mit; wenn gerührt wird dann pausenlos
- Temperatur d. Probe: - 20 Grad C +/- 5 Grad C
- Prüfmenge: - 350 bis 600 ml

ACHTUNG!

Die Durchschlagsspannung ist kein Beurteilungskriterium für die Qualität der Isolierflüssigkeit selbst, sondern für den Grad der Verunreinigung.

z.B. Fremdpartikel (Zellulosefasern) Wasser



ACHTUNG!

Nicht nur Wassergehalt, Verunreinigungen und Temperaturen haben einen Einfluss auf die Durchschlagsspannung, sondern auch die Prüfungen.

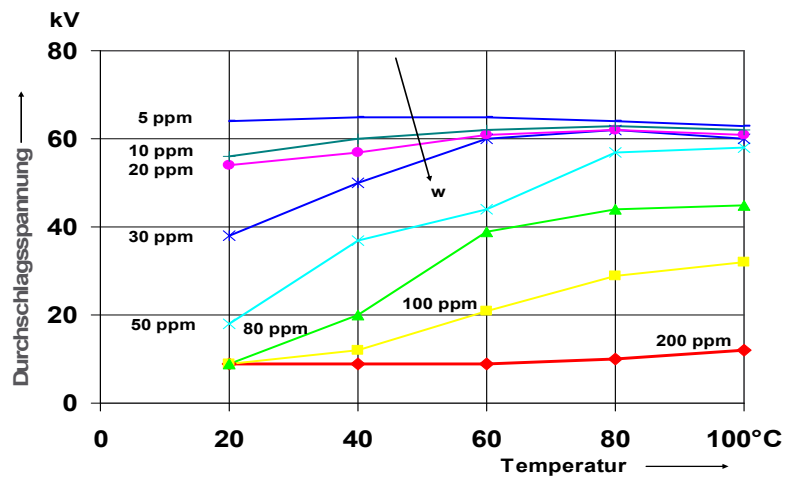
Da die Messwerte der Durchschlagsspannung aufgrund der Faserbrückenbildung sehr stark schwanken können, werden entsprechend mehrere Messungen durchgeführt.

ACHTUNG!

Da die Temperatur einen deutlichen Einfluss auf die Durchschlagsspannung hat, werden nach den Normen die Messungen einheitlich bei Raumtemperatur durchgeführt.



Abhängigkeit der Durchschlagsspannung von der Temperatur und dem Wassergehalt



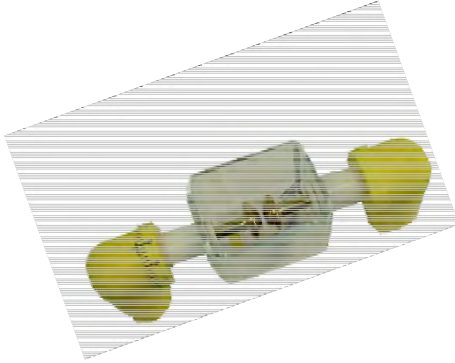
ACHTUNG!

Nicht nur die Probenahme, sondern auch die Handhabung der Ölprobe sowie die Umwelteinflüsse spielen eine große Rolle.

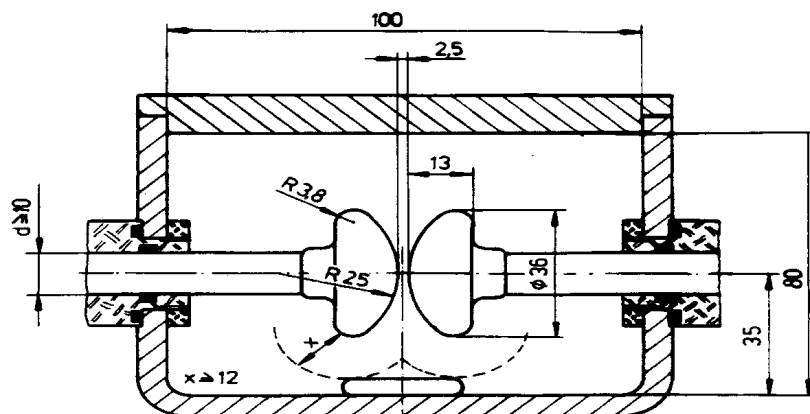
Die Durchschlagsspannung eines Isolieröls hängt stark vom Wasser ab. Dies gilt insbesondere dann, wenn das Öl zusätzlich durch hygroskopische Fremdpartikel verschmutzt ist.

z.B.: Faserteilchen aus der Papierisolation

Prüfgefäße



0,4 l Prüfgefäß mit VDE-/IEC-Elektrode



Kalotten



Einfluss der Elektrodenform auf die Durchschlagspannung

Elektrodenform:	1	2	3	4	5
U (kV):	82,31	66,29	48,05	60,20	45,05

Elektrodenform:

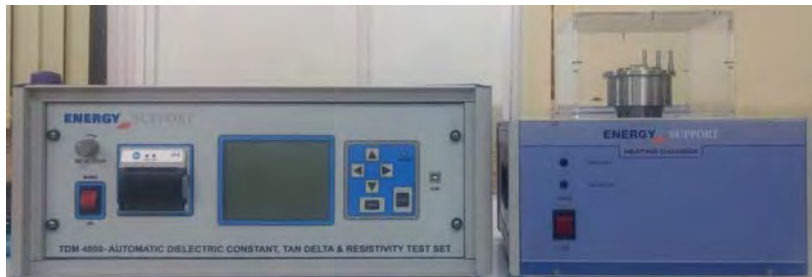
- 1: Kugelkalotten nach VDE 0370, Radius 25 mm
- 2: Kugelelektroden 12,5 mm Durchmesser
- 3: Plattenelektroden nach ASTM877 24,4 mm mit scharfen Kanten
- 4: wie 3, jedoch mit abgerundeten Kanten ($r = 3,5\text{mm}$)
- 5: Spitzenelektroden mit einem Öffnungswinkel von 30 Grad und Spitzenradius von 10 mikro mm



Tan Delta-Messung bei Isolierölen

TDM 4000 – tan Delta Messsystem für Isolieröle

- Vollautomatische tan Delta Messbrücke
- Automatische Kalibration und Widerstandsmessung
- mit Windows Software
- Menügeführte Bedienungsabläufe



 **Koopmann**
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

Wassergehaltsmessung bei Isolierölen

Pocket Titrator – KF

- Softwaregesteuerte Präzise Wassergehaltsbestimmung in Isolierölen auf Basis der Karl-Fischer-Titration
- Direkte Dosierung in die Messzelle
- Hohe Präzision der coulometrischen Messung
- Menügeführte Steuerung über Microsoft® Windows Mobile™



 **Koopmann**
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de



Wassergehaltsmessung bei Isolierölen

Interfacial Tensiometer – Grenzflächenspannungsmessgerät

- Messung der Alterung von Isolierölen
- gemäß der ASTM D 071 – IEC 60422
- Vollautomatischer Messablauf
- Auswertung direkt am großen Display oder über Schnittstelle am PC



FAZIT!

Intelligente Technik ermöglicht eine effiziente Zustandseinschätzung.

DIE anerkannte Methode, um den Zustand des Aktivteils von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren zu beurteilen ist die

Gas-in-Öl Analyse (DGA = Dissolved Gas Analysis)

Bisher waren auf dem Markt verschiedenste Systeme verfügbar, die in der Regel nur einige Fehlertypen analysiert haben.

Die Resultate sind oftmals unterschiedlich zu Laboranalysen, da unterschiedliche Messmethoden verwendet werden



FAZIT!

Um die Präzision und Reproduzierbarkeit von Laboranalysen zu erreichen haben die Firmen,

ABB AG Transformatoren und Energy Support

ein System entwickelt, was die Laboranalyse genau nachbildet aber auch vor Ort einsetzbar ist

Nur eine der Laboranalyse analoge Methode ist NORMKONFORM und ermöglicht eine entsprechende Genauigkeit.

IEC 61181 – Totalentgasung notwendig !

IEC 60599 – Gaschromatograph notwendig !

Ziel muss es sein, dass das System unter ungünstigsten Umständen genaue Resultate liefert, wie z.B. bei einem Warmlauf

Vorteile eines tragbaren MobilGC

- Tragbarer Gaschromatograph
- Interne Gasversorgung
- Sofortige Analyse
- Direkte Analyse von Buchholzgasen
- Vacuumentgasung nach Norm
- Analyse von 11 Gasen nach ASTM Norm





Vorteile einer Vor-Ort-Analyse

- Minimiert das „Sampling Problem“
- Zeitreduktion (Versendung der Ölprobe, Erhalt der Resultate)
- Direkte Buchholzgasanalyse
- Kurze Reaktionszeiten

Welche Gase werden mit dem Mobil GC gemessen?

Oxygen O ₂	Nitrogen N ₂
Hydrogen H ₂	Methan CH ₄
Carbonmonoxid CO,	Carbondioxid CO ₂
Acetylen C ₂ H ₂	
Ethan C ₂ H ₆	Ethylen C ₂ H ₄
Propan C ₃ H ₈	Propen C ₃ H ₆
Gesamtgasgehalt	Gassättigungsgrad
Wassergehalt	



Die Wichtigkeit der atmosphärischen Gase

N₂ und O₂ sind unablässige Indikatoren für die Beurteilung des Gashaushaltes

O₂: Sehr wichtiger Indikator für den Alterungsprozess

N₂: Referenzwert für die Gassättigung

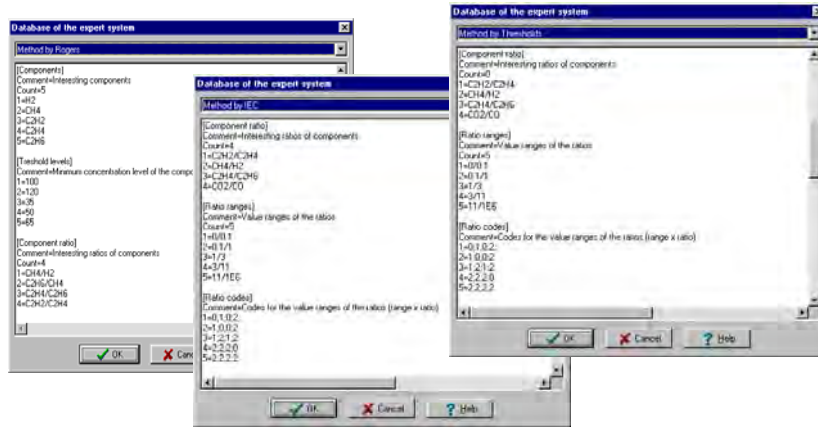
Die Bedeutung der Sekundärgase (Propan und Propen)

Das Thermische Gedächtnis

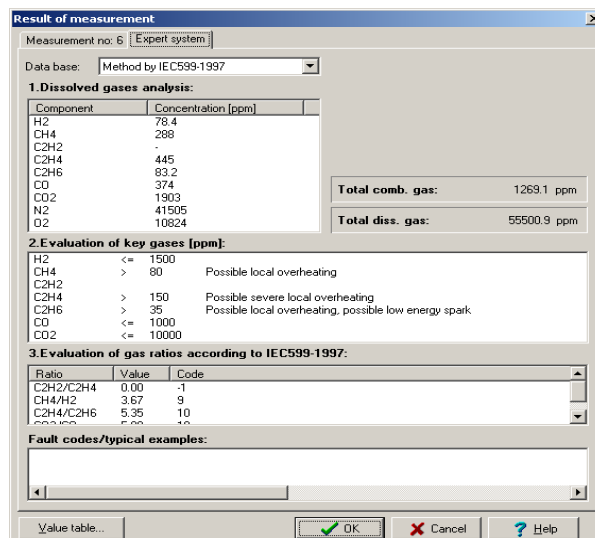
Aufgrund der schlechten Löslichkeit
von C₃H₆ and C₃H₈ dienen diese Gase als
„Thermisches Gedächtnis“



Mobil GC - Expertensystem

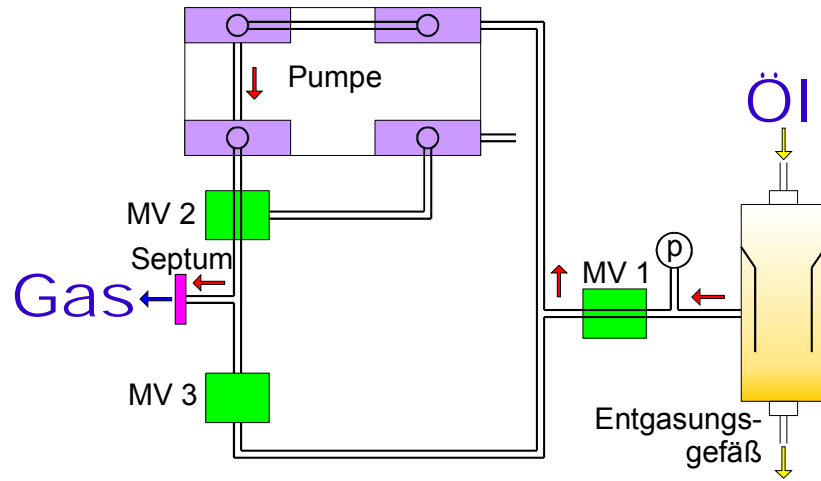


Mobil GC - Expertensystem





Automatische Vakuum-Entgasung ohne Quecksilber



Patent Nr. DE 10252652

Koopmann
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de

Automatische Vakuum-Entgasung ohne Quecksilber zur Messung des Gesamtgasgehalts



Koopmann
Energie- und Elektrotechnik

ENERGIE IST UNSER ELEMENT

www.hk-c.de



TOP-TOGA-GC Gesamtgasgehaltsmessung und automatische Analyse der Fehlergase nach Norm

Vorteile und Merkmale:

- Vollautomatischer Messablauf
- "One click"-Operation
- Multi-period.Vacuumentgasung
- Schnell und zuverlässig
- Kompl. TOGA Analyse (11 Gase)
- Autom. Probenüberführung
- Entspricht ASTM3612/IEC 567



Online-Monitoring mit automatischer Vakuumentgasung und Mobil GC





DGA-Ergebnis Evaluation beim MobilGC und TOGA

No.	Ret. (min)	Height [µV]	Area [min²µV]	Name	Concentr.
1	1.8	14078	1049	CO	1989 ppm
2	3.4	8149	1057	CH4	1936 ppm
3	5.6	13143	1000	CO2	2047 ppm
4	7.5	23215	1769	C2H2	1924 ppm
5	8.7	23972	2054	C2H4	1960 ppm
6	9.7	18308	2034	C2H6	1904 ppm

Components for calibration

Description:

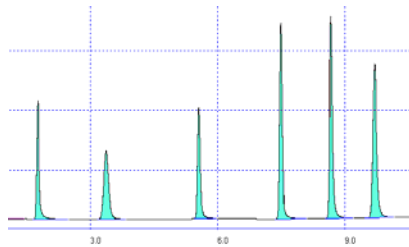
Component:

Unit:

Retention:

Concentration:

Buttons:



Einfache Bedienung mit klaren Strukturen

Gründe für hohe Gaskonzentrationen und deren Interpretation

Electrical Discharge	Acetylen C2H2 > 3
	Ethan C2H6
Partial Discharge	Hydrogen H2 > 10
	Methan CH4
Overheating of Oil	Ethylen C2H4 < 1 for temperatures below 300 °C
	Propylen C3H6 > 1 for temperatures over 300 °C
Overheating of cellulosis	Carbondioxid CO2 > 10
	Carbonmonoxid CO
Degradation of cellulosis caused by electr. Faults	Carbondioxid CO2 < 3
	Carbonmonoxid CO
Leakage, contamination of the oil with ambient air	Oxygen O2
	Nitrogen N2
Leaking tap changer vessel	Acetylen C2H2 > 2
	Hydrogen H2



Vorteile der Onlineüberwachung von Transformatoren gemäß IEC- und ASTM-Norm

- Überwachung aller 11 Schadgase wie im Labor
- Direkte Messung des Gesamtgasgehaltes über den Druckanstieg
- Ermittlung des Gassättigungsfaktors
- Direkter Vergleich mit Laboranalysen der letzten Jahre
- Weiterleitung der Analysenwerte via Internet-GSM etc. möglich
- Automatische Kontrollmessung mittels kalibrierten Peakmastergases
- Direkte Bewertung der Messergebnisse durch IEC/ASTM – Duval
- Servicemodul zur Fernwartung

Danke für Ihre
Aufmerksamkeit


Martin Frangen

Geschäftsführer Koopmann Gruppe


HKC Holding GmbH
Zum Brook 19
D-49661 Cloppenburg
martin.frangen@hk-c.de
www.hk-c.de

 [Koopmann-Gruppe bei facebook](#)

 [Koopmann-Gruppe bei twitter](#)

 +49 4471 9494-0

 [Koopmann-Gruppe bei linkedin](#)

 [YouTube-Channel der Koopmann-Gruppe](#)



Sebastian Schreiter

HTWK Leipzig



Sebastian Schreiter studierte an der HTWK Leipzig und an der Fernuniversität Hagen Elektrotechnik. Nach dem Studium arbeitete er bei der ABB AG im Bereich Engineering Solutions, wo er sich vor allem mit den unterschiedlichen Aspekten der Diagnostik von Leistungstransformatoren beschäftigte und für die ABB Gruppe als Projektleiter für verschiedene Forschungs- und Entwicklungsprojekten wirkte. Danach wechselte er zur 50 Hertz Transmission GmbH, wo er im Bereich Asset Management tätig war.

Seit Januar 2016 ist er Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energietechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der HTWK Leipzig.





Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig
Leipzig University of Applied Sciences



Intelligente Algorithmen zur Bewertung von Isolierkennwerten

Sebastian Schreiter^{1, 2}, Holger Lohmeyer³, Peter Werle⁴

¹ HTWK Leipzig, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Institut für Elektrische Energietechnik

² Forschungs- und Transferzentrum Leipzig, e.V.

³ ABB AG

⁴ Leibniz Universität Hannover Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management Schering-Institut

Fakultät
Elektrotechnik und Informationstechnik

03.09.2018

HTWK Leipzig University of Applied Sciences – Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik
Sebastian Schreiter, M.Sc., Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Institut Elektrische Energietechnik

www.eit.htwk-leipzig.de

Intelligente Algorithmen zur Bewertung von Isolierkennwerten – TLM 2018



Einleitung

Aufgrund der Wichtigkeit und Werthaltigkeit von Leistungstransformatoren wurden eine Vielzahl von diagnostischen Verfahren zu deren Zustandsbewertung und zur Fehleranalyse etabliert.

Wichtige Gruppen von Verfahren stellen die Bestimmung der im Öl gelösten Gase und die Messung der physikalisch-chemischen Eigenschaften des Isolieröls (Isolieröleigenschaften) dar.

Bei der Anwendung dieser und anderer Messungen werden eine Reihe von Daten erhoben, welche sich im Laufe der Lebensdauer eines Betriebsmittels oder sogar ein Flotte von Betriebsmitteln vervielfältigen.

Die Betrachtung dieser Datenmengen aus einer Betriebsmittelübergreifender und mehrdimensionaler Sicht kann Zusätzliche Erkenntnisse schaffen und bei der individuellen Bewertung der Ergebnisse helfen.

HTWK Leipzig University of Applied Sciences
Sebastian Schreiter, M.Sc., Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Institut elektrische Energietechnik

2



Einleitung

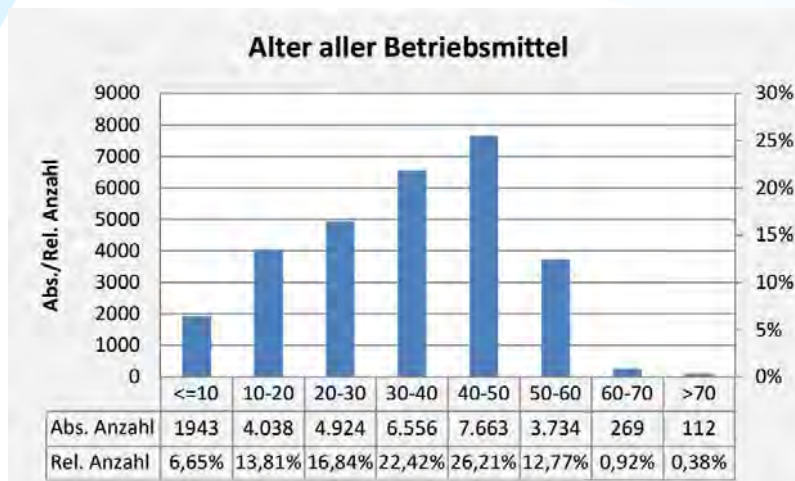
Im Rahmen einer Forschungs Kooperation wurden deshalb anhand einer großen Transformatorenpopulation, unterschiedlicher Spannungs- und Leistungsklassen, Hersteller, Anwendungen und Alter untersucht.

In diesem Beitrag werden zwei intelligente Algorithmen zur Analyse großer Datenmengen am Beispiel der Isolierkennwerte vorzustellen:

- Mit Hilfe der Korrelationsrechnung wird untersucht, ob die unterschiedlichen Isolierkennwerte einander anzeigen
- Mit einer Clusteranalyse werden mehrdimensionale Zusammenhänge zwischen den Ergebnissen der DGA und den Isolieröleigenschaften betrachtet.



Betrachtete Flotte





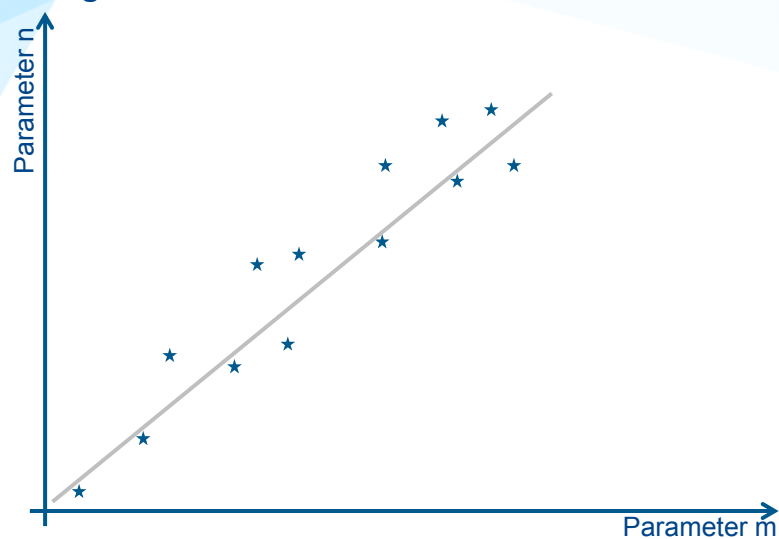
Konsolidierung der Daten

Verwendet wurden für beide Untersuchungen nur solche Proben, die bzgl. folgender Eigenschaften überprüft und konsolidiert wurden:

- Nur Proben aus dem Hauptölraum eines Transformators
- Keine Proben von Transformatoren in Hermetikbauweise
- Nur Proben von Mineralöl
- Pro Jahr und Transformator nur eine Probe

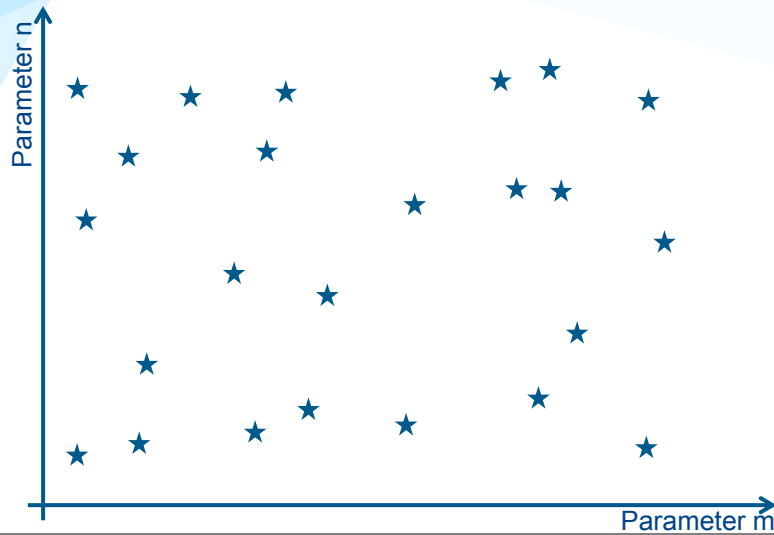
Das Alter des Betriebsmittels zum Zeitpunkt der Probennahme wurde anhand des Baujahres und des Datum des Probennahme ermittelt.

Hintergrund: Korrelation





Hintergrund: Korrelation



Hintergrund: Korrelation

$$r = \frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - x_m) * (y_i - y_m)}{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - x_m)^2} * \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - y_m)^2}}$$

$r < 0,35$ kein Zusammenhang (nicht farblich gekennzeichnet)

$r \pm 0,35$ bis $\pm 0,5$ *weniger starker Zusammenhang* (gelb)

$r \pm 0,5$ bis $\pm 0,7$ *mittlerer Zusammen-hang* (rot)

$r > \pm 0,7$: *starker Zusammenhang* (violett)



Vorgehen bei der Korrelationsrechnung

Betrachtung folgender Eigenschaften:

- Durchschlagspannung (DS)
- Farbzahl (Farbe)
- Dielektrischer Verlustfaktor (TanD)
- Neutralisationszahl (NZ)
- Grenzflächenspannung (Grenzfl.)
- Alter zum Zeitpunkt der Probennahme (Alter)
- Wassergehalt (bei 20°C)

Darstellung der Ergebnisse auf der Tabelle der nächsten Folie; Korrelationskoeffizient beschreibt Zusammenhang zwischen Eigenschaften zu Beginn der Zeile/Spalte

Dabei würde jedes Paar zweimal vorkommen, der Korrelationskoeffizient jeder Eigenschaft mit sich selbst ist 1

⇒ Felder der oberen Hälfte einschließlich der Hauptdiagonalen sind leer

Ergebnisse der Korrelation

	Farbe	DS	TanD	NZ	Grenzfl	Wasser
Farbe						
DS	-0,199					
TanD	0,204	-0,080				
NZ	0,402	-0,157	0,284			
Grenzfl	-0,721	0,208	-0,250	-0,585		
Wasser	0,347	-0,450	0,386	0,498	-0,469	
Alter	0,344	-0,063	0,197	0,091	-0,483	0,332

- Durchschlagspannung wird durch keinen anderen Parameter angezeigt
- Wasser steht in nur leichten Zusammenhang mit Isolierölkennwerten
- Zwischen den Isolieröleigenschaften besteht lediglich ein Zusammenhang zwischen NZ und Grenzfl.



Vorgehen bei der Korrelationsrechnung Einbeziehung aller Auffälligen Proben

Betrachtung von Proben, die als *ausreichend* oder *ungenügend* (in Anlehnung an die IEC 60422) einzustufen sind

Die Tabelle muss zeilenweise gelesen werden:

- Der Wert am Anfang der Zeile nennt die Eigenschaft, die erhöht sein musste (es wurden nur Proben ausgewählt, wo diese Eigenschaft auffällig war)
- Die Korrelationskoeffizient in den Zellen zeigen dann die Zusammenhänge zu den Eigenschaften am Anfang der Spalte

Dadurch können in die jeweiligen Korrelationsrechnungen jeweils andere Wertepaare einbezogen sein

⇒ Jedes Feld ist gefüllt

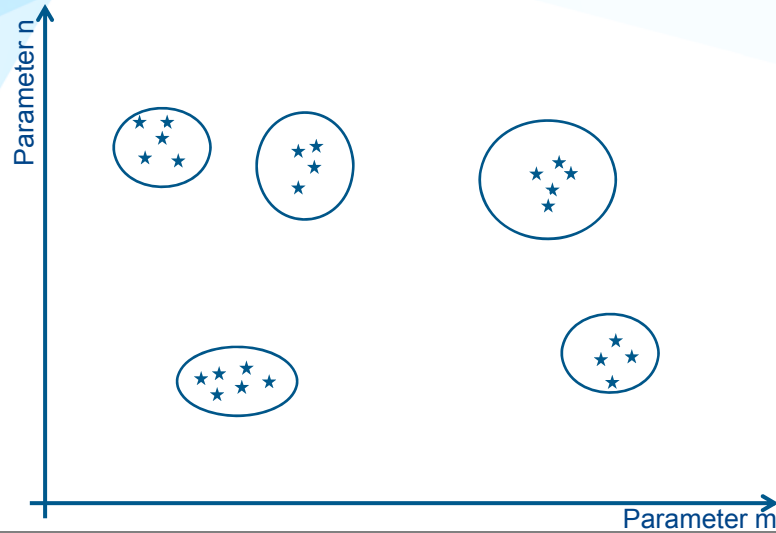
Hohe Korrelationskoeffizienten bedeuten also, dass der Parameter im Kopf der Spalte den Parameter zu Beginn der Zeile anzeigt.

Das Alter des Betriebsmittels bei der Probennahme steht jeweils in der letzte Spalte

Ergebnisse der Korrelation

	Farbe	DS	TanD	NZ	Grenzfl	Wasser	Alter
Farbe (erhöht)		-0,082	0,080	0,241	-0,098	0,281	0,028
DS (erhöht)	-0,050		-0,041	-0,077	0,130	-0,279	-0,073
TanD (erhöht)	0,035	-0,035		0,086	-0,337	0,457	0,162
NZ (erhöht)	0,119	-0,099	0,154		-0,366	0,415	-0,003
Grenzfl (erhöht)	-0,530	0,131	-0,296	-0,634		-0,410	-0,210
Wasser (erhöht)	0,143	-0,228	0,258	0,329	-0,257		0,216

Hintergrund: Clusteranalyse



Verfahren und Ähnlichkeitsmaße

Verfahren der Clusteranalyse:

- Hierarchische Verfahren
 - agglomerative Verfahren
 - divisive Verfahren
- **Partitionierende Verfahren**

Ähnlichkeitsmaß:

Quadrierte euklidischen Distanz:

$$D_{eukl}(x, y) = \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2$$



Vorgehen bei der Clusteranalyse

Konsolidierung der Daten

Zusammenfassen der Ergebnisse der Einzelgase der Gas-in-Öl-Analyse zur *Summe der Schadgase* oder *Gassumme*:

- Wasserstoff, Methan, Ethan, Ethen, Ethin, Propan, Propen

Einbeziehen folgender Isolieröleigenschaften:

- Durchschlagspannung (DS)
- Farbzahl (Farbe)
- Dielektrischer Verlustfaktor (TanD)
- Neutralisationszahl (NZ)

Normierung der Daten auf *typische* Werte

Interpretation der Diagramme

Darstellung pro Cluster:

- ein Diagramm für *Gassummen*
- Ein Diagramm für Isolieröleigenschaften

Normierung der Werte:

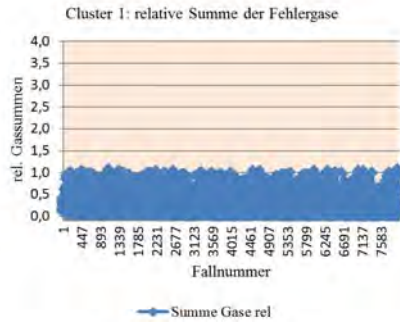
- Werte um den Wert *Eins* stellen also den Nominalfall dar
- Werte darunter symbolisieren bessere Eigenschaften
- Werte über eins zeigen schlechtere Fälle an

Gleiche Skalierung aller Diagramme (0 bis 4)

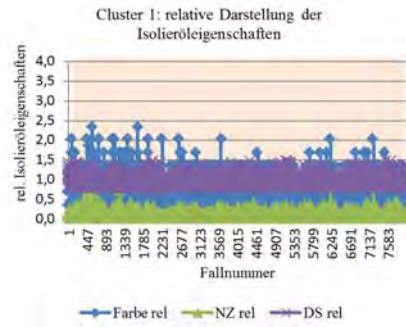
⇒ gute Eigenschaften (kleiner als 1) sind im unteren Viertel (hellgrün eingefärbt) symbolisiert (teilweise wird der hellgrüne Bereich vollständig verdeckt),

⇒ schlechtere Eigenschaften (größer als 1) liegen im oberen Viertel (hellroter Bereich)

Ergebnisse der Clusteranalyse: Cluster 1

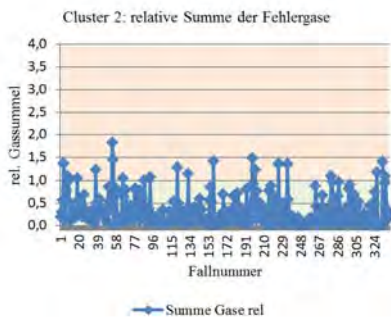


Gassummen unauffällig

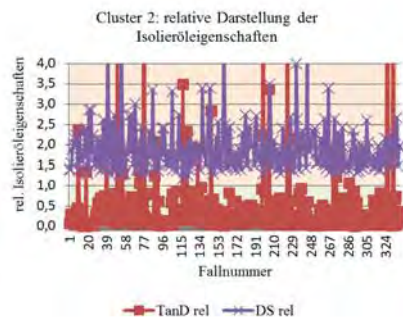


Isolieröleigenschaften unauffällig

Ergebnisse der Clusteranalyse: Cluster 2

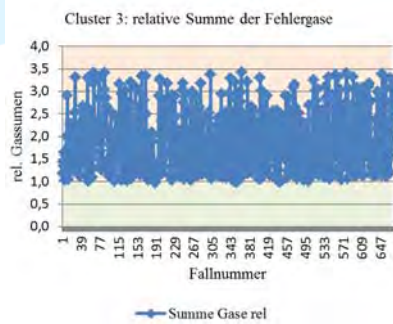


Gassummen unauffällig

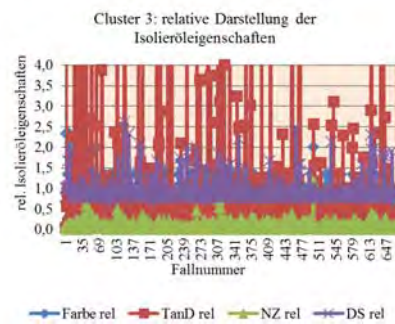


Isolieröleigenschaften auffällig

Ergebnisse der Clusteranalyse: Cluster 3



Gassummen auffällig



Isolierereigenschaften auffällig

Zusammenfassung

Korrelationsanalyse kann als intelligenter Algorithmus verwendet werden, um Isolierölkenwerte auszuwerten.

Am Beispiel der Korrelation der Isolierölkenwerte wurde gezeigt, dass durch keinen anderen Parameter mit abgebildet werden kann.

Auch der Wassergehalt steht in einem weniger starken Zusammenhang mit den Isolierereigenschaften und lässt sich selbst mit anderen Kennwerten nicht abbilden, hilft aber andere Kennwerte mit abzubilden.

Auch zwischen die Alterungsparametern bilden einander nur sehr bedingt ab.

