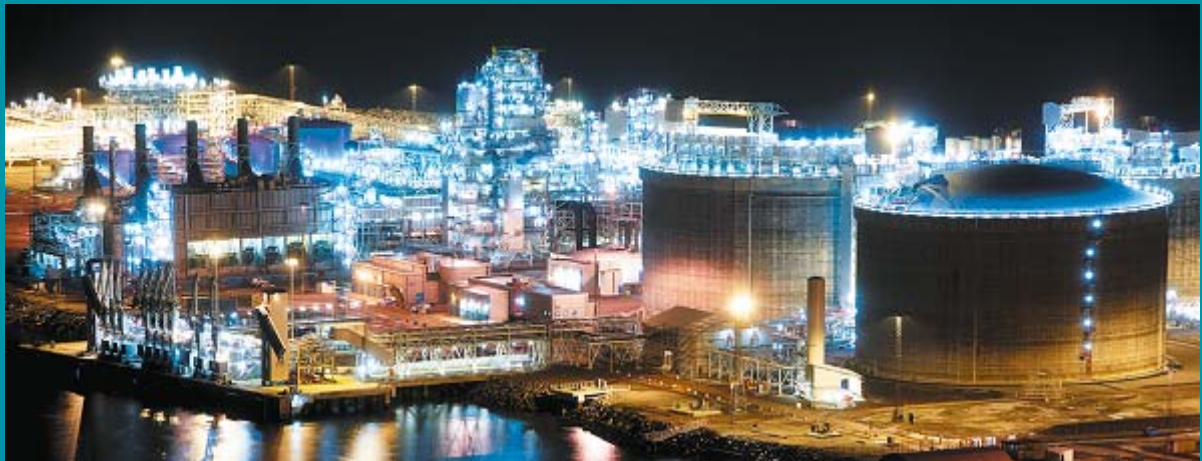




# TLM 2016

## 10. TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

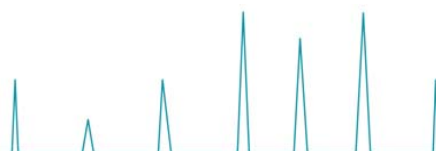


**10<sup>th</sup>**  
ANNIVERSARY ISSUE

**26.- 27.09.2016**

**Maritim Hotel  
Königswinter**

powered by  
**ENERGY** SUPPORT



Media  
Partner

**Transformers**  
MAGAZINE



**ABB**



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Über die Konferenz

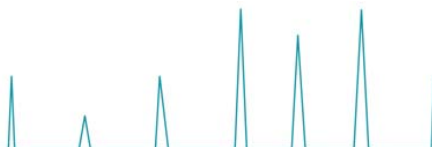
Energieversorger sind mehr denn je genötigt unter besonderem Kostendruck zu operieren. Die Lebensdauer bestehender Anlagen muss stetig verlängert werden, während gleichzeitig höchste Ansprüche an die Zuverlässigkeit gestellt werden. Diese Herausforderung wird oft mit der Notwendigkeit von Ressourcen- und Umweltschutz kombiniert. Vor allem die Netzbetreiber müssen die Probleme lösen, die durch die dezentrale Energieerzeugung verursacht werden, während sie die Versorgungssicherheit aufrecht erhalten müssen. Insbesondere erneuerbare Energien werden nicht nur in unterschiedlichen Spannungsebenen eingespeist, sondern auch in unterschiedlichen und kaum vorhersehbaren Zeitintervallen. Mit großen Entfernungen zwischen der Stromerzeugung und dem Endkunden sind Transformatoren unerlässlich. Sie stellen die Schnittstelle zwischen den erneuerbaren Energien und den bestehenden Netzen dar.

Die jährliche Transformer-Life-Management Konferenz (TLM) ist eine Versammlung von Experten, Ingenieuren, Herstellern und Ausstellern, die bestrebt sind die Effizienz und Zuverlässigkeit der Netze zu verbessern.

Im Mittelpunkt der TLM Konferenz stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung. Themen sind unter anderem neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und Interpretation, Zustandsbewertung, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie in Forschung und Entwicklung, die kontinuierliche Überwachung und Asset Management Methoden. Die Referenten sind Betreiber und Hersteller, die gerne ihre Erfahrung teilen, sowie Wissenschaftler, die die neuesten Entwicklungen in Diagnose, Monitoring und Materialforschung präsentieren.

Das Ziel der Konferenz ist es, die notwendigen Informationen zur Verfügung zu stellen, die für hohe Betriebssicherheit, lange Lebensdauer und reduzierte Wartungs- und Ausfallzeiten von Transformatoren nötig sind.

**Wir möchten Sie zu dieser ganz besonderen 10. Jubiläumsausgabe der Transformer-Life-Management-Konferenz einladen. Wir wollen Innovationen und Verbesserungen nicht nur für neue, sondern auch für bestehende Maschinen anregen. Durch Zusammenarbeit, das Teilen von Erfahrungen und Erkenntnissen und mit der Entwicklung neuer Ideen, ist es unser Ziel Ressourcen und die Umwelt gleichermaßen zu schonen.**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Programm Tag 1

**Montag 26.09.2016**

**11:00 Check-in und Begrüßungssnack**

#### Die Energiewende in Deutschland

**12:00 Begrüßung und Einführung**  
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)  
Prof. Dr.-Ing. Hossein Borsi (Leibniz Universität Hannover)

**12:15 Power systems of the future - An ABB view** **S1**  
Dr. Gerhard Salge (ABB Switzerland Ltd.)

**12:45 Herausforderungen für die Energiversorgung der Kernfusions-  
Experimente und langfristige Perspektiven** **S2**  
Claus-Peter Käsemann (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik)

**13:15 Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz** **S3**  
Teil 1: Funktionsprinzip Frank Cornelius (ABB AG)  
Teil 2: Feldtesterfahrungen Michael Schneider (Westnetz)

**14:00 Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore** **S4**  
Manfred Stach (UNIPER Technology GmbH)

**14:30 Kaffeepause & Besuch der Ausstellung**

#### Monitoring und Asset Management

**15:30 Verwalten - Bewerten - Entscheiden - PC gestütztes  
Asset Management** **S5**  
Michael Jäger (Elektronik-Kontor Messtechnik GmbH)

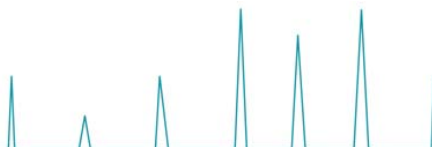
**16:00 Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das  
Transformatorenmonitoring** **S6**  
Thorsten Krüger (Maschinenfabrik Reinhausen GmbH)

**16:30 Integration von Offline-Daten in Online-Systeme** **S7**  
Teil 1: Jörg Preusel (GRIDINSPECT GmbH)  
Teil 2: Stefan Lech (Westnetz GmbH)

**17:00 Zusammenfassung durch den Tagungsleiter**  
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)

#### Rahmenprogramm

**19:00 Abendprogramm**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Programm Tag 2

**Dienstag 27.09.2016**

**8:10 Begrüßung**  
Prof. Dr.-Ing. Hossein Borsi (Leibniz Universität Hannover)

#### Flüssige Isolierstoffe

**8:15 Heat Transfer in Different Insulation Fluids** **S8**  
Dr. Bruce Pahlavanpour (Nynäs GmbH)

**8:45 MSR Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Iso-  
lierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle** **S9**  
Dirk Flor (Starke und Sohn GmbH)

**9:15 A Practical Examination of Ester Fluids Developments with  
Emphasis on the Latest HV Applications** **S10**  
Dr. Russel Martin (M&I Materials Ltd.)

**9:45 Neue Erkenntnisse und Erfahrungen mit GtL Transformatoröl** **S11**  
Dr. Jörg Friedel (Shell Deutschland Oil GmbH)

**10:15 Kaffeepause & Besuch der Ausstellung**

#### Zustandsbewertung

**11:15 Zustandsdiagnose von Leistungstransformatoren – Beispiele  
aus der Praxis** **S12**  
Dr.-techn. Michael Krüger (Omicron electronics GmbH)

**11:45 Understanding DGA Techniques and Interpretations** **S13**  
Gregor Hsiao (LumaSense Technologies Inc.)

**12:15 Transformatoren prüfen und bewerten, aus der Sicht eines  
Geräte Herstellers mit praktischen Beispielen** **S14**  
Lutz Hulker (Megger GmbH)

**12:45 Mittagessen**

#### Forschung und Entwicklung

**13:45 Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für  
Durchführungen** **S15**  
Prof. Dr.-techn Stefan Kornhuber (Hochschule Zittau)

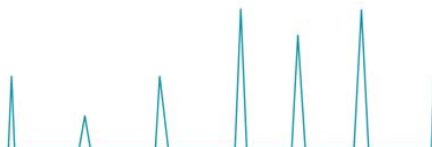
**14:15 UHF TE Messungen - Möglichkeiten und Grenzen** **S16**  
Janusz Szczechowski (ABB AG)

**14:45 Messungen und Analysen einer modifizierten Frequenz-  
antwortanalyse (FRA) an Transformatoren** **S17**  
Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje (Hochschule Bremen)

**15:15 Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren** **S18**  
Moritz Kuhnke (Leibniz Universität Hannover)

**15:45 Zusammenfassung und Diskussion**  
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover)

**16:00 Werksführung, ABB Transformatorenwerk, Bad Honnef**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Partner & Aussteller

|   |   |  |   |
|---|---|--|---|
|    |    |    |    |
|    |    |    |    |
|   |   |   |   |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Power systems of the future - An ABB view

## Dr. Gerhard Salge

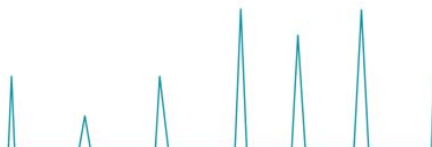
### ABB Switzerland Ltd.

Gerhard Salge studierte in Aachen Elektrotechnik und schloss sein Studium Anfang 1994 mit dem Diplom ab. Anschließend promovierte er am Institut für Hochspannungstechnik in Aachen im Bereich polymerer Isolierstoffe für Hochspannungsanwendungen.

Im April 1999 begann er seine Tätigkeit bei ABB, zunächst für etwa 6 Jahre am Konzernforschungszentrum in Baden/Dättwil in der Schweiz. Im Januar 2005 wechselte Gerhard Salge zur ABB Deutschland nach Ratingen, um dort verschiedene internationale Funktionen im Bereich des Technologiemanagements der ABB Mittelspannungsprodukte auszuüben.

Seit Januar 2015 ist er globaler Technologiemanager auf Divisionsebene mit Arbeitssitz Zürich. Zunächst war er für die Division Power Products zuständig, seit der Neuformierung der ABB Divisionen im Januar 2016 für die globale Division Power Grids.

S1





# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

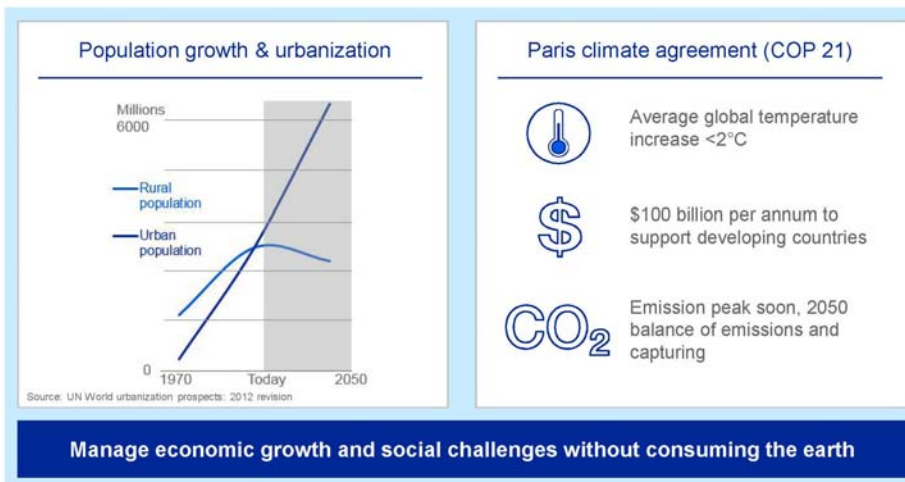
## Power systems of the future - An ABB view



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 1

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Global challenges



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 2

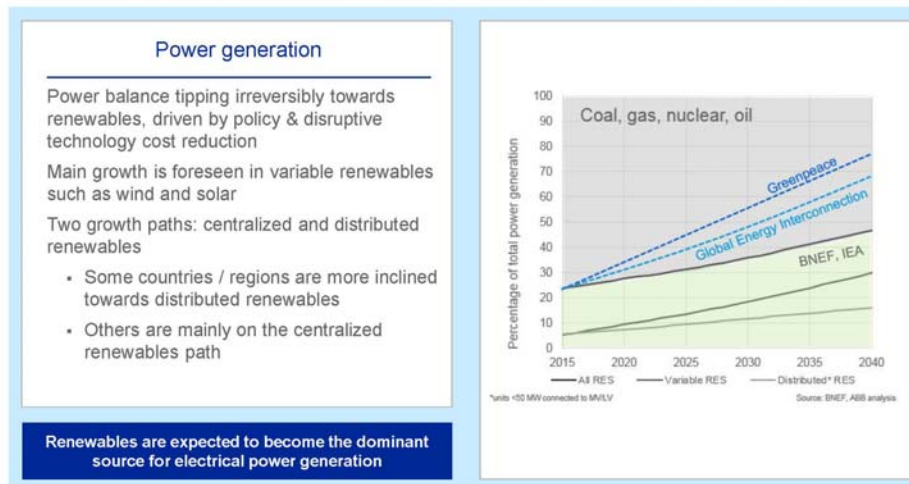
Power and productivity  
for a better world™ **ABB**



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

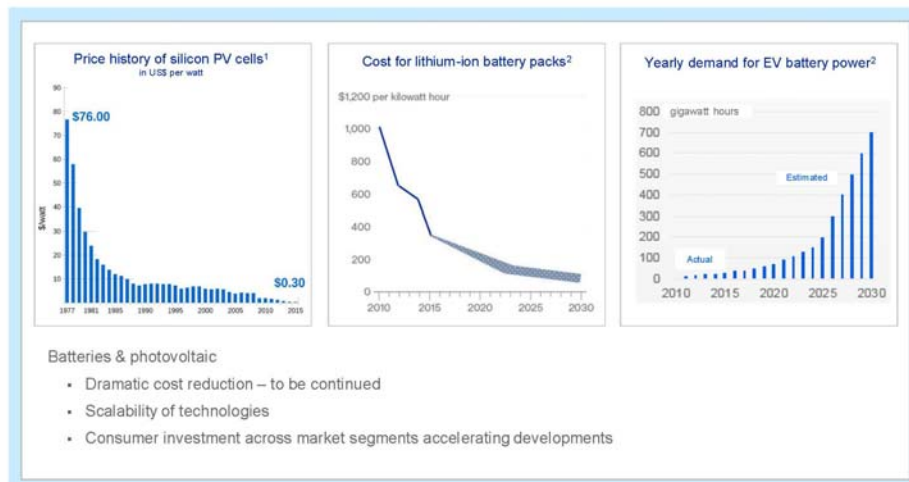
### Power systems of the future Changing power generation balance



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 3

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Disruptive developments driving key changes in future grids



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 4  
1 Source: Bloomberg New Energy Finance & pv.energytrend.com  
2 Source: Data compiled by Bloomberg New Energy Finance

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

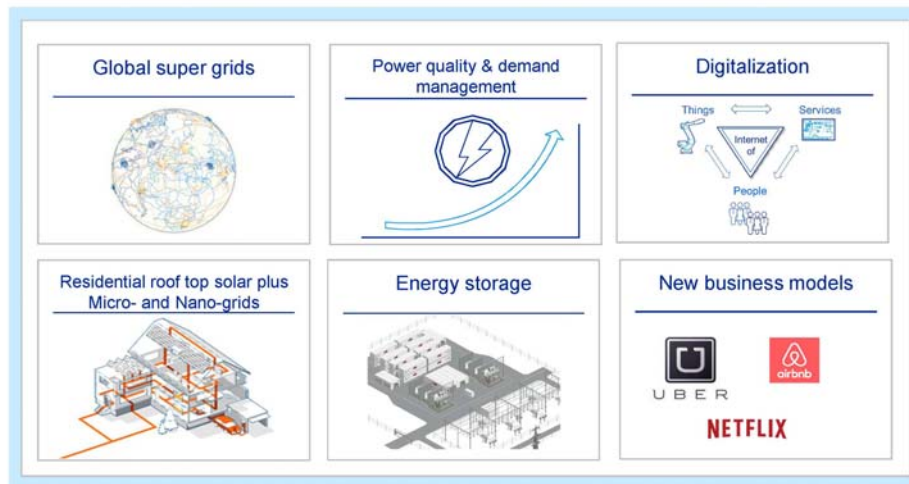




# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

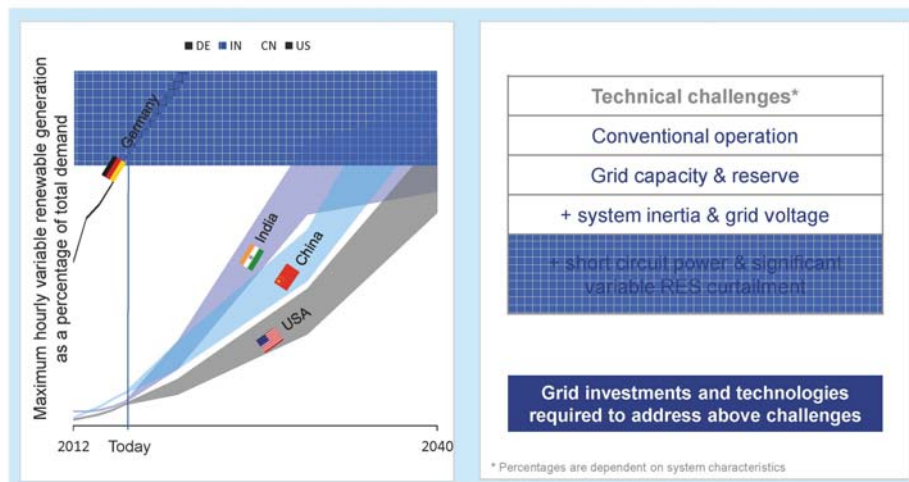
### Power systems of the future Elements of the evolving grid



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 5

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Technical challenges of renewable energy grid integration



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 6

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**




# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

### Power systems of the future Grid interconnection




| Opportunities   | Challenges  |
|---|---|
| <p>Renewable integration across regions</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Fluctuations during the day</li><li>• Seasonal variations</li></ul> <p>Optimal use of reserve and peaking capacities</p> <p>Diversification of electricity supply</p> <p>Reduction of wholesale electricity price volatility</p> <p>Strengthening grid operation in case of fault conditions</p> <p>Increase capacity utilization factor of conventional generation</p> | <p>Political factors</p> <p>Economic framework</p> <p>Technological capabilities</p> <p>Coordinated operation (global harmonization of standards, grid codes and operational practices)</p> |



© ABB  
September 14, 2016 | Slide 7

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Grid interconnection: Ultra High Voltage

|  |   |   |
|--|---|---|
| <p><b>World's most powerful UHVDC link</b></p> <p>Chiangji-Guquan, China</p> <p>1100kV DC</p> <p>12000MW</p> <p>&gt;3000km</p>  | <p><b>World's first multi-terminal UHVDC link</b></p> <p>North-East Agra, India</p> <p>800kV DC</p> <p>6000MW</p> <p>&gt;1700km</p>  | <p><b>UHVAC transmission</b></p> <p>Bina Substation, India</p> <p>1200kV Circuit breaker &amp; transformer</p>  |
|--|---|---|

© ABB  
September 14, 2016 | Slide 8

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

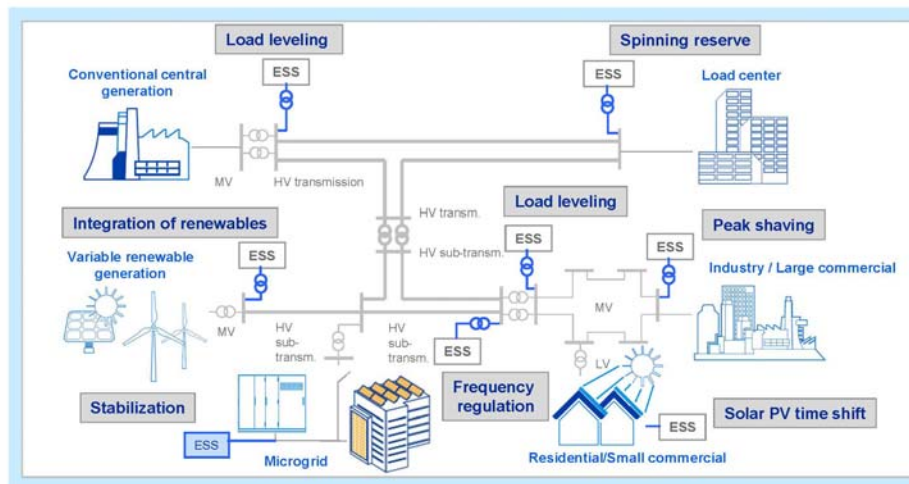
### Power systems of the future Microgrids and integration of renewables

|  |  |  |
|--|--|--|
| <p><u>Resilient and cost-effective technology</u></p> <p>Grid code compliant integration of wind &amp; solar</p> <p>Stabilizing weak grids</p> <p>Microgrids acting as one controllable generator or load</p> <p>Access to power in remote locations</p> | <p>Marble Bar, Australia</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PV* (300 kW)</li> <li>• Diesel (1280 kW)</li> <li>• Flywheel (500 kW)</li> </ul>             |  |
|  | <p>Johannesburg, South Africa</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PV* (750 kW)</li> <li>• Diesel (2x600 kW)</li> <li>• Battery (1 MVA/380 kWh)</li> </ul> |  |

© ABB September 14, 2016 | Slide 9 \* PV - Photovoltaic

Power and productivity for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Energy storage – a key element across the power value chain



© ABB September 14, 2016 | Slide 10




Power and productivity for a better world™ **ABB**



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

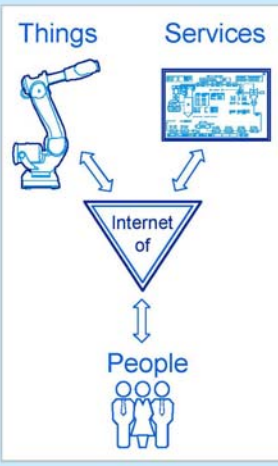
### Power systems of the future Power quality & demand management

|                            |  |  |
|----------------------------|--|--|
| Distributed renewables     | Line voltage regulator<br>On-load tap-changers for distribution transformers<br>Extended control algorithms  |  <p>Line voltage regulator for medium voltage grids with RESBLOC<sup>®</sup> technology</p> |
| Bulk renewables            | Extremoz substation (BR): Static Var Compensator to connect wind energy (>1000 MW) to 230kV level  |   |
| Demand response management | Frequency regulation through short term balancing of supply and demand<br>Smart home and building management<br>Electric vehicle (charging) infrastructure |    |

© ABB  
September 14, 2016 | Slide 11

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future Digitalization trend – Internet of Things, Services & People

|                  |   |  |
|------------------|---|--|
| Design and build | Optimized design through simulation<br>Faster configuration process<br>Lower lead times and higher quality manufacturing & assembly processes<br>Reduced on-site installation & commissioning |  |
| Operate          | Virtual power plants<br>Power generation forecasting & scheduling<br>Electricity market management<br>Ownership of assets and business model  |  |
| Maintain         | (Big) Data analysis – continuous learning<br>Remote access – communication<br>Monitoring, asset management & service aligned with expert knowledge<br>Workforce management                    |  |

© ABB  
September 14, 2016 | Slide 12


Power and productivity  
for a better world™ **ABB**



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Power systems of the future - An ABB view

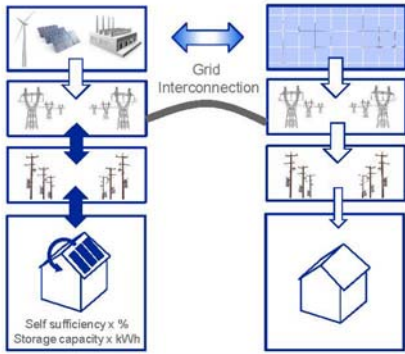
### Power systems of the future Evolution from a conventional to a digital substation

|  |  |
|--|--|
| <p><b>Fit for future grid requirements</b></p> <p>Standardized digital signal transfer</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Compatibility &amp; interchangeability</li><li>• Signal supervision</li><li>• Fast communication</li><li>• Data acquisition for monitoring</li></ul> <p>Reduced cabling<br/>Reduced footprint (AIS)<br/>Safety<br/>Reduced installation times<br/>Flexibility for changes</p> <p><b>Relevant for new and existing substations</b></p> | <p><b>Queensland, Australia</b></p> <p>275kV digital substation including NCIT<sup>1</sup> &amp; 61850 process bus communication in operation since 2011</p>  |
|--|--|

© ABB September 14, 2016 | Slide 13 <sup>1</sup>NCIT – Non Conventional Instrument Transformers

Power and productivity for a better world™ **ABB**

### Power systems of the future – an evolutionary vision Interconnected system of regional grids with fluctuating demand and generation patterns

|   |  |
|---|--|
|  | <p>Renewables will take major share in electrical power generation</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Disruptive elements<ul style="list-style-type: none"><li>- Photovoltaics</li><li>- Batteries</li><li>- Digitalization</li></ul></li><li>• Distributed generation with changing consumer &amp; producer patterns</li><li>• Distribution grid role changing</li><li>• Transmission backbone essential</li><li>• New business &amp; operational models</li></ul> |
|---|--|

**New opportunities & challenges require new ideas – evolutionary & revolutionary**

© ABB September 14, 2016 | Slide 14

Power and productivity for a better world™ **ABB**



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT  
CONFERENCE**

**Power systems of the future - An ABB view**

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-  
Experimenten und langfristige Perspektiven

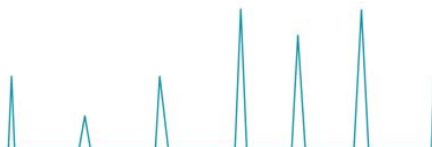
### Claus-Peter Käsemann

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik



Claus-Peter Käsemann studierte Elektro- und Informationstechnik, Studienrichtung Energietechnik an der Technischen Universität München. Nach dem Studium arbeitete er für zwei Jahr bei der Fa. Beluk GmbH, München / Schongau im Geschäftsbereich Blindleistungsregler und Messgeräte als Elektroingenieur für Entwicklung und technischen Support. 1999 wechselte er zum Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching bei München und arbeitete dort zunächst als Elektroingenieur für Stromrichter in der Arbeitsgruppe Hochstromanlagen der Abteilung Experimentelle Stromversorgung. Seit 2010 leitet Herr Käsemann die Experimentelle Stromversorgung und ist seit 2012 Verantwortliche Elektrofachkraft für den Bereich Tokamak Szenario Entwicklung und das Großexperiment ASDEX Upgrade.

S2





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-Experimenten und langfristige Perspektiven

**SClaus-Peter Käsemann, E. Grois, M. Rott, N. Arden, M. Peglau und das ASDEX Upgrade Team (Max-Planck-Institut für Plasmaphysik)**

#### Vorwort

Das Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) untersucht die physikalischen und technischen Grundlagen für ein Kraftwerk, das – ähnlich wie die Sonne – Energie aus der Fusion leichter Atomkerne gewinnen soll. Das IPP ist ein Institut der Max-Planck-Gesellschaft, assoziiertes Mitglied der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren und Mitglied des EUROfusion Konsortiums.

#### Fusionsforschung und Plasmaphysik

Aktuell werden über 90 % des weltweiten Energiebedarfs durch fossile Energiequellen gedeckt. Da die Verfügbarkeit begrenzt ist und um den weiter steigenden Energiebedarf decken und der CO<sub>2</sub>-Problematik entgegenwirken zu können, sind langfristig neue Energiekonzepte erforderlich. Neben der Kernspaltung (Problem: Reaktor-sicherheit, Endlagerung) und den erneuerbaren Energien (Problem: Verfügbarkeit, Speicherung) wäre die Fusion eine weitere Option. Durch die Verschmelzung von 1 g der beiden Wasserstoff-arten Deuterium und Tritium zu Helium könnten 90 MWh Energie erzeugt werden. Dies entspricht der Verbrennung von 11 t Kohle. Um Energie liefern zu können, müssen in einem Plasma genügend Teilchen mit ausreichender Bewegungsenergie vorhanden sein. Ein Maß hierfür ist das Fusionsprodukt aus Temperatur ( $>100$  Mio.°C), Energieeinschlusszeit ( $\sim 2$  s) und Plasmadichte ( $\sim 10^{14}$  Teilchen/cm<sup>3</sup>). Um das heiße Plasma von den Gefäßwänden fernzuhalten und thermisch zu isolieren, wird es in einem Magnetfeldkäfig eingeschlossen.