Eine Ursache für das Ergebnis kann sein, dass die Isolierereigenschaften wie in der Norm beschrieben auf unterschiedliche Aspekte der Alterung der Beanspruchung reagieren und deshalb eben auch unterschiedliche Werte aufweisen.

Für die umfassende Bewertung eines Isolieröls sollte demnach nicht auf die Erfassung einzelner Parameter verzichtet werden. Außerdem erscheint es nicht sinnvoll, das Altern eines Isolieröls insbesondere nicht durch andere Parameter vorherzusagen.



Zusammenfassung

Clusteranalyse wurde als intelligenter Algorithmus zur mehrdimensionalen Betrachtung großer Datenmengen vorgestellt

Am Beispiel der Isolierölkenwerte wurden 3 Zielcluster gefunden, welche Gruppen abbilden:

- Unauffällige Proben
- Proben mit auffälligen Isolieröleigenschaften
- Proben mit auffälligen Isolieröleigenschaften und auffälligen Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse

Zudem zeigt die Clusteranalyse die Möglichkeit die Daten einer Flotte in die drei Bereiche *Gut* (grün), *Mittel* (gelb) und *Schlecht* (rot) einzuteilen, so dass dieses Verfahren im Bereich des Asset Managements einsetzbar ist

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit





Dr. techn. Michael Krüger

Omicron electronics GmbH - Österreich



Michael Krüger ist PRINCIPAL ENGINEER für Prüfungen und diagnostische Messungen an Betriebsmitteln der elektrischen Energietechnik bei OMICRON electronics GmbH in Klaus, Österreich. Er studierte elektrische Energietechnik an der RWTH Aachen und der Universität Kaiserslautern. Im Jahr 1990 wurde er an der TU Wien zum Dr. techn. promoviert. Michael Krüger hat über 40 Jahre Erfahrung auf dem Gebiet der Prüf- und Messtechnik an Schaltanlagen, Messwandlern, Transformatoren und rotierenden elektrischen Maschinen. Er hat viele Fachaufsätze publiziert und hält über 15 Patente. Er ist Mitglied im VDE, bei der Cigre und beim IEEE und arbeitet in mehreren Working Groups von ÖVE, Cigre und IEC mit.





Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

- **Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen**
- Statische Wicklungswiderstandsmessungen
- Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen
- Diagnosemessungen an Durchführungen
- Off-Line Teilentladungsmessungen an TR
- On-Line Teilentladungsmessungen an TR



2



FRA Messung an einem 220kV Transformator



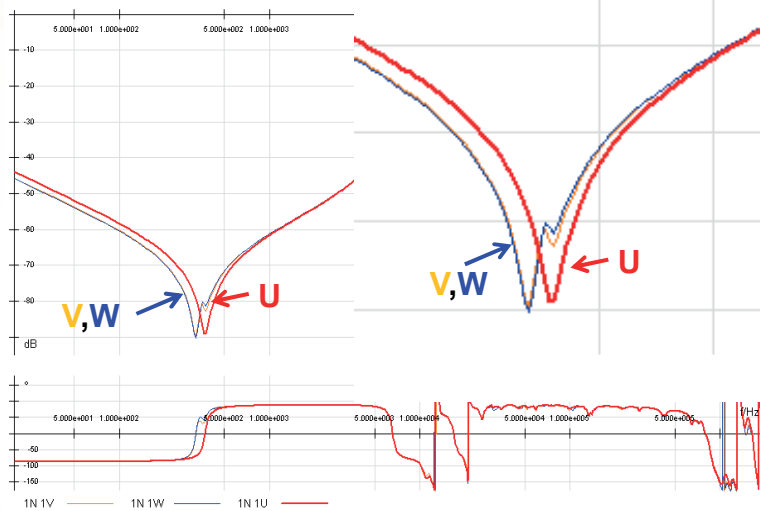
OMICRON

TLM 2018

53. Transformator- und Schaltanlagen



FRA Messung HS Wicklungen U, V and W



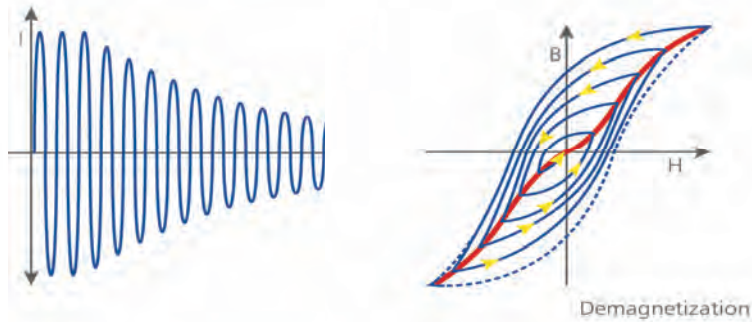
OMICRON

TLM 2018

53. Transformator- und Schaltanlagen



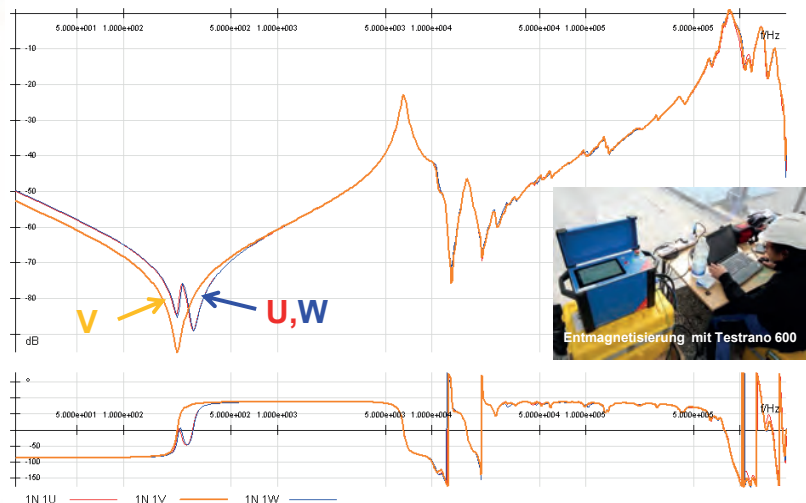
Demagnetisierungsprozess



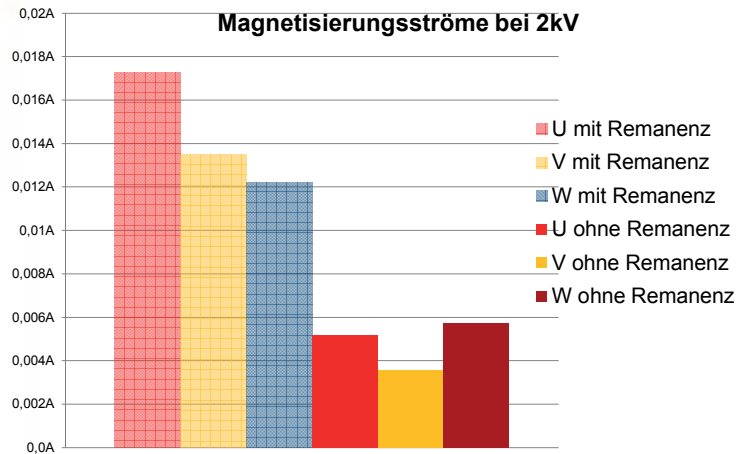
mit Nennspannung @ 50Hz und hoher Spannung oder
mit reduzierter Spannung bei niedrigen Frequenzen

FRA Messung

nach Entmagnetisierung mit Testrano 600



Magnetisierungsströme mit und ohne Remanenz

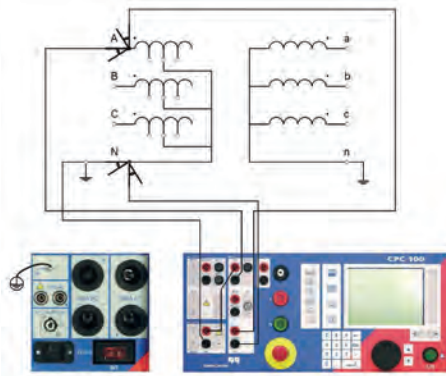


Für FRA Messungen und Messung der Magnetisierungsströme ist eine vorhergehende Entmagnetisierung des Kernes wichtig !

Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

- Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen
- **Statische Wicklungswiderstandsmessungen**
- Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen
- Diagnosemessungen an Durchführungen
- Off-Line Teilentladungsmessungen an TR
- On-Line Teilentladungsmessungen an TR

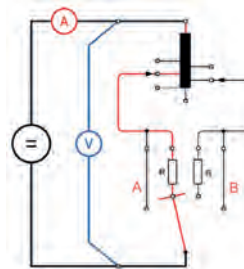
Einphasige Messung



Messdauer bei 27 Stufen auf/ab

Phase U	ca. 30 Min.
Umklemmen	ca. 5 Min.
Phase V	ca. 30 Min.
Umklemmen	ca. 5 Min.
Phase W	ca. 30 Min.

Summe ca. 100 Min.



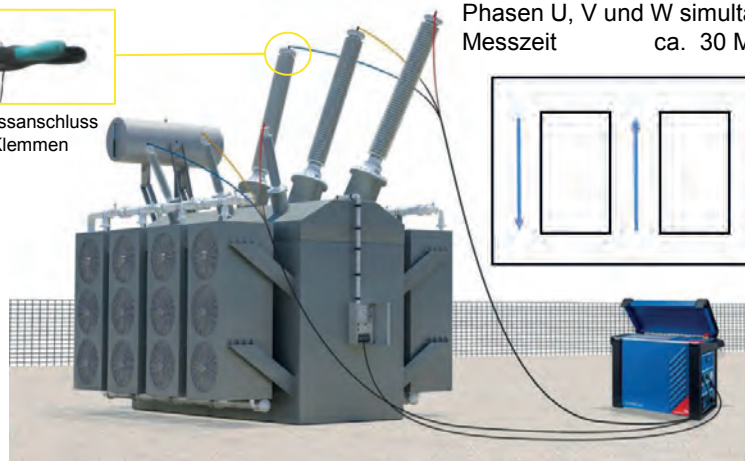
Dreiphasige Messung 3 x 33 A / 56V mit Testrano

Messdauer bei 27 Stufen auf/ab

Phasen U, V und W simultan
Messzeit ca. 30 Min.

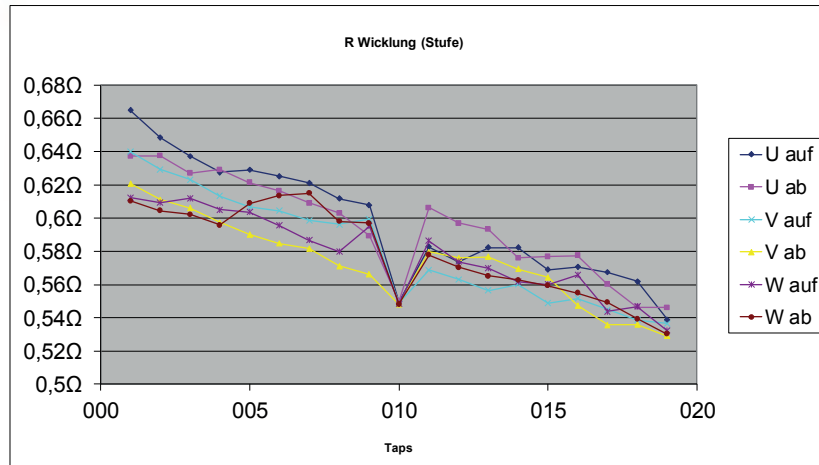


4-Leiter Messanschluss
mit Kelvin Klemmen

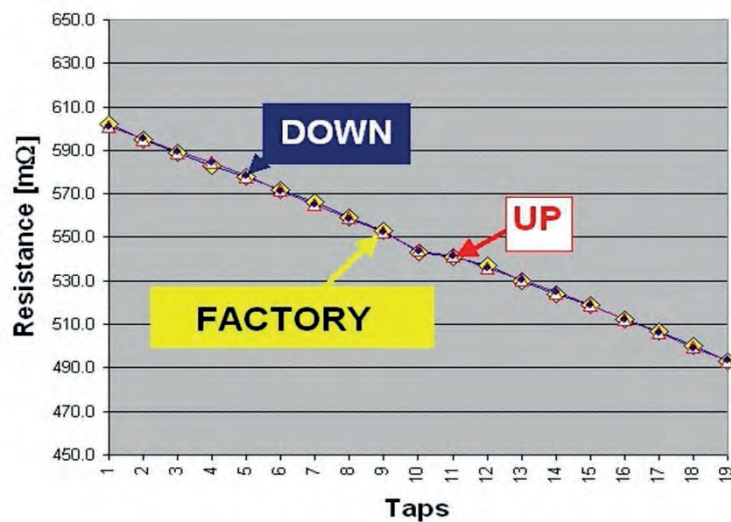




Widerstand einer 220 kV Wicklung über alle Stufen auf- und abwärts vor Reparatur



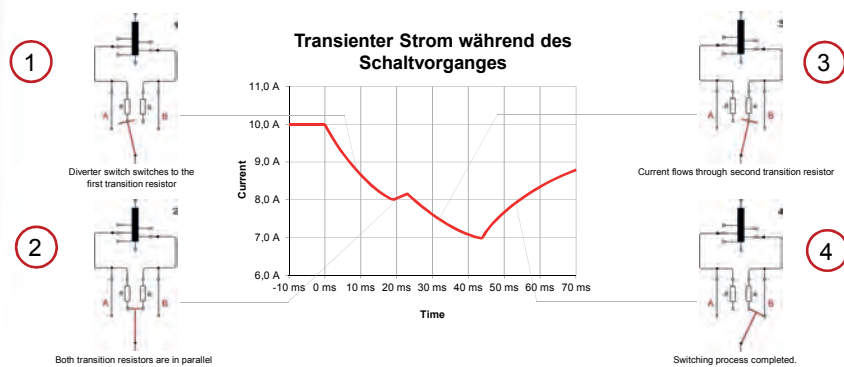
Phase U der 220kV Wicklung nach Reparatur



Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

- Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen
- Statische Wicklungswiderstandsmessungen
- **Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen**
- Diagnosemessungen an Durchführungen
- Off-Line Teilentladungsmessungen an TR
- On-Line Teilentladungsmessungen an TR

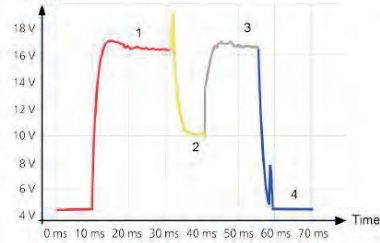
Lastumschalter (OLTC) Transienter Strom während des Schaltvorganges



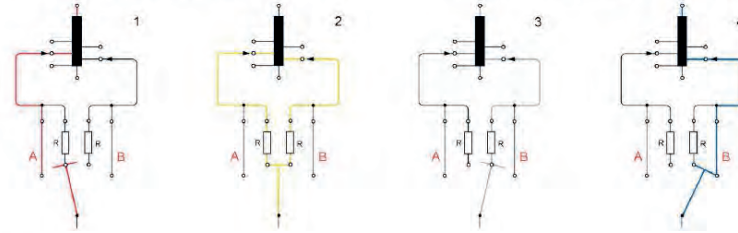
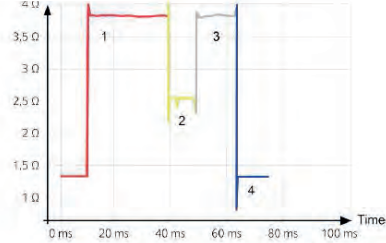
Lastumschalter (OLTC)

Spannungs- und Widerstandsverlauf beim Schalten

Spannung

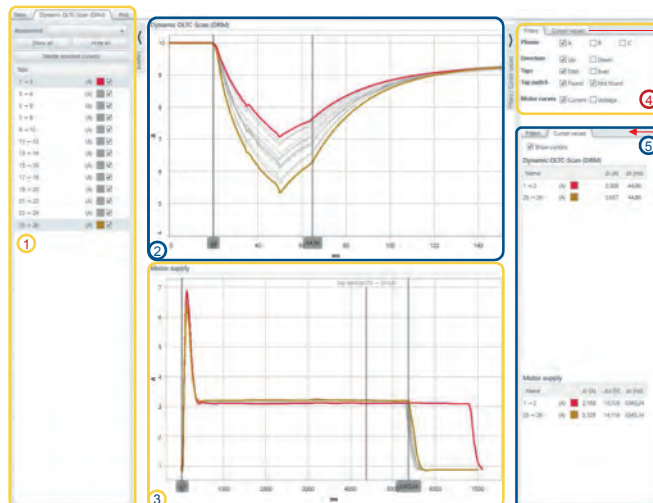


Widerstand

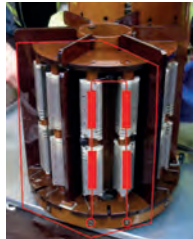


Bewertung im Primary Test Manager

- ① Select and highlight all or individual traces. CTRL+Click to highlight additional traces
- ② Dynamic OLTC Scan graph
- ③ Motor supply graph (current and voltage)
- ④ Filter settings
- ⑤ Cursor Values - shows difference in current, time and voltage values



Modifikation eines Lastumschalters



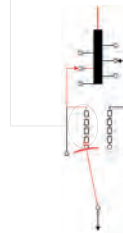
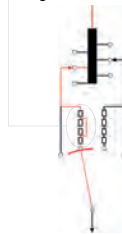
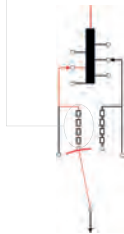
Phase A – no modification



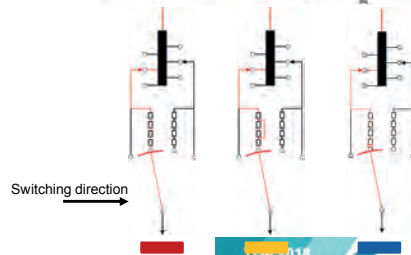
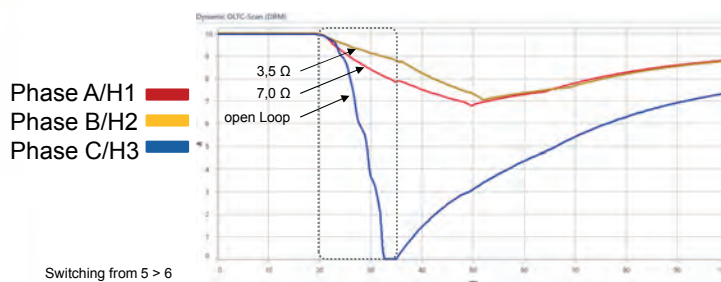
Phase B – two resistors bridged



Phase C – resistors disconnected



Transienter Stromverlauf Lastumschalter beim Schalten von Stellung 5 auf 6



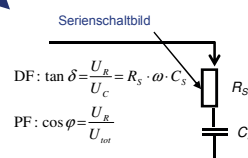
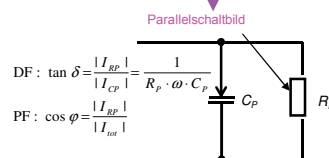
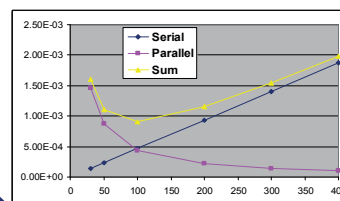
Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

- Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen
- Statische Wicklungswiderstandsmessungen
- Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen
- **Diagnosemessungen an Durchführungen**
- Off-Line Teilentladungsmessungen an TR
- On-Line Teilentladungsmessungen an TR

Definitionen dielektrischer Verluste

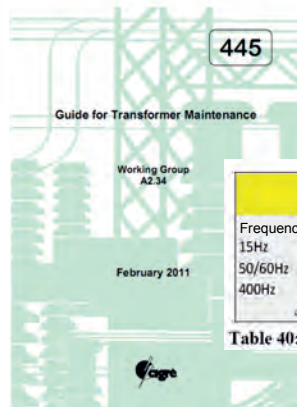
Dielektrische Verluste durch

- Leitungsverluste
- Polarisationsverl.
- Teilentladungen



Cigre WG A2.34 Brochure 445

Guide for Transformer Maintenance



www.e-cigre.org

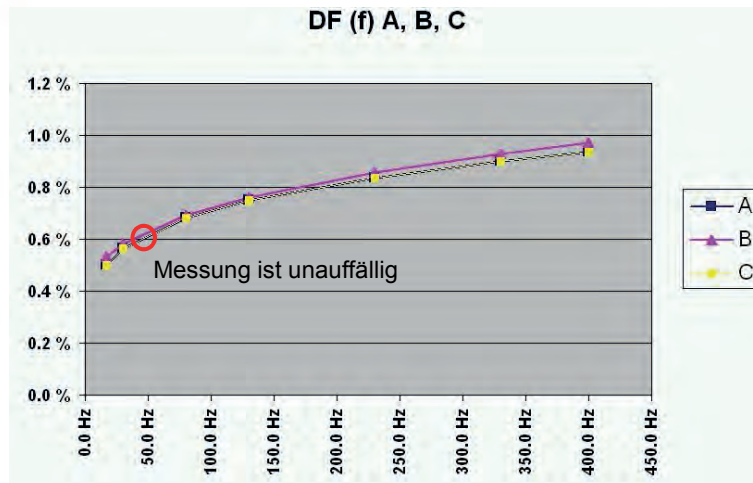
Frequency	RIP Resin impregnated		OIP Oil impregnated		RBP Resin bonded paper	
	new	aged	new	aged	new	aged
15Hz	<0.6%	<0.7%	<0.5%	<0.7%	<0.7%	<1.5%
50/60Hz	<0.5%	<0.5%	<0.4%	<0.5%	<0.6%	<1%
400Hz	<0.6%	<0.7%	<0.5%	<0.7%	<0.7%	<1.5%

at 20°C

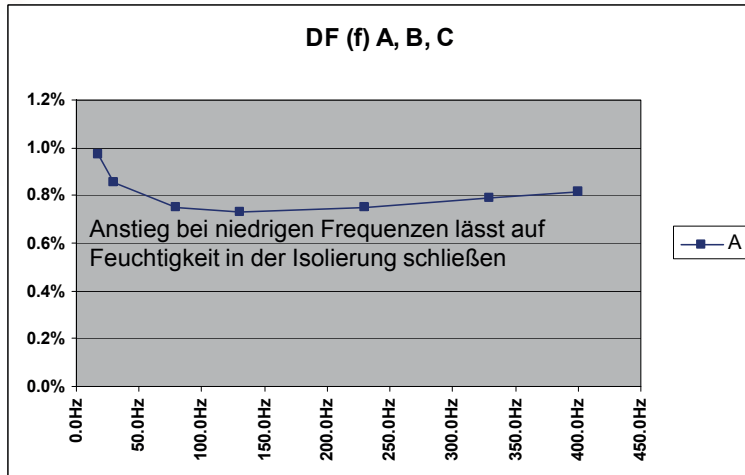
Table 40: Indicative DF/PF Limit Values for Condenser Bushings

220kV Hartpapierdurchführungen (1971)

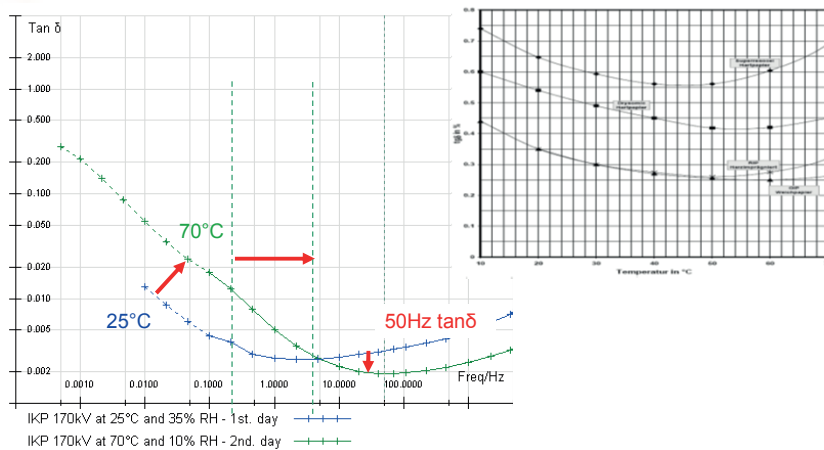
DF (f) A, B, C



Hartpapier DF 123kV (1963)

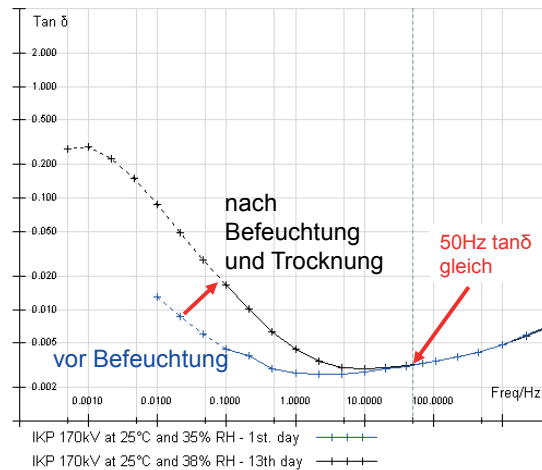


Frequency Domain Spectroscopy (FDS) bei verschiedenen Temperaturen





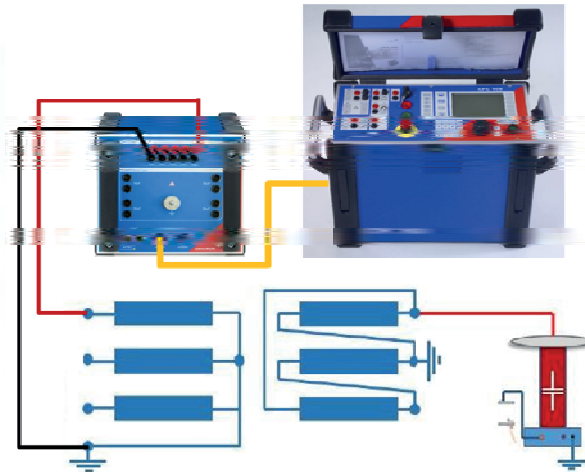
FDS bei 25°C vor und nach Befeuchtung



Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

- Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen
- Statische Wicklungswiderstandsmessungen
- Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen
- Diagnosemessungen an Durchführungen
- **Off-Line Teilentladungsmessungen an TR**
- On-Line Teilentladungsmessungen an TR

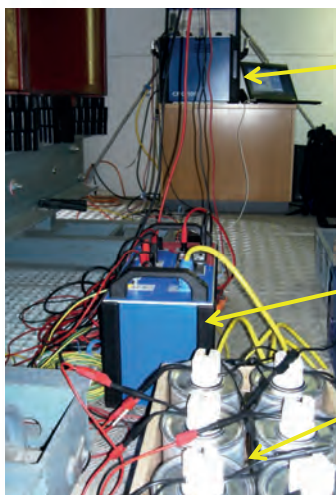
Induzierte Spannungsprüfung vor Ort



1 x CPC100
 $P_{\max} = 5 \text{ kW}$
 für Trafos bis 4 MVA

3 x CPC100
 $P_{\max} = 15 \text{ kW}$
 für Trafos bis 25 MVA

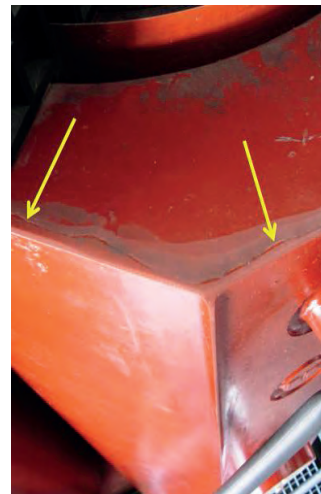
Induzierte Spannungsprüfung an einem 20 kV Trockentrafo



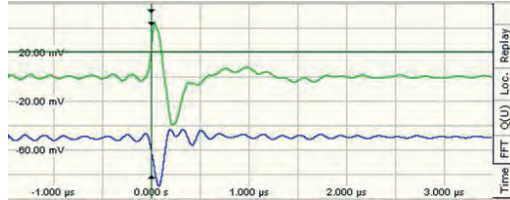
Frequenzvariable
 Quelle CPC100

Anpasstrafo
 CP CU1

Kompensations
 Kondensatoren

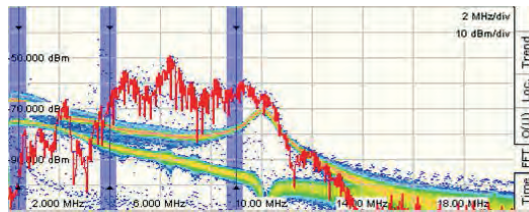


Pulsformanalyse

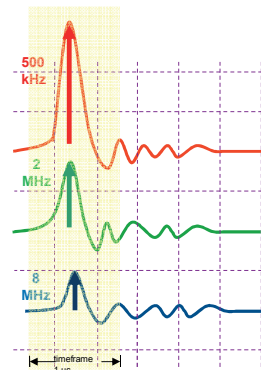
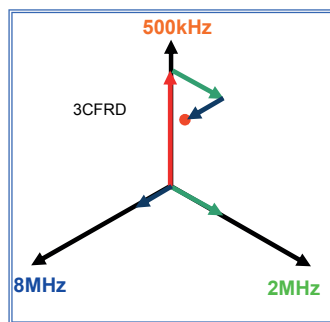


TE – Impulse im Zeitbereich

FFT der TE – Impulse im Frequenzbereich



Trennung der TE Quellen mit dem 3CFRD



3CFRD = 3 Center Frequency Relation Diagram

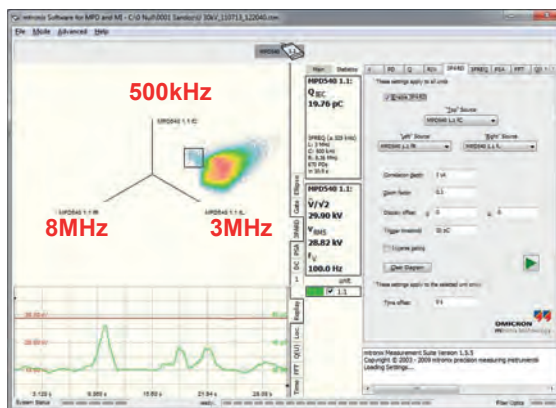




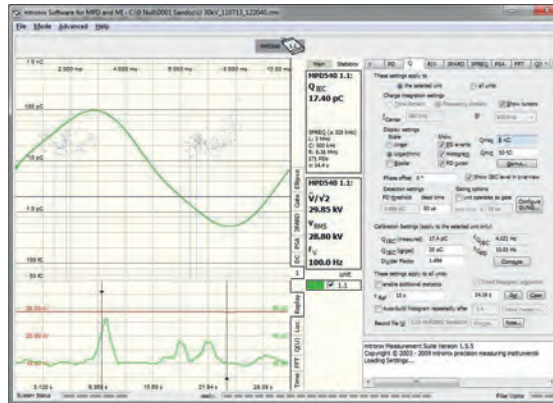
TE Messung ohne 3CFRD Filterung



3CFRD Filterung



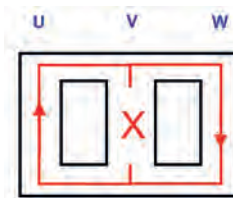
TE Messung mit 3CFRD Filterung



TE Messungen an den Phasen U und W

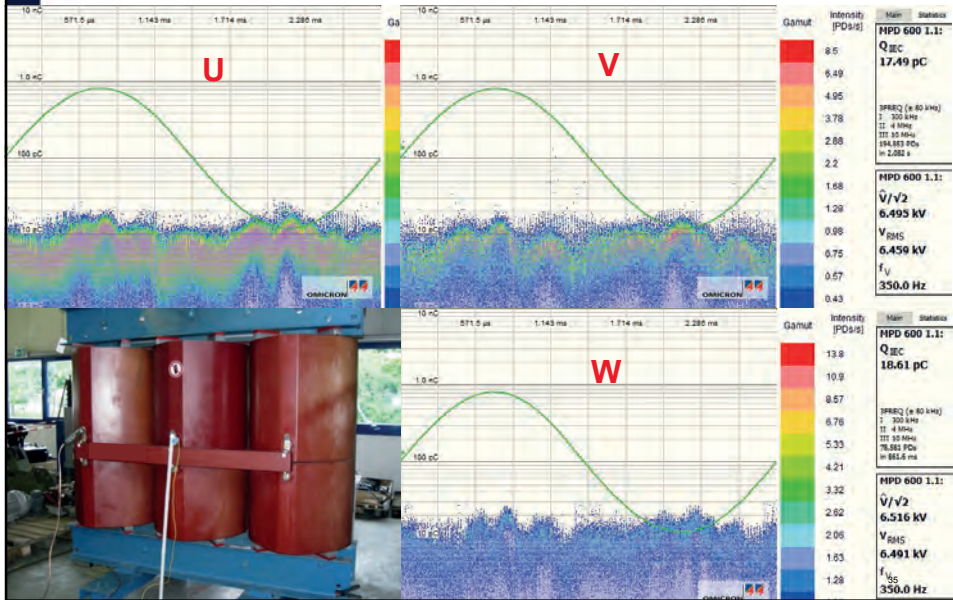


- Kurzschluss in der Wicklung der mittleren Phase
- Einphasige Prüfung der beiden äußeren Phasen

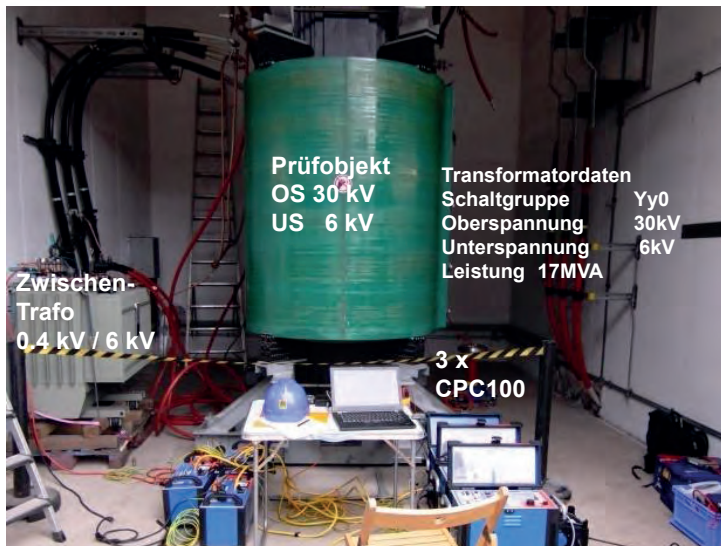




TE Messungen an einem 2 MVA Trafo nach der Reparatur



TE Messung an einem 30kV 17MVA Trockentrafo



Prüfobjekt
OS 30 kV
US 6 kV

Transformatordaten
Schaltgruppe Yy0
Oberspannung 30kV
Unterspannung 6kV
Leistung 17MVA

Zwischen-
Trafo
0.4 kV / 6 kV

3 x
CPC100



TE Messung an einem 20kV Transformator



Transformatordaten
 Schaltgruppe Dyn5
 Oberspannung 20kV
 Unterspannung 0.4kV
 Leistung 2MVA

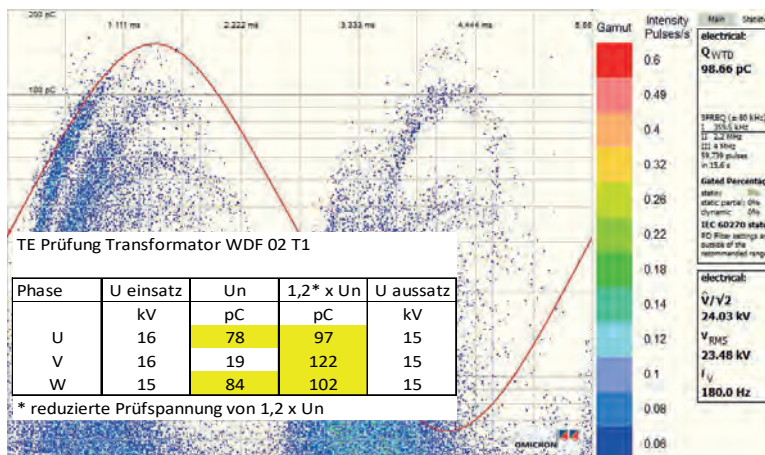


TLM 2018



37

TE Messung an einem 20kV Transformator bei 24kV / 180Hz



TLM 2018



38

Neue Erfahrungen mit Diagnosemessungen an Transformatoren

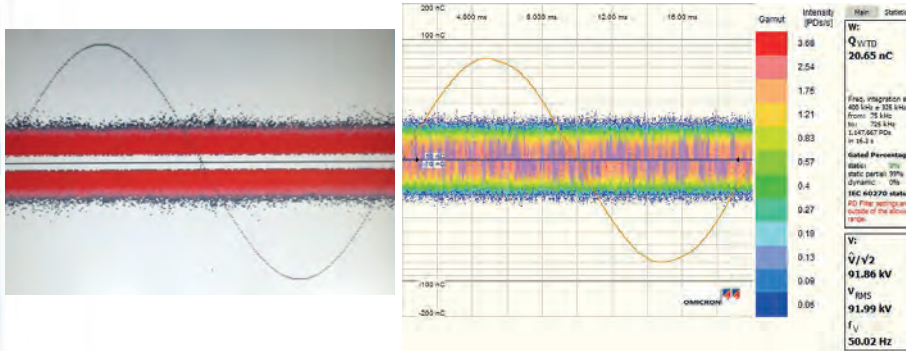
- Einfluss der Kernsättigung auf FRA Messungen
- Statische Wicklungswiderstandsmessungen
- Dynamische Wicklungswiderstandsmessungen
- Diagnosemessungen an Durchführungen
- Off-Line Teilentladungsmessungen an TR
- **On-Line Teilentladungsmessungen an TR**

TE-Online-Messung an einem 138kV Transformator





Konventionelle Messung gemäß IEC 60270



Messfrequenz 80kHz – 800kHz
Störpegel = 20nC !