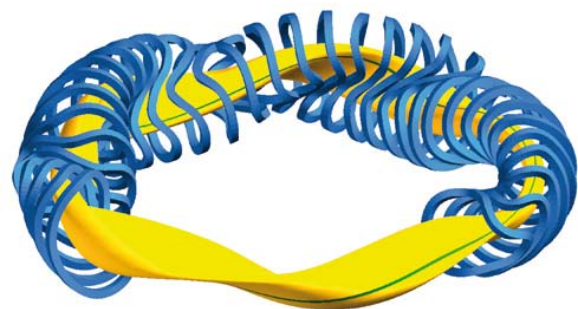
#### Forschung am IPP

Am IPP werden beide Möglichkeiten des magnetischen Einschlusses – Stellarator und Tokamak – untersucht [1].

#### Stellarator Wendelstein 7-X

Im Stellarator erzeugen speziell geformte Spulen den Magnetfeldkäfig [Bild 1]. Dies ermöglicht einen kontinuierlichen Betrieb und hat den Vorteil, dass das Magnetfeld vom Plasma unabhängig ist und

Plasma-Zusammenbrüche (sogenannte „Disruptionen“) nicht auftreten können. Der weltweit größte Stellarator Wendelstein 7-X (W7-X) in Greifswald soll die Kraftwerks-tauglichkeit dieses Typs zeigen. Das erste Plasma wurde im Dezember 2015 gezündet. Die erste Betriebsphase (OP1.1) diente vor allem dem Test der Anlage mit Kryo- und Magnetsystem, Experimentsteuerung, Plasmaheizung (ECRH), Diagnostiken und Datenaufzeichnung. Es wurden bis zu 6 s lange Plasmen und maximale Heizleistungen von 4 MW erreicht. Aufgrund des guten Fortschritts konnte fast die Hälfte der insgesamt 940 Entladungen bereits für physikalische Untersuchungen genutzt werden. Aktuell werden die „Komponenten im Plasmagefäß“ vervollständigt (u.a. Hitzeschild und ein „Testdivertor“ zur kontrollierten Leistungsabfuhr).



**Bild 1:** Magnetspulen und Plasma Wendelstein 7-X

#### Tokamak ASDEX Upgrade

Der Tokamak ASDEX Upgrade (AUG) in Garching ist bereits seit 1991 in Betrieb. Das Plasma wird im Torus durch ein bis zu 3,7 Tesla starkes, ringförmiges Magnetfeld (TF) und einen bis zu 1,4 MA hohen, induzierten Plasmastrom (OH) eingeschlossen. Zur Regelung der Plasmaform und -lage werden zusätzliche vertikale Magnetspulen eingesetzt (V) [Bild 2]. Über den Divertor (DIV) werden die äußeren Randschichten des Plasmas auf Prallplatten abgelenkt. Auf diese Weise können Verunreinigungen aus dem Plasma entfernt und eine gute Isolation des Plasmas erreicht werden. Eine der größten Herausforderungen für einen Fusionsreaktor mit magnetischem Einschluss ist die gezielte Wärmeabfuhr. Hier ist AUG das führende



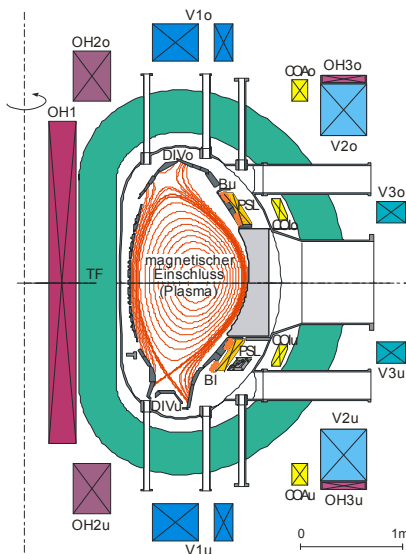


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-Experimenten und langfristige Perspektiven

DEMO vorgesehenen, auf den großen Plasmaradius R standardisierten Wert von 15 MW/m zu steigern. Hierfür werden die Heizungen durch Neutralteilcheninjektion (NBI) sowie Elektronen- und Ionen-Zyklotron-Resonanzfrequenz (ECRH und ICRF) stetig ausgebaut und neue Divertor-Konfigurationen getestet.

Die für eine Plasmaentladung an AUG benötigte Leistung beträgt bis zu 580 MVA für 10 s. Um diese extreme Stoßbelastung abzuf puffern, werden drei große Schwungradgeneratoren (EZ2, EZ3 und EZ4) betrieben [Bild 3]. Die Schwungräder werden mit bis zu 7,5 MW Antriebsleistung auf maximal 1650 U/min beschleunigt und während einer Entladung bis 1275 U/min abgebremst. Hierbei stellen sie über die Generatoren eine nutzbare Energie von 2818 MJ zur Verfügung. Die Frequenz der Ausgangsspannung ist proportional zur Drehzahl und



**Bild 2:** Magnetspulen-System ASDEX Upgrade (Querschnitt durch den Torus-förmigen Aufbau)

### Experimentelle Stromversorgung

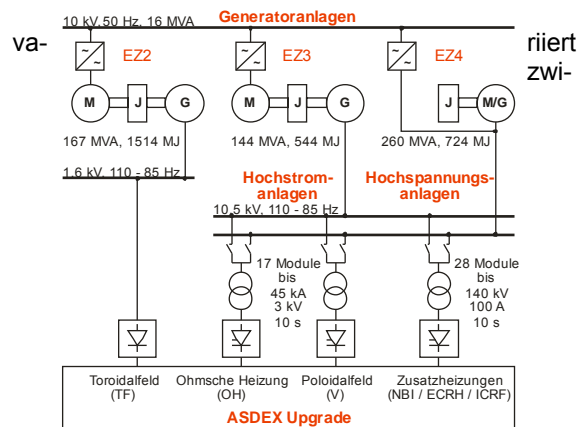
Die Abteilung Experimentelle Stromversorgung versorgt die Experimente und Teststände am Standort Garching mit elektrischer Energie. Sie besteht aus vier betrieblichen Arbeitsgruppen und einer Ingenieursgruppe mit Querschnittsfunktionen.

#### Elektrische Netze

Das IPP Garching ist über zwei 110 / 10 kV Transformatoren für Grundlast (Gebäude-versorgung) und Stoßlast (Großantriebe und Stromrichter mit dynamischer Belastung) an das öffentliche Stromnetz angebunden. Ungefähr 150 Netz- und Stromrichtertransformatoren sind über das Gelände verteilt. Der Stromverbrauch lag 2015 bei 37 GWh mit einer Spitzenleistung von 13,9 MW. Für die Notstromversorgung werden vier Netzersatzanlagen mit einer Gesamtleistung von 1800 kVA unterhalten.

#### Generatoranlagen

|                                     |                   |                   | EZ2         | EZ3               | EZ4               |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------------|
| Herstelldatum                       |                   |                   | 1973        | 1977              | 1987              |
| Drehzahl                            | n                 | min <sup>-1</sup> | 1275-1650   | 1275-1650         | 1275-1650         |
| Schwungmasse                        | m                 | t                 | 323         | 117               | 142               |
| verfügbare Energie                  | W                 | MJ                | 1514        | 544               | 724               |
| Trägheitsmoment                     | J                 | tm <sup>2</sup>   | 251,7       | 90,4              | 120,3             |
| <b>Motor</b>                        |                   |                   |             |                   | <b>Umrichter</b>  |
| Hersteller                          |                   |                   | Siemens     | Siemens           | Siemens           |
| Antriebsleistung                    | P <sub>N</sub>    | MW                | 5,7         | 7,5               | 7,5               |
| Ständer                             | U <sub>N</sub>    | kV                | 10          | 10                |                   |
|                                     | I <sub>N</sub>    | A                 | 343         | 459               |                   |
| Rotor                               | U <sub>N</sub>    | V                 | 4220        | 2600              |                   |
|                                     | I <sub>N</sub>    | A                 | 885         | 1960              |                   |
| <b>Generator</b>                    |                   |                   |             |                   |                   |
| Hersteller                          |                   |                   | Siemens     | Siemens           | Siemens           |
| Ausgangsfrequenz                    | f <sub>N</sub>    | Hz                | 85 - 110    | 85 - 110          | 85 - 110          |
| Ausgangsleistung                    | S <sub>N</sub>    | MVA               | 167         | 144               | 260               |
| Leistungsfaktor                     | cosφ <sub>N</sub> |                   | 0,93        | 0,86              | 0,49              |
| Pulszeit                            | t <sub>N</sub>    | s                 | 9,7         | 4,4               | 5,7               |
| Ständer                             | U <sub>N</sub>    | kV                | 1,6         | 10,5              | 10,5              |
|                                     | I <sub>N</sub>    | kA                | 2x 30,3     | 7,9               | 14,3              |
| Rotor (bei 1275 min <sup>-1</sup> ) | U <sub>N</sub>    | V                 | 543         | 330               | 667               |
|                                     | I <sub>N</sub>    | A                 | 2350        | 3300              | 4202              |
| <b>Schwungrad</b>                   |                   |                   |             |                   |                   |
| Hersteller                          |                   |                   | Klöckner OS | Japan Steel Works | Japan Steel Works |
| Durchmesser                         | d                 | m                 | 2,9         | 3,4               | 3,4               |
| Länge (Walze)                       | l                 | m                 | 3,9         | 0,73              | 0,95              |
| Gewicht (mit Welle)                 | m                 | t                 | 223         | 59                | 76                |



schen 110 und 85 Hz.



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-Experimenten und langfristige Perspektiven

#### *Hochstromanlagen*

17 Thyristor Stromrichter in B6-Brückenschaltung mit einer installierten Leistung von ca. 600 MVA versorgen die Kupferspulen an AUG für die Induktion des Plasmastroms, ohmsche Heizung und Plasmaform- und Lageregelung. Die Stromrichter werden über ein 10,5 kV Doppelsammelschienensystem von den Generatoren EZ3 und EZ4 versorgt. Ströme bis 45 kA mit bis zu 3 kV für 10 s sind möglich. Um alle Verbraucher flexibel versorgen zu können, sind neben Einzelbetrieb diverse Verschaltungen wie Reihen-, Parallel- oder Antiparallelbetrieb möglich. Die Hauptfeldspulen des Experiments sind über einen 80 kA Diodengleichrichter direkt mit dem Generator EZ2 verbunden.

#### *Hochspannungsanlagen*

Für die Plasmaheizung und den Plasmastromtrieb durch NBI, ECRH und ICRF stehen 28 Hochspannungsmodule mit einer installierten Leistung von 95 MW zur Verfügung. Diese liefern Gleichspannungen bis 140 kV bei Strömen bis zu 100 A. Die Hochspannungsmodule sind als Sternpunktsteller ausgeführt. Die Regelung erfolgt hierbei auf der Niederspannungsseite, während die Ausgangsspannung auf der Hochspannungsseite über Dioden gleichgerichtet wird. Der Ausgang wird über Glättungskondensatoren gepuffert. Alle Module sind mit passiven Crowbars und automatischen Entlade- und Erdungs-einrichtungen ausgestattet. Um die jeweils gewünschte Strom- / Spannungs-kombination zu erhalten, werden die einzelnen Module über Hochspannungstrenner zu Gruppen verschaltet.

#### **Instandhaltung und Ertüchtigung**

Was für die öffentlichen Energieversorger gilt, trifft auch auf die Experimentelle Stromversorgung zu: Finanzielle und personelle Ressourcen sind begrenzt, die Lebensdauer bestehender Anlagen muss stetig verlängert werden und gleichzeitig werden höchste Ansprüche an die Zuverlässigkeit gestellt. Ein Team aus 20 Ingenieuren und Technikern betreibt, unterhält und erweitert die elektrische Energieversorgung für AUG, um die erwartete Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit zu gewährleisten und die Personen- und Anlagensicherheit sicherzustellen. Etliche Anlagen sind über 40 Jahre alt. Um lange Ausfallzeiten während einer Experimentierkampagne zu vermeiden, müssen fehleranfällige Komponenten frühzeitig erkannt und ausgetauscht werden. Hierfür ist eine umfassende Messdatenauswertung und Fehleranalyse erforderlich. Die Anforderungen werden verschärft durch eine zunehmende Internationalisierung der Forschungsvorhaben.

#### *Überwachungssysteme und Messdatenerfassung*

Analoge und digitale Schutzgeräte überwachen den sicheren Betrieb der Anlagen und sorgen für eine automatische Abschaltung im Fehlerfall. Visualisierungssysteme stellen die Anlagen-zustände dar, speichern Störmeldungen und erleichtern auf diese Weise die Fehlersuche. Für jede Anlage werden die Soll- und Istwerte der Ströme und Spannungen aufgezeichnet. Bei den Generatoren kommen zahlreiche Temperaturen und Schwingungsdaten hinzu. Mittlerweile werden in der ESV bei jeder Plasmaentladung an die 1000 Messsignale gespeichert. Diese Daten bilden die Grundlage für Trendanalysen und die Erforschung von Fehlerursachen und Abläufen.

#### *Trafowartung*

Wie üblich werden an allen Transformatoren in regelmäßigen Abständen Sichtprüfungen und Ölproben durchgeführt und die Trockenvorlagen erneuert. Die Transformatoren der Hochstrom- und Hochspannungsanlagen werden aufgrund der speziellen Anwendung (Pulsbetrieb mit mehrfacher Überlast) weit stärker beansprucht als gewöhnliche Transformatoren. Aus diesem Grund werden die Transformatoren nach über 20 jährigem Einsatz einer gründlichen Revision unterzogen. Im Werk wird das Aktivteil gezogen und der Isolations- und Wicklungszustand untersucht. Häufigster Fehler sind lose Wicklungsabstützungen, die neu oder zusätzlich ausgekleidet werden müssen, um die Kurzschlussfestigkeit wieder herzustellen. An den Hochspannungstransformatoren werden immer wieder defekte Gleichrichterioden gefunden und Schäden an den Trafoumstellern behoben. Den Abschluss der Wartung bildet eine Stückprüfung nach VDE 0532.

#### *Generatorwartung*

Die Generatoren werden alle 5 Jahre einer Generalüberholung durch den Hersteller unterzogen. Der gesamte Wellenverband wird zerlegt und die Läufer aus dem Motor- und Generatorständer gezogen. Neben einer optischen Kontrolle und Reinigung aller Komponenten werden die Nutverschlusskeile der Ständerwicklungen auf Festigkeit abgeklopft und elektrische Prüfungen durchgeführt. Schäden an den Läuferpolabstützungen und Polverbindungs-laschen konnten so rechtzeitig entdeckt und behoben werden. Schwungrad, Lager, Flansche und Bolzen werden mit Ultraschall, Farbeindringverfahren und Magnetpulverprüfung auf mögliche Schäden untersucht. Lager, an denen sich

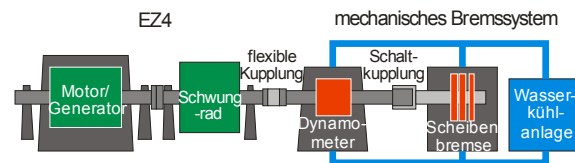
## Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-Experimenten und langfristige Perspektiven

### Torsionsdämpfung [2]

Bei einer Revision des Generators EZ3 1999 wurden Verformungen an den Kupplungsbolzen zwischen Schwungrad und Generator entdeckt. Ähnliche Schäden wurden 2002 am Generator EZ4 festgestellt. Die Schäden wurden auf resonante Torsionsschwingungen im Wellenverband zurückgeführt, die von schnellen Lastwechseln angeregt werden. Um weitere Schäden zu vermeiden, wurden 2001 berührungslose Torsionssensoren in der Nähe der betroffenen Kupplungen angebracht und Grenzwerte festgelegt. Um die Torsionsbeanspruchung zu reduzieren wurde ein neuartiges elektrisches Dämpfungssystem entwickelt. Eine zusätzliche Lastspule wird von einem Stromrichter gegenphasig zur Torsionsschwingung versorgt. Auf diese Weise kann eine über 100 t schwere Welle mit geringer Leistung gedämpft werden. Die Funktionsfähigkeit wurde 2003 unter Verwendung vorhandener Komponenten nachgewiesen. 2007 wurden zwei eigene Anlagen mit verbesserter Steuerung und Schutz in Betrieb genommen.

### Redundante Bremssysteme [3]

Bei einer maximalen Geschwindigkeit von 1650 U/min beträgt die in den Generatoren gespeicherte Energie 7 GJ. Die kritischsten Komponenten für einen sicheren Betrieb sind die Ölschmierung der Gleitlager und die Bremse. Ein gleichzeitiger Ausfall beider Systeme hätte schwere Schäden und eine Gefährdung des Bedienpersonals zur Folge. Batterieanlagen für Steuerungen, Bremserrregung und DC Ölpumpen (EZ2) sowie Öl-Hochtanks (EZ3 und EZ4) erlauben eine sichere Stillsetzung auch bei einem Stromausfall. Allerdings müssen die automatischen Sicherheitssysteme die Generatoren innerhalb der Kapazität der Batterien und Öltanks stoppen (~10 Min). EZ2 und EZ3 werden im Normalfall über den Antriebsmotor gebremst. Die Energie wird vom Anlasser-Widerstand aufgenommen. Auch der Antriebsumrichter der EZ4 wird zum Bremsen auf einen Bremswiderstand geschaltet. Um die Sicherheit zu erhöhen, wurde jede Generatoranlage mit einer zweiten Bremsmöglichkeit nachgerüstet. Bei EZ2 und EZ3 wurden 2006 und 2007 jeweils eine elektrische Bremse am Generator installiert. Da die EZ4 aus einem gemeinsamen Motor-Generator besteht, wurde hier ein hydraulisches Dynamometer, wie es normalerweise in Leistungsprüfständen zum Einsatz kommt, am Schwungrad angeflanscht. Die Energie wird hierbei im Fehlerfall im umlaufenden Wasser deponiert [Bild 4].



**Bild 4:** Mechanisches Bremssystem EZ4

### Neuer Antriebsumrichter EZ3 [4]

Bei schnellen Lastschwankungen traten am alten Direktumrichter des Antriebsmotors EZ3 Unsymmetrien bis zu 1000 A auf. Dies führte im Sternpunkt zu einem erhöhten Abbrand am Schleifring (ausgelegt für einige 10 A). Außerdem kam es durch Fehlsynchronisierungen der analogen Regelung zu gelegentlichen Kurzschlüssen mit Sicherungsauslösung. Da alle Reparaturversuche erfolglos blieben, wurde der Direktumrichter 2013 durch einen IGBT Antriebsumrichter mit digitaler Regelung ersetzt. Durch die Verwendung eines in Windkrafträdern eingesetzten Standardumrichters konnte die Stillstandszeit der EZ3 auf 5 Monate beschränkt werden.

### Thyristor Crowbar System [5]

Durch Induktionen (magnetische Kopplung der Spulensysteme untereinander und Rückwirkungen aus dem Plasma) oder durch eine plötzliche Erhöhung der Netzimpedanz (z.B. unvorhergesehene Generatorabschaltung), können an den Stromrichtern hohe Überspannungen auftreten. Um Schäden durch die große, in den AUG Magnetspulen gespeicherte Energie zu verhindern, wurden Crowbars an den Stromrichterabgängen angeschlossen. Sobald ein Überspannungsereignis auftritt, wird ein Thyristor gezündet, der den Strom auf einen Freilaufzweig mit Entladewiderstand kommutiert.

### Prüfeinrichtungen und Testlasten

Die Generatoranlagen sind mit fest eingebauten Prüfeinrichtungen für den Maschinenschutz ausgestattet. Um unabhängig von den Verbrauchern Inbetriebnahmen, Leistungsprüfungen und Fehlersuchen durchführen zu können, gibt es eigene Testlasten. In den Hochstromanlagen ist dies eine 5 mH Luftspule, mit der Ströme bis zu 45 kA / 10 s möglich sind. Für die Hochspannungsanlagen stehen eine 120 MWs Kunstlast, die in mehreren Stufen zwischen 350  $\Omega$  und 2800  $\Omega$  variiert werden kann, sowie unterschiedliche Wasserwiderstände zur Verfügung. Die Hochspannungsfestigkeit von Anlagenteilen und Kabeln kann über ein 300 kV / 100 mA Prüffeld getestet werden. Außerdem sind Primär-, Sekundär- und Teilladungs-Prüfgeräte für vielfäl-



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions-Experimenten und langfristige Perspektiven

#### Anlagenerweiterung und Ausbau

Über die laufenden Instandhaltungsmaßnahmen hinaus wird die Energieversorgung mit den ständig wachsenden Anforderungen der Experimente konfrontiert. So werden z.B. die Plasma-Szenarien verbessert, was längere Pulse mit höherer Leistung ermöglicht. Zahlreiche Erweiterungsmaßnahmen wurden in den letzten Jahren umgesetzt bzw. stehen noch bevor.

#### *Blindstromkompensation EZ3 / EZ4 [6]*

Durch die Blindstromcharakteristik der AUG Lastpulse war der Einsatz einer Blindstromkompensationsanlage naheliegend. Bereits 1998 wurde eine Testanlage mit 2x 15 Mvar am Generator EZ3 in Betrieb genommen. 2001 wurde die Anlage auf 8 Module mit einer Gesamtleistung von 120 Mvar erweitert. Um eine Überlastung des Generators bei einer plötzlichen Abschaltung der Kompensation zu vermeiden, war die Zuschaltung allerdings auf 6 Module begrenzt. 2014 wurden die beiden überzähligen Module am Generator EZ4 angeschlossen, um das Schaltverhalten und die Stabilität an einem umrichter gespeisten, selbst erregten Generator zu testen. Aufgrund der positiven Ergebnisse wird die Anlage gerade erweitert. Beide Generatoren können dann mit jeweils 2x 15 Mvar und 2x 30 Mvar kompensiert werden.

#### *Modulare Schwungmassespeicher EZ5 [7]*

Um den Leistungseintrag ins Plasma zu erhöhen und die Entladungszeiten verlängern zu können, wurde ein Ausbau der Energiespeicherung angestoßen und als wirtschaftlichste Lösung die Parallelschaltung mehrerer kompakter, auf dem Markt erhältlicher Schwungmassespeicher, wie sie z.B. für unterbrechungsfreie Stromversorgungen in Rechenzentren eingesetzt werden, identifiziert. Ein System aus bis zu fünf Energiespeicher-Einheiten mit jeweils 8 MVA / 36 MJ wurde entworfen. Jede Einheit besteht aus vier gleichen, senkrecht angeordneten Schwungrad-Motor/Generator Sätzen. Bisher wurde eine Test-Einheit aufgebaut und erfolgreich in die experimentelle Stromversorgung integriert. Vorteil gegenüber großen, speziell angefertigten Maschinensätzen ist die einfache Erweiterbarkeit und ein Weiterbetrieb trotz Ausfall einzelner Module. Außerdem sind die Module im Betrieb wartungsfrei und benötigen kaum Hilfsaggregate (keine Ölschmierung und Wasserkühlung).

#### *Thyristor Stromrichter Gruppe 6 und 7 [8]*

Da für den AUG-Betrieb bereits alle vorhandenen Stromrichter benötigt wurden und an der Leistungsgrenze waren, wurde 2000 der Stromrichter Gruppe 6, bestehend aus 4 Modulen mit jeweils 22,5 kA / 1,5 kV / 10 s beschafft. Netzkommutierte Stromrichter haben besonders bei niedriger Ausgangsspannung einen hohen Blindleistungsbedarf. Daher wurden die Stromrichter mit „Nullventilen“ ausgestattet, die eine Steuerung der Sternpunktspannung erlauben und damit die Blindleistung im Teillastbereich reduzieren. Um in Zukunft längere Pulszeiten erreichen zu können, soll die Anlage in den nächsten Jahren noch einmal erweitert werden (Gruppe 7). Dann kann der OH-Kreis mit bis zu  $\pm 45$  kA / 10 s anstelle von bisher  $\pm 40$  kA / 5 s betrieben werden.

#### *Umrichter-System Bussard [9]*

Vor einigen Jahren wurden im Plasmagefäß von AUG zusätzliche Spulen (Bu, BI) eingebaut, um besondere Plasma-Moden zu regeln oder zu unterdrücken. Diese Spulen wurden zunächst über vorhandene Stromrichter mit Gleichstrom betrieben. Um die vollen physikalischen Möglichkeiten ausschöpfen zu können, wurden nun 16 unabhängige Umrichter mit jeweils 1,3 kA und einer Bandbreite von 500 Hz aufgebaut und erfolgreich in Betrieb genommen. Um die Gesamt-Schaltfrequenz durch phasenverschobene Ansteuerung zu erhöhen und die Spannung an den Spulen im Fehlerfall schnell auf Massepotential legen zu können, wurde hierfür anstelle einer H-Brücke eine NPC-ähnliche (Neutral Point Clamped) Halbbrücke gewählt.

#### *Sternpunktsteller Modul 32 / 33*

Das ECRH System an AUG wird zurzeit um vier zusätzliche Gyrotrons erweitert. Um diese Anlagen zu versorgen, erhielt das IPP 2012 zwei 30 Jahre alte Hochspannungsanlagen vom Deutschen Elektronen-Synchrotron (DESY) in Hamburg. Diese erfüllen mit 45-55 kV / 90 A die Anforderungen der ECRH. Allerdings waren die Anlagen als Drehstromsteller für Dauerbetrieb ausgeführt und mussten für den Pulsbetrieb zu Sternpunktstellern umgebaut werden. Während das erste System (Modul 32) gerade in Betrieb genommen wird, wird parallel dazu das zweite System (Modul 33) aufgebaut.

#### **Ausblick – ITER und DEMO**

Das Forschungsprogramm des IPP bereitet die physikalische und technische Basis für Bau und Betrieb des internationalen Forschungsreaktors ITER vor. ITER soll zunächst demonstrieren, dass



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Herausforderungen für die Energieversorgung von Fusions- Experimenten und langfristige Perspektiven

soll DEMO alle erforderlichen Komponenten eines Kraftwerks besitzen und eine elektrische Leistung von bis zu 1,5 GW erzeugen.

#### Zusammenfassung

Der Betrieb der gepulsten Stromversorgung für das Fusionsexperiment ASDEX Upgrade stellt große Herausforderungen dar. Auf der einen Seite ändert sich der Bedarf des Großexperiments laufend und die Anlagen müssen entsprechend angepasst und erweitert werden. Auf der anderen Seite nimmt das Alter der Anlagen zu und erfordert zunehmende Aufmerksamkeit. Dabei muss selbstverständlich auch der Anlagen- und Personenschutz den steigenden Maßstäben gerecht werden und das alles mit begrenzten Personal- und Finanzmitteln. Ausgefeilte Datenauswertung, Modellbildungen und Simulationen möglicher Szenarien werden immer wichtiger. Um finanzielle und zeitliche Risiken zu minimieren, muss vermehrt auf handelsübliche Komponenten zurückgegriffen werden. Dennoch werden diese Geräte für untypische, neue Anwendungen eingesetzt (z.B. gepulster Betrieb der kompakten Energiespeicher EZ5 anstelle von Leerlauf im USV-Einsatz; Leerlaufbetrieb der EZ4-Wasserbremse anstelle von Dauerbelastung in Leistungsprüfständen). Eine weitere Schwierigkeit ist die Integration moderner Techniken in bestehende und gewachsene Anlagen. Unter diesen Randbedingungen bietet die Experimentelle Stromversorgung den Physikern und Wissenschaftlern ein stabiles technisches Umfeld, um sich auf die zentralen Forschungsaufgaben des Instituts konzentrieren zu können.

#### Acknowledgements

This work has been carried out within the framework of the EUROfusion Consortium and has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement number 633053. The views and opinions expressed herein do not necessarily reflect those of the European Commission.

#### Literaturhinweise

- [1] Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, "Forschung für die Energie der Zukunft", [http://www.ipp.mpg.de/46540/broschuere\\_de.pdf](http://www.ipp.mpg.de/46540/broschuere_de.pdf)
- [2] C.-P. Käsemann, L. van Lieshout, M. Huart, M. Rott and the ASDEX Upgrade Team, "10 MVA thyristor converters for the active damping of genera-

tor shaft oscillations at ASDEX Upgrade", Fus. Eng. Des. 84 (2009), pp. 998-1001.

[3] C.-P. Käsemann, M. Huart, F. Stobbe, I. Goldstein, A. Sigalov, E. Sachs, E. Perk and the ASDEX Upgrade Team, "Mechanical braking system for the pulsed power supply system of ASDEX Upgrade", Fus. Eng. Des. 88 (2013), pp. 1491-1494.

[4] C.-P. Käsemann, C. Jacob, H.H. Nguyen, F. Stobbe, A. Mayer, E. Sachs, R. Klein and the ASDEX Upgrade Team "New Drive Converter and Digital Control for the Pulsed Power Supply System of ASDEX Upgrade", Fus. Eng. Des. 98-99C (2015), pp. 1081-1085.