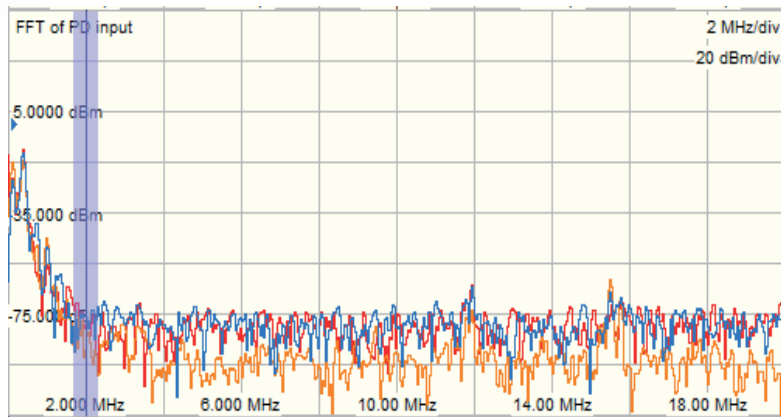


TLM 2018



41

Frequenzspektrum der Störungen



Störspektrum



TLM 2018

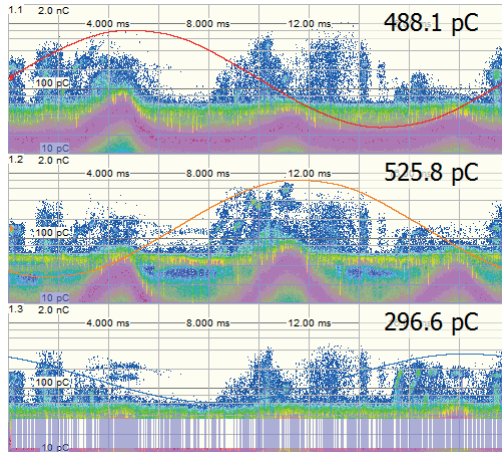


42



Erste Verbesserung

Messfrequenz 1,7MHz bis 2,3MHz

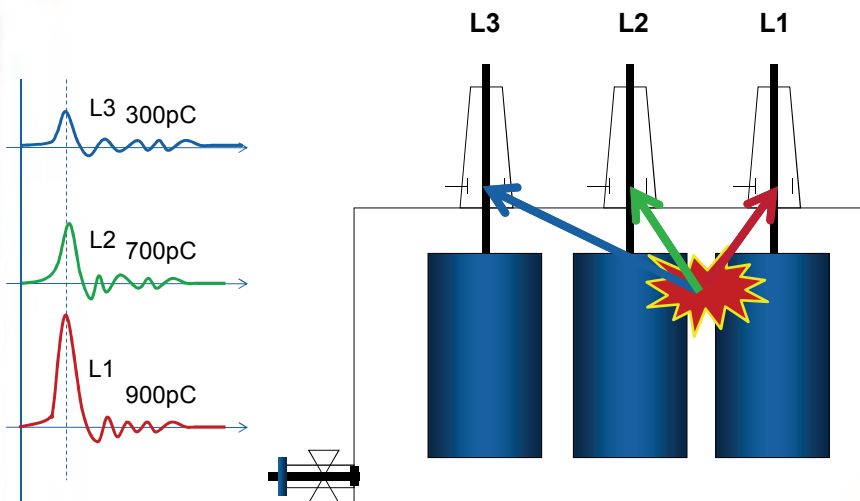


TLM 2018



43

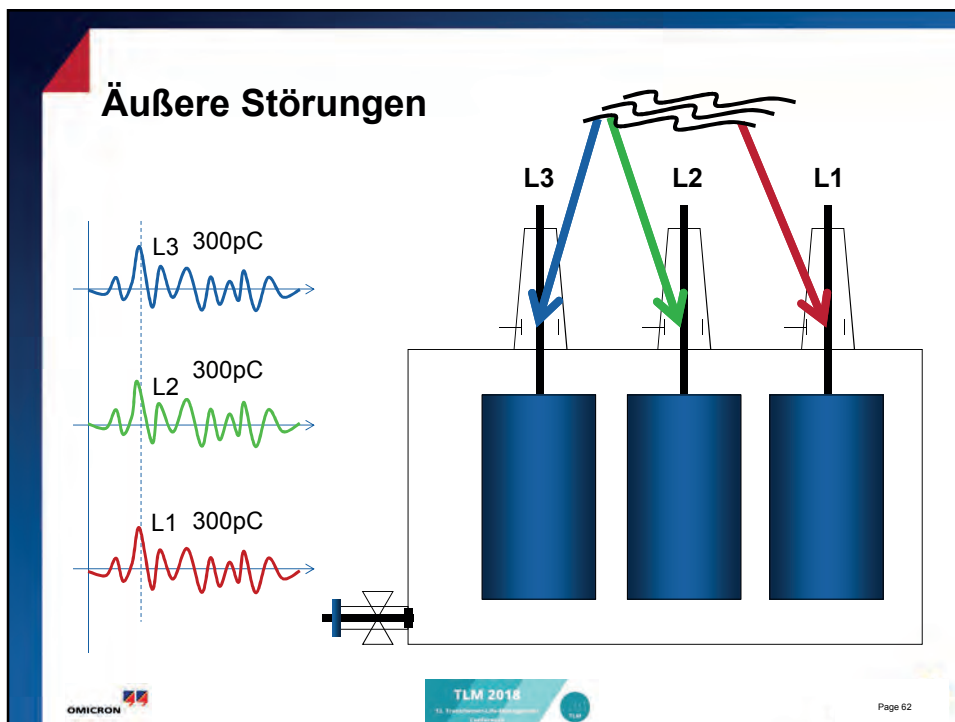
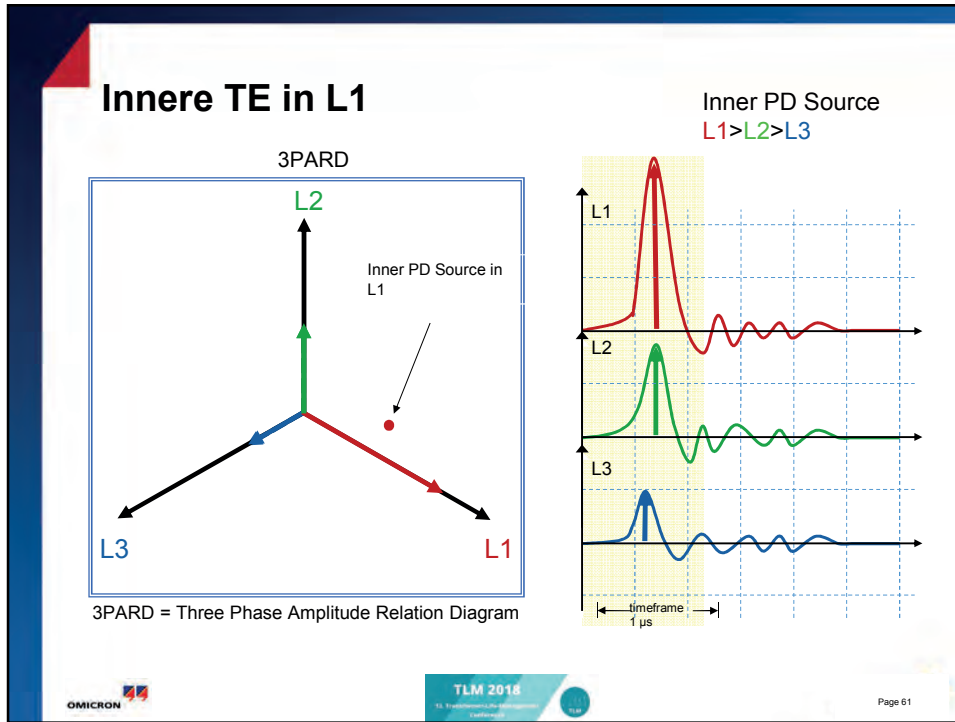
Innere TE in L1

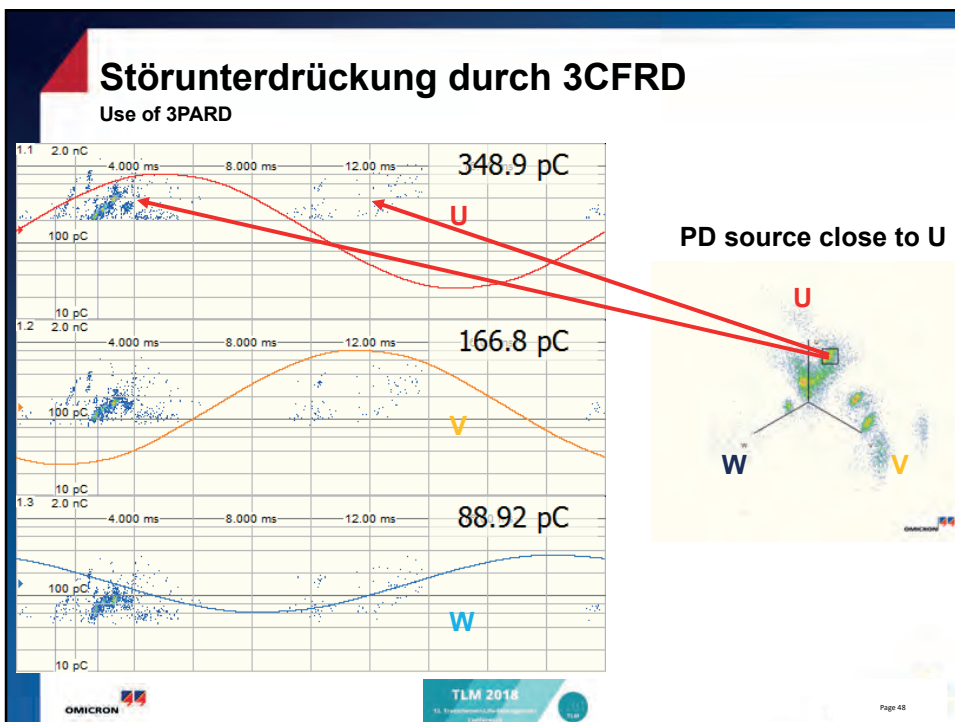
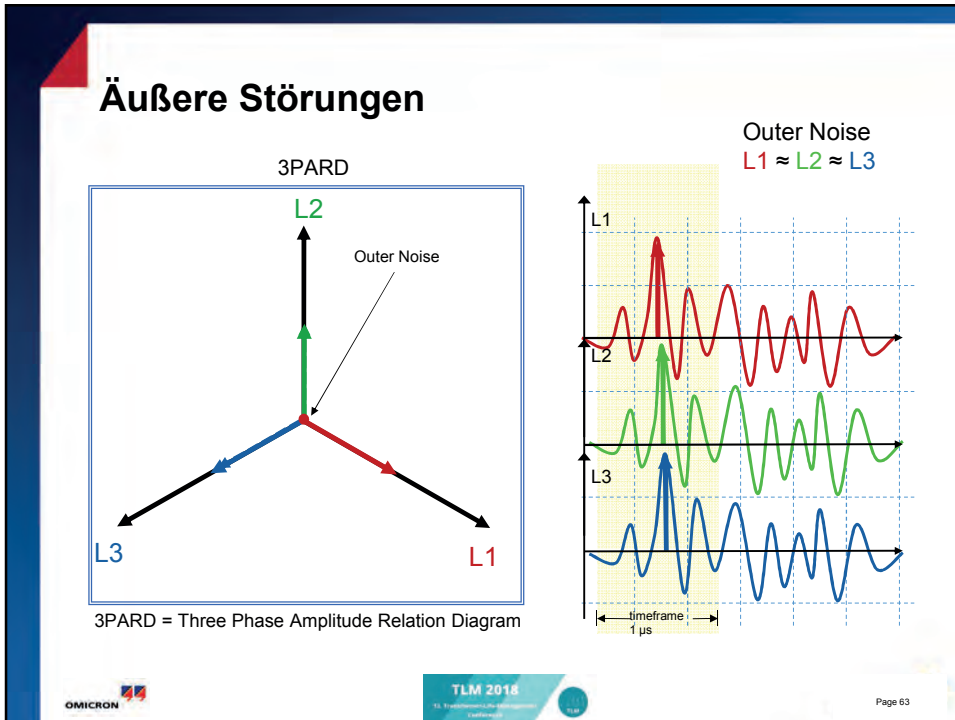


TLM 2018



Page 60







Edis Osmanbasic

IBEKO Power AB



Edis Osmanbasic, M.Sc., is a transformer lead test engineer at DV Power, Sweden. His work involves analysis and development of test methods for condition assessment of transformers, where he published many papers on DRM methodology and transformer testing methods. He is responsible for DV Power transformer test equipment field application and diagnostics of transformer test results. Mr. Osmanbasic education includes Master of Science in electrical engineering.





"Smart test devices for reliable electric power systems"



On-load Tap-changer testing Using DVtest Method

Advantages of Transformer Demagnetization

Edis Osmanbasic, DV Power



2 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



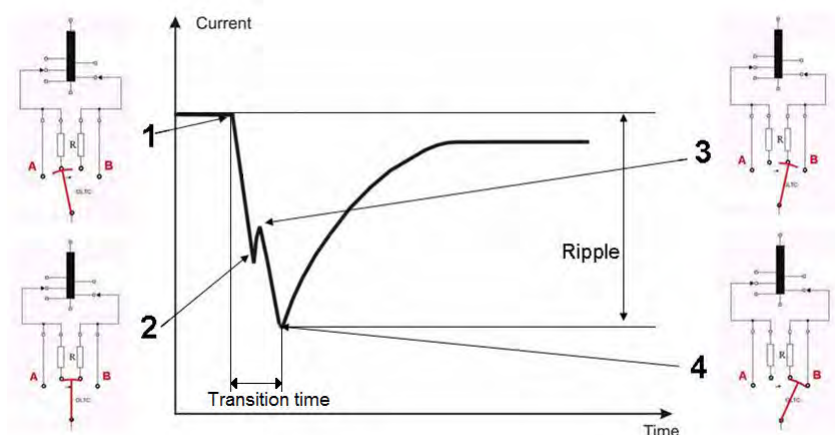
DVtest on OLTCs

- DVtest or DRM (Dynamic Resistance Measurement)
- New method, off-line, non-intrusive
- The OLTC does not have to be drained or opened up to achieve this diagnostics.
- Recognized by some of the world's biggest OLTC manufacturers
- DC current is injected through a winding and tap changer as it moves through all of its positions
- The instrument and DV-Win software record the DC current values, as well as motor current values



3 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Resistor-type OLTC with Tap Selector and Diverter Switch

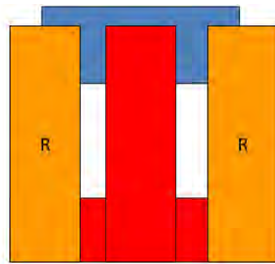


4 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



DRM ILLUSTRATION

OLTC resistive type – (arcing tap switch)



Fixed contact

©2017 DV Power All Rights Reserved



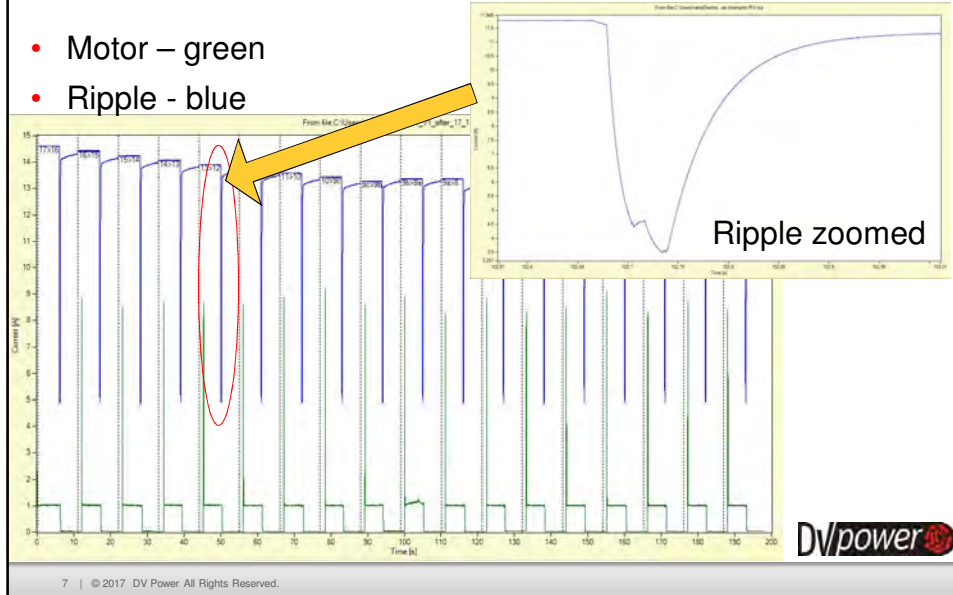
5 | © 2018 DV Power All Rights Reserved.

Time (s)	Resistance (Ohms)
34.94	7.5
34.96	7.5
34.98	7.5
35.00	7.5
35.02	5.0
35.04	3.5
35.06	5.0
35.08	7.5
35.10	7.5
35.112	7.5



The result is a graph

- Motor – green
- Ripple - blue



7 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Recording Rate

- Very important due to fast transition processes
- We do it every 0.1 ms



8 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Why Bother?

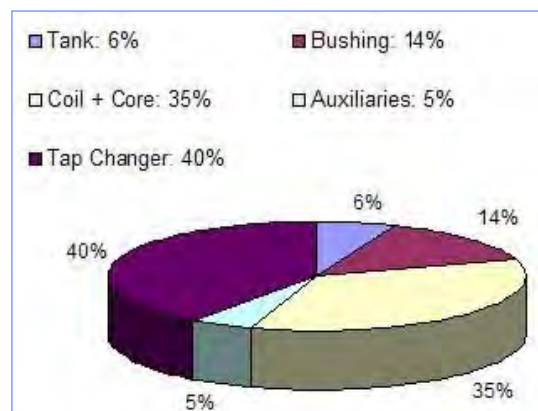
- “Give me one good reason to test!”
- I will give you 4



9 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Reason 1

- 40% of problems in transformers

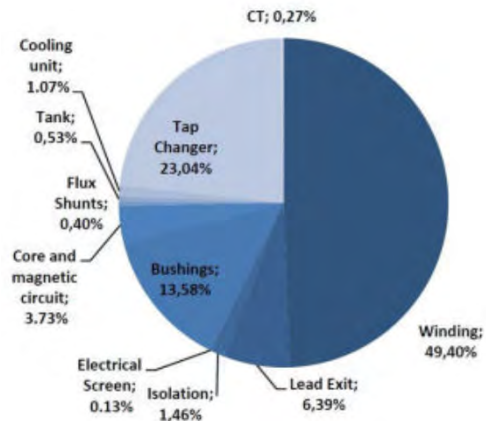


10 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Reason 1

- CIGRE failure rate : Electra 2012



11 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.

Reason 1



Strategic asset management
of power networks

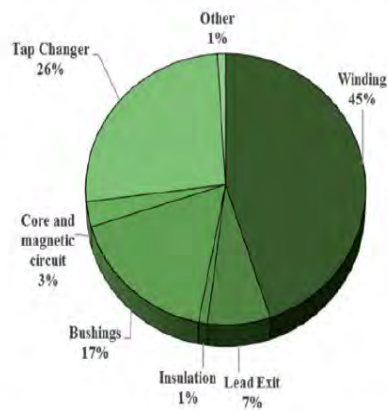


Figure C-1 | Failure locations of substation transformers [26]



12 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.



Reason 2

“About one in 20 OLTC failures lead to transformer main tank failure”

- Presentation on OLTC diagnostics, Laurent Allard, ABB Secheron, Euro TechCon Chester UK 2010



13 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Reason 3

“HQ study showed 12% require maintenance before manufacturer’s suggested period.”

- WECC Substation WG meeting minutes, Vancouver Washington, May 2006



14 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Reason 4

“About 33% of OLTC failures are caused by incorrect maintenance and bad reassembly.”

- P.Kang, D. Birthwistle, et al. "Non invasive on line condition monitoring of OLTC".
IEEE proceedings January 2000, Generation, transmission and distribution, Volume 3.
pp.2223-2228



We will present

- Dvtest graphs pointing to:
 - Contact problems
 - Mechanism problems
 - Energy accumulator problems
 - Motor problems
- All of them being dynamic problems
 - Not visible with resistance tests
 - Very useful to catch before causing damage





Interpreting DVtest Graphs

- Each type of tap changer belongs to a group of units operating at the same principle
- Each operating principle provides different graph and requires distinct analysis technique



17 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

What We Need to Know?

- Type – resistance or reactance
- Particular model
- Type of transformer regulation
- Vacuum or oil current interruption
- Normal or with series transformer



18 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



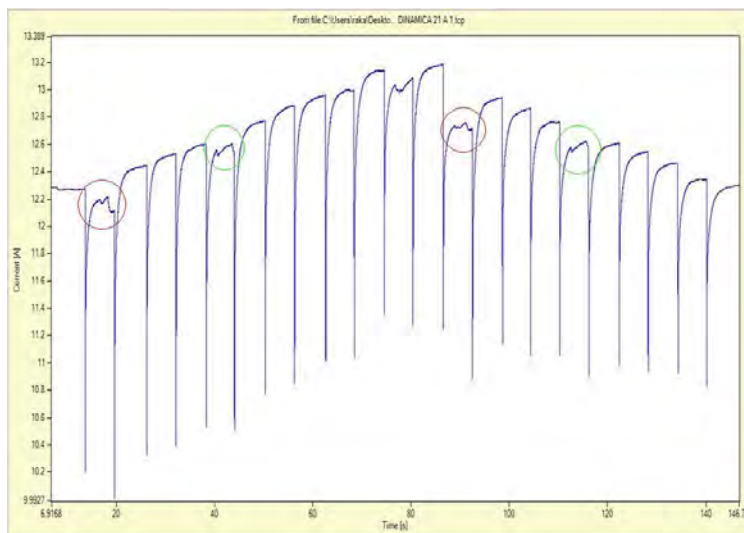
DVtest Graph – Problem Indicators

- DVtest graph shape
 - **Linearity**
 - Abnormalities at all even (or odd) tap positions
 - DVtest graph linearity on the static part of the DVtest graph
- Transition shape
 - Transition times
 - Abnormalities at all tap positions, at every second position or at individual position (contact bouncing)



19 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

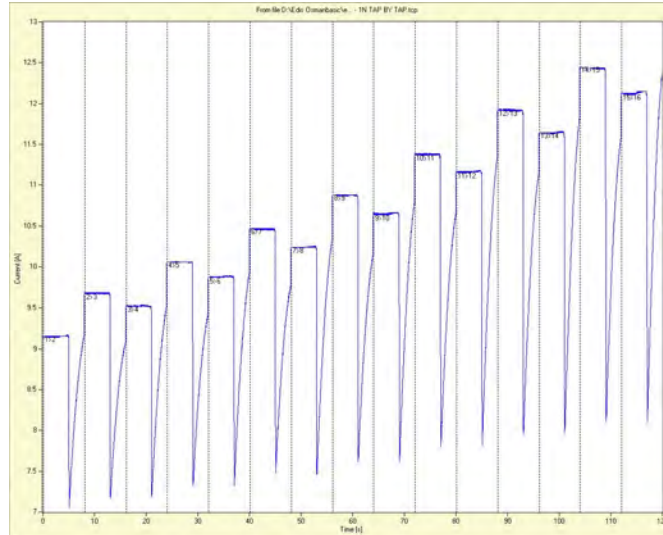
DVtest Graph Shape Linearity



20 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



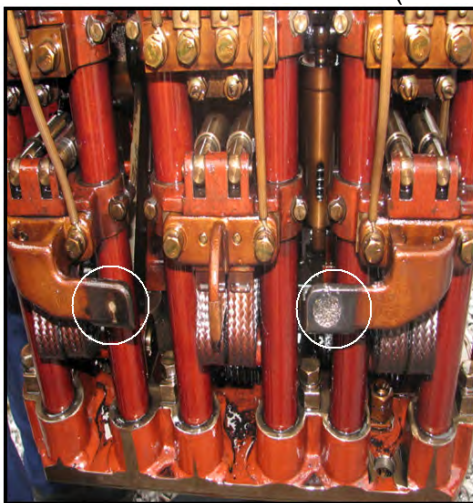
Abnormalities on Even/Odd Tap Positions



21 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Some Problems Diagnosed with DRM

Abnormalities on all even (or odd) tap positions



male diverter coupling contacts



female diverter coupling contact



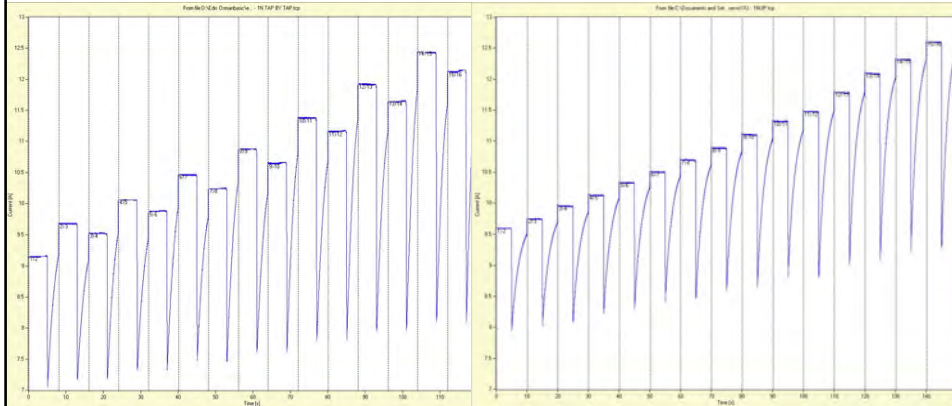
22 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Abnormalities on Even/Odd Tap Positions

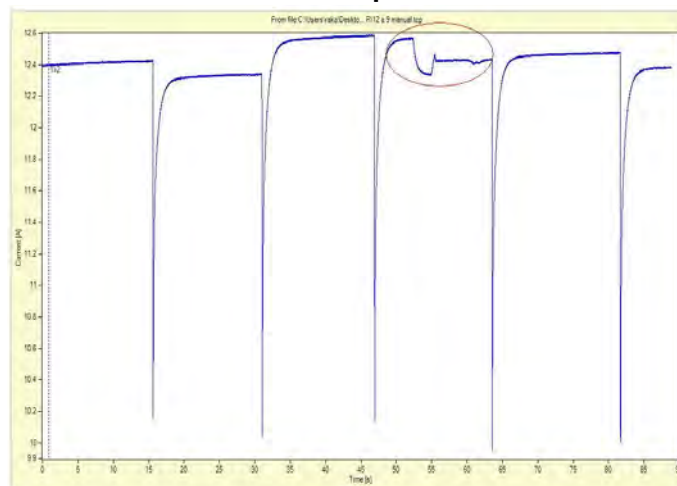
Before service

After service



23 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

DVtest Linearity on Static Part of DVtest Graph



24 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

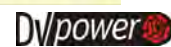
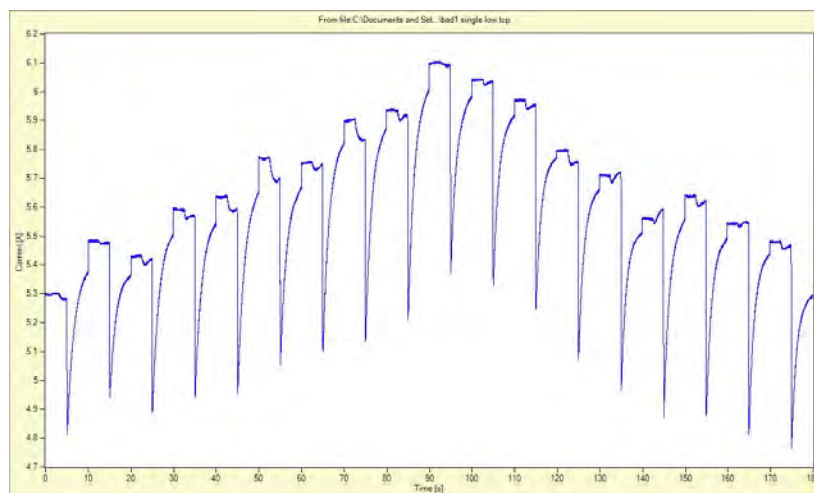


DVtest Linearity on Static Part of DVtest Graph



25 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Selector Contact Problems on All Positions



26 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



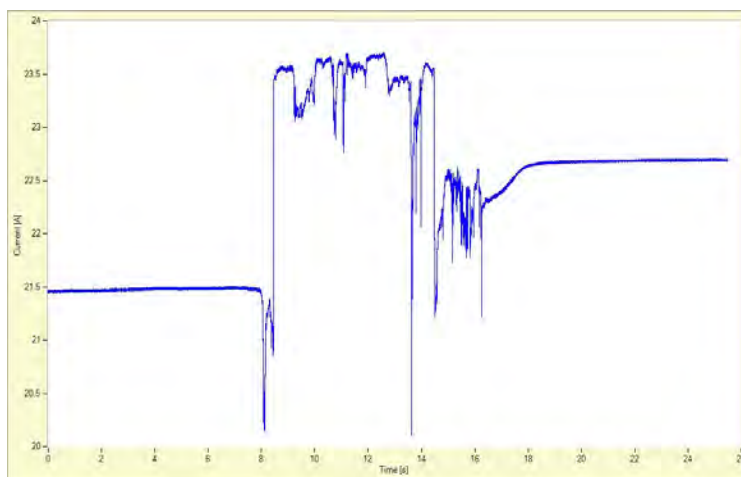
Some Problems Diagnosed with DRM

Erosion on OLTC contact



27 | © 2012 DV Power All Rights Reserved.

Sliding Contact Problems



28 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Sliding Contact Problems

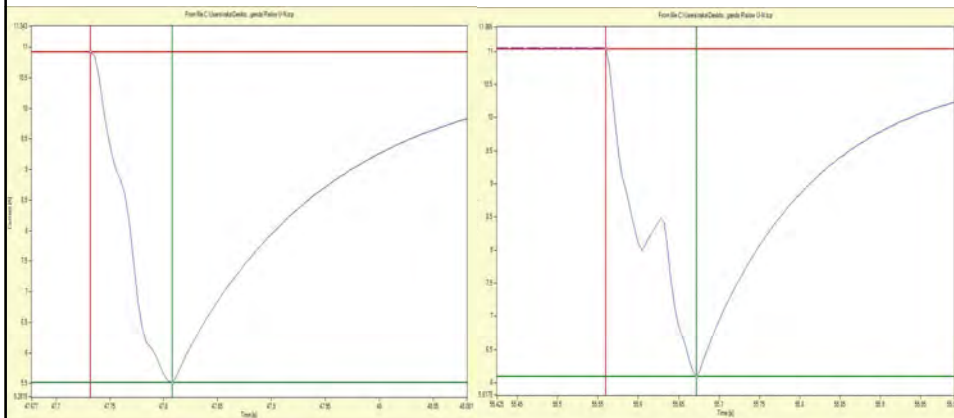


29 | © 2012 DV Power All Rights Reserved.

Transition Time

Even = 76 mSec

Odd = 112 mSec

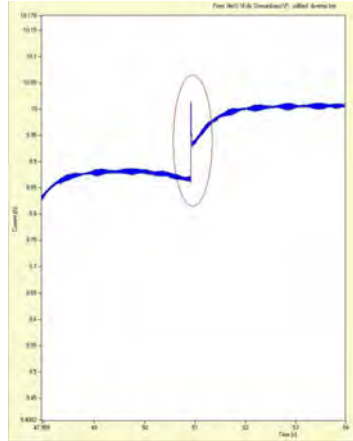


30 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

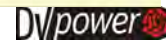
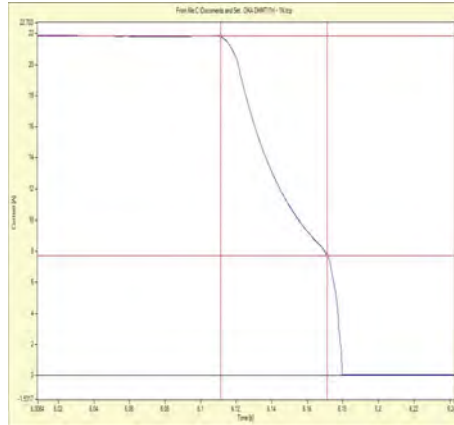


Transition Shape Abnormalities

Transition resistor shorted

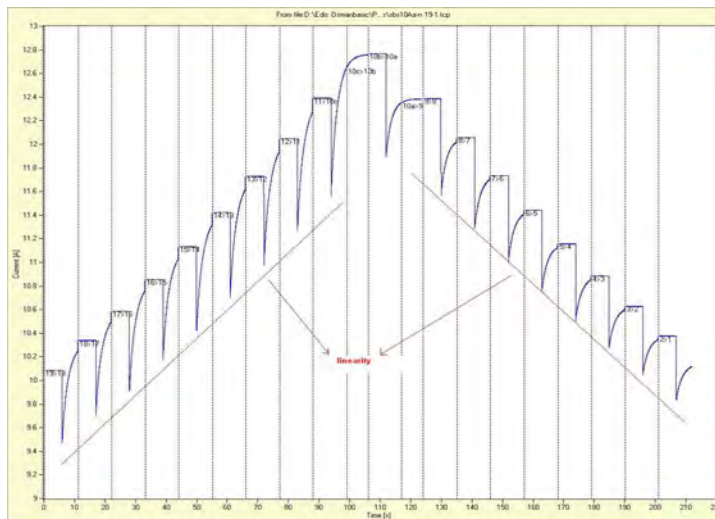


Second resistor open



31 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

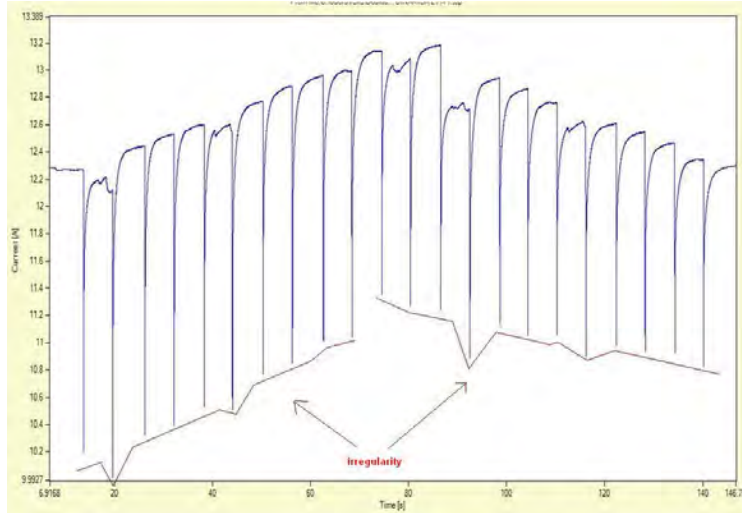
Ripple Shape Linearity



32 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

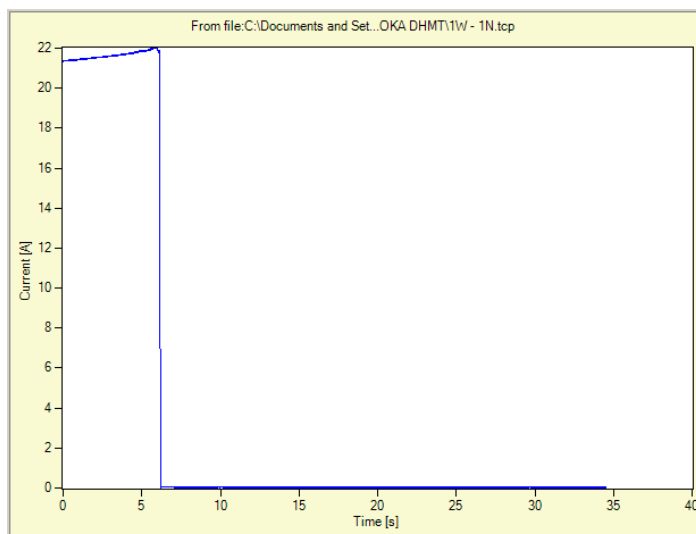


Ripple Shape Irregularity



33 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Ripple 100% - Open Circuit



34 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



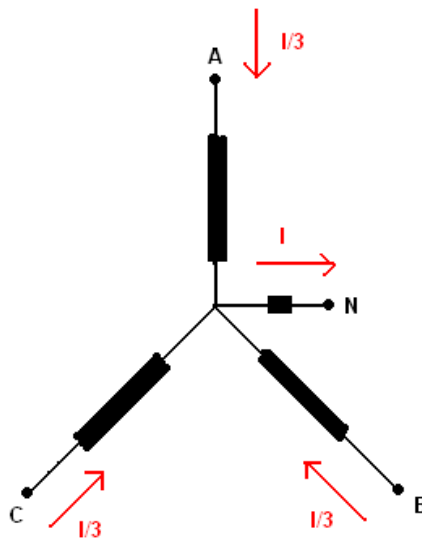
Three-phase Synchronization Test

- Quick test– all three phases are recorded simultaneously
- Test current is divided in three phases
- OLTC synchronization check



35 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.

Three-phase Synchronization Test



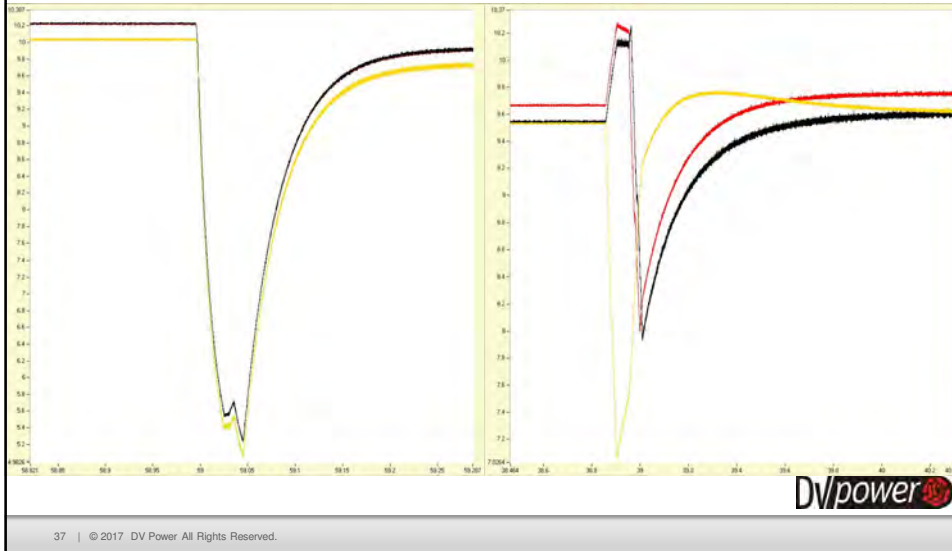
36 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.



Three-phase Synchronization

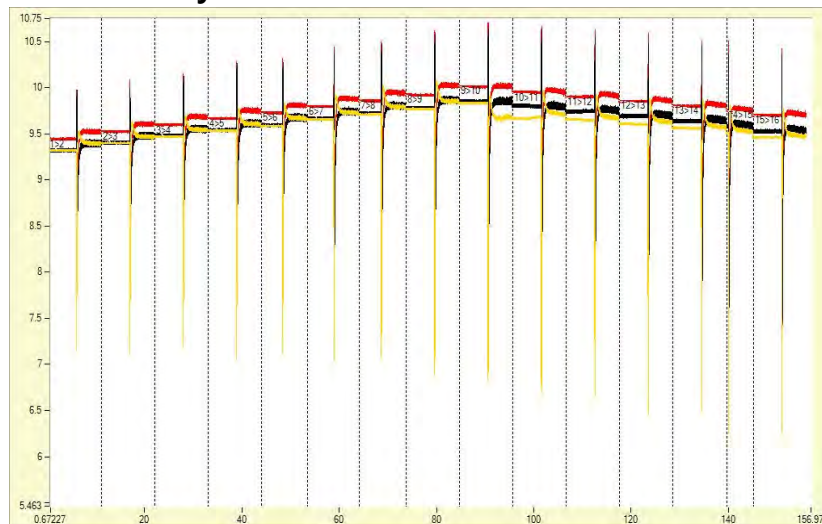
• Synchronized

• Desynchronized



37 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

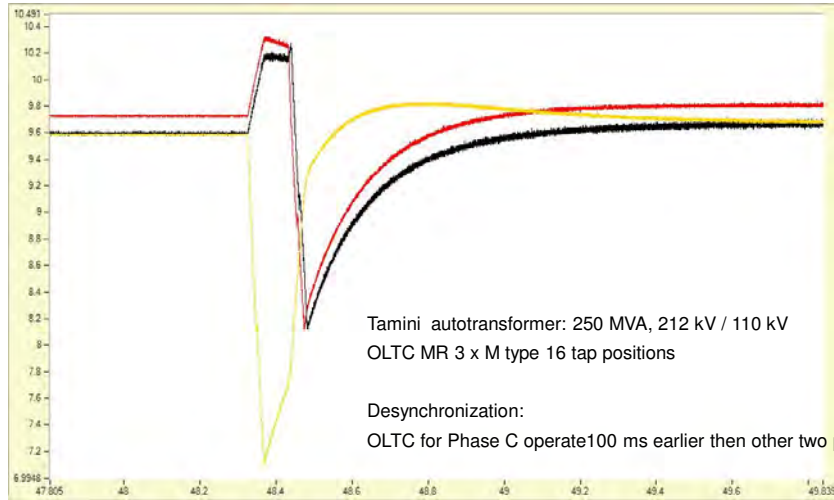
Synchronization Problem



38 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Difference Between Phases



39 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

De-synchronization time

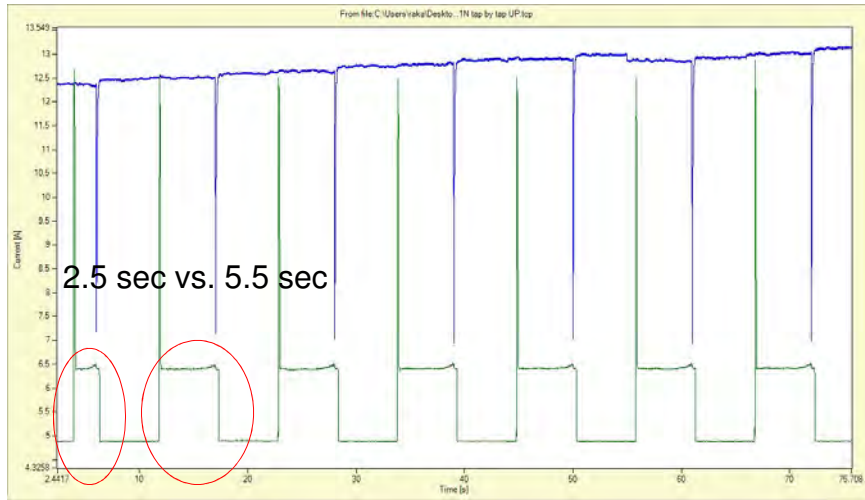
- Synchronization – one OLTC for three phases
- Synchronization – two OLTCs for three phases
- Synchronization – three OLTCs for three phases



40 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.



OLTC Motor Current Duration



41 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

OLTC Motor Current Duration



42 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.



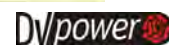
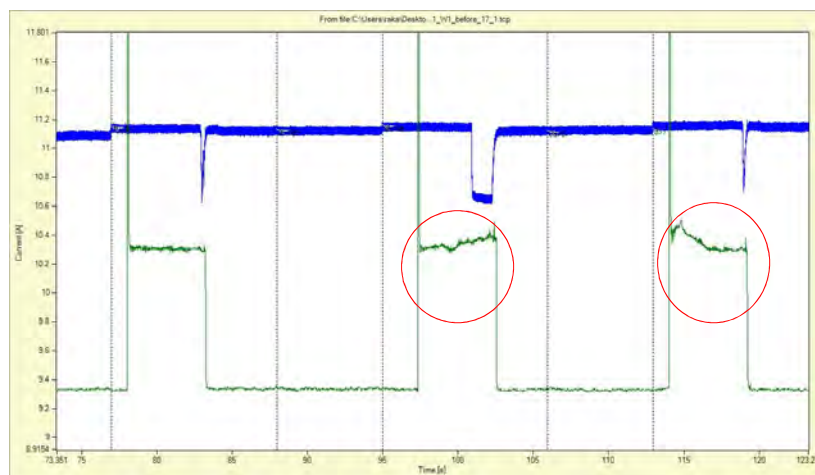
DVtest Graph – Problem Indicators

- Ripple shape
 - Linearity
 - Ripple 100% (open circuit during tap change)
- Three-phase synchronization
 - Desynchronization at all tap positions, at every second position or at individual position
- Tap changer motor current
 - Magnitude and duration
 - **Shape abnormalities**



43 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

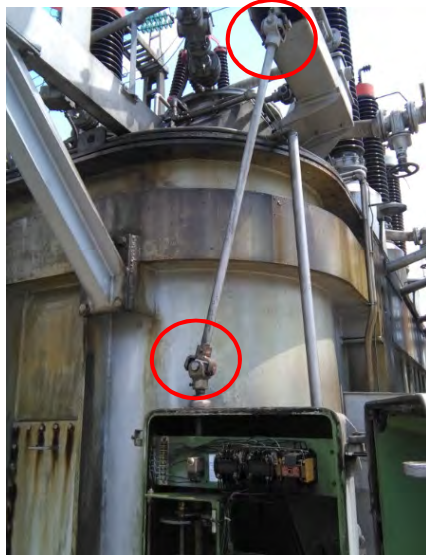
OLTC Motor Current Shape Abnormalities



44 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



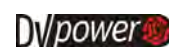
OLTC Motor Current Shape Abnormalities



45 | © 2016 DV Power All Rights Reserved.

Testing in Ardnacrusha, Ireland

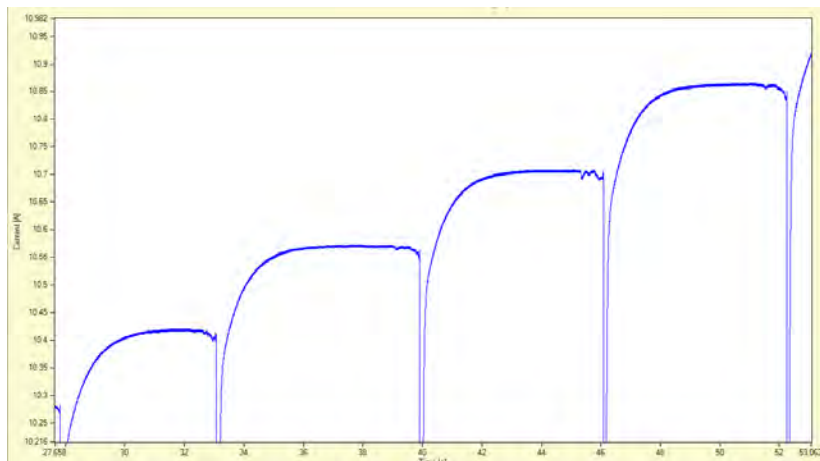
- ESBI transformer workshop located in Ardnacrusha
- Various problems could be simulated on an open OLTC
- Valuable information about appearance of different faults on DVtest graph
- Short-circuited secondary side provided clearer results
- ACEC (Ireland) Limited Waterford 1969, 5000 kVA, 37500 / 10480 V, 11 tap positions
- Special thanks to Mr. Brendan Diggin from ESBI, Ireland and Dr. Raka Levi from DV Power, Sweden



46 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Reference 10 A Measurement



48 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



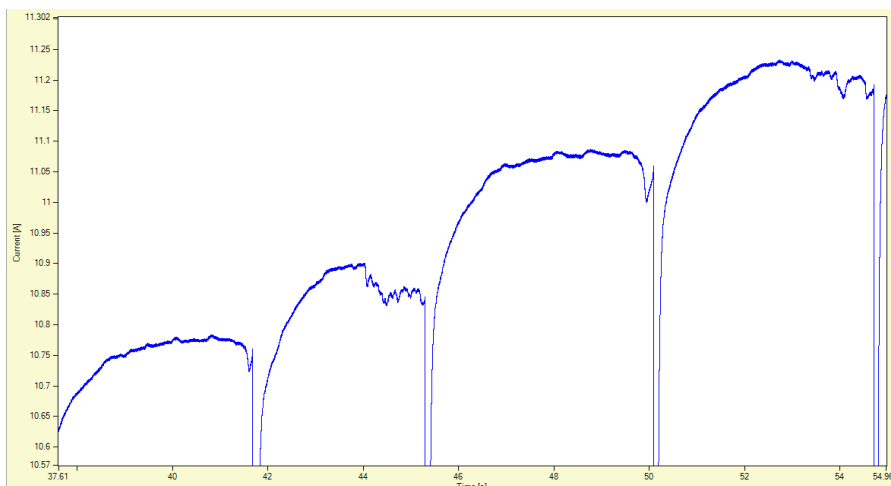


Problem with Moving Selector Contact



49 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

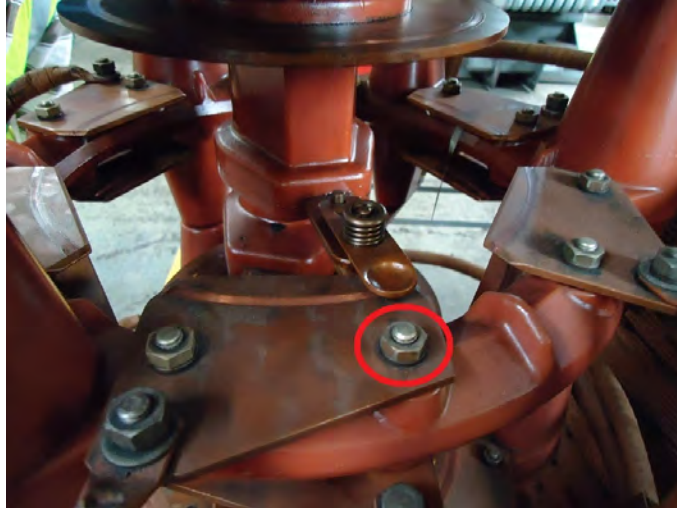
Problem with Moving Selector Contact



50 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

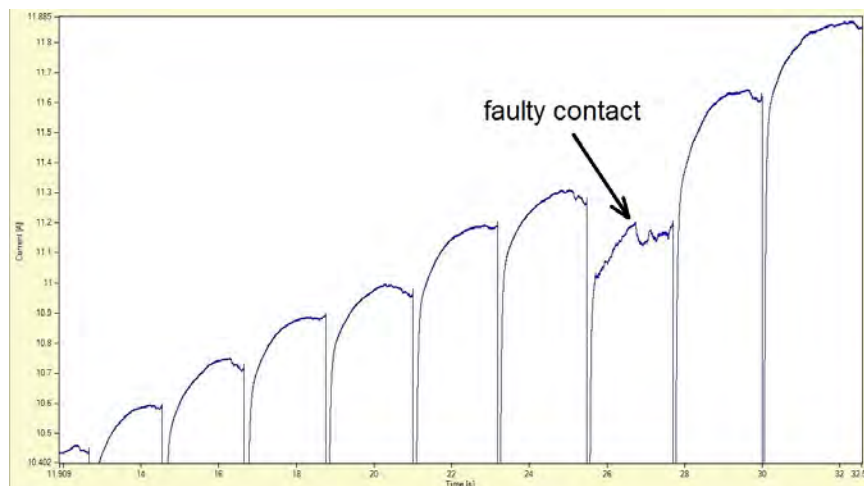


Problem with Stationary Selector Contact



51 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Problem with Stationary Selector Contact



52 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



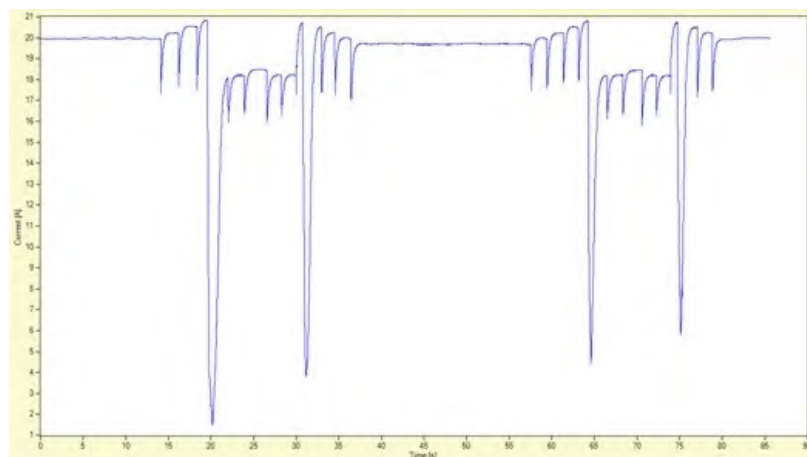
Simulated Fault – Duct Tape in Path of Moving Selector Contact

- Open circuit was reported first couple of times, as expected
- Eventually, the 20 A DC current has burned through the insulation
- Advantage of high test currents – no false alarms caused by oil films on the contact surface



53 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Simulated Fault – Duct Tape in Path of Moving Selector Contact



54 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



DV Power will help you with our experience

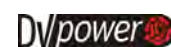
- DV Power Tap Changer College
 - ✓ *Sharing knowledge about transformer and OLTC testing and condition assesment*
- DRM result analysis and consulting
 - ✓ *Our data base contains over 15 000 DRM files*
 - ✓ *Many interesting cases*
 - ✓ *Before and after repair graphs*
 - ✓ *From more than 40 countries*
 - ✓ *Professional result analysis have been provided as consulting support since 2007*



55 | © Coltech 2017 DV Power All Rights Reserved.

Conclusion

- Reliable, non-intrusive method
- Proven on circuit breakers, gaining wide acceptance on OLTCs
- Enables testing of any OLTC type
- Best to compare with previous measurements on the same tap changer
- Static resistance measurement, OLTC motor current measurement, and DGA support DVtest findings



56 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Demagnetization process



DVpower

57 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Causes of Transformer Magnetization

- When disconnecting a transformer from service
- Consequence of high fault currents
- Test using DC current

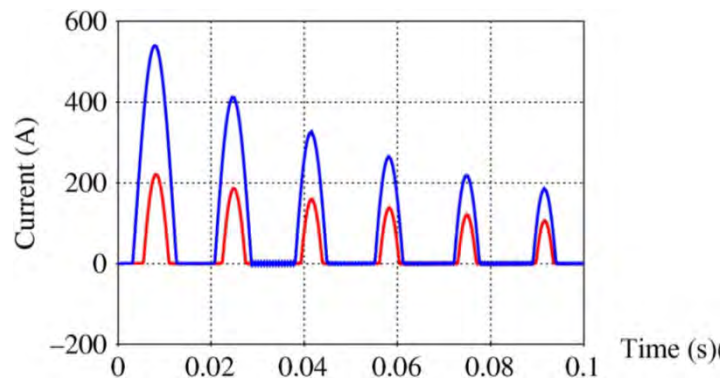
DVpower

58 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Inrush Current

- Comparison of maximum inrush current with and without residual flux



59 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Calculation

“It was shown that inrush currents calculated at the head of the feeder were reduced by about 60% when a power transformer was previously demagnetized.”

- B. Kovan, F. de Leon, D. Czarkowski, Z. Zabar, L. Birnebaum, 2011: "Mitigation of Inrush Currents in Network Transformers by Reducing the Residual Flux With an Ultra-Low-Frequency Power Source", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26 issue 3, 1563-1570.



60 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Demagnetization process - How?

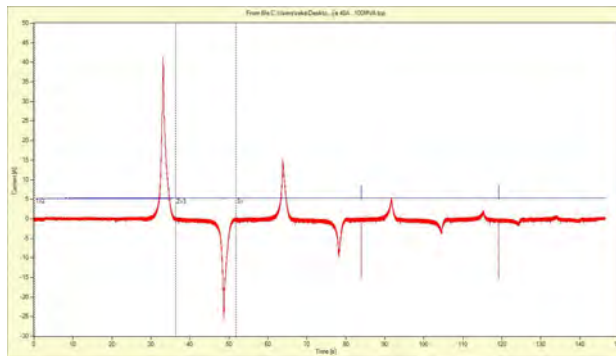
- DV Power has developed a simple and very effective demagnetization method:
 - Internally changing the polarity of a controlled DC current
 - Current is supplied at decreasing magnitude for each step
 - Safely discharges the energy and guarantees the current magnitude



61 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

How?

- Every next step, value of current will be 60% of the previous value
- This will continue until 5 mA value is reached

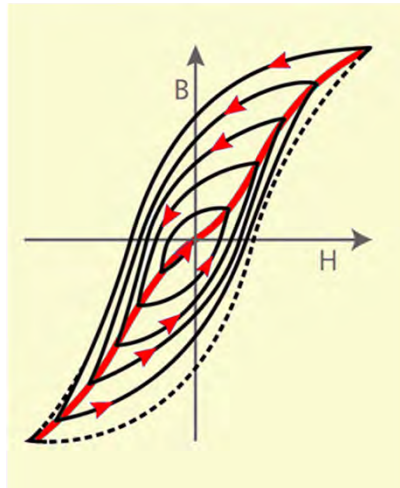


62 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Theory

- Alternate direction
- Lower the magnitude
- Bring flux to 0



DVpower

63 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.

Why demagnetization

- Before AC tests – to avoid bad results due to remanent magnetism
- Before putting a transformer back in service – to avoid high inrush currents
- Requires some additional time for tests, but improves safety

DVpower

64 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Northern lights in Sweden effect of magnetic field



65 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Questions?



66 | © 2017 DV Power All Rights Reserved.



Stefan Bergmann

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH



Stefan Bergmann studierte Elektrotechnik an der Technischen Universität in Dresden.

Nach dem Studium arbeitete er zunächst bei AREVA NP als Designingenieur. Heute ist er bei HIGHVOLT als Area Sales Manager verantwortlich für den nord- und mittelamerikanischen Raum.



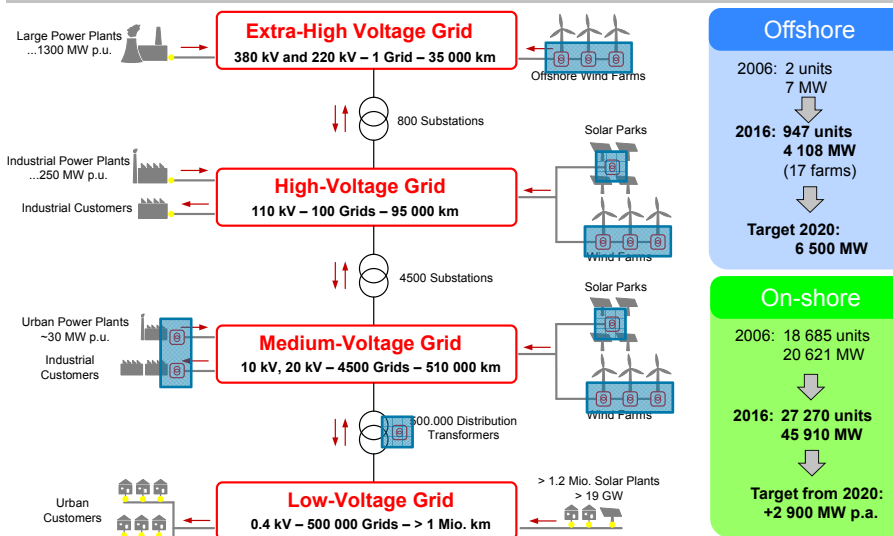


VOR-ORT DIAGNOSE AN VERTEILTRANSFORMATOREN FÜR WINDKRAFTWERKE UND INDUSTRIEANWENDUNGEN

Stefan Bergmann

HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH

Verteilnetze in Deutschland



03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

2



Verteiltransformatoren

**HIGH
VOLT**

BETRIEBSBEDINGUNGEN (IEC 60076-11)

- Sinusförmige Eingangsspannung mit einem THD $\leq 5\%$ und einem Oberschwingungsgehalt $\leq 1\%$



Verteiltransformator

Umrichtertransformatoren für Industrieanwendungen

**HIGH
VOLT**

BETRIEBSBEDINGUNGEN (IEC 61378-1)

- Bedingungen gemäß IEC 60076-11

PLUS:

- Starke Lastwechsel
- Große Anzahl von Schaltvorgängen
- Harmonische
- Transiente Spannungen und Resonanzeffekte



Umrichtertransformator für Industrieanwendungen



Transformatoren zur Anwendung in Windkraftanlagen

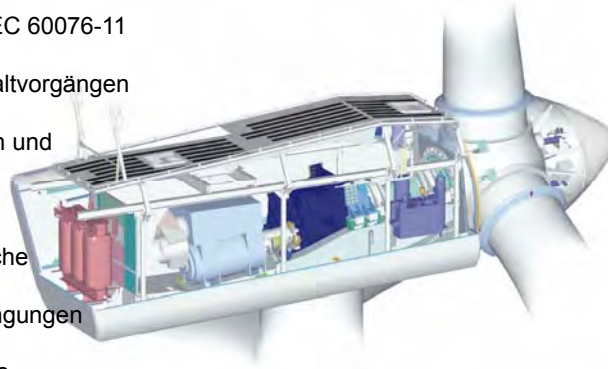
**HIGH
VOLT**

BETRIEBSBEDINGUNGEN (IEC 60076-16)

- Bedingungen gemäß IEC 60076-11
- Starke Lastwechsel
- Große Anzahl von Schaltvorgängen
- Harmonische
- Transiente Spannungen und Resonanzeffekte

PLUS:

- Andauernde mechanische Schwingungen
- Raue Umgebungsbedingungen
-> Salznebel
- Indirekte Blitzeinschläge



Transformator an der Rückwand einer Windkraftgondel

Reference: BWE (<https://www.wind-energie.de/infocenter/technik/konstruktiver-aufbau/maschinenhaus-antriebsstrang>)

Betrieb von Windkraftanlagen

**HIGH
VOLT**

BETRIEBLICHE RISIKEN

- Konzentration von potentiellen Brandquellen in der Gondel und erhöhtes Risiko von Blitzeinschlägen
- Unbeaufsichtigter Betrieb
- Abgelegene und teilweise schwer zugängliche Standorte
- Keine Möglichkeit zur Brandbekämpfung aufgrund der Einbauhöhe

GESCHÄFTLICHE RISIKEN

- Große Konzentration von wirtschaftlichen Werten in der Gondel
- Teure und zeitaufwändige Reparaturen
- Verdienstausschlag ~5.000 EUR / Woche während Ausfall (2 MW Einheit)

Reference: VdS 3523

03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

6



Betrieb von Windkraftanlagen



WARTUNGSEMPFEHLUNGEN

- Überprüfung der elektrischen Ausrüstung alle 2 Jahre:
 - Am Transformator: Zustandsbeurteilung der Isolierungssysteme
 - Identifikation von Teilentladungen durch induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung

BEDINGUNGEN VOR-ORT

- begrenztes Zeitfenster für Wartungsmaßnahmen
- vorhandene Möglichkeiten zum Materialtransport
- Spannungsversorgung

Reference: VdS 3523

03.09.2018 Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

7

Anforderungen an eine Quelle zur induzierten Spannungsprüfung



ZIEL: TRANSFORMATOR ZUR ANWENDUNG IN WINDKRAFTANLAGEN

	Prüfobjekt	Prüfquelle
Leistung	...8 MVA	...18 kVA
Spannung	LV: ...400 V / ...690 V	...800 V / ...1380 V
Frequenz	50 Hz / 60 Hz	200 Hz
TE-Pegel	≤ 10 pC	< 10 pC

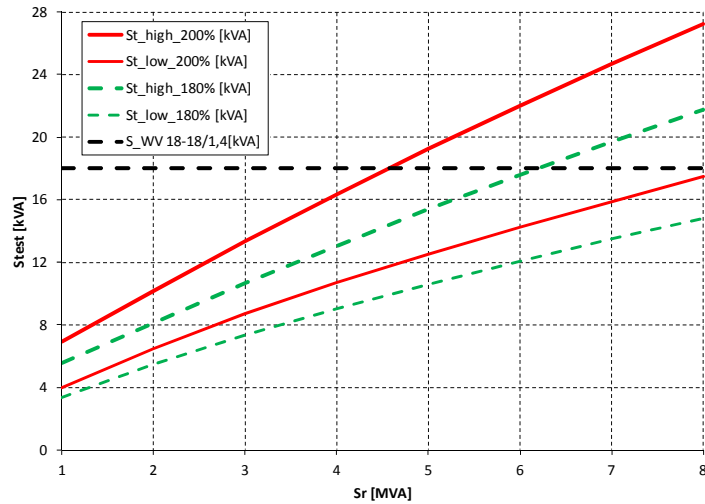
- Geringes Gewicht: durch 2 Personen transportierbar
- Kompakt: < 1400 mm x 900 mm (begrenzt durch Größe der Wartungsluke)
- Einsatz: vor-Ort, in der Gondel, im Werk, on-shore, offshore
- Einfach aufzubauen und zu bedienen
- handelsüblicher Spannungsversorgung: CEE 16, CEE 32

03.09.2018 Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

8

Benötigte Prüfleistungen – eine Abschätzung

**HIGH
VOLT**



03.09.2018

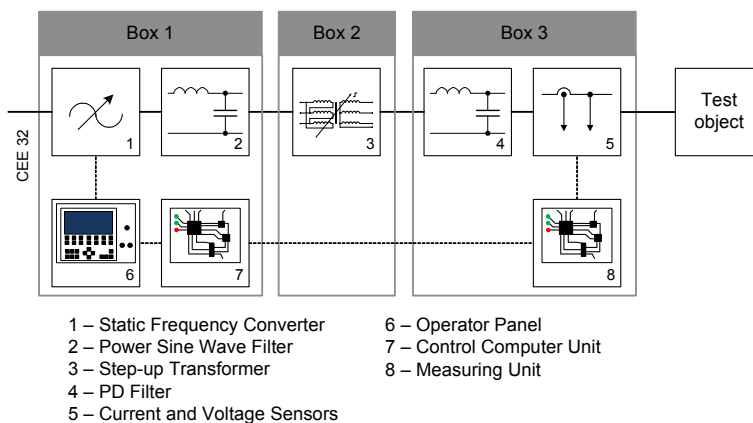
Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