[5] C.-P. Käsemann, L. v. Lieshout, M. Huart, C. Sihler, "Thyristor crowbar system for the high current power supplies of ASDEX Upgrade", Fus. Eng. Des. 75-79 (2005), pp. 149-153.

[6] C. Sihler, M. Huart, C.-P. Käsemann, B. Streibl and the ASDEX Upgrade Team, "Operational experience with reactive power control methods optimized for tokamak power supplies", Fus. Eng. Des. 66-68 (2003), pp. 1139-1142.

[7] C.-P. Käsemann, M. Huart, L.v. Lieshout, D. Habel, F. Stobbe and the ASDEX Upgrade Team, "Extension of the pulsed power supply network of ASDEX Upgrade by a set of compact modular generators", Fus. Eng. Des. 86 (2011), pp. 1523-1526.

[8] C.-P. Käsemann, L. v. Lieshout, M. Huart, C. Sihler, "145 MVA modular thyristor converter system with neutral control for ASDEX Upgrade", Fus. Eng. Des. 66-68 (2003), pp. 1133-1137

[9] M. Teschke, N. Arden, H. Eixenberger, M. Rott, W. Suttrop and the ASDEX Upgrade Team, "Electrical design of the inverter system BUSSARD for ASDEX Upgrade saddle coils", Fus. Eng. Des. 96-97 (2015), pp. 171-176.

#### Anschrift

Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP)  
Tokamak-Szenario-Entwicklung (E1)  
Experimentelle Stromversorgung (ESV)  
Claus-Peter Käsemann  
Boltzmannstraße 2, D-85748 Garching  
Tel.: +49/89/3299-1876  
Fax: +49/89/3299-2515  
E-Mail: c.p.kaesemann@ipp.mpg.de



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

## Frank Cornelius

**ABB AG Brilon**



Frank Cornelius studierte von 2004 bis 2008 Elektrotechnik mit dem Schwerpunkt Energietechnik an der FH-SWF in Soest.

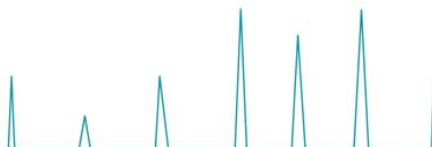
Von 2008 bis 2012 arbeitete er für die ABB AG im Bereich Entwicklung Transformatoren und war verantwortlich für verschiedene Projekte aus den Bereichen Hochspannungsisolation, sowie Geräuschreduzierungs- und Berechnungsmethoden.

Seit 2012 ist er mit der Entwicklung der Nieder- und Mittelspannungsregler verantwortlich für die „Smart Grid“ Produkte am ABB Standort in Brilon.

Seit Mitte diesen Jahres ist Frank Cornelius im Business Development für den Bereich Längsspannungsregler verantwortlich.

Er ist aktives Mitglied in der CENELEC TC14 WG30-Voltage Regulating DTR und der CIGRÉ WG A2.54 Power Transformer Audible Sound Requirements Arbeitsgruppe.

**S3**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

## Michael Schneider, M.Sc.

Westnetz GmbH

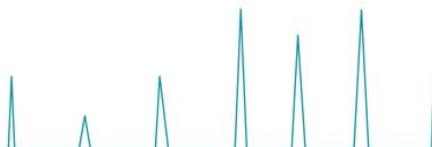


Michael Schneider studierte von 2008 bis 2013 Elektrotechnik mit den Schwerpunkten Automatisierungs- und Energietechnik an der Hochschule Trier. Parallel zum Studium der Elektrotechnik absolviert er eine Ausbildung zum Elektroniker für Betriebstechnik bei der RWE Rhein-Ruhr AG.

Seit Ende 2012 arbeitet er bei der Westnetz GmbH im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetzplanung und ist heute als Teamleiter verantwortlich für den Einsatz innovativer Netzkomponenten in der Mittel- und Niederspannungsebene.

Er ist Jungingenieurreferent und Vorstandsmitglied des VDE Bezirk Trier e.V.

S3





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz



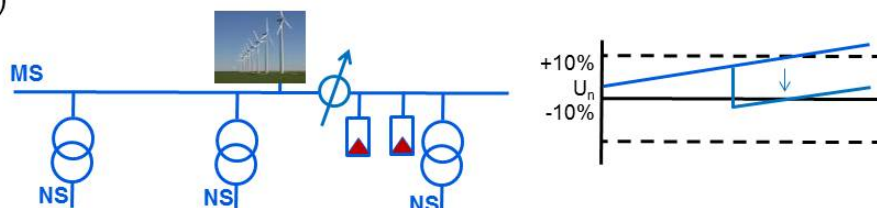
Frank Cornelius, ABB AG Brilon 26.09.2016

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz Teil 1: Funktionsprinzip

Power and productivity  
for a better world™ **ABB**

### Spannungsregelung im Smart Grid Problemstellung

Ausgedehntes MS-/NS- Netz mit dezentraler Einspeisung . (Wind, PV, etc.)



- Spannungsniveau schwankt entlang der Leitung
- Konventioneller Netzausbau ist Zeit- und Kostenintensiv.
- MS-LVR erlaubt eine Spannungsanpassung entlang der Leitung ohne konventionellen Netzausbau
- Spannungsregler (MS-LVR) kann bei Bedarf versetzt werden.

© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 2

**ABB**

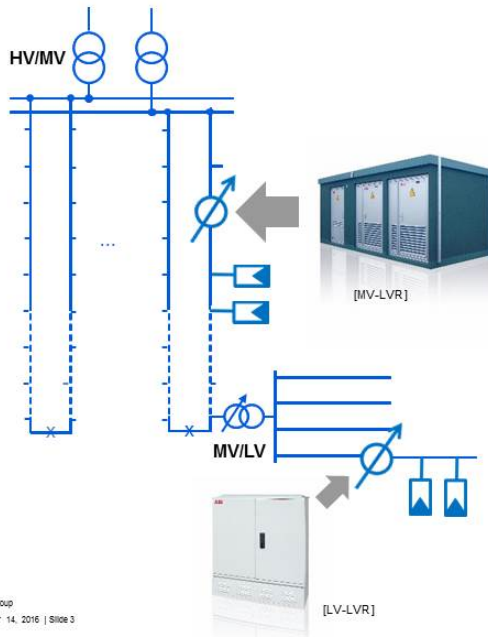




## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

#### Spannungsregelung ABB Lösungen



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 3

Erweitertes MS oder NS Netz mit dezentralisierter Einspeisung (Wind, Photovoltaik (PV), etc.)

- Spannungsniveau schwankt entlang der Leitung
- Spannungsproblem kann nicht durch einen Regeltransformator gelöst werden.
- Konventioneller Netzausbau ist unflexibel, zeit- und kostenintensiv.
- MV-LVR und/oder LV-LVR ermöglichen eine Spannungsanpassung ohne konventionelle Netzerweiterung.



#### MS-/NS-Längsspannungsregler Für Kunden mit hohen Ansprüchen



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 4

Fordert Ihre Regelanwendung eine der folgenden Besonderheiten, bieten wir die Lösung entsprechend Ihrer Spezifikation:

- keine Gefahr für Mensch und Umwelt
- nicht-explosiv und schwer entflammbar
- schwere Belastungszyklen (Kaltstart bis Maximallast)
- sehr hohe Kurzschlussfestigkeit
- Beanspruchung durch extremste Umgebungsbedingungen (Frost, Hitze, Feuchtigkeit,...)
- Minimaler Wartungsaufwand
- Maximale Energieeffizienz >99,5%





# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

### Spannungsregelung Mittelspannungslängsregler - Leistungsdaten

- **Leistung** - bis 14 MVA
- **Spannung** - bis 24 kV
- **Stufenschalter** – Automatischer Laststufenschalter
  - Typisch 11 Schaltstufen mit  $\pm 5 \times 1,6\%$
  - Integrierte MS-Schaltanlage
  - Inverser Regelbetrieb möglich
- **Energieeffizienz** – sehr hoher Wirkungsgrad in allen Regelstufen. (>99,75%)
- **Betrieb und Regelung**
  - Fernüberwachung und Fernzugriff mit Hilfe eines zusätzlichen Kommunikationsmoduls und RTU
  - Regelung auf Leistungsfluss oder auf remote Spannungswerte
  - Control System Protokolle IEC 608705101, 608705104, 61850.



[ABB Brilon, Mittelspannungslängsregler 20 kV / 8 MVA]

| P [MVA]       | 2     | 4     | 6     | 8     |
|---------------|-------|-------|-------|-------|
| Verluste [kW] | 2,87  | 4,64  | 8,73  | 13,86 |
| $\eta$ [%]    | 99,86 | 99,88 | 99,85 | 99,83 |

[gemessene Werte bei 6% Spannungsanpassung]



[ABB RTU 540]



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 5

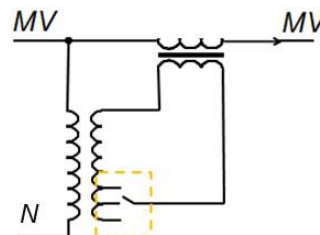
### Spannungsregelung Mittelspannungslängsregler Designdaten

- Installation in Standard Betonstation
- ABB RESIBLOC Trockentransformatoren
- Robustes System mit langer Lebensdauer und minimalem Wartungsaufwand
- Schaltelemente ausgelegt für 3.000.000 Schaltspiele
- Kühlung durch natürliche Konvektion
- Geräuschreduzierte Transformatoren (<40 dB)
- Hohe Kurzschlussfestigkeit
- Dimensionen 2,5 m x 6 m
- Gasisolierte ABB Mittelspannungsschaltanlage

**Angesehen als sehr effiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau.**



[ABB Brilon, Mittelspannungslängsregler 20 kV / 8 MVA]



[Einphasiges Prinzipschaltbild Längsregler]



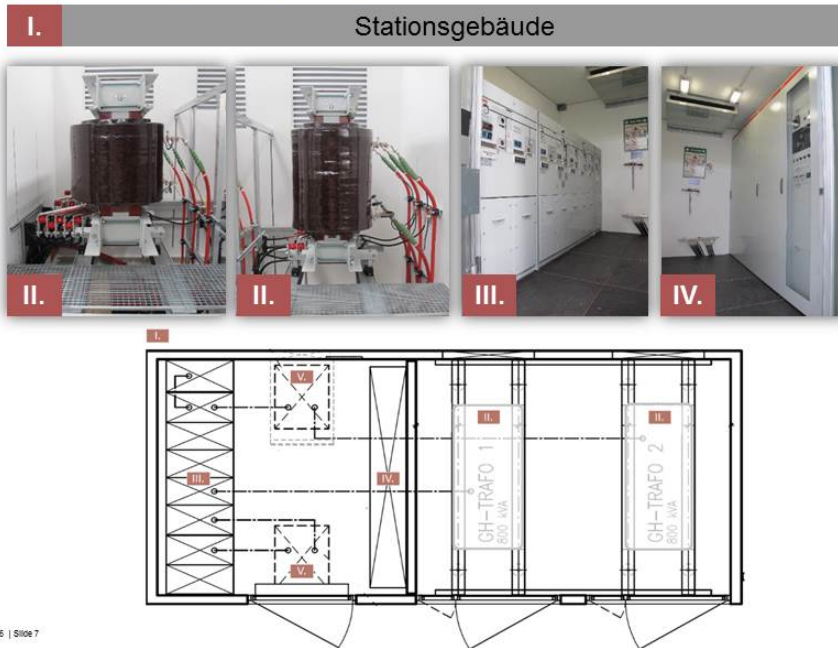
© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 6



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

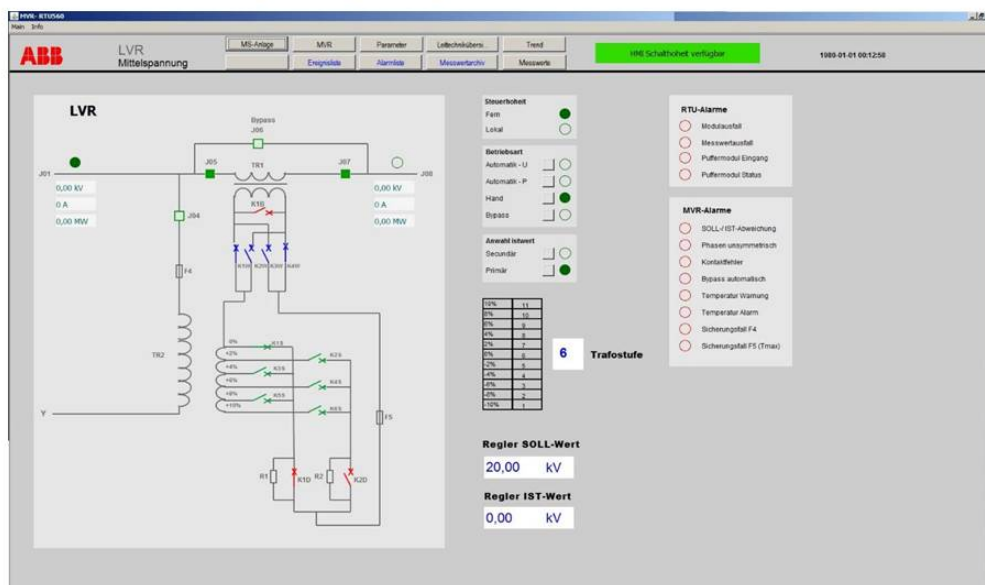
## Einsatz von Mittelspannungsängsreglern im Verteilnetz

### Spannungsregelung Mittelspannungsängsregler Pilotinstallation Hardware



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 7

### Spannungsregelung Mittelspannungsängsregler Pilotinstallation Control



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 8

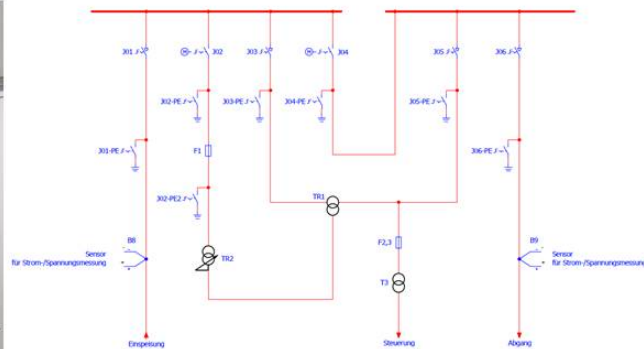




# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungsängsreglern im Verteilnetz