9

Prüfspannungsquelle WV 18-18 / 1.4

**HIGH
VOLT**

BLOCKDIAGRAMM



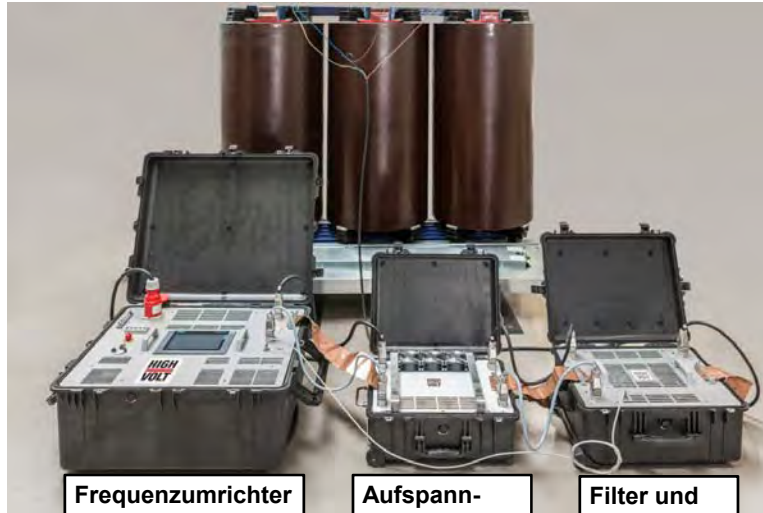
03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

10

Aufbau in 3 Kisten

**HIGH
VOLT**



Frequenzumrichter
Bedienpanel

Aufspann-
transformator

Filter und
Messeinheit

03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

11

Erste vor-Ort-Prüfung in Bremerhaven März 2017

**HIGH
VOLT**



Prüfspannungsquelle in der Gondel

Transformator in Gondel:
6,7 MVA
33 kV / 6,6 kV / 0,66 kV
Dyn5yn5

Koppelkondensatoren



03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

12



Prüfungen im Werk

**HIGH
VOLT**



TE-Messungen – Untersuchung von 4 verschiedenen Transformatoren für Windkraftanlagen (1 / 2.91 / 3.75 / 6.7 MVA)
TE- Werte: 2.1 – 6.9 pC

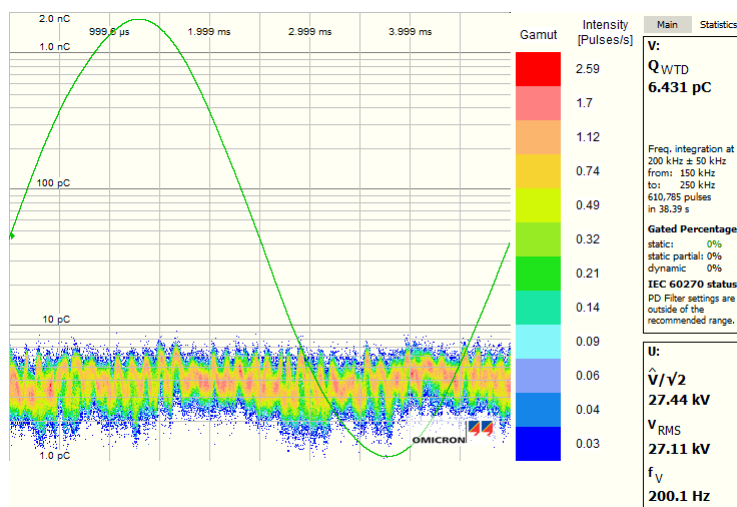
03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

13

TE-Messergebnisse

**HIGH
VOLT**



Induced voltage test at 144 % Ur

03.09.2018

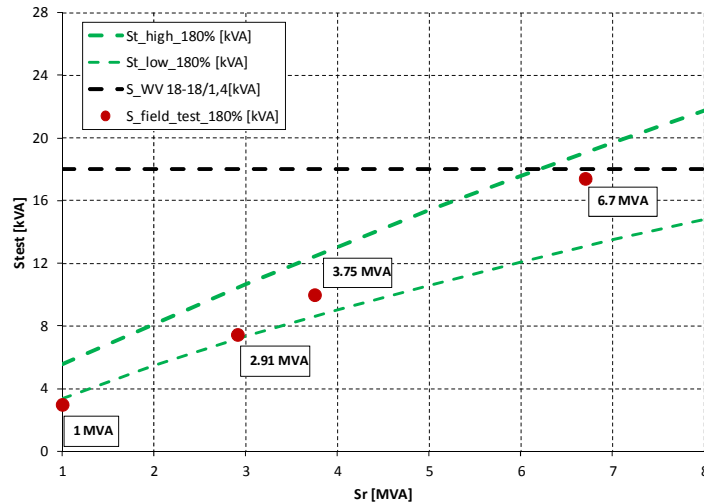
Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

14



Benötigte Prüfleistungen – die Bestätigung

HIGH
VOLT



03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

15

Zusammenfassung

HIGH
VOLT

- Transformatoren für Windkraftanlagen: raue Klima- und Betriebsbedingungen
- Wartungsempfehlung: Überprüfung der Trafoisolierung aller 2 Jahre
- WV 18-18/1,4: - einsetzbar an Transformatoren bis zu 8 MVA
- erzeugt 18 kVA / ... 1380 V / 200 Hz
- Einsatz im Werk, vor Ort, in der Gondel, on-shore, offshore
- 18 kVA für die Prüfung ausreichend, TE-Pegel von 2...7 pC
- erste Werks- und vor-Ort-Prüfungen konnten die Einsetzbarkeit bestätigen
- TE-Messungen an ölgefüllten und Gießharztrafos

03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

16



**HIGH
VOLT**

**VIELEN DANK FÜR IHRE
AUFMERKSAMKEIT**

Dimensions, Weight, Degree of Protection

**HIGH
VOLT**

Box 1



Width: 850 mm
Height: 463 mm
Depth: 722 mm
Weight: 74 kg
Closed / Open – IP 64 / IP 20

Box 2



Width: 627 mm
Height: 497 mm
Depth: 303 mm
Weight: 62 kg
Closed / Open – IP 64 / IP 20



Dimensions, Weight, Degree of Protection

**HIGH
VOLT**

Box 3



Width: 627 mm
Height: 497 mm
Depth: 303 mm
Weight: 34 kg
Closed / Open – IP 64 / IP 20

Accessory Box 4

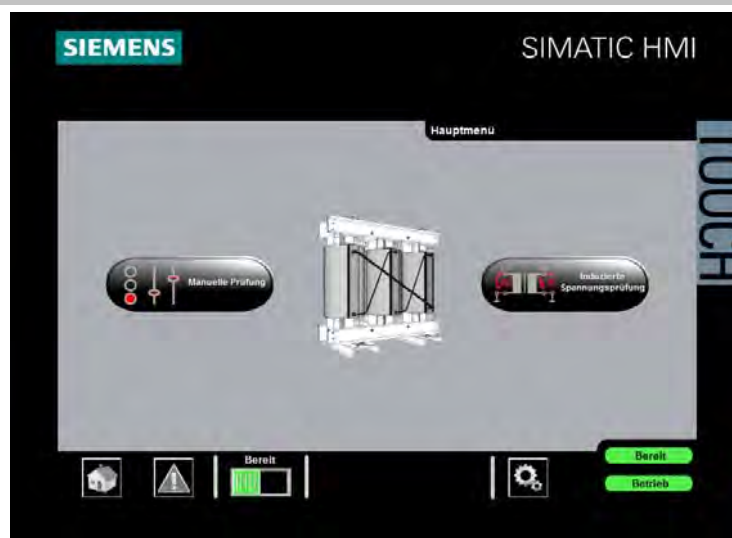
Transport Box for:

- Cables
- Copper foil
- Other accessories
- ...

Width: 627 mm
Height: 497 mm
Depth: 303 mm
Weight: 30 kg
Closed / Open – IP 64 / IP 20

Panel – Main Screen

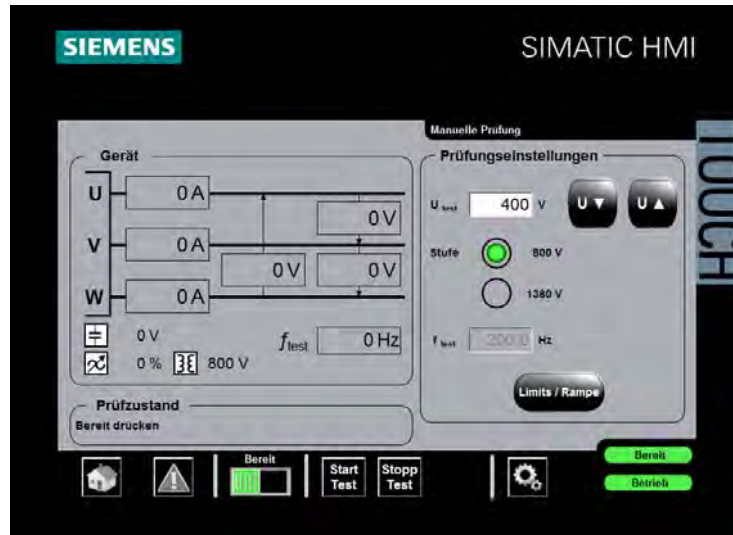
**HIGH
VOLT**





Panel – Manual Test

HIGH VOLT



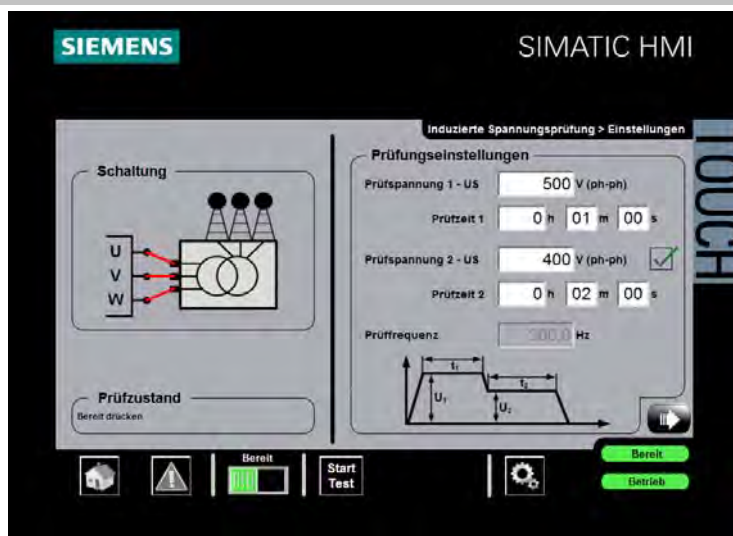
03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

21

Panel – Automatic Test – Setup Page

HIGH VOLT



03.09.2018

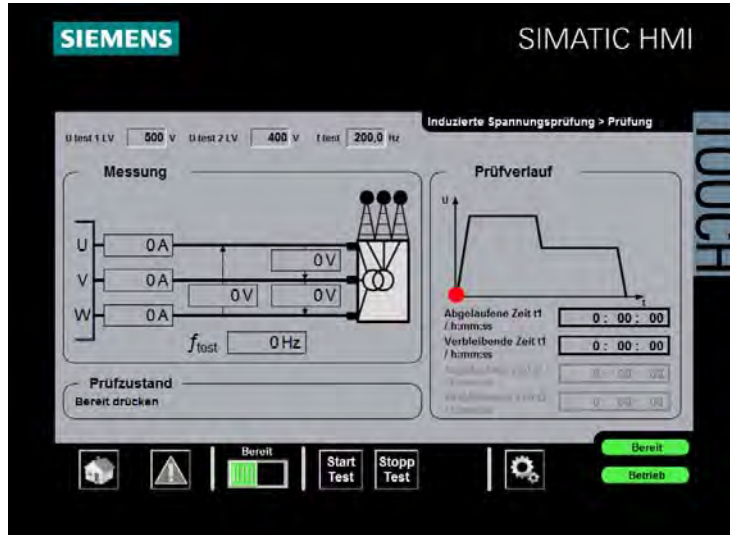
Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

22



Panel – Automatic Test – Test Page

**HIGH
VOLT**



03.09.2018

Field Diagnosis on Transformers for Wind Turbine Applications

23



Mohammad Taghi Imani

Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut



Mohammad Taghi Imani was born in Noor, Iran, in 1984. He received his B.Sc. degree in electrical engineering from Islamic Azad University, Tehran, Iran, in 2008, and the M.Sc. degree from Leibniz Universität Hannover, in 2012. Since 2013, he works as research assistant at Schering-Institute of Leibniz Universität Hannover, Germany. His research interests include power transformer diagnostic methods, insulation oil analysis, and nanofluid development.



Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden für Hochspannungsanwendungen Möglichkeiten und Grenzen



M.Sc. Mohammad Imani
Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme



Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management – Schering-Institut

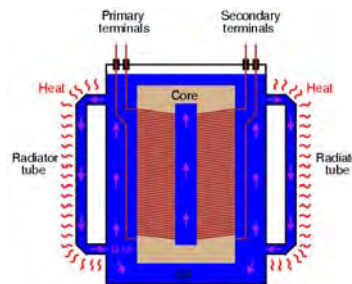


Motivation



Flüssigkeiten als Kühl- und Isoliermittel

© Schering-Institut





Motivation



Entwicklung von Nanofluiden mit besseren

- Thermophysikalischen Eigenschaften
- elektrischen Eigenschaften



Kompaktere Komponenten v.a. Leistungstransformatoren


- Verringerung des Isoliermaterialaufwandes
- Herstellung von kosteneffektiveren elektrischen Betriebsmitteln
- Platzeinsparung




© Schering-Institut

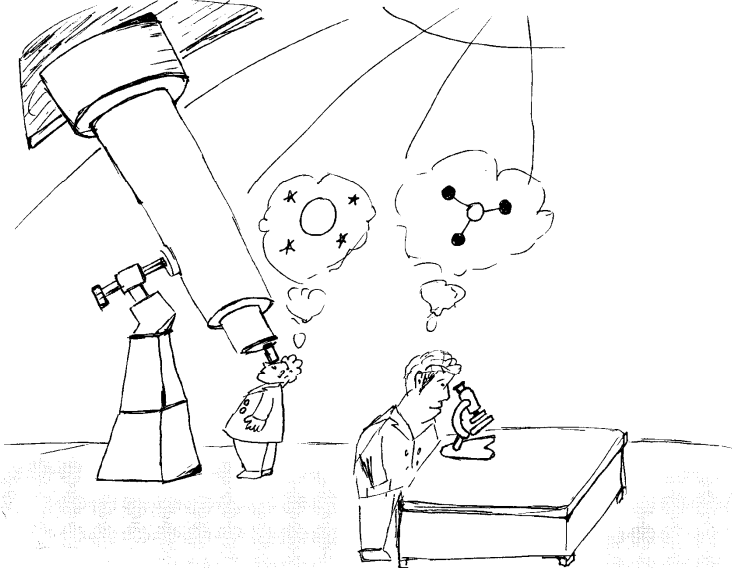
TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 3



Small vs. Big





© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 4



Nanotechnologie



- **Wie alt ist Nanotechnologie?**



© Schering-Institut

A Damascus sword from 1881. The writing on the blade (shown above) says "The Sultan of Aland Khat".


Damascus Sword




Duomo di Milano

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 5



Feststoffe in Flüssigkeiten



- **Einsatz anderer Nanopartikel**

Feststoff	K_{fes} W/(mK)	Flüssigkeit	$K_{flü}$ (W/mK)
Kohlenstoffnanoröhren	≈ 6000	Wasser	0,613
Graphen	≈ 3000	Ethylenglykol	0,253
Diamant	≈ 2300	Glycerin	0,285
Aluminium (Al)	237	Motoröl	0,145
Eisen (Fe)	80,2	Mineralöl	0,115
Aluminiumoxid (Al ₂ O ₃)	39	Honig	0,240

© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 6



IFES **Feststoffe in Flüssigkeiten** Leibniz Universität Hannover

Maxwell-Model für Feststoff-Flüssigkeit-Mischung (1881)

© Schering-Institut

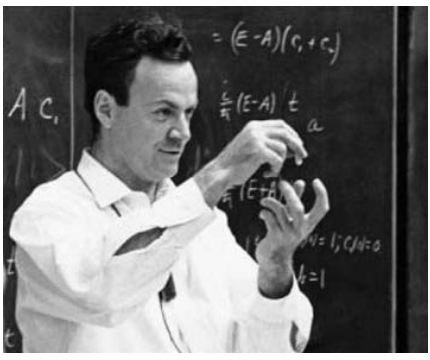


TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 7

IFES **The Science of Small Material** Leibniz Universität Hannover

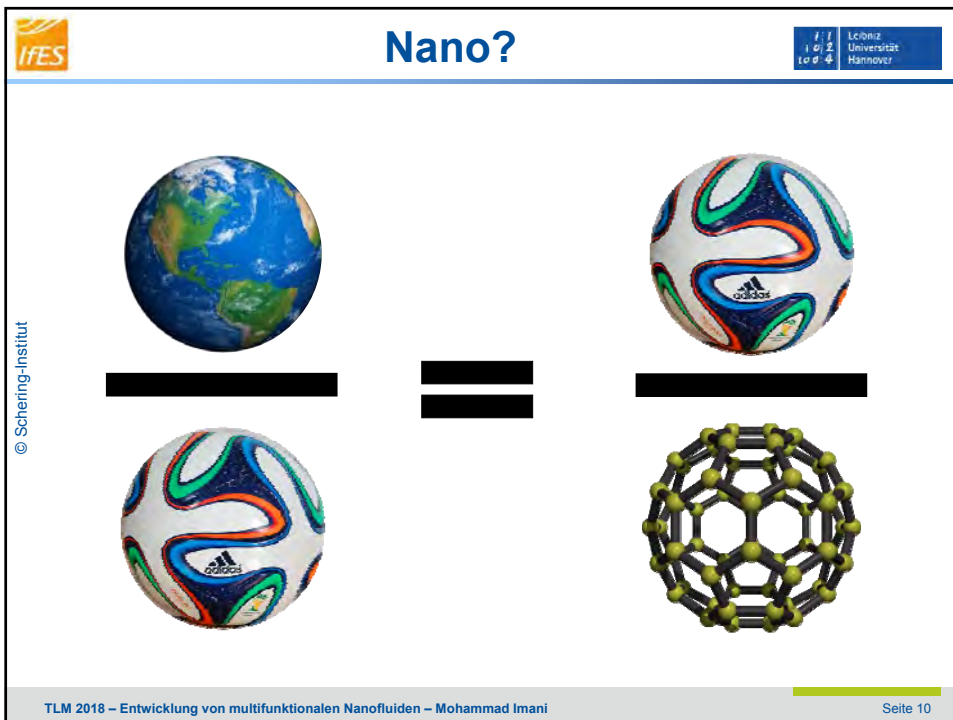
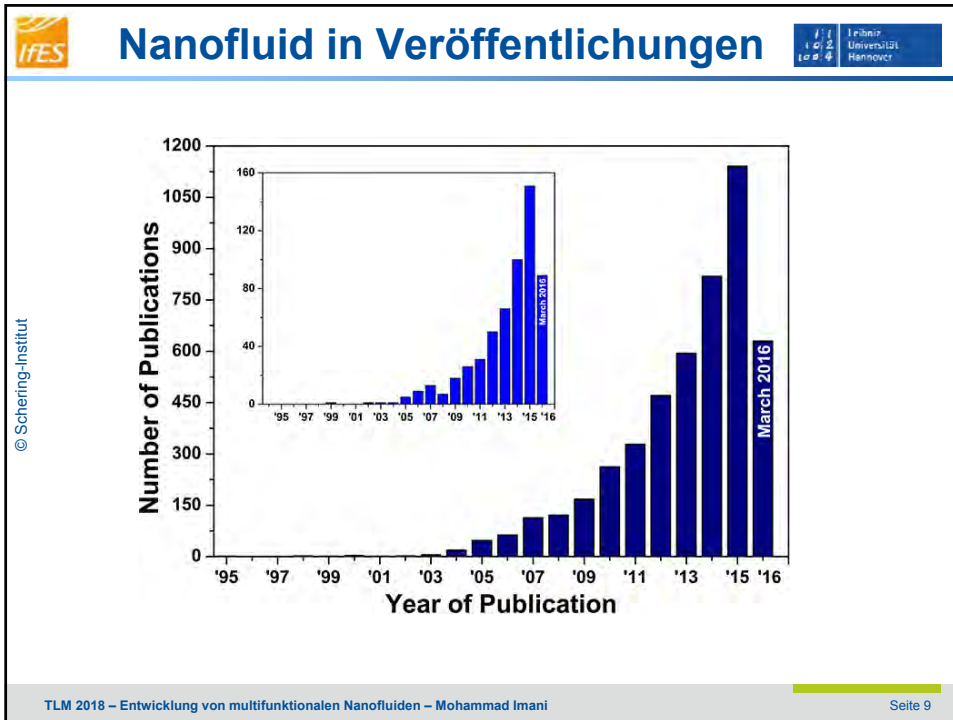
Richard Feynman: There's Plenty of Room at the Bottom

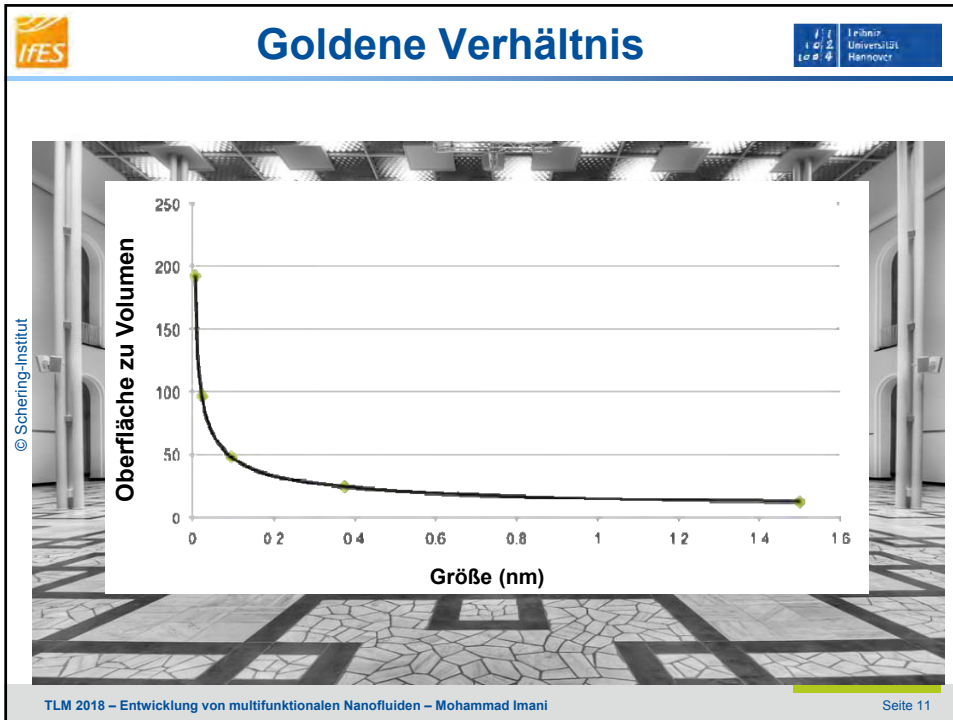
© Schering-Institut









Manipulation und Steuerung von Materie auf Nanoebene

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 8





Herausforderungen

Agglomeration	
Sedimentation	
Viskosität	
Kosten	
Massproduktion	
Gesundheitsgefahr	

© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 12

IFES **Synthese von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

Stabilisierung durch Modifizierung der Oberfläche

© Schering-Institut


TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 13

IFES **Synthese von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover


Stabilisierung durch Modifizierung der Oberfläche

© Schering-Institut

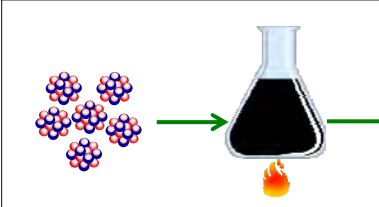
TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 14



Synthese von Nanofluiden

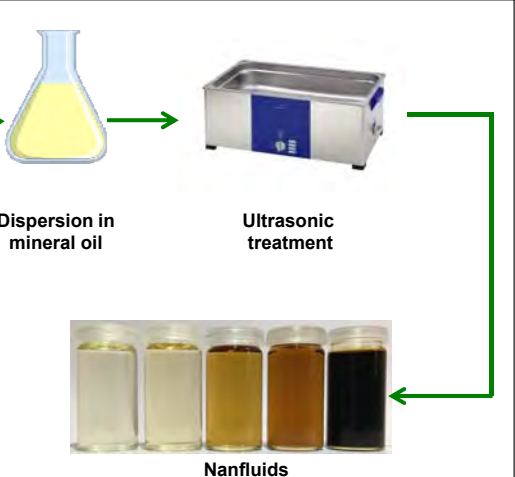


**Fabrication of Nanoparticles
(Bottom-up approach)**



Chemical precursors → Synthesis of nanoparticles as a colloid


**Engineering of Nanofluids
(two-step method)**




Dispersion in mineral oil → Ultrasonic treatment

Nanofluids

© Schering-Institut
TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani
Seite 15



Präparieren von Nanofluiden




- Herstellung von Nanopartikeln (Bottom-up Ansatz)
- Dispergieren in das Mineralöl
- Ultraschallbehandlung
- Trocknen und Entgasen der Nanofluid

© Schering-Institut
TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani
Seite 16

IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

Visuelle Inspektion



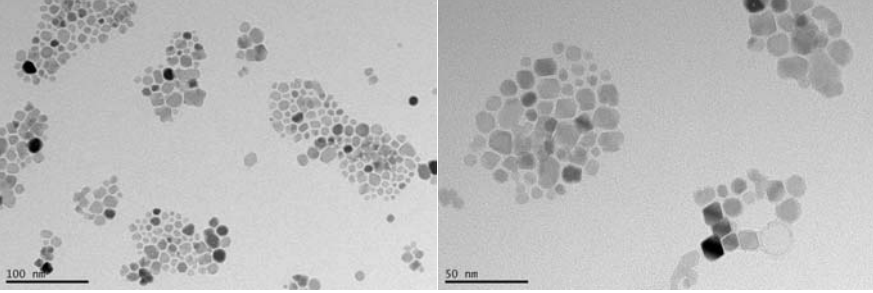
© Schering-Institut

0 g/l 0,01 g/l 0,05 g/l 0,1 g/l 0,5 g/l

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 17

IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

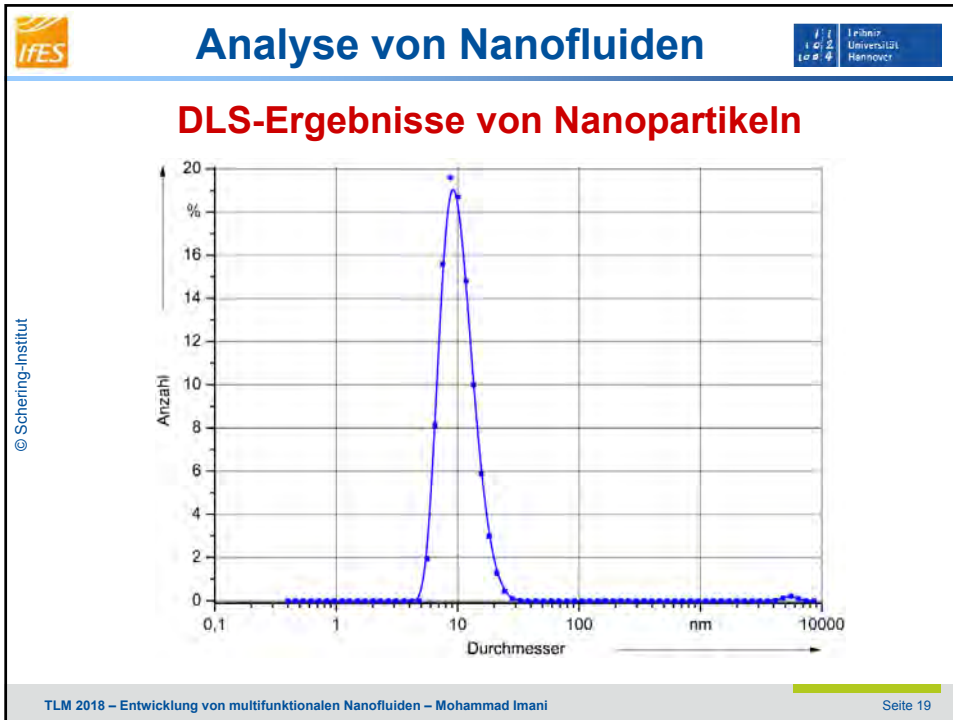
TEM von Magnetit-Nanopartikel



© Schering-Institut

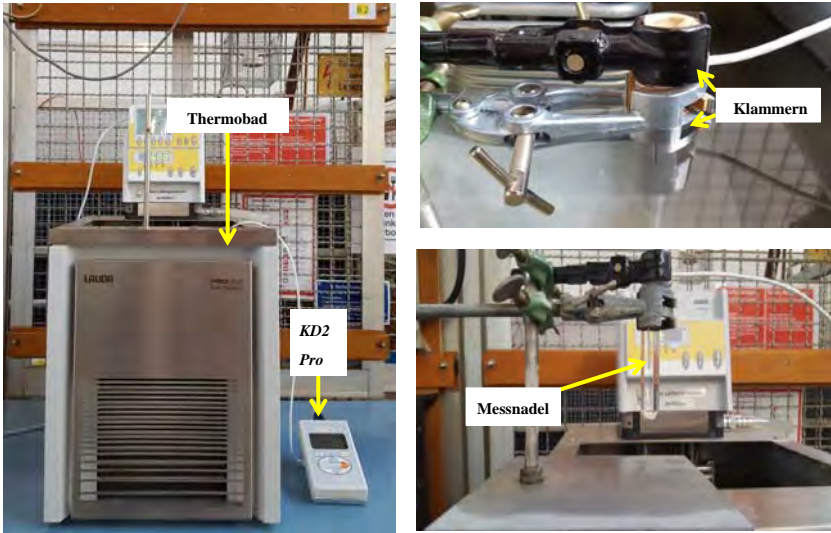
100 nm 50 nm

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 18



IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

▪ **Messaufbau**



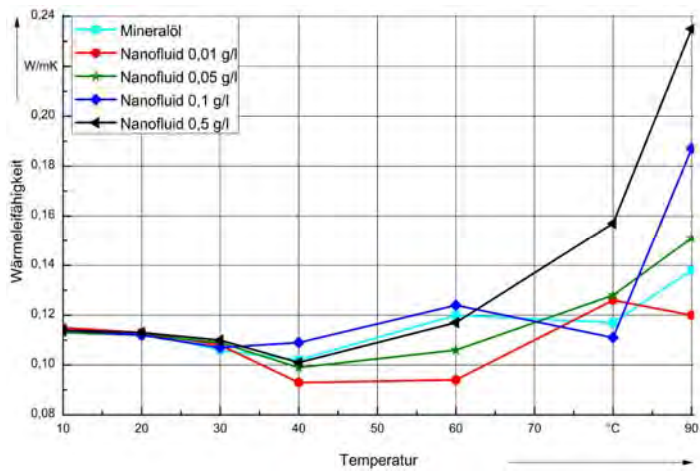
© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 21

IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

Wärmeleitfähigkeit von Nanofluiden




Temperatur (°C)	Mineralöl	Nanofluid 0,01 g/l	Nanofluid 0,05 g/l	Nanofluid 0,1 g/l	Nanofluid 0,5 g/l
10	0.115	0.115	0.115	0.115	0.115
20	0.112	0.112	0.112	0.112	0.112
30	0.108	0.108	0.108	0.108	0.108
40	0.105	0.095	0.105	0.110	0.110
60	0.120	0.095	0.105	0.125	0.125
80	0.125	0.125	0.125	0.115	0.155
90	0.135	0.120	0.150	0.185	0.235

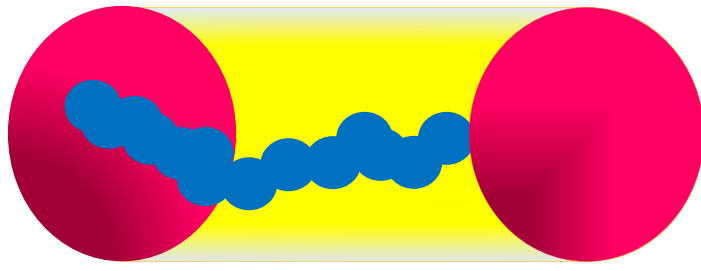
© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 22

IFES **Wärmeübertragungsmechanismus** 


Perkolationstheorie



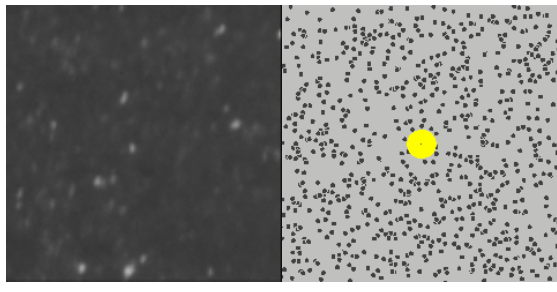
© Schering-Institut

Wärmeübertragung durch Entwicklung von leitfähigen Pfaden

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 23

IFES **Wärmeübertragungsmechanismus** 

Brown'sche Bewegung
unregelmäßige und ruckartige Bewegung kleiner Teilchen



© Schering-Institut

Wärmeübertragung durch Zusammenstöße der Nanopartikel

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 24

IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

Messaufbau - Dynamische Viskosität von Nanofluiden



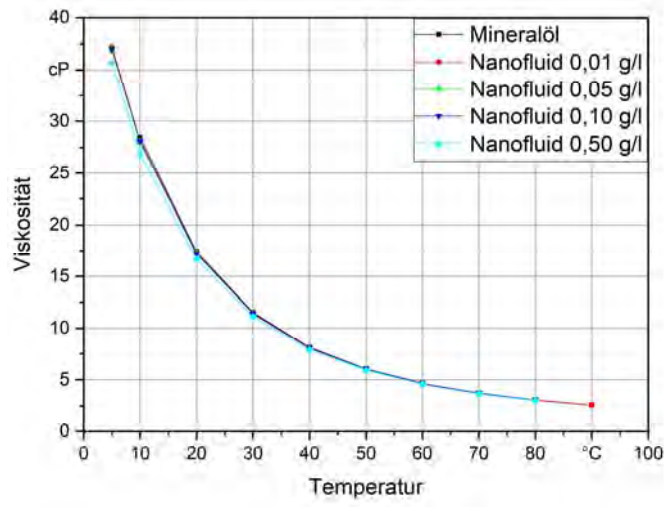
© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 25

IFES **Analyse von Nanofluiden** Leibniz Universität Hannover

Dynamische Viskosität von Nanofluiden

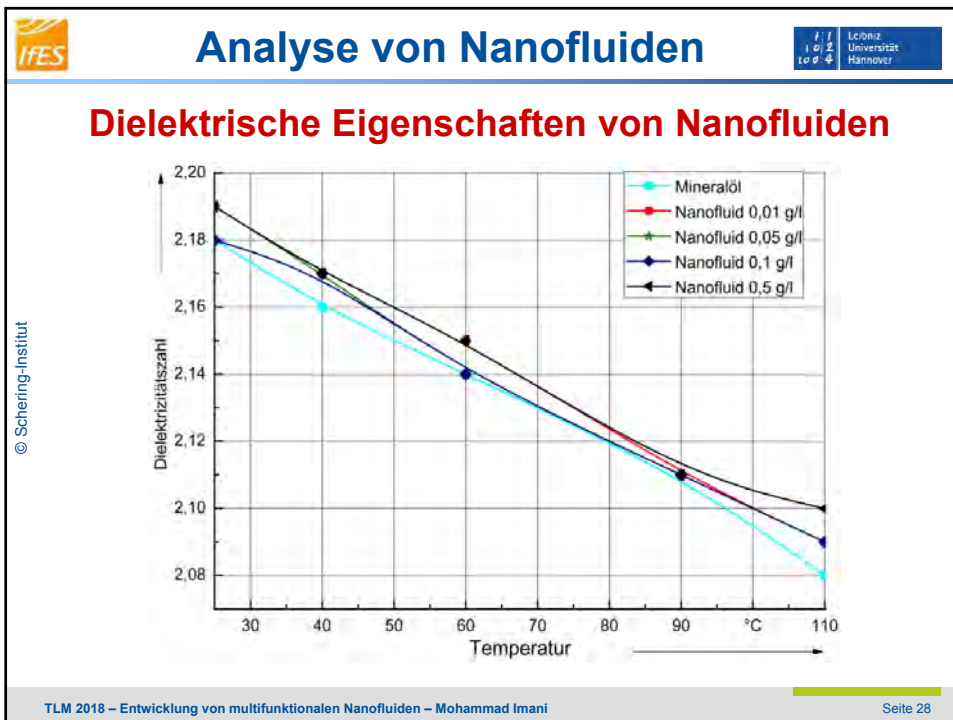
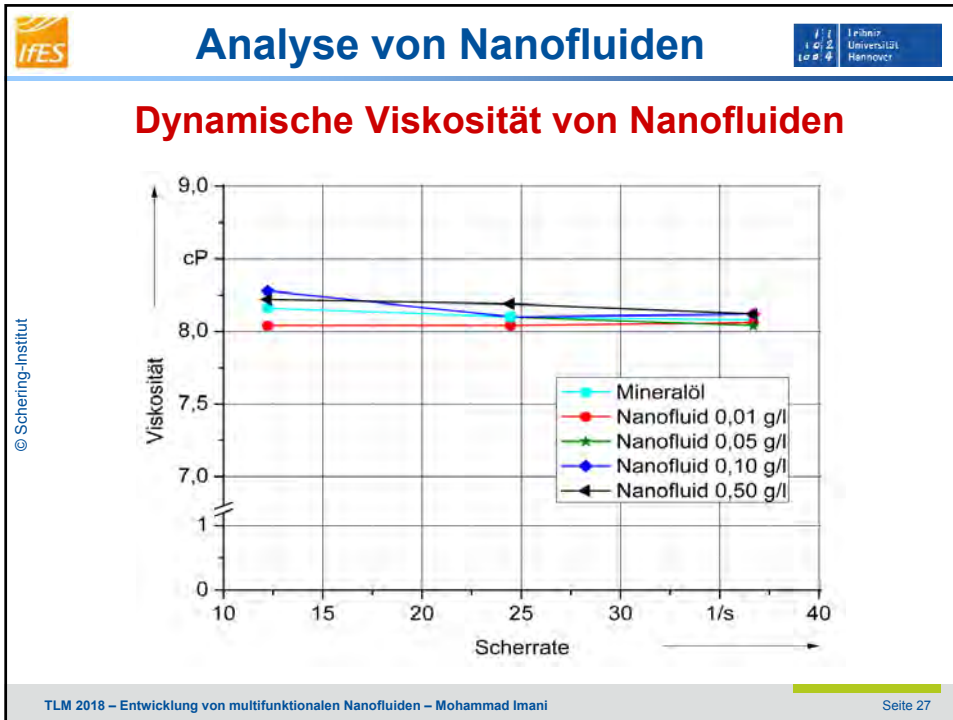


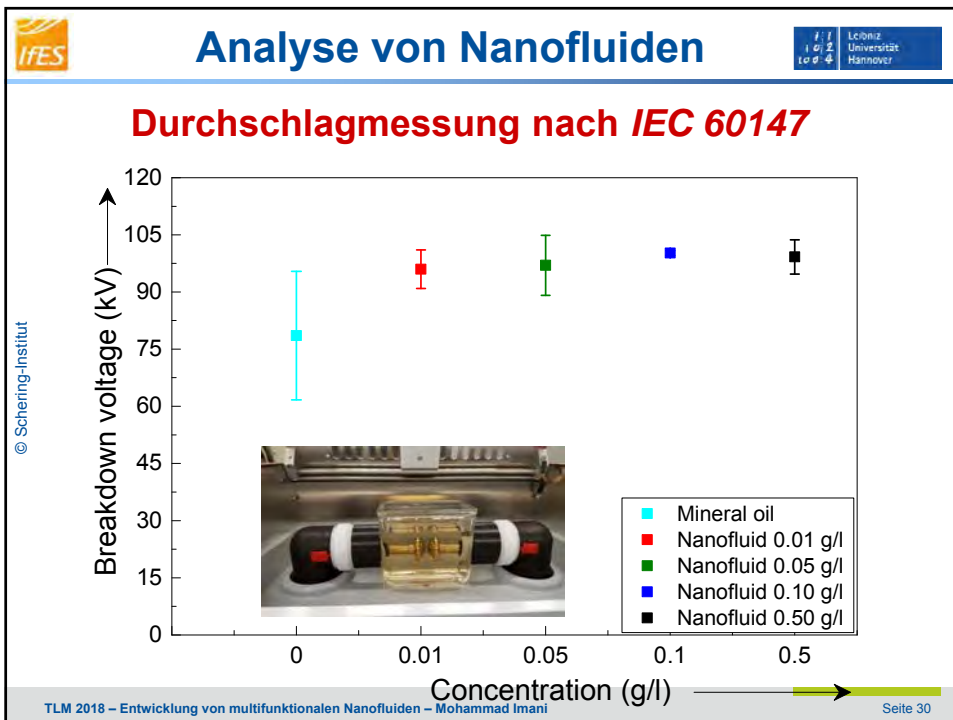
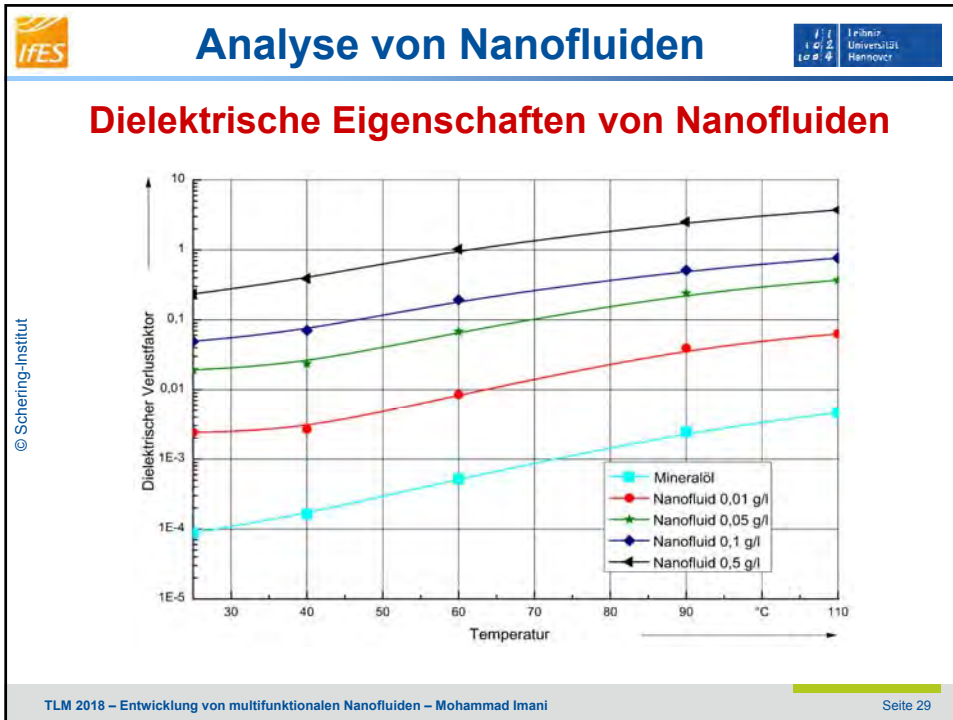
Temperatur (°C)	Mineralöl (cP)	Nanofluid 0,01 g/l (cP)	Nanofluid 0,05 g/l (cP)	Nanofluid 0,10 g/l (cP)	Nanofluid 0,50 g/l (cP)
5	35	35	35	35	35
10	28	28	28	28	28
20	17	17	17	17	17
30	11	11	11	11	11
40	8	8	8	8	8
50	6	6	6	6	6
60	5	5	5	5	5
70	4	4	4	4	4
80	3	3	3	3	3
90	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5

© Schering-Institut

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani

Seite 26





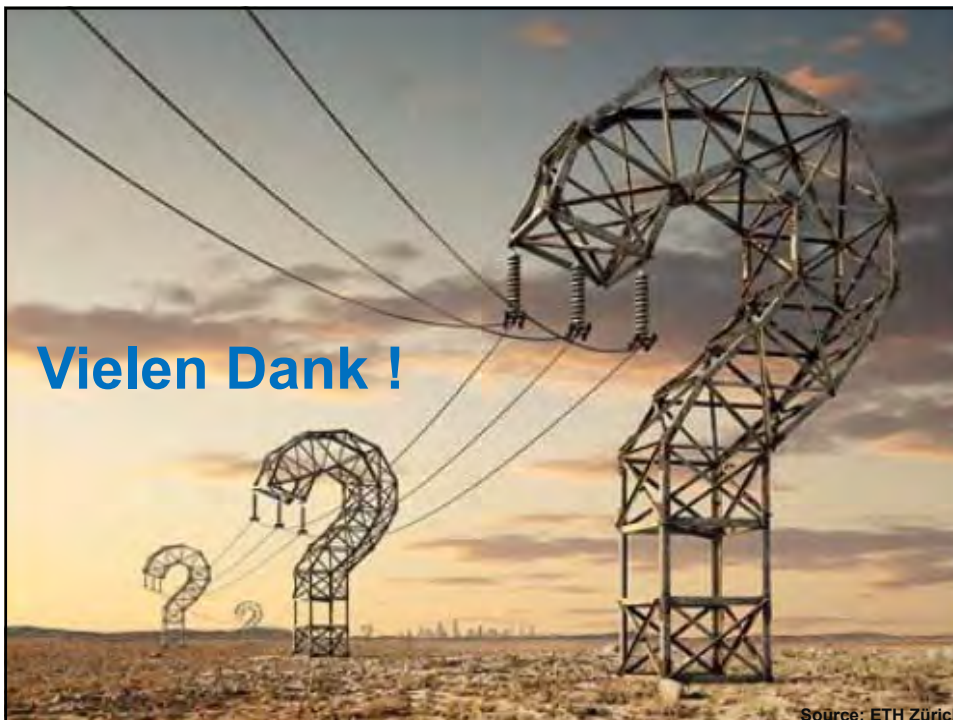
IFES **Durchschlagmechanismus** Leibniz Universität Hannover

● Nanopartikel ● Ion ● Elektron

© Schering-Institut

Elektroneneinfang von leitfähigen Nanopartikeln

TLM 2018 – Entwicklung von multifunktionalen Nanofluiden – Mohammad Imani Seite 31





Tobias Kinkeldey

Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut



Tobias Kinkeldey studierte Elektrotechnik mit der Studienrichtung Elektrische Energietechnik und Hochspannungstechnik an der Leibniz Universität Hannover und erlangte dort den Diplomabschluss im Jahr 2015.

Seither arbeitet er am Institut für Elektrische Energiesysteme, Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management als Wissenschaftlicher Mitarbeiter im Bereich Zustandsdiagnose und Asset Management mit dem Ziel der Promotion.



Untersuchung zur Alterung des Papier- Öl-Dielektrikums

Dipl.-Ing. Tobias Kinkeldey
Transformer Life Management Tagung



© Schering-Institut



Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management
Schering-Institut
Callinstr. 25 A, 30167 Hannover



Gliederung



- Forschungsvorhaben
- Mechanismen der Alterung
- Vorbereitung und Alterung der Proben
- Messergebnisse physiko-chemisch
- Messergebnisse mechanisch
- Alterungsalgorithmus (FIS)
- Zusammenfassung

© Schering-Institut



Forschungsvorhaben



- **Ziele**
 - **Optimale Nutzung und Verlängerung der Lebensdauer von Transformatoren**
 - **Verringerung von außerplanmäßigen Ausfällen**
 - **Durch Projektergebnisse soll aktueller Zustand der Papierisolierung ermittelt werden**
 - **Chemische Alterungsparameter**
 - **Mechanische Alterungsparameter**
 - **Alterungsalgorithmus**



DP = 787




DP = 161


© Schering-Institut

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018


Seite 3




Mechanismen der Alterung




- **Alterungsmechanismen**



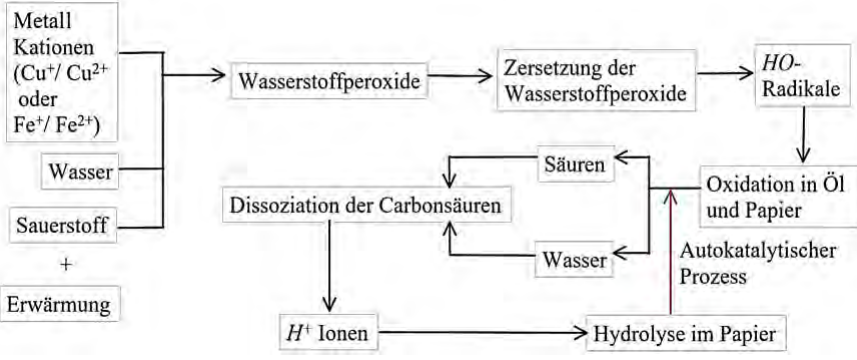
Oxidation
< 60 °C



Hydrolyse
60 – 150 °C



Pyrolyse
> 150 °C



```

graph TD
    Oxidation[Oxidation < 60 °C] --> H2O2[Wasserstoffperoxide]
    Hydrolyse[Hydrolyse 60-150 °C] --> Hplus[H+ Ionen]
    Pyrolyse[Pyrolyse > 150 °C] --> HO[HO-Radikale]
    
    H2O2 --> Zersetzung[Zersetzung der Wasserstoffperoxide]
    Zersetzung --> HO
    
    HO --> OxidationOil[Oxidation in Öl und Papier]
    OxidationOil --> Autokatalyse[Autokatalytischer Prozess]
    
    Hplus --> Dissoziation[Dissoziation der Carbonsäuren]
    Dissoziation --> Hplus
    
    Hplus --> HydrolysePapier[Hydrolyse im Papier]
    
    OxidationOil --> HydrolysePapier
    
    Oxidation --> MetallKationen[Metall Kationen Cu+/Cu2+ oder Fe+/Fe2+]
    Oxidation --> Wasser[Wasser]
    Oxidation --> Sauerstoff[Sauerstoff]
    Oxidation --> Erwärmung[Erwärmung]
    
    H2O2 --> Wasserstoffperoxide
    
    Zersetzung --> Wasserstoffperoxide
    
    Dissoziation --> Säuren[Säuren]
    Säuren --> HydrolysePapier
    
    OxidationOil --> Wasser[Wasser]
    Wasser --> HydrolysePapier
    
```

© Schering-Institut

Quelle: N. Aziz, Ageing assessment of insulation paper, 2012, Manchester

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018

Seite 4

- **Vorbereitung**
 - Trocknung bei 80 °C, 0,1 mbar und 48 h
 - Imprägnierung bei 80 °C und 48 h



- **Alterung**
 - Wärmeschrank bei 130 °C Umluft



- **Proben**
 - 160 g Kraft-Papier (0,1 mm)
 - 66 g Cu-Stab
 - 1600 g Öl
 - Offenes Gefäß
 - Dauer 15 Wochen bei 130 °C



Isolieröl	Eigenschaft
ÖI A	Nicht inhibiert
ÖI B	Inhibiert
ÖI C	Inhibiert

Entnahme	Alterung in h
Start	0
Woche 1	168
Woche 2	336
Woche 3	504
Woche 4	672
Woche 6	1008
Woche 8	1344
Woche 10	1680
Woche 12	2016
Woche 15	2520



IFES **Messergebnisse** Leibniz Universität Hannover

▪ **Gealterte Papierproben (visuell)**

A0 A1 A2 A3 A4 A5 A6 A7 A8 A9 A10 A11 A12 A13 A14 A15

Helles Papier bei Alterung mit uninhibierter Isolierflüssigkeit

A0 A1 A2 A3 A4 A5 A6 A7 A8 A9 A10 A11 A12 A13 A14 A15

Dunkles Papier bei Alterung mit uninhibierter Isolierflüssigkeit

B0 B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 B12 B13 B14 B15

Papier bei Alterung mit inhibierter Isolierflüssigkeit (Öl B)

C0 C1 C2 C3 C4 C5 C6 C7 C8 C9 C10 C11 C12 C13 C14 C15

Papier bei Alterung mit inhibierter Isolierflüssigkeit (Öl C)

© Schering-Institut TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 7

IFES **Messergebnisse** Leibniz Universität Hannover

▪ **Ölproben (visuell)**

Uninhibiertes Isolieröl

Inhibiertes Isolieröl (Öl B)

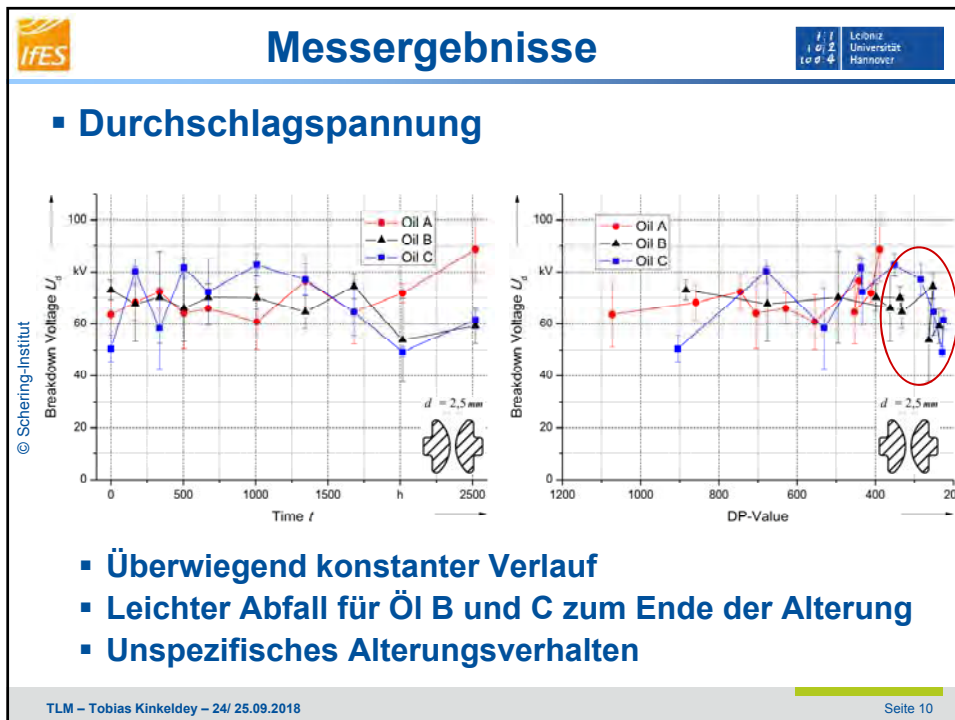
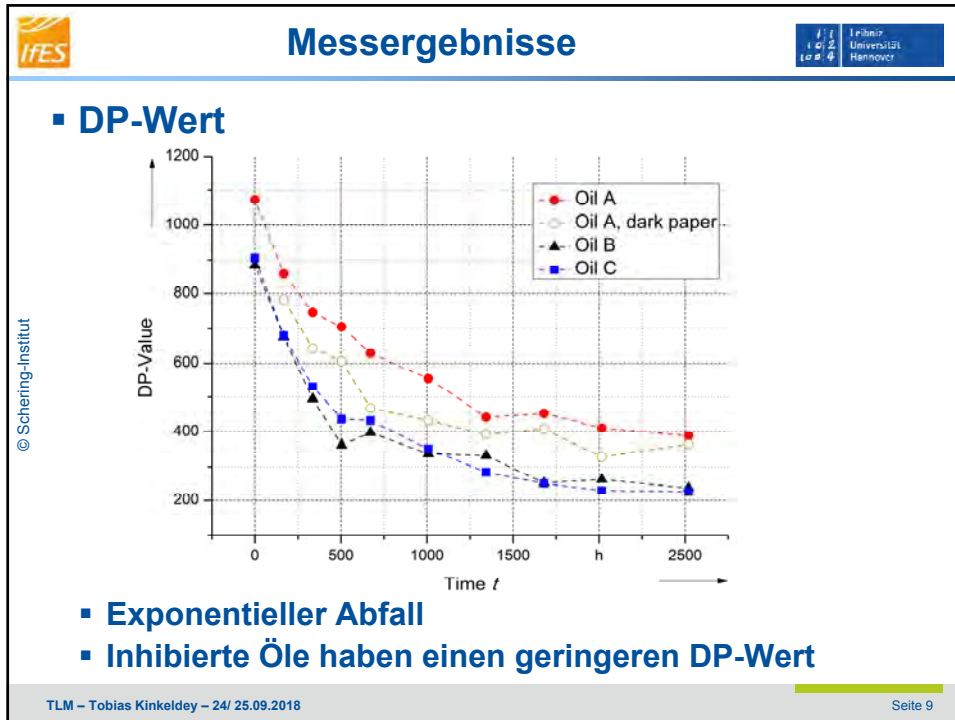
Inhibiertes Isolieröl (Öl C)

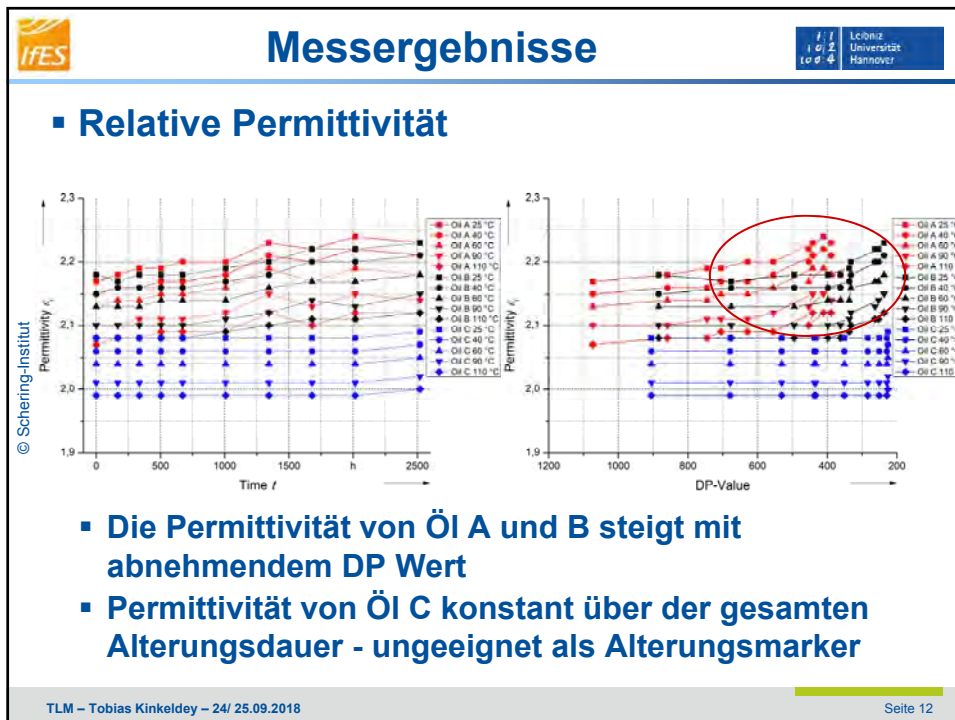
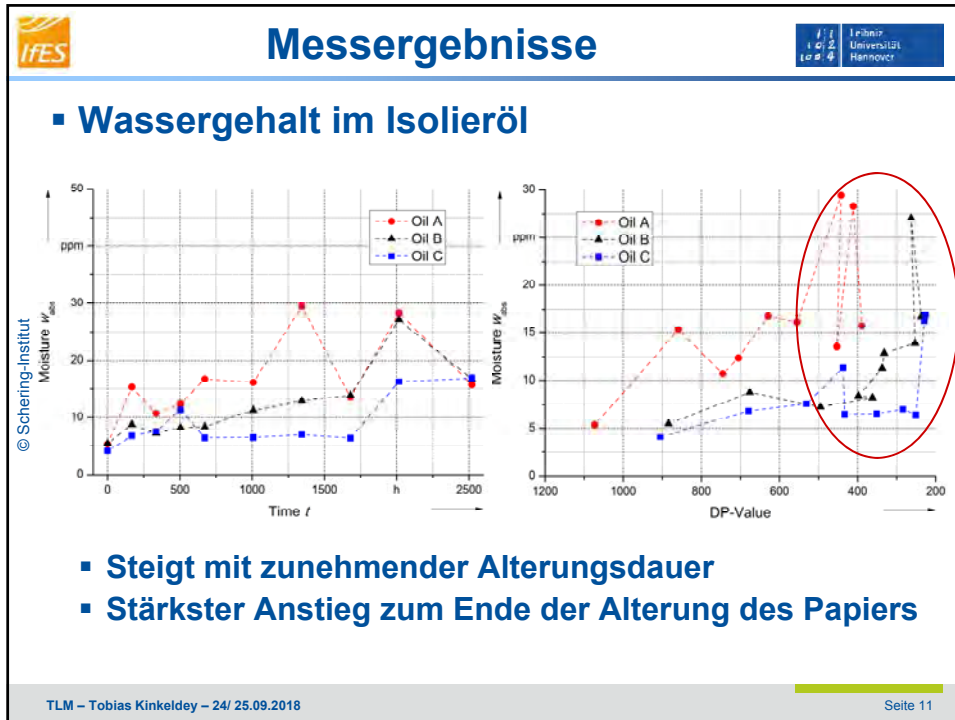
A0 A1 A2 A3 A4 A5 A6 A7 A8 A9 A10 A11 A12 A13 A14 A15

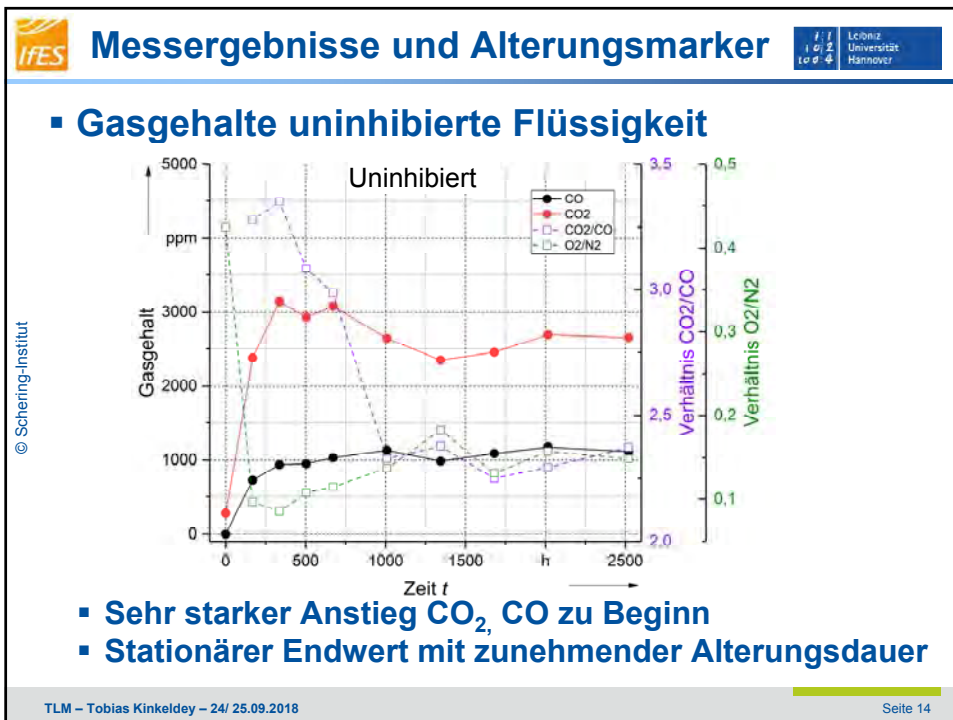
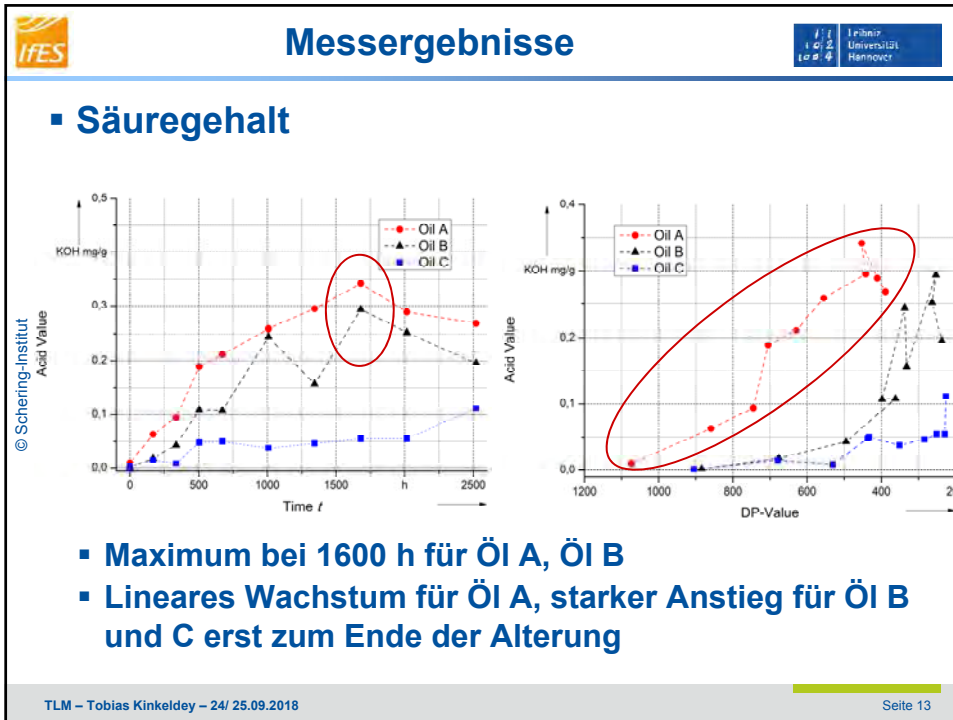
B0 B1 B2 B3 B4 B5 B6 B7 B8 B9 B10 B11 B12 B13 B14 B15

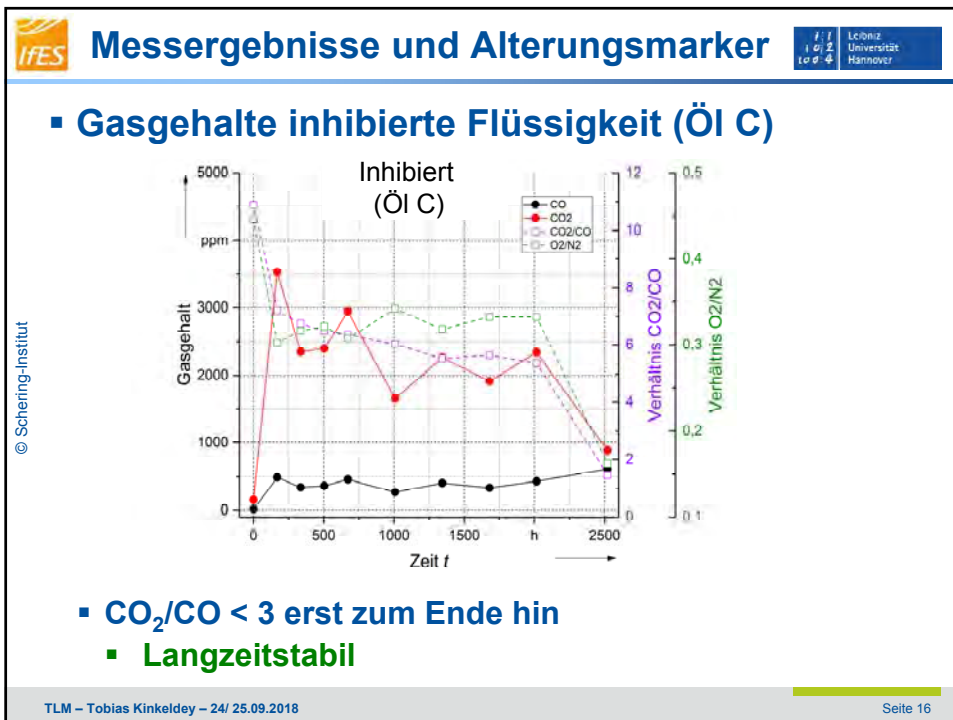
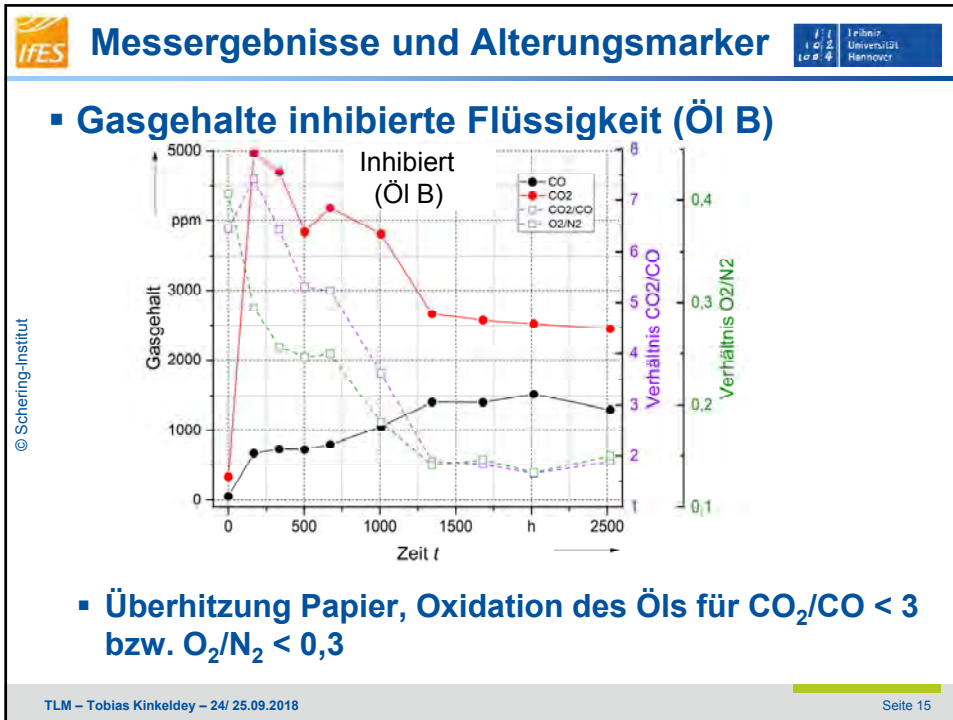
C0 C1 C2 C3 C4 C5 C6 C7 C8 C9 C10 C11 C12 C13 C14 C15