### Spannungsregelung Anbindung LSR



© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 9



### Spannungsregelung Mittelspannungsängsregler Installation



#### Informationen zur Aufstellung MV-LVR:

- LVR wird komplett montiert und geprüft geliefert
- Station fügt sich unauffällig in die Landschaft ein
- Keine Einschränkungen bei der Aufstellung:
  - öl-freie RESIBLOC Transformatoraktivteile
  - geräuschreduzierte Anlage Lpa <40 dBA

#### Installation in 4 Schritten:

1. Positionierung des LVR mittels Autokran
2. MS-Anbindung über Kabeleinführungen und Stecker
3. Entfernen der Transformator-Transportsicherungen
4. Anbindung Netzleitsystem (optional, z.B. über GPRS)

-> Start

© ABB Group  
September 14, 2016 | Slide 10

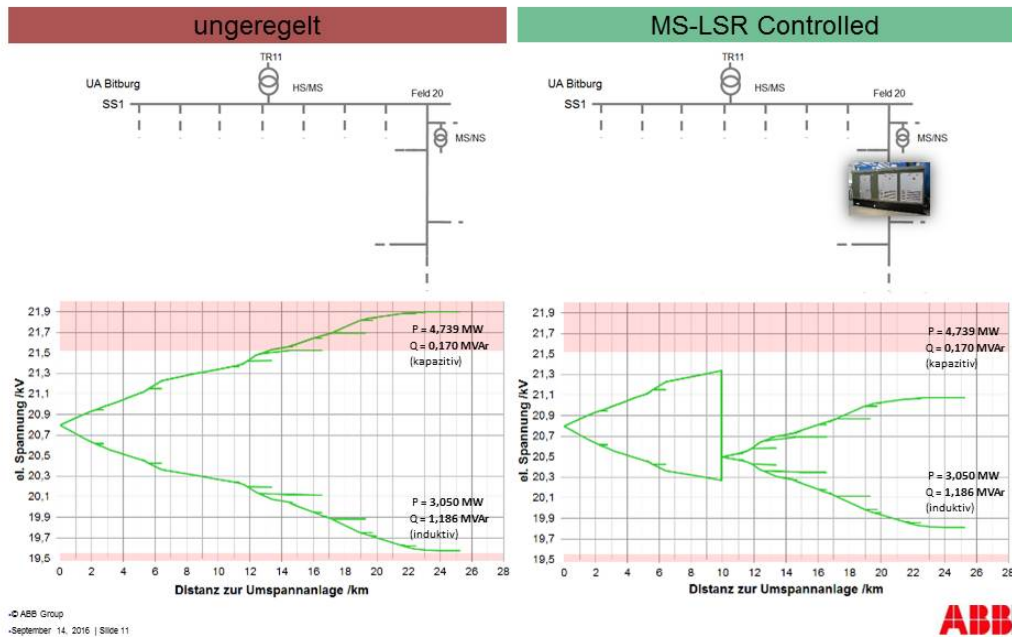




# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

### Spannungsregelung Netzsituation am Pilotstandort



Power and productivity  
for a better world™





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

## Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

### Teil 2: Nachweis der technischen Wirksamkeit und Feldtesterfahrungen



Michael Schneider, Westnetz GmbH

Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 13

### Agenda

- 1 Die Westnetz GmbH
- 2 Nachweis der technischen Wirksamkeit der Längsregelung
- 3 Feldtestuntersuchungen eines Längsreglers in der Eifel
- 4 Fazit



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 14



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungsängsreglern im Verteilnetz

### Westnetz ist der führende Verteilnetzbetreiber in Deutschland

#### Kennzahlen

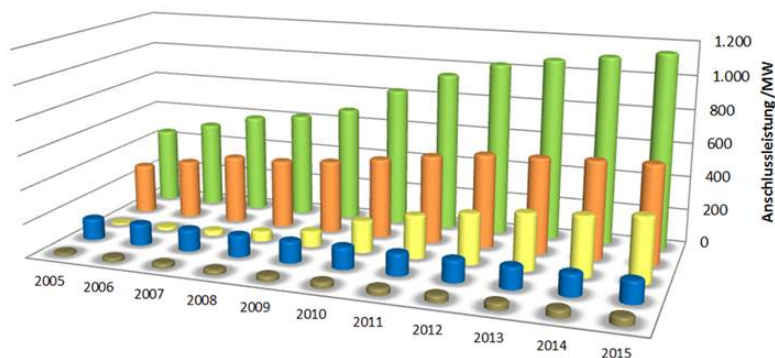
|                        |                        |
|------------------------|------------------------|
| Umsatz                 | 5,8 Mrd. €             |
| Mitarbeiter/innen      | 5.100                  |
| Versorgte Fläche       | 50.000 km <sup>2</sup> |
| Netzlänge Strom        | 185.000 km             |
| Netzlänge Gas          | 28.000 km              |
| Kundenanschlüsse Strom | 5.000.000              |
| Kundenanschlüsse Gas   | 500.000                |
| Regionalzentren        | 13                     |



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 15

### Steigende regenerative Erzeugung erschöpft zunehmend regionales Aufnahmepotenzial der Netze – Hier: Region Trier



|                     | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012  | 2013  | 2014  | 2015  |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| ■ Biomasse/BHKW /MW | 18   | 24   | 27   | 28   | 31   | 35   | 39   | 41    | 42    | 47    | 49    |
| ■ Wasserkraft /MW   | 128  | 128  | 129  | 129  | 129  | 131  | 131  | 131   | 131   | 131   | 131   |
| ■ Photovoltaik /MW  | 10   | 16   | 29   | 57   | 93   | 189  | 254  | 299   | 334   | 353   | 383   |
| ■ Windenergie /MW   | 296  | 350  | 406  | 410  | 434  | 476  | 523  | 560   | 569   | 582   | 590   |
| ■ Summe /MW         | 452  | 518  | 590  | 624  | 687  | 831  | 948  | 1.031 | 1.076 | 1.113 | 1.153 |



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 16



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

Westnetz: Wir erproben die innovativen  
Technologien von morgen

Smart Operator



Ampacity



Smart Country



Hochtemperaturleiterseil



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 17

## Agenda

- 1 Die Westnetz GmbH
- 2 Nachweis der technischen Wirksamkeit der Längsregelung
- 3 Feldtestuntersuchungen eines Längsreglers in der Eifel
- 4 Fazit



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 18





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungsängsreglern im Verteilnetz

#### Praktisches Anwendungsbeispiel: das 20kV-System im Bereich der UA Sinspelt

- > Drei spannungskritische Abgangsfelder:
  - Feld 08: max. 21,56 kV
  - Feld 09: max. 21,63 kV
  - Feld 14: max. 21,55 kV
- > Installierte dezentrale Einspeiseleistung
  - Feld 08: rd. 8,3 MW
  - Feld 09: rd. 4,4 MW
  - Feld 14: rd. 5,2 MW
- > Die Stromtragfähigkeit der Leitungssysteme ist nicht ausgeschöpft
- > Eine Sammelschienensollwertabsenkung ist nicht möglich
- > Ohne Netzverstärkungen ist kein weiterer Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen möglich



WESTNETZ

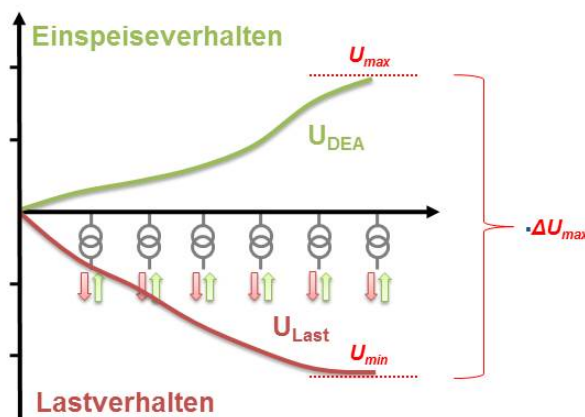
Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 19

#### Exkurs: Methodik zur Visualisierung des Spannungs-Worst Case



WESTNETZ

Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

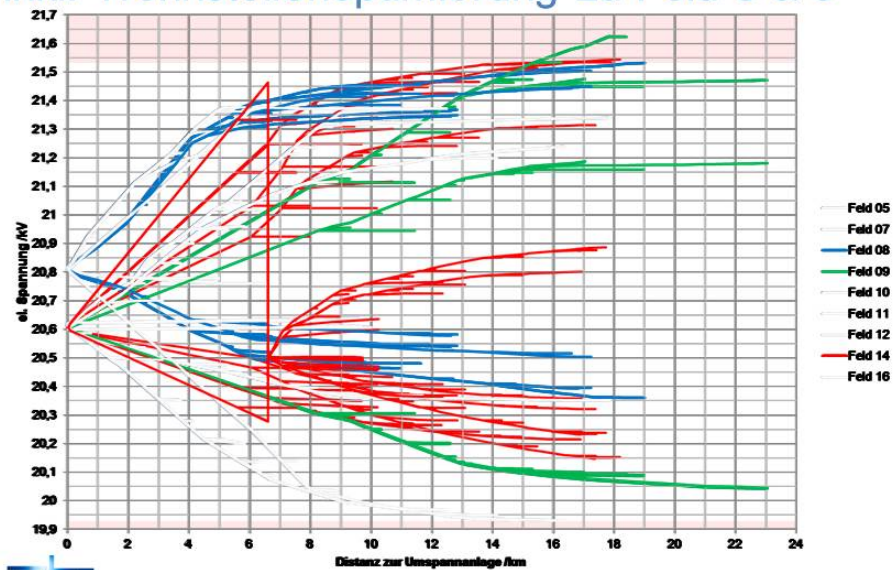
SEITE 20



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

### Einsatz eines Mittelspannungslängsreglers in der Eifel inkl. Trennstellenoptimierung zu Feld 8 & 9



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 21

## Agenda

- 1 Die Westnetz GmbH
- 2 Nachweis der technischen Wirksamkeit der Längsregelung
- 3 Feldtestuntersuchungen eines Längsreglers in der Eifel
- 4 Fazit



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 22



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungsängsreglern im Verteilnetz

#### Mehrjähriger Prototypentest bestätigt gesetzte Ziele in besonderem Maße

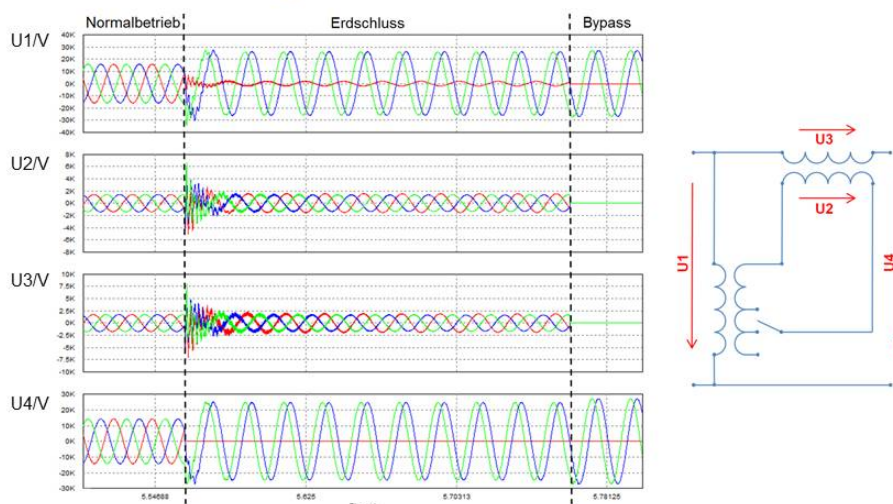
1. Sicherer Netzbetrieb – Einfluss auf einen Netzfehler:
  - Systemimpedanz im 20kV-Netz steigt um ca. 1 bis 2 Ohm
  - Ein Betrieb im kompensiert betriebenen Netz ist zulässig
2. Bewertung von Lebensdauer und Wartungsaufwendungen
3. Bewertung der technischen Betriebsmitteleigenschaften:
  - 8 MVA bis 10 MVA ideal für ländlich geprägte 20kV-Systeme
  - $\pm 10\%$ -Regelband wird nicht voll ausgeschöpft
  - 2%-Stufensprung führt zu keinen Netzauffälligkeiten
  - Netzunsymmetrie erfordert zusätzlichen EB-Wandler



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 23

#### Simulationsergebnisse im Erdschlussfall



Der Einsatz im kompensiert betriebenen Netz ist zulässig und überführt weder Netz noch Regler in kritische Systemzustände



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 24



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

#### Mehrjähriger Prototypentest bestätigt gesetzte Ziele in besonderem Maße

1. Sicherer Netzbetrieb – Einfluss auf einen Netzfehler:
  - Systemimpedanz im 20kV-Netz steigt um 1-2 Ohm
  - Ein Betrieb im kompensiert betriebenen Netz ist zulässig
2. Bewertung von Lebensdauer und Wartungsaufwendungen
3. Bewertung der technischen Betriebsmitteleigenschaften:
  - 8 MVA bis 10 MVA ideal für ländlich geprägte 20kV-Systeme
  - $\pm 10\%$ -Regelband wird nicht voll ausgeschöpft
  - 2%-Stufensprung führt zu keinen Netzauffälligkeiten
  - Netzunsymmetrie erfordert zusätzlichen EB-Wandler



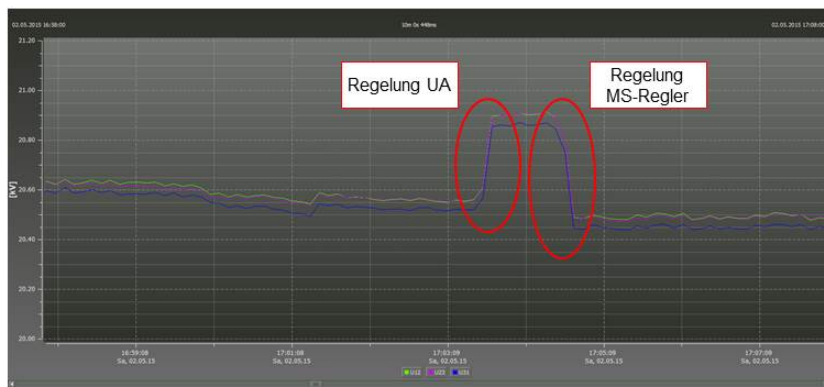
Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 25

#### 2%-Stufensprung im Vergleich mit einer Regelung in der Umspannanlage (hier: 1,5%)



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 26



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

#### Oszilloskopierter Zeitverlauf von Strom und Spannung innerhalb eines Regelvorgangs



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 27

#### Agenda

- 1 Die Westnetz GmbH
- 2 Nachweis der technischen Wirksamkeit der Längsregelung
- 3 Feldtestuntersuchungen eines Längsreglers in der Eifel
- 4 Fazit



Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP 14.09.2016 SEITE 28



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Einsatz von Mittelspannungslängsreglern im Verteilnetz

Aktuell bereits vier geeignete Einsatzorte im Eifelkreis Bitburg-Prüm identifiziert



MS-Regler Großlangenfeld  
Inbetriebnahme: 2011



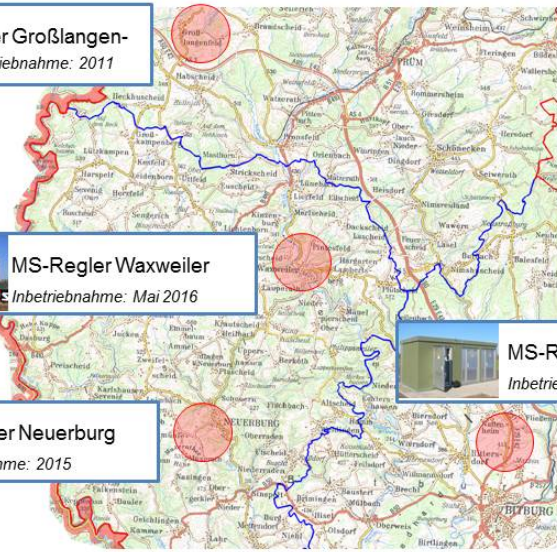
MS-Regler Waxweiler  
Inbetriebnahme: Mai 2016



MS-Regler Neuerburg  
Inbetriebnahme: 2015



MS-Regler Nattenheim  
Inbetriebnahme: 2014



**WESTNETZ**

Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 29

Vielen Dank für  
Ihre Aufmerksamkeit.