© Schering-Institut TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 8



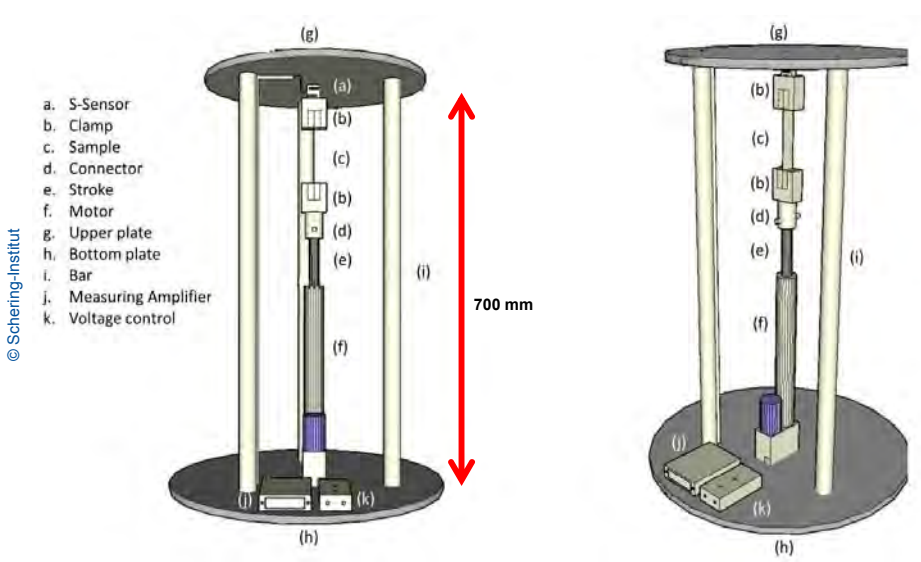






IFES **Zugmaschine** Leibniz Universität Hannover

© Schering-Institut



a. S-Sensor
b. Clamp
c. Sample
d. Connector
e. Stroke
f. Motor
g. Upper plate
h. Bottom plate
i. Bar
j. Measuring Amplifier
k. Voltage control


700 mm

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 17

IFES **Zugmaschine** Leibniz Universität Hannover

© Schering-Institut

- **Technische Daten**
 - **S-Sensor mit Nominalwert 500 N**
 - **Genauigkeit 0,1 % (Standard T-494, 1 %)**
 - **Output - Signal 0,1 mV/V (@FS)**
 - **Freie Weglänge von 100 mm**



X-RAY VIEW

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 18

Zugmaschine

▪ Messablauf

© Schering-Institut

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018

Seite 19

Zugspannung Ergebnisse

▪ Vergleich Zugspannung über DP-Wert

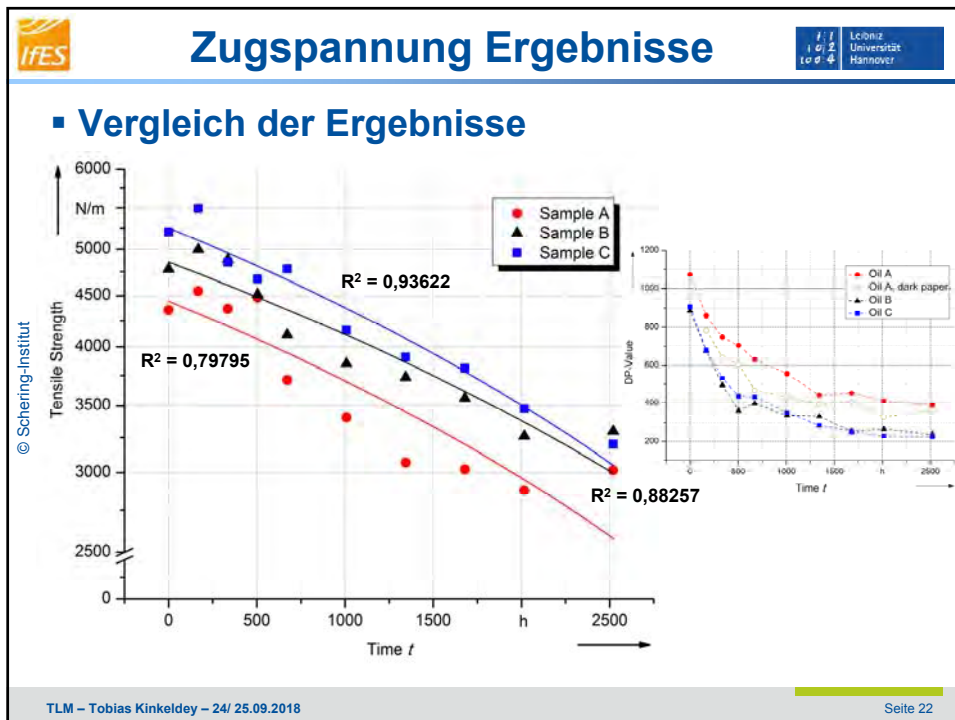
DP	Sample A (N/m)	Sample B (N/m)	Sample C (N/m)
1100	4400	-	-
900	4500	4800	5300
700	4400	4900	5400
600	4300	4900	5400
500	4200	4800	5300
400	4100	4700	5200
300	4000	4600	5100
200	3900	4500	5000


Wide-Span-Test

© Schering-Institut


TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018

Seite 20

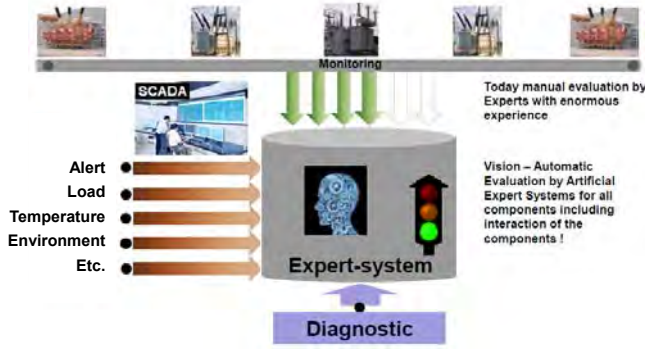




Alterungsalgorithmus




- Ziele
 - Entwicklung eines geeigneten Algorithmus zur Berechnung des aktuellen Zustands der Öl-Papier-Isolierung anhand von Monitoring-Kenndaten
 - Nachbildung der Alterung des Isoliersystems




© Schering-Institut

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 23

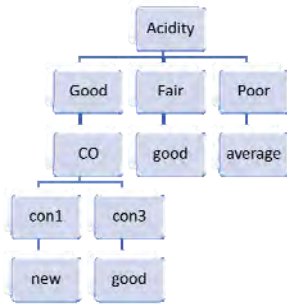


ID 3 Algorithmus



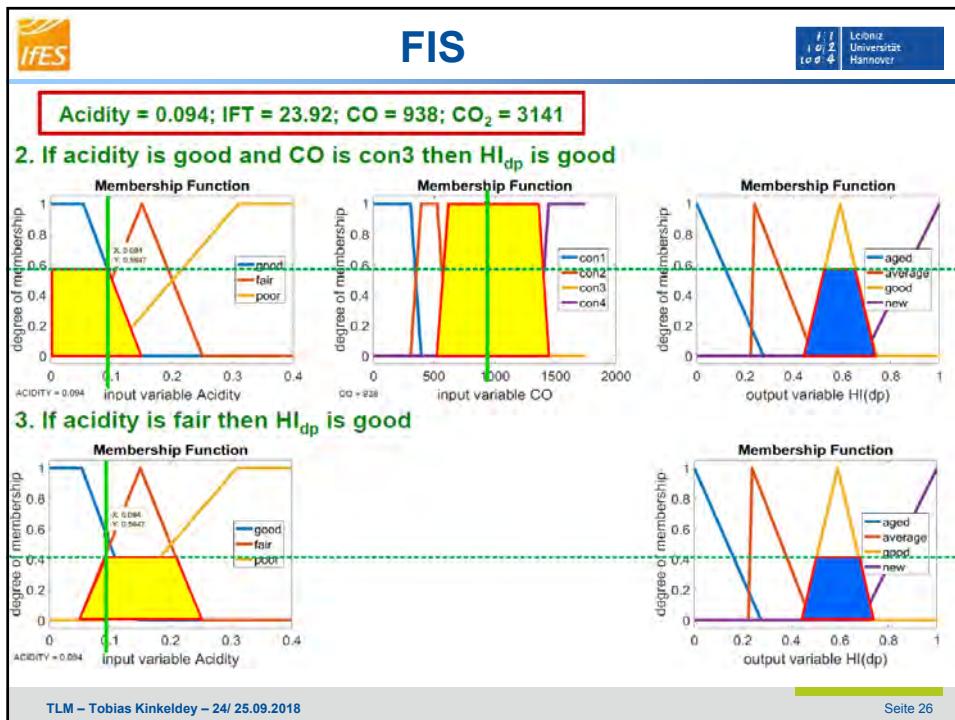
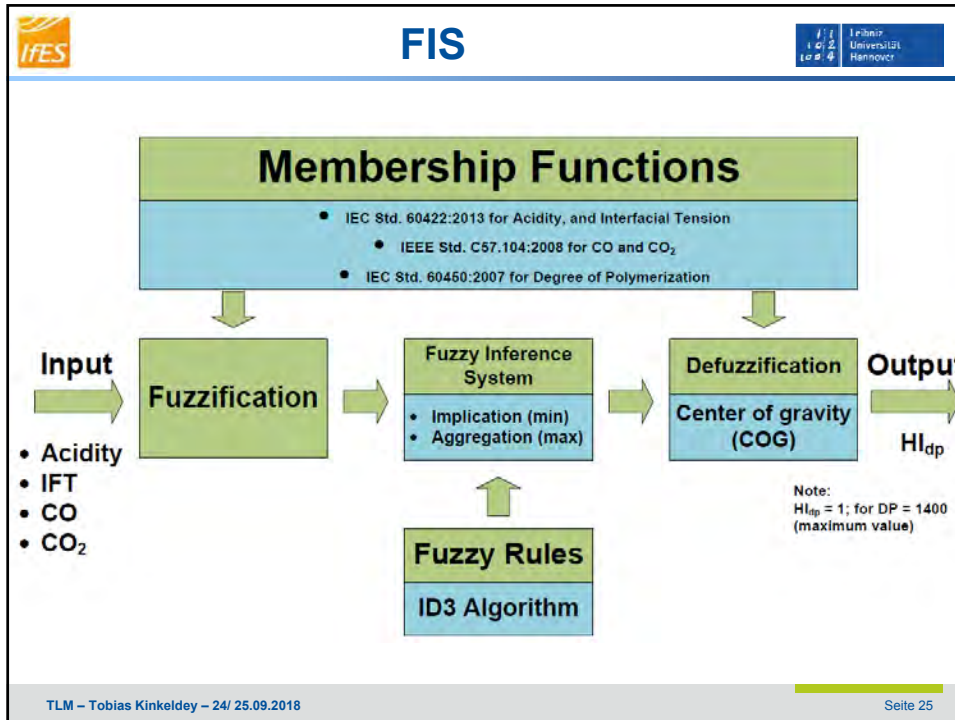
- Korrelation bzgl. des DP Wertes
 - Nachbildung eines Alterungsverhaltens
 - Betrachtung des uninhibierten Mineralöl
 - DP-Werte im Labor gemessen
 - Gewählte Parameter mit höchster Korrelation
 - CO, CO₂, Acidity, IFT
 - Acidity als root

Zustandsbaum uninhibiertes Mineralöl



No.	Rules
1	If Acidity is good and CO is con1 then Hl _(dp) is new
2	If Acidity is good and CO is con3 then Hl _(dp) is good
3	If Acidity is fair then Hl _(dp) is good
4	If Acidity is poor then Hl _(dp) is average

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018 Seite 24





FIS



▪ Anwendung des FIS auf die Messwerte vom Schering-Institut

No.	Samples	Measurement			FIS		
		DP	HI _{dp}	Condition	DP	HI _{dp}	Condition
1	A0	1073.000	0.7664	new	1259.440	0.8996	new
2	A1	859.000	0.6136	good	827.120	0.5908	good
3	A2	745.000	0.5321	good	824.320	0.5888	good
4	A3	705.000	0.5036	good	674.380	0.4817	good
5	A4	629.000	0.4493	average	630.000	0.4500	average
6	A6	555.000	0.3964	average	444.360	0.3174	average
7	A8	442.000	0.3157	average	440.020	0.3143	average
8	A10	453.000	0.3236	average	439.460	0.3139	average
9	A12	411.000	0.2936	average	440.440	0.3146	average
10	A15	389.000	0.2779	average	442.960	0.3164	average

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018

Seite 27



FIS




▪ Fallstudie ▪ Daten einer Transformatorenflotte eines indonesischen Energieversorgers


No. of Transformer	Calculation			FIS		
	DP	HI _{dp}	Condition	DP	HI _{dp}	Condition
1	860.571	0.6147	good	700.00	0.5000	good
2	777.992	0.5557	good	633.780	0.4527	average
3	518.797	0.3706	average	1259.440	0.8996	new
4	1112.406	0.7946	new	1259.440	0.8996	new
7	392.296	0.2802	average	439.460	0.3139	average
8	192.865	0.1378	aged	142.380	0.1017	aged
66	693.664	0.4955	good	439.460	0.3139	average
67	1255.787	0.8970	new	886.200	0.6330	good
68	274.960	0.1964	aged	735.420	0.5253	good
69	269.324	0.1924	aged	751.800	0.5370	good

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018

Seite 28

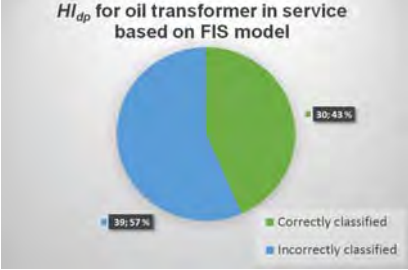


FIS

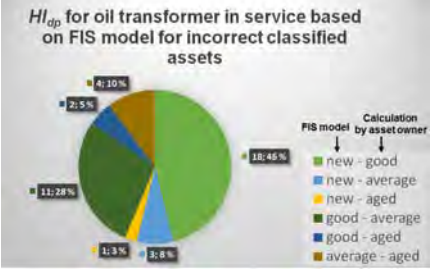


- **Fallstudie**
 - **Ergebnisse bei Anwendung des FIS auf die Flotte des Energieversorgers**

H_{i,dp} for oil transformer in service based on FIS model




H_{i,dp} for oil transformer in service based on FIS model for incorrect classified assets




- **30 von 69 korrekt klassifiziert**
- **Lediglich eine Klassenstufe Fehlermaß bei den nicht korrekt klassifizierten**
- **6 „Ausreißer“**

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018
Seite 29



Zusammenfassung



- **Alterungsverhalten ist abhängig von der Isolierflüssigkeit**
 - **Differenzierung Alterungsmarker pro Öl nötig**
- **Aussagekräftige Alterungsmarker**
 - **Säure, IFT, Gase, Farbumschlag**
- **Gute Ölwerte nicht gleich höchster DP-Wert**
- **Mechanische Papierqualität näherungsweise linear abnehmend**
- **Zustandsanalyse zur mech. Papierqualität ungleich zum DP-Wert**
 - **Weiterer Forschungsbedarf mit Zero-Span-Versuch**
- **Entwicklung eines Fuzzy-basierten Alterungsalgorithmus mit Übertragbarkeit auf reale Transformatorenflotten**

TLM – Tobias Kinkeldey – 24/ 25.09.2018
Seite 30



Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

Hochschule Bremen



Professor Dr. Michael Hartje hat an der heutigen Leibniz Universität Hannover Elektrotechnik studiert und wurde am Schering-Institut, Leibniz Universität Hannover, über Teilentladungsmessungen an Transformatoren 1989 promoviert. Von dort wechselte er zu RWE Energie, Essen, wo er als innerbetrieblicher Berater für die Regionalversorgungen in verschiedenen Funktionen tätig war. Er wurde 1997 an die Hochschule Bremen auf die Professur Hochspannungstechnik berufen. Neben einer mehrjährigen Dekanstätigkeit lehrt er sowohl Hochspannungstechnik als auch elektrischen Energietransport sowie Messtechnik und Grundlagen der Elektrotechnik an mehreren umgebenden Hochschulen.

Er arbeitet auf dem Gebiet von Hochspannungsmesstechnik und elektrischem Energietransport. Dazu veröffentlichte er in den letzten Jahren regelmäßig Konferenzbeiträge. Er ist Mitglied im Vorstand des VDE Nordwest.





Neues zur FRA-Interpretation

Von Prof. Dr.-Ing. Michel Hartje,

Labor Hochspannungstechnik, Hochschule Bremen, email: hartje@etech.hs-bremen.de

Die Analyse der frequenzabhängigen Antwort auf eine Anregung zwischen 10 Hz und 10 MHz hat, obwohl deutlich älter, erst in den 1990-iger Jahren eine breitere Anerkennung als ergänzendes Verfahren zur Erkennung von Änderungen am Wicklungsaufbau erlangt. Sie wird heute als Frequency Response Analysis (FRA) bezeichnet. Auch wenn die IEC 60076-18 [1] das Messverfahren zur FRA gut beschreibt, hat sich 2016 die Arbeitsgruppe CIGRE WG A2.53 im Zusammenschluss mit IEC- und IEEE-Arbeitsgruppen gebildet, um die Interpretation der Messergebnisse zu verbessern. Erste Ergebnisse der Arbeitsgruppe sind in [2] zu lesen.

Das FRA-Verfahren beruht darauf, dass Wicklungsdefomationen und elektrische Änderungen der Wicklung auch das elektrische Ersatzschaltbild aus R-L-C-M (Widerstand, Induktivität, Kapazität und Gegeninduktivität) so ändert, dass dies zu einer Änderung der Antwort auf einen Frequenzdurchlauf führt.

In der Regel wird die Übertragungsfunktion von einem Anschluss einer beliebigen Wicklung auf einen zweiten Anschluss der gleichen oder einer anderen Wicklung gemessen und der Betrag der gemessenen Amplituden im doppelt logarithmischen Maßstab als dimensionsloses Verhältnis in Dezibel dargestellt. Durch Vergleiche mit baugleichen Transformatoren oder einer zeitlich vorhergehenden Referenzmessung können auftretende Abweichungen in den Amplitudenverläufen identifiziert und interpretiert werden. Bevorzugt werden gemäß Norm Messungen längs einer Wicklung von Anfang zum Ende aber auch von Primär- zur Sekundärwicklung einer Phase. Die Eigenschaften des Wicklungsaufbaus und dessen Kopplung wird im Bereich von einigen kHz bis etwa 1 MHz gut erfasst. Unterhalb nimmt die Remanenzinduktion des Kerns, oberhalb die Anschlusstechnik bei der Messung erheblichen Einfluss auf die gemessenen Amplitudenverläufe [3].

Sowohl die einzelnen Wicklungen eines Drehstromtransformators, als auch baugleiche Transformatoren einer Baureihe weisen zueinander kaum Abweichungen im Amplitudenspektrum für die Wicklungen aus. Dies ist auf die teilweise nur geringen Unterschiede der Wicklungen zurückzuführen.

Es gibt eine Vielzahl von Einflussparametern, die die Messergebnisse so beeinflussen, die eine Interpretation der Messung gegenüber einer Referenzmessung schwierig machen. Eine genaue Dokumentation der Messung mit allen Einflüssen aus Erdung, Schaltzustand und Anschlüssen ist daher Voraussetzung für die weitere Interpretation.

Diese als hoch komplex anmutende Interpretation der Amplitudenverläufe wird bisher durch numerische Indizes aus den Messdaten oder durch die Beobachtung der Änderungen der Resonanzfrequenzen vereinfacht.

Ein eher physikalischer Ansatz der Interpretation basiert auf dem R-L-C-M-Modell der Wicklungen, meist als „whitebox-Modell“ bezeichnet. Die Messergebnisse werden hier Grundlage einer Dekomposition des internen elektrischen Netzwerkes mit dem Ziel über die numerischen Änderungen der Bauteile auch auf den Ort der Veränderung in der Wicklung zu schließen.

Die erläuterten whitebox-Modellansätze mit konzentrierten Elementen beruhen typischerweise auf den FRA-Messungen der Übertragungseigenschaften zwischen zwei Anschlüssen. Eine physikalische Interpretation und Dekomposition des Ersatzschaltbildes ist dadurch erschwert, dass nur numerische Verhältniswerte bei der FRA ermittelt werden. Daher wird derzeit in der CIGRE WG A2.53 eine indexbasierte numerische Interpretation für eine Routinekontrolle mit geringem Interpretationsaufwand favorisiert.

Das dann aus konzentrierten Elementen bestehende R-L-C-M-Modell des whitebox-Modells abgeleitet aus der FRA-Messung basiert auf der Annahme räumlich gedrängter Aufbauten mit geringer Laufzeit. Neuere Ansätze basieren auf einer Messung des Reflexionsfaktors an nur einem Anschluss der Wicklung und ggf. Messungen an weiteren Anschlüssen des Transformators [4, 5]. Dadurch wird der Messaufbau deutlich vereinfacht.



Das Messen des Reflexionsfaktors erlaubt die Einbeziehung eines laufzeitbehafteten Leitungsmodells der gemessenen Wicklung. Die Transformation der Messergebnisse in den Zeitbereich ermöglicht dann eine ortsabhängige Auflösung der Messergebnisse und damit eine orts aufgelöste Interpretation der Abweichungen zwischen verschiedenen Messungen [6].

Eine vereinfachende und zusammenfassende Betrachtung wird in [7] vorgeschlagen. In ersten Untersuchungen konnte ein Wicklungsfehler mittels Vektornetzwerkanalysator und zweier Reflexionsfaktormessungen lokalisiert werden. Der aus dem komplexen Reflexionsfaktor gewonnene frequenzabhängige Betrag der komplexen Eingangsimpedanz $|Z_{11}|$ der Transformatorwicklung wird als Kennzahl zusammengefasst. Die Messung erfolgt mit einem Vektornetzwerkanalysator, wie in [4, 5] beschrieben. Die erwähnte Kennzahl beschreibt dann das Amplitudenverhältnis der Abweichungen zwischen den beiden Messungen bei gestörtem und ungestörtem Wicklungsaufbau. Damit wird eine Lokalisierung von Fehlern längs der Wicklung durch 2 Messungen von jedem Ende der Wicklung her möglich.

Im Laboraufbau mit einem kleinen Netztransformator (100 kVA, 30 / 0,4 kV, Yz5) wurden verschiedene Messungen (Foliensatz) durchgeführt. Die Hochspannungswicklung ist hier als Scheibenwicklung ausgelegt. Die Übergänge zwischen den Scheiben sind auf eine Buchsenleiste herausgeführt. Die Messung erfolgt hier am Hochspannungsanschluss der linken Wicklung U.

Die Messergebnisse (Foliensatz) belegen die prinzipielle Funktion der begonnenen Ansätze, mit denen es gelingt, eine lokale Zuordnung des Fehlers zu ermöglichen.

Erstmals scheint damit zum Greifen nahe ein Ansatz, mit dem eine räumliche Auflösung der Abweichungen in einer erweiterten und speziellen FRA-Messung möglich wird, die über die bisher beschriebenen Messungen der in den Normen beschriebenen FRA deutlich hinausgeht. Das Verfahren befindet sich heute jedoch noch in einem frühen Stadium und erfordert weitere Forschungsaktivitäten.

Quellen

- [1] IEC 60076-18 (2012)
Power transformers – part 18: measurement of frequency response
IEC Standard, 2012
- [2] P. Picher, S. Tenbohlen, M. Lachman, A. Scardazzi, P. Patel
Current state of transformer FRA interpretation: On behalf of CIGRE WG A2.53.
Procedia Engineering, Vol 202, 2017, S.3-12.
- [3] O. Kouzmine, P. Werle, M. Steiger, M. Krüger, W. Pichler, J. Szczechowski
Reproduzierbarkeit von FRA-Messungen als Diagnosemethode an Leistungstransformatoren.
In VDE-ETG FB 104, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 19-20. Sept. 2006, Kassel.
- [4] M. Hartje
A new way of FRA (FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS), 19. Int. Symp. High Voltage,
23.-28. Aug. 2015, Pilsen, Tschechien.
- [5] M. Hartje, P. Werle
Wicklungsaufbau abgeleitet aus modifizierter FRA. In: VDE-ETG Hochspannungstechnik,
14.-16. Nov. 2016, Berlin.
- [6] M. Hartje
Neue Entwicklungen im Bereich FRA für Transformatoren, Omicron Diagnosewoche,
13.-17. März 2017, Bregenz, Österreich.
- [7] M. Rahimbakhsh, S. Seifi, P. Werle, E. Gockenbach, M. Hartje
Feasibility of Winding Faults Detection in Power Transformers based on a Novel Reflection Method.
In: VDE-ETG Hochspannungstechnik 2018, Berlin. (eingereicht)



Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber

Hochschule Zittau/Görlitz



Stefan Kornhuber studierte Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Graz. Er erhielt sein Diplom in 2005 und promovierte 2007. Bis 2006 arbeitete er an der Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH an der Technischen Universität Graz im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Berechnung und Untersuchung transienter Vorgänge in der Energietechnik. Zwischen 2006 bis 2013 arbeitet er für Lemke Diagnostics GmbH und Doble Lemke GmbH in verschiedenen Bereichen. Ab Februar 2013 war er für ABB AG im Transformatorwerk in Halle tätig und leitet den Bereich Zustandsbeurteilung von Transformatoren und ab März 2014 die Prüffelder im Bereich Engineering Solutions. Im Oktober 2014 folgte er den Ruf an die Hochschule Zittau / Görlitz - Professur für Hochspannungstechnik / Theoretische Elektrotechnik. Die Forschungsschwerpunkte setzt er auf äußeren und inneren Grenzflächen von polymeren Isolierstoffen, deren Prüf- und Messmethoden und deren technischen Diagnostik. Er ist Mitglied von verschiedenen Arbeitsgruppen bei der CIGRE, IEC und dem DKE und leitet die Arbeitsgruppe CIGRE D1.58 und IEC TC 112 WG 3.





BEITRAG ZUR WEITERENTWICKLUNG VON ENTHROPIEBASIERENDEN HEALTH INDEX VERFAHREN

Stefan Kittan, Stefan Kornhuber
Hochschule Zittau/Görlitz

Einleitung

Durch die hohe Relevanz sowie dem hohen Wert von Verteil- und Leistungstransformatoren ist eine zuverlässige Zustandsbewertung dieser technischen Systeme von großer Bedeutung. Zusätzlich steht das deutsche Übertragungsnetz durch die Energiewende und dem mangelnden Netzausbau vor besonderen Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund ist der zuverlässige Betrieb der Netztransformatoren umso wichtiger. Daher werden im Rahmen eines Forschungsprojektes bestehende Bewertungsverfahren in einem umfassenden Diagnosewerkzeug zusammengefasst.

Das Gebiet der Transformatorendiagnose ist weitreichend erforscht. Dabei fokussieren bestehende Diagnoseverfahren und Lösungen zur Zustandsbewertung einzelne Verfahren, wie beispielsweise die Bewertung der im Öl gelösten Gase. Somit wird durch diese Verfahren nicht die gesamte zur Verfügung stehende Information genutzt. Um diesem Umstand zu begegnen und die Diagnosequalität zu verbessern, greift das neu entwickelte Werkzeug auf alle verfügbaren Systeminformationen zurück. Um dies zu realisieren ist das Werkzeug modular aufgebaut. Durch die damit erreichte Flexibilität wird eine einfache Erweiterbarkeit, z.B. auf neue Transformatorentypen oder neue Diagnoseverfahren, erzielt. Zwei der Hauptmodule sind das Diagnosemodul sowie das Modul zur Zustandsbewertung eines Transformators. Dabei wird das Diagnosemodul eingesetzt, wenn ein Transformator vom normalen Systemverhalten abweicht. Das Modul besteht aus einer Messwertinterpretation sowie aus einem graphbasierten Diagnosealgorithmus. Dabei werden alle verfügbaren Messwertinformationen durch die Messwertinterpretation analysiert und bewertet. Bei der Bewertung wird eine Einschätzung zum Transformatorzustand, z.B. unauffällig oder fehlerhaft, basierend auf dem jeweiligen Messwert bestimmt. Für die Diagnose wurde eine Datenbasis zu den wesentlichen Transformatorbestandteilen und deren möglichen Defekten oder Fehlern entwickelt. Weiterhin sind in dieser Datenbasis bekannte Messverfahren den Defekten bzw. Fehlern zugeordnet. Da die Zusammenhänge in Bezug auf Transformatorenfehler sehr komplex sind, wurde die Datenbasis als Graph realisiert. Dies erlaubt die notwendige, einfache Auswertbarkeit und Erweiterbarkeit. Der Diagnosealgorithmus fasst die Ergebnisse der Messwertinterpretation zusammen und stellt mit Hilfe der Datenbasis ein Ranking an Diagnoseaussagen zusammen. Dabei werden in jeder Diagnoseaussage eine Transformatorenkomponente sowie ein möglicher Defekt/Fehler aufgezeigt.

Befindet sich ein Transformator im Normalbetrieb und alle Routinemessungen sind unauffällig, ist das Durchführen einer Diagnose nicht zielführend. Dennoch ist der Zustand des Gesamtsystems in Hinblick auf die Planung von Instandsetzungsarbeiten oder auf die Abschätzung der Zuverlässigkeit von Bedeutung. Eine gebräuchliche Methode zur zusammenfassenden Zustandsbewertung bieten Health Index (HI) Verfahren. Daher sind im Modul zur Zustandsbewertung aktuelle HI Verfahren implementiert. Der vorliegende Beitrag fasst die Erfahrungen aus der Literaturrecherche zu den HI Verfahren zusammen. Darauf aufbauend wird ein modifizierter entropiebasierter HI vorgestellt. Durch diesen Ansatz werden die Ergebnisse der bestehenden Verfahren sinnvoll ergänzt und somit die Qualität der Zustandsbewertung weiter verbessert.

Literaturstudie zu bestehenden HI Verfahren

Überblick und klassische HI Verfahren

Für die Entwicklung des Zustandsbewertungsmoduls wurde eine Literaturrecherche basierend auf 21 Veröffentlichungen durchgeführt. Dabei wurden 13 verschiedene HI Verfahren betrachtet, verglichen und für die Implementierung ausgewählt. Methodisch teilen sich die HI Verfahren in klassische Ansätze sowie in künstliche Intelligenz (datenbasierte) Ansätze auf. Zudem gibt es weiterführende HI Ansätze, welche nicht den erstgenannten Kategorien zuzuordnen sind.

Bei klassischen HI Verfahren werden verschiedene Diagnosefaktoren mittels gewichteter Summe in einem Wert zusammengefasst. Beispiele für Diagnosefaktoren sind Gas in Öl Konzentrationen, chemisch-physikalische Ölparameter, Ergebnisse visueller Inspektionen, Furankonzentration oder elektrische Messungen. Die klassischen HI Verfahren unterscheiden sich durch:

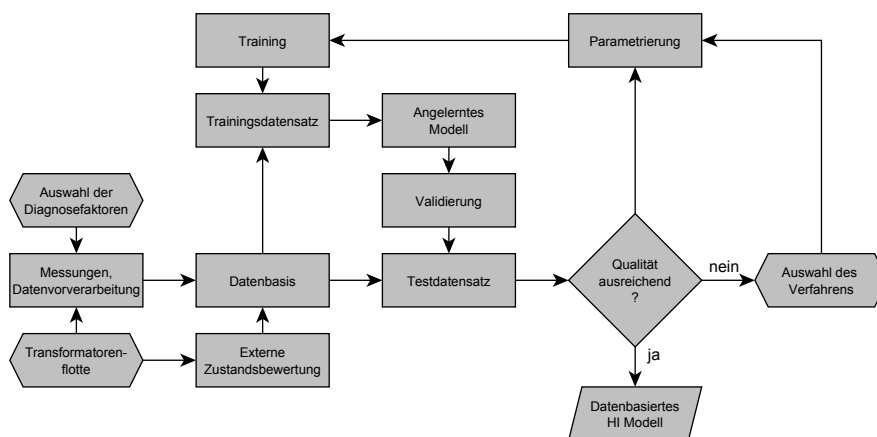
- Auswahl der Diagnosefaktoren
- Bewertung der einzelnen Diagnosefaktoren (z.B. Grenzwerte)
- Einteilung von Sub-Indizes
- Festlegung der Wichtungsfaktoren (unterschiedliche Bewertung der Relevanz einzelner Diagnosefaktoren)

Beispiele für klassische HI Verfahren sind HERNANDA ET AL. [1], [2]; EN-WEN UND BIN [1], [3]; JAHROMI ET AL. [4], [5]; GORGAN ET AL. [6]; MALIK ET AL. [7]; HAEMA UND PHADUNGTHIN [8], [9].

Der Vorteil durch die Betrachtung mehrerer HI Verfahren ist, dass eine konsistente Bewertung über alle angewendeten Verfahren die Zuverlässigkeit bzw. das Vertrauen in das Bewertungsergebnis stärkt. Bei stark unterschiedlichen Bewertungsergebnissen können zusätzliche Informationen gewonnen werden, da die unterschiedlichen HI Verfahren verschiedene Aspekte für die Bewertung berücksichtigen bzw. einzelne Einflüsse unterschiedlich stark wichten. Bei der Anwendung aller HI Verfahren ist zu beachten, dass Einzelfehler durch die Wichtung im Gesamtergebnis nicht auffallen können. Dieser Umstand wird im Diagnosewerkzeug durch die Aufteilung von Diagnose und Zustandsbewertung berücksichtigt.

KI basierte HI Verfahren

Künstliche Intelligenz (KI) basierte HI Verfahren sind gleichbedeutend mit der Anwendung von Klassifikations- oder Regressionsmethoden wie z.B. künstliche neuronale Netzwerke [10], [11], adaptive neuro-fuzzy Inferenzsysteme [12], Support Vector Machines [13] oder ähnliche Ansätze [14], auf Datenbasen von spezifischen Transformatorflotten. Hierzu werden die notwendigen Diagnosefaktoren zu allen verfügbaren Transformatoren zusammengefasst. Die Anzahl der dabei betrachteten Transformatoren liegt mindestens im Bereich von 100, besser im Bereich von mehreren hundert Stück. Zu jedem Transformator muss in der Datenbasis eine zum HI vergleichbare Zustandsbewertung ergänzt werden. Diese Bewertung kann entweder durch entsprechende Experten, Dienstleister oder durch klassische HI Verfahren erfolgen. Im Anschluss wird die Datenbasis in einen Trainings- und einen Testdatensatz aufgeteilt. Der Trainingsdatensatz wird angewendet um das jeweilige KI Verfahren anzulernen. Hierdurch werden die Zusammenhänge zwischen den diagnostischen Verfahren und der Zustandsbewertung im KI Verfahren verallgemeinert und nachgebildet. Nach Abschluss der Trainingsphase wird das KI Verfahren anhand des Testdatensatzes validiert. Hierzu



werden die durch das KI Verfahren berechneten HI Werte mit den im Datensatz hinterlegten Werten verglichen. Der grundlegende Prozess zur Erstellung eines KI basierten HI Verfahrens ist in **Bild 1** aufgeführt.

Bild 1: Allgemeines Vorgehen zur Erstellung eines KI basierten HI Modells

Allen KI basierten Verfahren ist gemein, dass diese auf eine Datenbasis zum Anlernen der gesuchten Korrelationen angewiesen sind. Da KI Verfahren nicht sehr gut extrapolationsfähig sind, ist die



Anwendbarkeit auf die zum Training verwendete Datenbasis bzw. die dazugehörige Transformatorflotte sowie deren Umwelt- und Lastbedingungen eingeschränkt. Eine weiterführende Anwendung eines fertig trainierten Modells sollte vorher genau geprüft und zusätzlich Validiert werden. Auch muss beachtet werden, dass ein KI Modell die in der Datenbasis bereitgestellten Zustandsbewertungen lernt. Dies bedeutet, wird die Zustandsbewertung der Datenbasis mittels klassischen HI Verfahren durchgeführt, bildet ein fertig trainiertes Modell auch nur dieses klassische Verfahren nach. Daher bietet nur die Bewertung der Datenbasen durch entsprechende Experten einen tatsächlichen Mehrwert.

Weiterführende HI Verfahren

Weiterführende HI Verfahren umfassen Arbeiten zur Erweiterung bestehender HI Verfahren, neuartige Ansätze oder die Anwendung bekannter Methoden auf die HI Berechnung. Beispielsweise kombinieren TANASESCU ET AL. [15] ein HI Verfahren mit der Bestimmung von Ausfallwahrscheinlichkeiten. Im Ergebnis erhalten die Autoren ein effektives Transformatorenalter. Dieses beschreibt die Betriebszeit eines Transformators unter Berücksichtigung der Belastung sowie der damit verbundenen Alterungserscheinungen. ASHKEZARI ET AL. [16] stellen ein Verfahren zur Analyse der HI Berechnung vor. Dabei wird der Einfluss der einzelnen Diagnosefaktoren auf den resultierenden HI sowie die Korrelation aller Faktoren untereinander mittels Multivariater Analyse untersucht. SCATIGGIO ET AL [17], [18] nutzen den HI als Maß für die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Transformators. Anschließend bestimmen die Autoren ein Betriebsrisiko unter zusätzlicher Berücksichtigung von den Ausfallfolgen.

Entropiebasierter HI

Grundlagen

Auch ZHOU ET AL. [19] stellen mit dem entropiegewichteten HI ein weiterführendes HI Verfahren bereit. Der Kern dieses Ansatzes besteht darin, die Wichtungsfaktoren für die Zusammenfassung einzelner Diagnosefaktoren nicht festzusetzen, sondern anhand der Entropie der Zeitverläufe zu bestimmen. Hierdurch wird erreicht, dass die Diagnosefaktoren mit dem größten Informationsgehalt auch den größten Einfluss auf den resultierenden HI haben.

Für die Berechnung der Wichtungsfaktoren nach ZHOU ET AL. muss zunächst für die Zeitverläufe aller betrachteten Diagnosefaktoren eine normierte Bewertungsmatrix bestimmt werden. Diese Matrix hat für n verschiedene Diagnosefaktoren mit jeweils m Messwerten die Form [19]:

$$U = (u_{ij})_{m \times n} \quad 1$$

Dabei errechnen sich die einzelnen Matrixelemente aus den jeweiligen Messwerten p_{ij} und den Messwerten, welche jeweils den besten (p_{max}) sowie den schlechtesten (p_{min}) Zustand des Transformators widerspiegeln [19]:

$$u_{ij} = \frac{p_{ij} - p_{min}}{p_{max} - p_{min}} \quad 2$$

Die resultierende Entropie H_j zu jedem Diagnosefaktor ergibt sich nach [19]:

$$H_j = - \frac{\sum_{i=1}^m f_{ij} \ln f_{ij}}{\ln m} \quad 3$$

Hierbei ist f_{ij} wie folgt definiert [19]:

$$f_{ij} = \frac{1 + u_{ij}}{\sum_{i=1}^m (1 + u_{ij})} \quad 4$$

Die gesuchten Wichtungsfaktoren werden entgegengesetzt zu den Entropiewerten aufgeteilt [19]:

$$w_j = \frac{1 - H_j}{n - \sum_{j=1}^n H_j} \quad 5$$

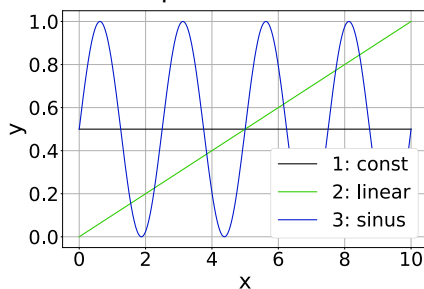
Durch die Normierung im Nenner von Gleichung 5 wird erreicht, dass die Summe aller Wichtungsfaktoren eins ergibt. Somit kann der gesuchte HI eines Transformators zu jedem Zeitpunkt i aus der entsprechenden Zeile der Matrix U bestimmt werden [19]:

$$HI_i = \sum_{j=1}^n u_{ij} \cdot w_j$$

6

Veranschaulichung Signal-Entropie

Da die Entropie ein Maß für den Informationsgehalt eines Signals nach statistischen Gesichtspunkten ist, ist die praktische Bedeutung nicht direkt erkennbar.



Daher soll die Auswirkung des Signalverlaufes auf die Entropie sowie auf den daraus resultierenden Wichtungsfaktor anhand eines einfachen Beispiels verdeutlicht werden. Hierzu werden die in **Bild 2** dargestellten Signale betrachtet. Jedes Signal hat einen Mittelwert von 0,5. Die Entropien der Signale ergeben sich zu: $H_1 = 1$, $H_2 = 0,9972833$ und $H_3 = 0,99592539$. Weiterhin sind die resultierenden Wichtungsfaktoren: $w_1 = 0$, $w_2 = 0,40003$ und $w_3 = 0,59997$.

Bild 2: Beispielsignale zur Veranschaulichung der Entropie sowie den resultierenden Wichtungsfaktoren

Damit wird die Stärke des entropiegewichteten HI deutlich: Es werden die diagnostischen Faktoren am stärksten gewichtet, bei welchen sich der Zeitverlauf am stärksten ändert. Somit ist dieser HI ein geeignetes Werkzeug um einem Experten aufzuzeigen an welchen Transformator-Komponenten aus diagnostischer Sicht am meisten passiert.

Erweiterung des bestehenden Ansatzes

Ein Nachteil des entropiebasierten HI ergibt sich aus der in Gleichung 2 verwendeten Normierung. Hierbei werden die minimalen und maximalen Werte des Signals verwendet. Dadurch verliert der HI seine Vergleichbarkeit zwischen Transformatoren. Es kann lediglich eine Aussage in Bezug auf vergangene Werte eines Transformators getroffen werden. Dabei bedeutet ein kleiner werdender HI eine Zustandsverschlechterung.

Dieser Nachteil kann ausgeglichen werden, indem für die Normierung feste Grenzwerte, beispielsweise aus Normen, Richtlinien oder anderen HI Verfahren, eingesetzt werden. Dadurch wird der HI im Wertebereich der absoluten Grenzen skaliert, wobei ein HI von eins bedeutet, dass der beste Zustand (p_{max}) und ein HI von null der schlechteste Zustand (p_{min}) für alle berücksichtigten diagnostischen Faktoren ($H_j < 1$) vorliegt. Um auch bei konstant ($H_j = 1$) schlechten Werten benachrichtigt zu werden, ist es zusätzlich notwendig eine gesonderte Grenzwertabfrage in Bezug auf p_{min} durchzuführen. Hierdurch wird ein weiterer Nachteil von HI Verfahren, das Wegmitteln einzelner schlechter Zustände, ausgeglichen. Denn durch die Grenzwertabfrage kann der Experte unabhängig vom HI auf eine Grenzwertverletzung hingewiesen werden und hat die Chance darauf angemessen zu reagieren.

Die Funktionsweise des erweiterten, entropiegewichteten HI (HI_{eeb}) wird anhand des Sub-Index für chemisch-physikalische Ölparameter nach HERNANDA ET AL. [2] überprüft. Hierzu werden Verläufe der notwendigen diagnostischen Faktoren linear vom Wert für den besten Zustand bis zum Wert für den schlechtesten Zustand vorgegeben und die resultierenden Wert für den klassischen HI (HI_{klass}) mit dem HI_{eeb} verglichen. In **Bild 3** ist das Ergebnis der Untersuchung aufgeführt. Der Vergleich zeigt die erwarteten Ergebnisse: Der HI_{klass} fällt von der Bewertung 4 (bester Zustand) auf die Bewertung 0 (schlechtester Zustand) ab. Da sich alle Werte gleichzeitig verschlechtern, werden die Kategorien 3 und 2 übersprungen. Der HI_{eeb} fällt linear von eins auf null ab und gibt damit den zeitlichen Verlauf der Messwerte wieder. Da die Änderung aller Werte gleich ist, sind auch die Wichtungsfaktoren identisch. Somit erhält der erweiterte Ansatz die Stärken des entropiebasierten HI und stellt zusätzlich den absoluten Bezug zwischen Messwerten und Transformatorzustand her.



Dadurch ermöglicht der erweiterte, entropiebasierte HI die Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Transformatoren sowie zu anderen HI Verfahren.

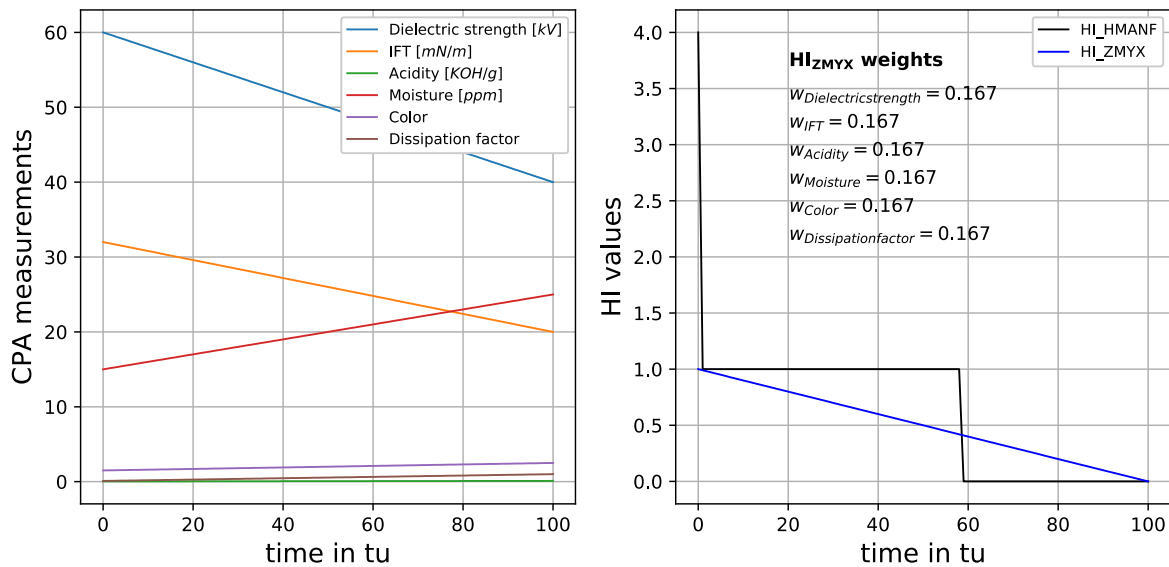


Bild 3: Vergleich zwischen einem klassischen und dem erweiterten, entropiebasierten HI am Beispiel der chemisch-physikalischen Ölparameter

Zusammenfassung

Der vorliegende Beitrag fasst die im Rahmen der Entwicklung einer Diagnosesoftware für Verteil- und Leistungstransformatoren durchgeführten Untersuchungen zu HI Verfahren zusammen. Grundlegend können HI Verfahren in klassische sowie in datenbasierte Verfahren eingeteilt werden. Bei klassischen Verfahren wird der HI durch eine gewichtete Summe verschiedenen Diagnosefaktoren berechnet. Datenbasierte Verfahren bilden den in einer Datenbasis gegebenen Zusammenhang zwischen Diagnosefaktoren und Zustandsbewertung mittels geeigneten Methoden nach. Zusätzlich konnten weiterführende Verfahren identifiziert werden. Diese beschreiben die Erweiterung bestehender HI Verfahren oder neuartige Ansätze um einen HI zu berechnen. Als ein solches Verfahren wird der entropiebasierte HI detailliert untersucht und erweitert. Durch die Erweiterung wird die Vergleichbarkeit mit klassischen HI Verfahren ermöglicht. Somit kann die Zustandsbewertung von Transformatoren mittels HI weiter verbessert werden.

Danksagung

Das Projekt „Zustandsbewertung von Leistungs- und Verteiltransformatoren der elektrischen Energietechnik (Smart Grid - Smart Monitoring)“ wird mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gefördert. FKZ: SC03FH026PB5



Literatur

- [1] F. Ortiz, I. Fernandez, A. Ortiz, C. J. Renedo, F. Delgado und C. Fernandez, „Health indexes for power transformers: a case study,“ *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Bd. 32, pp. 7-17, 9 2016.
- [2] I. G. N. S. Hernanda, A. C. Mulyana, D. A. Asfani, I. M. Y. Negara und D. Fahmi, „Application of health index method for transformer condition assessment,“ in *TENCON 2014 - 2014 IEEE Region 10 Conference*, 2014.
- [3] L. En-Wen und S. Bin, „Transformer health status evaluation model based on multi-feature factors,“ in *Power System Technology (POWERCON), 2014 International Conference on*, 2014.



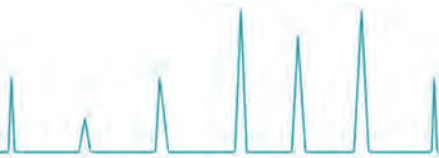
- [4] A. N. Jahromi, S. Cress, R. Piercy, F. Wang und J. Service, „An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers,“ in *Electrical Insulation, 2008. ISEI 2008. Conference Record of the 2008 IEEE International Symposium on*, 2008.
- [5] A. N. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service und W. Fan, „An approach to power transformer asset management using health index,“ *IEEE Electrical Insulation Magazine*, Bd. 25, pp. 20-34, 3 2009.
- [6] B. Gorgan, P. Notingher, L. V. Badicu und G. Tanasescu, „Calculation of power transformers health indexes,“ *Annals of the University of Craiova, Electrical Engineering series*, p. 6, 2010.
- [7] H. Malik, A. Azeem und R. K. Jarial, „Application research based on modern-technology for transformer Health Index estimation,“ in *Systems, Signals and Devices (SSD), 2012 9th International Multi-Conference on*, 2012.
- [8] J. Haema und R. Phadungthin, „Condition assessment of the health index for power transformer,“ in *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2012 IEEE*, 2012.
- [9] J. Haema und R. Phadungthin, „Development of condition evaluation for power transformer maintenance,“ in *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2013 Fourth International Conference on*, 2013.
- [10] M. Ahmed, M. Elkhatib, M. Salama und K. B. Shaban, „Transformer Health Index estimation using Orthogonal Wavelet Network,“ in *Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2015 IEEE*, 2015.
- [11] A. E. B. Abu-Elanien, M. M. A. Salama und M. Ibrahim, „Determination of transformer health condition using artificial neural networks,“ in *Innovations in Intelligent Systems and Applications (INISTA), 2011 International Symposium on*, 2011.
- [12] H. Zeinodini-Meymand und B. Vahidi, „Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters,“ *IET Science, Measurement Technology*, Bd. 10, pp. 823-830, 2016.
- [13] A. D. Ashkezari, H. Ma, T. K. Saha und C. Ekanayake, „Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers,“ *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Bd. 20, pp. 965-973, 6 2013.
- [14] K. I. Mohamadeen, R. M. Sharkawy und M. M. Salama, „Binary cat swarm optimization versus binary particle swarm optimization for transformer health index determination,“ in *Engineering and Technology (ICET), 2014 International Conference on*, 2014.
- [15] G. Tanasescu, O. Dragomir, L. Voinescu, B. Gorgan, P. V. Notingher, T. Suru und C. Melinte, „Assessment of Power Transformers Conditions Based on Health Index,“ in *CIGRÉ Regional South-East European Conference, At Sibiu*, 2012.
- [16] A. D. Ashkezari, H. Ma, C. Ekanayake und T. K. Saha, „Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index,“ in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [17] F. Scatiggio und M. Pompili, „Health index: The TERNAs practical approach for transformers fleet management,“ in *2013 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2013.
- [18] F. Scatiggio, L. Calcara und M. Pompili, „Risk prevention for HV transformers: Beyond the health index,“ in *2016 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC)*, 2016.
- [19] Y. Zhou, L. Ma, J. Yang und C. Xia, „Entropy Weight Health Index method of power transformer condition assessment,“ in *Reliability, Maintainability and Safety (ICRMS), 2011 9th International Conference on*, 2011.

Anschrift

Dr.-Ing. Stefan Kittan
Hochschule Zittau/Görlitz
Fakultät Elektrotechnik und Informatik
FB Elektrotechnik
FG Hochspannungstechnik



Notizen





Notizen



Equipment for Transformer Oil Analysis



Contamination Free Oilsampling Set

- to get a reliable Oilsample according to IEC/ASTM Standard
- to avoid any misinterpretation of your Laboratory results
- measure the Oil Temperature
- avoid any contamination with ambient air or dirt particles



MobilGC

- Portable DGA Equipment for Analysis 9/11 Gases
- according ASTM D3612/IEC 60567
- direct Analysis of Buchholz gases
- with Partial Vacuumdegassing Unit
- with Software Package Expertsystem

TOP TOGA

- DGA Analysis according to ASTM D3612/IEC 60567
- with Autosampler 16/32 Syringe 50/100ml
- fully automatic Vacuumdegassing
- with Analysis of 11 Gases with high sensitivity
- with Software Package Expertsystem



Breakdown Voltage Measurement

- BA 75/100 KV
- according to all usable Standards
- smallest Breakdown Voltage Analysator
- USB drive, Software controlled
- Battery operated



Pocket TitratorKF

- Water content measurement using Karl Fisher Method
- full automatic with high precision
- measuring low concentrations



TDM 4000

- Automatic Dielectric Constant Tan Delta & Resistivity Measurement
- Heating Chamber with automatic Temperaturcontrol
- automatic drainage of your Oilsample
- with Printer and Calibrator



www.energy-support.de

Contamination Free Oilsampling Set



Avoid Misinterpretation of your Oilsamples

ENERGY Support developed the Contamination Free Oilsampling Set with temperature control, to avoid any misinterpretation of Oilsamples.

Results are strongly dependent on Temperature and Oil Ageing Conditions.

Temperature in C°	80	15	46
Dielectric Strength (kV/mm)	13	70	45
Water in Oil (mg/kg)	48	10	20

- Where does the water come from?
- Moisture can be in the insulation when it is delivered from factory.
- If the transformer is opened for inspection or has a leak, the insulation can absorb moisture from the atmosphere.
- Moisture is also formed by the degradation of insulation as the transformer ages.
- Additional benefit is the sampling with gas-tight syringes according to standard IEC 60475/ASTM D 923.
- The aim of proper sampling is to ensure that the result of the dissolved gas analysis are not distorted by contamination with ambient air or dirt particles.
- This guarantees a reliable and exact dissolved gas analysis and a solid decision basis for the further treatment of your Transformer.

With this in mind, we organise our TLM Conference 2016. To achieve a stable integrated electricity network, generation, transmission and distribution companies must employ best practice performance methodologies to achieve optimal resilience and a future-proof grid.

Interested in learning more and share your knowledge at Transformer Life Management Conference?

www.energy-support.de

High-Tech im Werk Tradition und Technik

Mehr als 90 Jahre Erfahrung: Im ABB-Werk Halle werden Transformatoren bis 800 kV überarbeitet und gewartet. Pro Jahr gehen rund 400 geprüfte Betriebsmittel zu ihrem Einsatz in alle Kontinente. Neben der Reparatur bietet ABB Außendienstleistungen und Ersatzteilservice an.

www.abb.de/transformatoren



Plus im Service Analyse und Prüfung

Engineering Solutions als Entscheidungsgrundlage für sinnvolle Maßnahmenplanung: ABB bietet Öldiagnostik, Online-Monitoring und Vor-Ort-Prüftechnik. Zahlreiche Branchenstandards sind ABB-Entwicklungen. Ein Beispiel dafür ist der mobile Stoßspannungsgenerator.

www.abb.de/transformatoren





Fachgebiet

Hochspannungstechnik und Asset Management

Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leistungsangebot

- Beratung und Gutachten im Bereich der Hochspannungstechnik
- Begutachtung von Schäden an Hochspannungskomponenten (Transformatoren, Kabel, GIS, Motoren/Generatoren)
- Hochspannungsprüfungen von Geräten und Isolierstoffen
- Unterstützung bei Entwicklungsprojekten
- Prüfung von Isolierstoffen für Motoren (e-Mobility)
- Kolloquien und Seminare

Technische Ausstattung

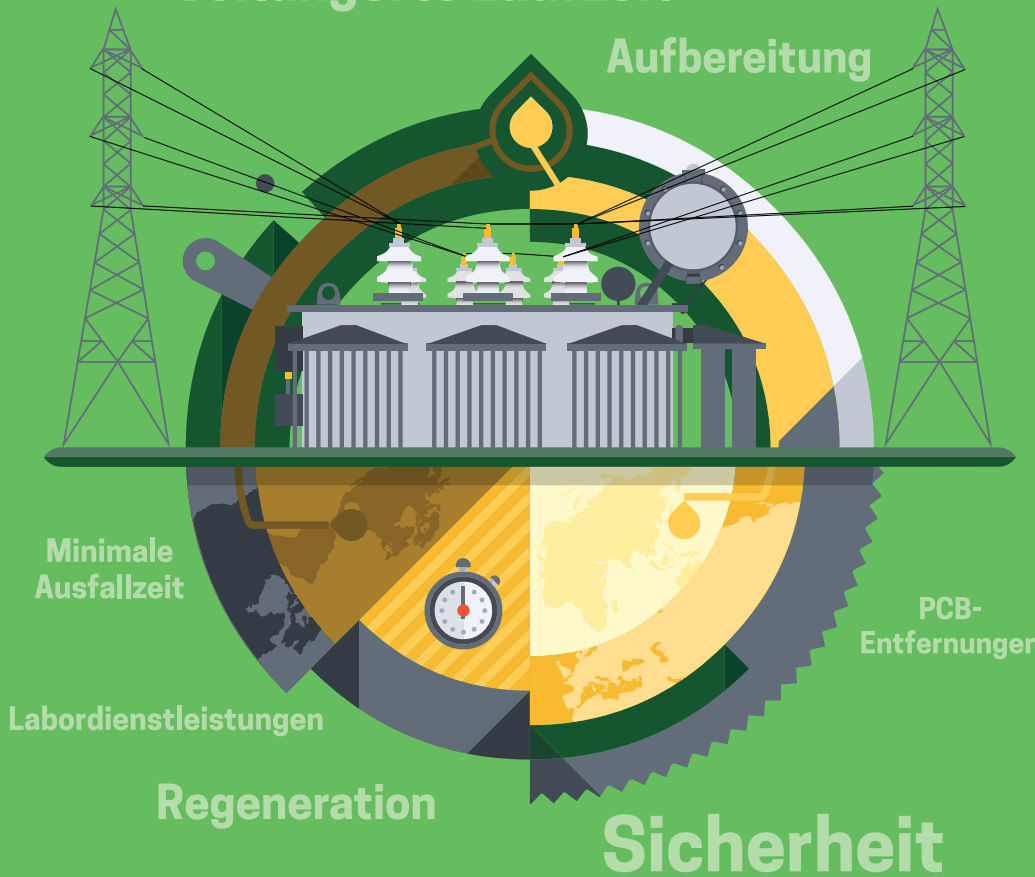
- Prüfquellen:
 - Stoßspannung 3 MV, 300 kJ
 - Wechselspannung 800 kV, 1A, 50 Hz
 - Stoßstrom 200 kA, 300 kW
 - Gleichspannung 800 kV, 100 mA
- Geschirmte Räume für Teilentladungsmessung und Teilentladungsortung
- Klimatisierte Messzellen für dielektrische Untersuchungen an flüssigen und festen Isolierstoffen
- Verlustfaktormesseinrichtungen: bei Hochspannung (50 Hz) und Niederspannung (10 Hz - 100 kHz)
- Nachbildung direkter und indirekter Effekte von Blitzentladungen
- Dauerversuchsstände für Materialuntersuchungen mit hohen Losgrößen
- Anlagen zur Herstellung von Prüfkörpern mit Kunststoffpressen, Extrudern und Harz-Gießanlage
- Umfangreiches Labor zur Analyse von Isolierflüssigkeiten sowie von gelösten und ungelösten Gasen

Tiefenreinigung

Verlängerte Laufzeit

Aufbereitung

eos
TRUSTED PURITY



Verlängerte Transformatorenlaufzeit durch Isolieröl-Serviceleistungen

Erhöhen Sie die Leistung und Lebensdauer Ihrer Transformatoren und vermeiden Sie mögliche, unerwartete Ausfälle. Electrical Oil Services (EOS) bietet Ihnen als führender Anbieter für neues und wiedergewonnenes Isolieröl ein umfangreiches Servicepaket:

- ❖ Vakuumbefüllung von neuen Transformatoren mit Trocknung und Entgasung des Öls
- ❖ Verlängerte Transformatorenlaufzeit durch Regeneration vor Ort
- ❖ Aufbereitung des Transformatorenöls im Betrieb
- ❖ Umfassende Labordienstleistungen und technische Unterstützung
- ❖ EOS „Closed Loop“-Modell – wir holen gebrauchtes Isolieröl ab und bereiten es zu neuwertiger Ölqualität (IEC 60296) auf

Seit mehr als 60 Jahren unterstützt EOS sowohl die Stromversorgungsbranche als auch Industrieunternehmen, die gesetzlichen Anforderungen für eine umweltfreundliche und kosteneffiziente Energieversorgung einzuhalten und wertvolle Ressourcen zu schonen.



Since more than 60 years the EMB GmbH has been developing and producing reliable protection devices for liquid filled transformers, tap changers and chocke coils in Germany. We aspire to fulfill and to exceed the continuously increasing safety requirements of our costumers in more than 100 countries.

EMB SMART BUCHHOLZ RELAY



Gas volume sensor (NM-series):

- For analogue measuring of gas accumulation
- Reliable & continuous monitoring of Buchholz gases starting already at 50 cm³

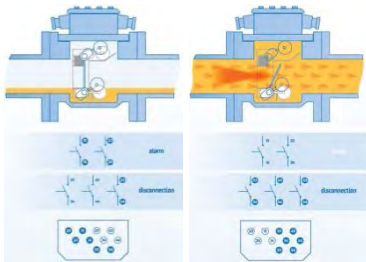
Temperature sensor:

- For continuous oil temperature monitoring
- Available separately or combined with humidity sensor

Moisture-temperature sensor:

- Constant monitoring of humidity in oil
- For early detection & preventive measuring to extend transformer life time

BUCHHOLZ RELAY WITH SEPARATE SIGNALS TO IDENTIFY THE DIFFERENT FAILURE TYPES



- Possibility to distinguish between oil loss and oil surge by means of the signals for the end user
- Also available with mechanical pre-alarm system for earlier detection of gas accumulation
- Up to 6 independent contacts for alarm & disconnection

Monitoring relay ÜRF for tap changer with automatic degassing



- Pressure release at tap changers with permanent gas accumulation
- The valve actuates automatic depending on the quantity of gas in the breather
- Up to four independent contacts
- Also available with manual bleeding valve

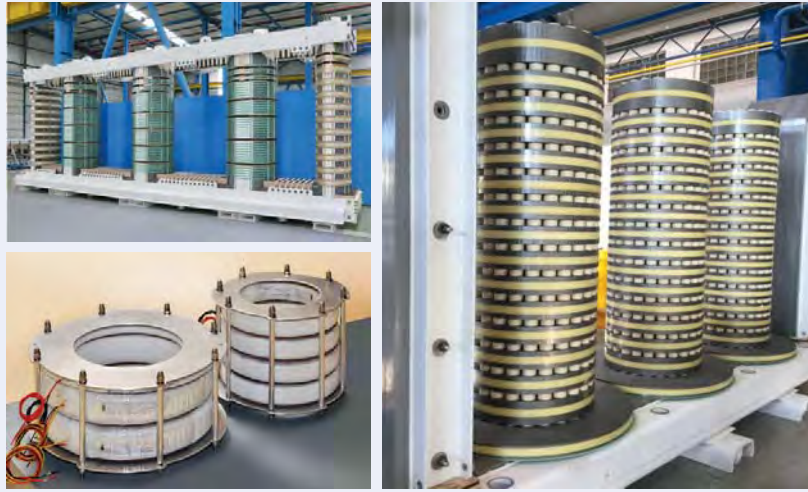
Buchholz gas tester BGT 4.2



- Measuring and analysis of Buchholz gas directly on site
- Detection & analysis of H₂, CO, CO₂, C₂H₂, CH₄+
- Enables to decide about the continuous operation of the transformer
- Easy handling via touch display
- Incl. Buchholz gas sampler BGS

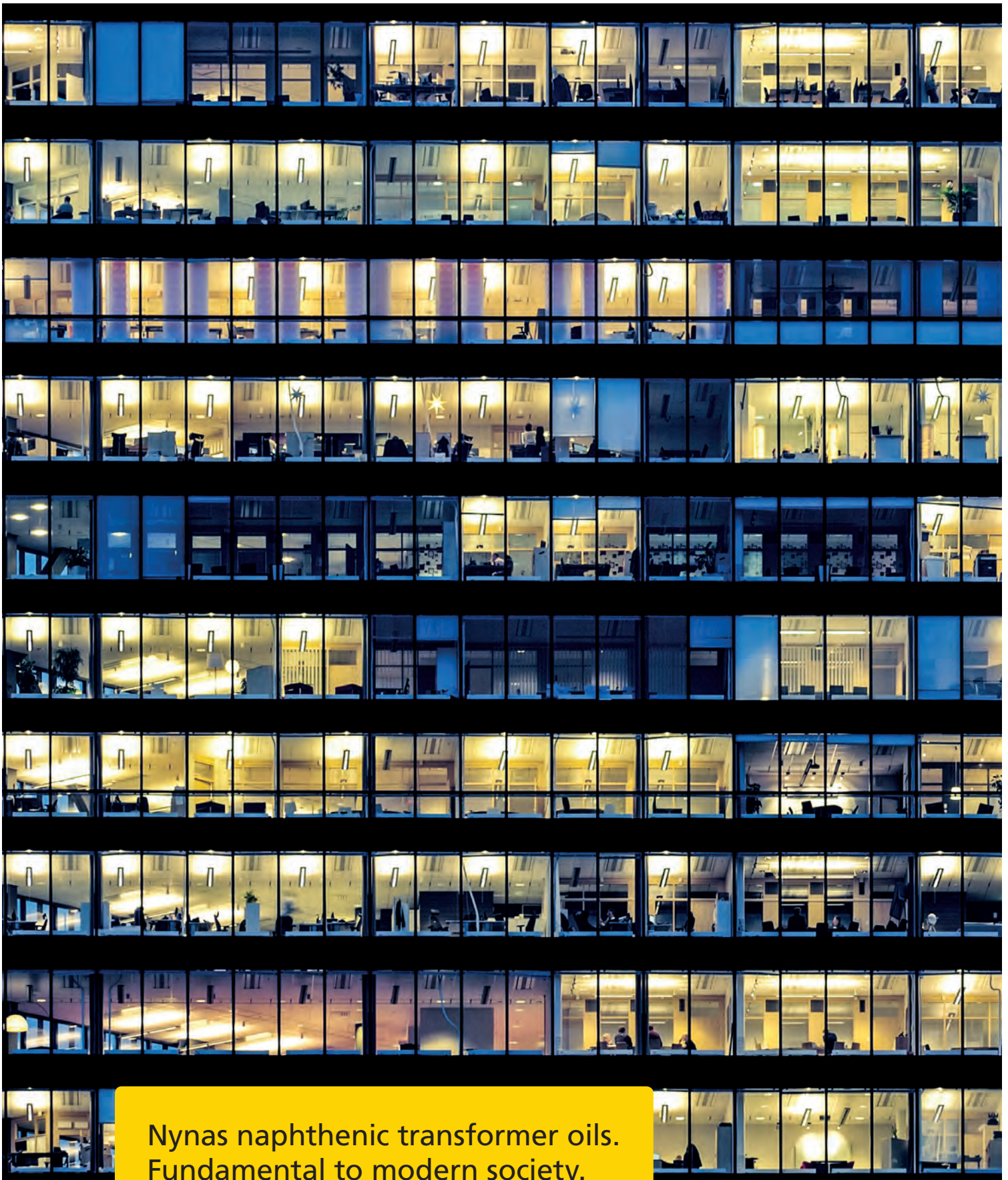
ENPAY TRANSFORMER COMPONENTS

WE'VE ALWAYS BEEN AHEAD OF THE CURVE



ENPAY
Transformer Components **40** YEARS
www.enpay.com

ENPAY is a game-changer in Transformer Industry with its plants located in Turkey, India, Slovakia and Bulgaria. Having a wide range of products enables ENPAY to provide the most forward thinking and innovative solutions to its customers worldwide with an unsurpassed performance.

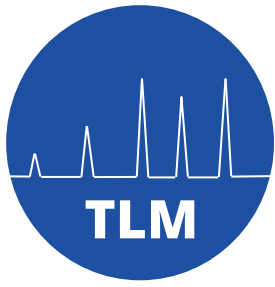


Nynas naphthenic transformer oils.
Fundamental to modern society.

Continuous operation of the power grid is something we all rely on. With our wide range of reliable and sustainable transformer oils, you can always achieve peak performance for all voltage levels and all locations. Curious to find out more? Visit our website or contact your local Nynas sales office.

www.nynas.com > transformer oils





Save the Date

TLM 2019



16.-17. September 2019
Leipzig

powered by
ENERGY SUPPORT