**WESTNETZ**

Ein Unternehmen der RWE

DRW-F-TP

14.09.2016

SEITE 30



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

### **Manfred Stach** **UNIPER Technology GmbH**

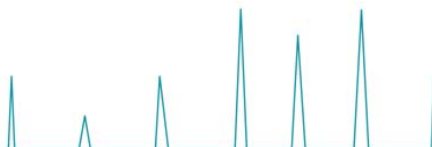


Manfred Stach absolvierte 1983 die Fachausbildung zum Energieanlagenelektroniker bei den Veba Kraftwerken Ruhr AG. 1987 schloss er erfolgreicher das Abendstudium zum Techniker der Energietechnik an der Fachschule für Technik in Bochum ab.

Nach der Ausbildung arbeitete er als Projektleiter im Bereich Energietechnik bei der Preussenelektra und E.ON Engineering GmbH. Seit 2003 übernahm er die Leitung des Teams Transformatoren. Herr Stach ist heute Senior Experte für Transformatoren bei UNIPER und seit September 2016 stellvertretender Leiter der Abteilung Engineering Services Electrical Components der UNIPER Technology GmbH in Gelsenkirchen.

Er ist Vorsitzender der Fachgruppe Transformatoren im VGB und Mitglied bei VDE und Cigre. Im DKE ist er stellv. Obmann im Komitee K321 Transformatoren und Mitarbeiter der WG 34 Voltage Regulating Distribution Transformers bei IEC TC14.

**S4**





# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore



## Betriebserfahrungen an Transformatoren On- und Off-Shore

TLM Konferenz, Königswinter 26. und 27. September 2016



2

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Inhalt

- Zustandsüberwachung an Transformatoren
- Betriebsüberwachung und Ausfall von 400 kV Durchführungen
- Betriebsstörung eines Maschinentransformators
- Off-Shore, Störung – Main Transformer(Substation)



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Zustandsüberwachung an Transformatoren

Auszug aus UTG-Empfehlung zu Routinemaßnahmen:

|                                    |                            |
|------------------------------------|----------------------------|
| Visuelle Inspektion                | regelmäßig, bis zu täglich |
| Gas in Öl-Analyse                  | jährlich                   |
| Isolieröluntersuchungen EN 60422   | alle 3 Jahre               |
| Furananalyse                       | alle 3 - 5 Jahre           |
| Reinigungsschaltungen Lastschalter | jährlich                   |
| Lastschalterinspektion             | ca. alle 6 Jahre           |
| C-/ tan delta- Messungen an Dfg.   | alle 4-6 Jahre             |

VGB: Überwachungskonzept für Transformatoren (2010)  
QS-Anforderungen an Mineralöle (2015)  
Instandhaltungsempfehlung für Transformatoren (2016/2017)



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Beispiel Betriebsüberwachung 400 kV Dfg.

**Object** Transformer – Oil-Air – Bushing (RIP)

**Type** Trench CETA 400HC997

**Baujahr** 11/2004

**Serial Number** 04-13053; 04-13055; 04-13054

C/tan delta-Messungen vor Ort am 02.09.2014

Unzulässiger Kapazitätsanstieg an zwei Durchführungen festgestellt

UTG Empfehlung: Austausch aller drei 400 kV Durchführungen

Weitere Untersuchungen zur Fehlerursache vereinbart



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Übersicht der Messungen an 1. und 2. Dfg.

| <i>Anlass</i>    | <i>Datum</i> | <i>U [kV]</i> | <i>C1 [pF]</i> | <i>C1 tand [%]</i> |
|------------------|--------------|---------------|----------------|--------------------|
| Dfg.-FAT Trench  | 08.11.2004   | 20            | 675            | 0,61               |
| Trafo FAT Alstom | 16.02.2005   | 10            | 673            | 0,46               |
| Vor-Ort-Messung  | 02.09.2014   | 10            | 757            | 0,73               |
| Untersuchg. HSP  | 14.01.2015   | 10            | 758            | 0,80               |

Änderung der Kapazität um +12 % deutet auf zwei Teildurchschläge hin

| <i>Anlass</i>   | <i>Datum</i> | <i>U [kV]</i> | <i>C1 [pF]</i> | <i>C1 tand [%]</i> |
|-----------------|--------------|---------------|----------------|--------------------|
| Dfg. FAT Trench | 08.11.2004   | 27            | 676            | 0,56               |
| Trafo FAT       | 16.02.2005   | 10            | 674            | 0,47               |
| Vor-Ort-Messung | 02.09.2014   | 10            | 711            | 0,58               |
| Untersuchg. HSP | 14.01.2015   | 10            | 713            | 0,77               |

Änderung der Kapazität um +6 % deutet auf einen Teildurchschlag hin



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

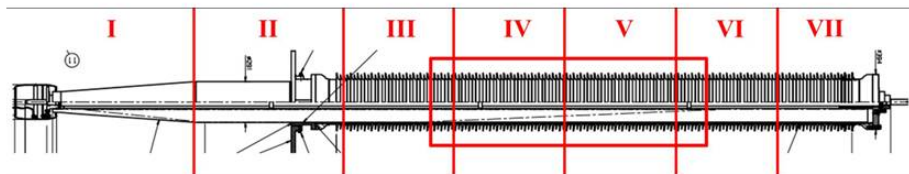


## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Sezierung Dfg. 1

Es wurden zwei Teildurchschläge in Sektion IV gefunden

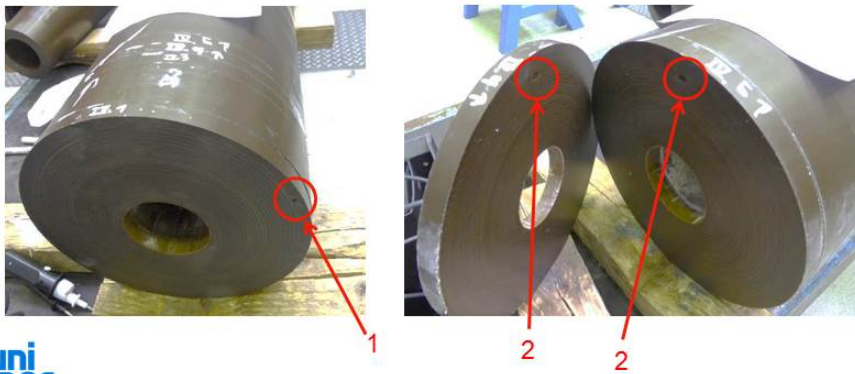


uni  
per

7

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Sezierung Dfg. 1



uni  
per

8

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

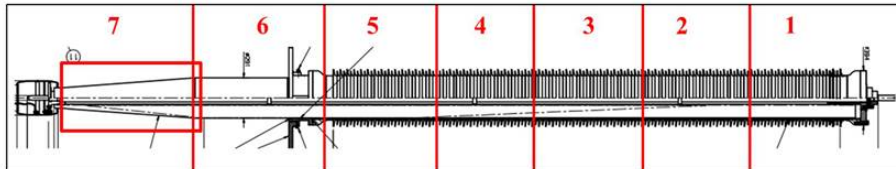


## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Sezierung Dfg. 2

Es wurde ein Teildurchschlag in Sektion 6.3 gefunden



uni  
per

9

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Sezierung Dfg. 2



Fehlerstelle

uni  
per

10

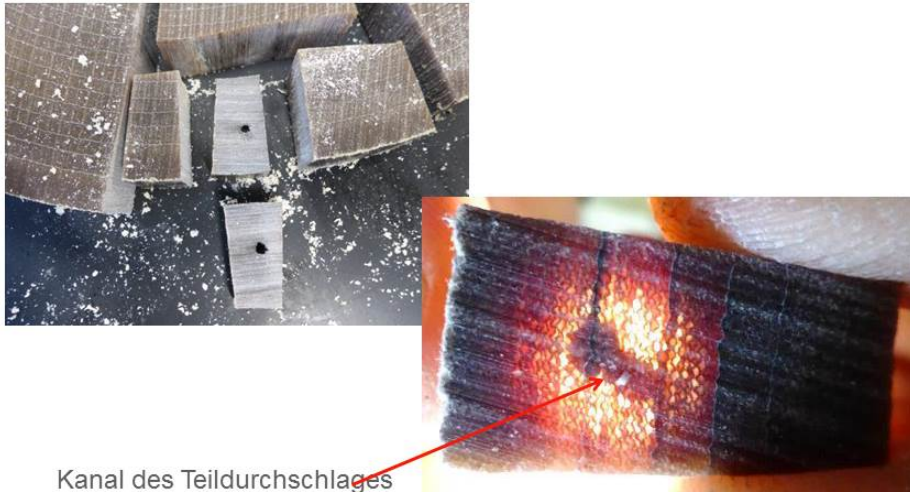
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Beispiel 400 kV Durchführungen, Sezierung Dfg. 2



Kanal des Teildurchschlages  
zwischen den äußeren beiden Einlagen

uni  
per

11

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Zusammenfassung Beispiel Betriebsüberwachung 400 kV Dfg.

Auf Basis der Ergebnisse zur 1. und 2. Durchführung wurde beschlossen eine Hochspannungsprüfung an der 3. Durchführung durchzuführen.

Die elektrische Prüfung der zuvor intakten Durchführung zeigte während der Prüfung ein Entladungsverhalten, welches schlussendlich in einen Teildurchschlag resultierte.

Die Entscheidung zum Durchführungstausch an allen 3 Phasen war zwingend erforderlich und konnte einen Totschaden des Transformators verhindern.

Auf Grund der gewonnenen Erkenntnisse wird der untersuchte Durchführungstyp als kritisch eingestuft.

uni  
per

12

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

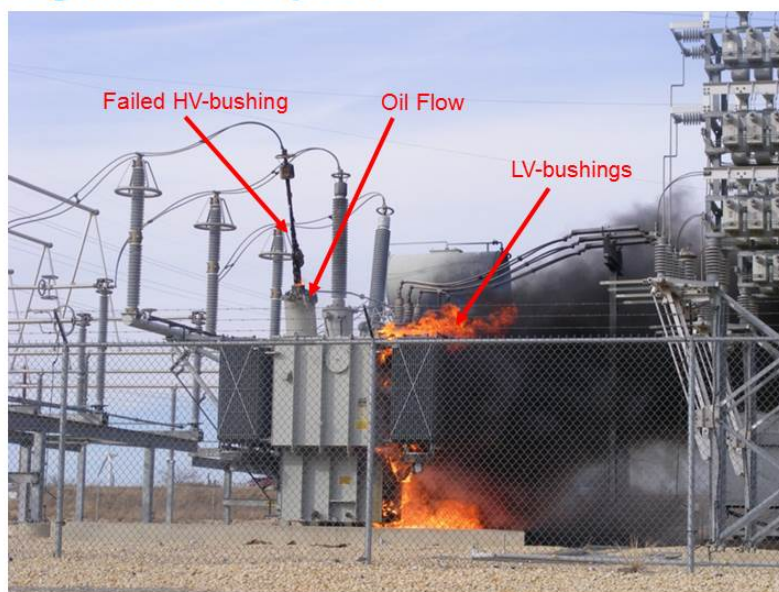
#### Beispiel Ausfall von 345 kV Durchführungen Roscoe wind farm Texas, Transformer Data

|                          |                      |
|--------------------------|----------------------|
| Manufacturer             | XXXXXXX              |
| Serial number            | 8045458              |
| Year of manufacture      | 2007                 |
| Rated power              | 140 MVA              |
| Voltage ratio            | 345 / 34,5 kV        |
| Vector group             | YNyn0 (d)            |
| Cooling                  | ONAN / ONAF / ONAF   |
| HV bushing manufacturer  | Trench Canada        |
| HV bushing design / type | OIP Condenser / COTA |
| Bushing serial number H1 | 07F0295-09A          |
| Bushing serial number H2 | 07F0295-10A          |
| Bushing serial number H3 | 07F0295-12A          |
| Bushing serial number H0 | 07F0240-56AXT        |



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Transformer event started with exploded HV bushing and fire impact





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Transformer event later on



uni  
per

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Root Cause Analysis, Trench bushing COTA 345kV



Pattern on paper insulation



Current marker

uni  
per

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Root Cause Analysis, Trench bushing COTA 345 kV



Mechanical damage



Crumpled inlay



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Conclusion and Recommendation

Roscoe wind farm was well designed and operated including maintenance, inspections and measurements. Nevertheless, the fault could not be detected before the event happens and fortunately without damages on persons.

Condition assessment to be improved by using trend analysis

Improve purchasing of new bushings with LI/SI-test as routine test at FAT

Screening of existing assets about such type of bushings within company include exchange strategy

RIP bushings should be used for further projects performed as explosive risk reduced type equipped with silicon insulators



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators

- Kraftwerk nach einer Revision mit 380kV Netz synchronisiert
- Abschaltung durch Buchholz- und Differenzialschutz – nach 17h
- 380 kV Leistungsschalter hat nach 115 ms geöffnet und Netz getrennt
- Feuer mit kleiner Flamme und Ölaustritt aus HV Durchführung 1V
- Manuelle Auslösung der Sprühwasser-Löschanlage

Frage: Durchführungsfehler?



TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators Technische Daten

|                     |           |
|---------------------|-----------|
| Manufacturer        | Ansaldo   |
| Serial number       | 315245    |
| Year of manufacture | 1989      |
| Rated power         | 370 MVA   |
| Voltage ratio       | 400/20 kV |
| Vector group        | YNd11     |
| Cooling Method      | ODAF      |

6 air coolers, 3 on each transformer side, each cooler equipped with one oil pump and three fans.

Special events during life time or abnormalities      Corrosive sulphur



20  
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators



uni  
per

21

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators



Kompensator an 1V beschädigt

Elektrode von 1V beschädigt



uni  
per

22

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators



Durchführung 1V, Unterteil mit Entladungsspuren

uni  
per

23

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators Störungsanalyse

- Schutzabschaltung Buchholz- und Differentialschutz
- DGA Analysen deutet auf Überhitzung mit Entladungen (gute Übereinstimmung von Labor und online-Gerät/Kelman)
- Trafoöl- und Kerntemperatur unterhalb Alarmwert stetig gestiegen (Öl: 81 / 85°C; Kern: 95 / 115°C)
- Transformatorbetrieb ohne Betrieb der Ölpumpen
- Vor-Ort-Befundung des Aktivteils vereinbart

uni  
per

24

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

### Betriebsstörung eines Maschinentransformators Aktivteilbefundung

Aktivteil

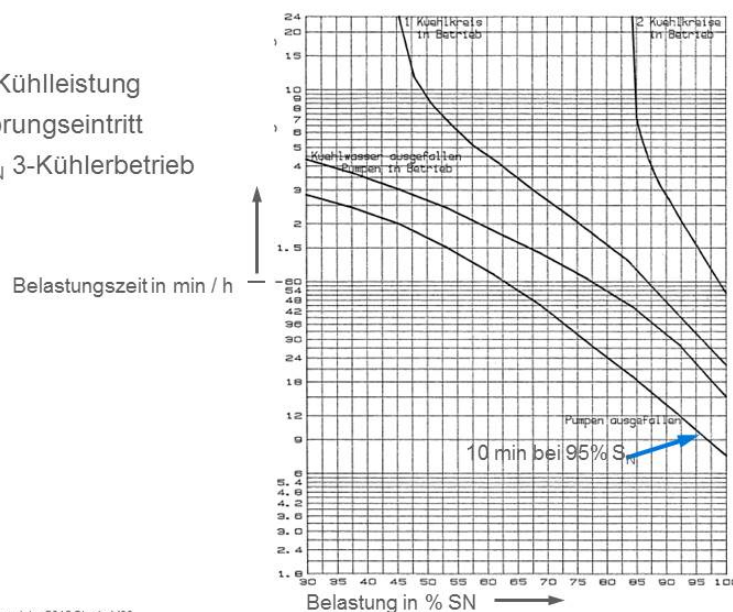


Ausleitung unterhalb  
Durchführung 1 V

uni per 25  
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

### Betriebsstörung eines Maschinentransformators Notbetrieb, Beispielkurven für ODWF-Kühlungsart

- 100% Kühlleistung vor Störungseintritt  
Und  $S_N$  3-Kühlerbetrieb



uni per  
Seite 26  
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Betriebsstörung eines Maschinentransformators Notbetrieb, Hinweise für Betriebspersonal

- Betriebspersonal für Meldungen sensibilisieren, z.B.:
  - Temperaturmeldungen
  - Meldungen Öl-/ Wasser-/ Luftströmung fehlt
  - Kühlkreis x, y, z ausgefallen
  - NS - ausgefallen
- Auswirkungen hinsichtlich Teil- oder Totalausfall prüfen
- Sicherstellen von Kenntnissen beim Betriebs-/ Wartenpersonal  
Erkennen von Notbetriebsfällen – besonders zeitkritische
- Betriebs-/ Handlungsanweisung, oder Zusatzmeldung generieren



Seite 27  
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Off-Shore Störung – Main Transformer (Substation)



28

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation) FAT im Herstellerwerk



2 x 180 MVA  
155 / 33 / 33 kV  
YNd5d5  
ONAN



29

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation) DGA Analyse

| Date sampling:                   | 2015.08.02                          |                  |     |  |
|----------------------------------|-------------------------------------|------------------|-----|--|
| Location sampling:               |                                     |                  |     |  |
| Date measurement:                | 2015.08.04                          |                  |     |  |
| Extraction method:               | Automatic Toepler                   |                  |     |  |
| Remarks:                         | Tag nr: Trafo2high gas level hydran |                  |     |  |
| Gas                              | Concentrations                      | Detection limits |     | Normal values according to IEC 60599 [ppm] |
| CH4                              | 102,0                               | 0,2              | ppm | 130  |
| H2                               | 1236,0                              | 2                | ppm | 150  |
| CO2 (corrected for air saturatio | 701,9                               | 10               | ppm | 14000                                      |
| C2H4                             | 231,0                               | 0,1              | ppm | 280  |
| C2H6                             | 6,3                                 | 0,1              | ppm | 90   |
| C2H2                             | 2235,0                              | 0,1              | ppm | 20   |
| C3H6                             | 36,8                                | 0,5              | ppm |  |
| C3H8                             | 43,8                                | 0,5              | ppm |  |
| O2                               | 5025,0                              | 500              | ppm |  |
| N2                               | 12313,0                             | 2000             | ppm |  |
| CO                               | 96,4                                | 5                | ppm | 600  |



30

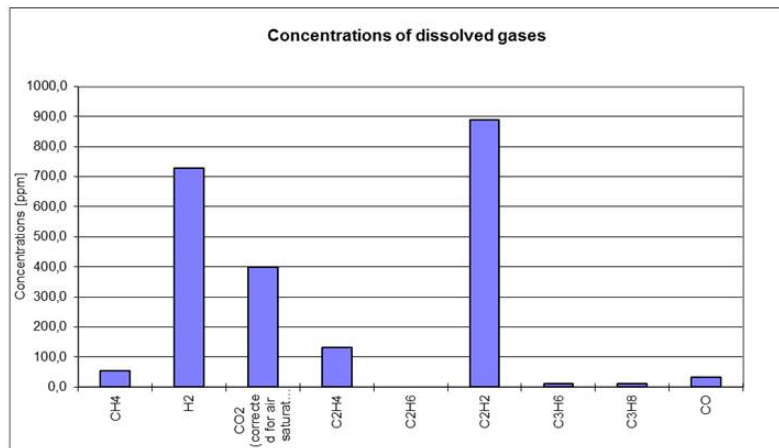
TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation) DGA Analyse



31

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation) HV-Anordnung bei FAT



32

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation)



uni  
per

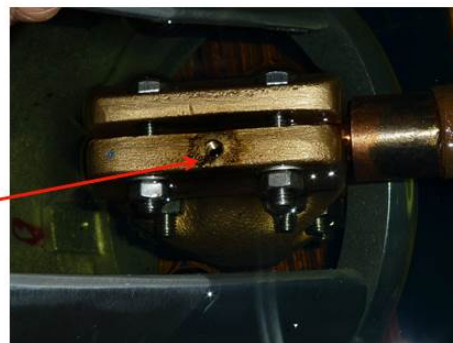
33

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

#### Off-Shore Störung – Main Transformer(Substation)



Entladungen



Ursache: fehlender Federring!!!

uni  
per

34

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Betriebserfahrungen an Transformatoren, On- und Off-shore

#### Transformatorprozesse leben, ES LOHNT SICH!!!



uni  
per

35

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

38

# uni per

KONTAKT:

Manfred Stach  
Deputy Head of Department  
Engineering Services Electrical Components  
Senior Expert Transformer  
Tel.: +49 209-601-5477  
manfred.stach@uniper.energy

Uniper Technologies GmbH  
Alexander-von-Humboldt-Straße 1  
45896 Gelsenkirchen  
www.uniper-engineering.com

TLM Königswinter 2016 Stach\_V00

Manfred Stach

S4



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Verwalten – Bewerten – Entscheiden  
PC-gestütztes Asset Management

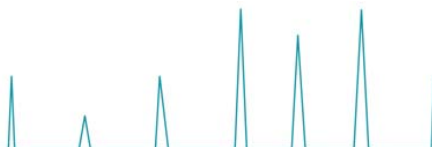
### Michael Jäger

#### Elektronik-Kontor Messtechnik GmbH



Michael Jäger, Jahrgang 1960, ist seit 2002 bei Elektronik-Kontor Messtechnik GmbH in Heilbronn für den Vertrieb von elektrischen Messgeräten tätig. Der staatlich geprüfte Elektro-Techniker ist Produktspezialist für die Mittel- und Hochspannungsmessgeräte verschiedener Hersteller.

S5





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

#### Einleitung

Die organisatorische Verwaltung einer Flotte von Leistungstransformatoren, deren Zustand, der entsprechenden Messergebnisse und speziell der DGA Werte, ist eine klassische Aufgabe für den Asset Manager im Rahmen der Instandhaltung. Überall wo Leistungstransformatoren und andere isolierölgefüllte Betriebsmittel zum Einsatz kommen, muss der Zustand über Jahrzehnte beobachtet und dokumentiert werden. Die Ergebnisse müssen in verständlicher Form und im Bedarfsfall kurzfristig zur Verfügung stehen. Moderne Programme ermöglichen die übersichtliche Verwaltung, die Bewertung der komplexen DGA Ergebnisse und unterstützen die Verantwortlichen bei der Entscheidungsfindung über weitere Schritte, um die Einsatzbereitschaft der Betriebsmittel aufrecht zu erhalten.

#### Verwalten

Isolieröl gefüllte Betriebsmittel wie Transformatoren, Stufenschalter oder auch Durchführungen können mittels DGA Analyse umfassende Informationen über ihren Zustand und die aktuelle Entwicklung liefern[1]. Diese Informationen werden über Ölproben und durch die entsprechende Laboranalyse, oder über Online-Monitoring Systeme geliefert. Die DGA Ergebnisse werden vom Öl-Labor in Papierform, als PDF, oder in seltenen Fällen direkt in einer vorhandenen Datenbank, dem zuständigen Asset Manager übermittelt.

Der kontinuierliche Datenstrom von Online-Monitoren wird im besten Fall von Alarmgrenzen der zugehörigen Software des jeweiligen Herstellers überwacht und führt bei richtiger Einstellung der Grenzwerte zu entsprechenden Hinweisen, wenn die Software auf einem PC gestartet ist und im Hintergrund die Messwerte bewertet. Im einfacheren Fall werden die Daten von Online-Monitoren mittels potentialfreien Kontakten, 4-20mA Signalen oder auch über Ethernet an die Messwarte übergeben. Die Messwarte stellt üblicherweise alle eingehenden Informationen mit eigenen Verfahren wie Tabellen und Grafiken zusammen, und dem Bedienpersonal zur Verfügung.

Weitere Diagnosedaten von zusätzlichen Messverfahren, wie elektrische Messungen[2], liegen ebenfalls häufig in Papierform oder als PDF vor. Meistens fließen alle Informationen in einen Aktenordner, oder auf die Festplatte eines PC's. Eine übersichtliche Darstellung ist schwierig, oft sind diese Informationen bei verschiedenen Mitarbeitern, oder beauftragten Dienstleistern an mehreren Stellen

verstreut. Querinformationen in Beziehung zu bringen ist somit schwierig. Zusätzlich müssen die Daten über Jahre zur Verfügung stehen und archiviert werden. Zu diesen Informationen gehört außer dem Standort natürlich die Bezeichnung des Betriebsmittels, das Herstellungs- bzw. Inbetriebnahme Jahr, der Transformator Hersteller, der Einsatzstatus, usw.

Die Datenreihen über DGA- und sonstige Messwerte liegen nur selten als übersichtliche Grafik vor (s. Beispiel Bild 1). Das zuverlässige und effektive Auflisten im Rahmen einer verantwortungsvollen Organisationsstruktur ist heutzutage eine besondere Aufgabenstellung für alle Asset Manager, da sich die Zuständigkeiten vor allem bei Netzbetreibern, durch Betriebsaufteilungen und Neuverschmelzungen, häufig ändern. Nicht zuletzt stellt Personalreduzierung und Aufgabenhäufung eine zusätzliche Herausforderung dar[3]. Diese Aufgabenstellung erfolgt im Rahmen von Instandhaltungsstrategien die Zeitbasiert und/oder Zustandsbasiert sein können[4].

Speziell die DGA Analyse und Bewertung ist nur von ausgewiesenen Experten umfassend zu leisten. Der Experte kann mit diesen Informationen und den jeweiligen Methoden die Fehlerbilder darstellen und Rückschlüsse ziehen.

| Entnahmedatum | Summe | N2    | O2   | CO2  | CO  | H2  | CH4 | C2H2 | C2H4 | C2H6 | C3H6 | C3H8 |
|---------------|-------|-------|------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| 05.06.2014    | 67731 | 61332 | 1063 | 4155 | 658 | 217 | 52  | 0    | 19   | 44   | 82   | 108  |
| 07.03.2014    | 74871 | 63863 | 6614 | 3435 | 578 | 178 | 45  | 0    | 14   | 36   | 50   | 58   |
| 05.11.2013    | 69506 | 61740 | 3260 | 3484 | 571 | 241 | 56  | 0    | 14   | 36   | 47   | 57   |
| 31.07.2013    | 66155 | 59841 | 1578 | 3761 | 572 | 212 | 43  | 0    | 14   | 32   | 49   | 53   |
| 15.03.2013    | 65700 | 58234 | 3315 | 3270 | 503 | 208 | 31  | 0    | 13   | 27   | 48   | 51   |
| 10.12.2012    | 67623 | 59725 | 3753 | 3198 | 517 | 203 | 35  | 2    | 15   | 23   | 46   | 103  |
| 30.07.2012    | 64778 | 55910 | 3131 | 4539 | 647 | 233 | 38  | 0    | 19   | 32   | 111  | 118  |
| 29.11.2011    | 69379 | 60729 | 4597 | 3074 | 493 | 224 | 32  | 5    | 19   | 26   | 55   | 121  |
| 06.07.2011    | 64770 | 56406 | 4209 | 3299 | 492 | 170 | 25  | 2    | 15   | 23   | 53   | 72   |
| 07.04.2011    | 62427 | 52745 | 6016 | 2932 | 424 | 142 | 25  | 1    | 14   | 24   | 53   | 46   |
| 10.01.2011    | 64034 | 55955 | 4139 | 3025 | 503 | 185 | 30  | 3    | 17   | 25   | 53   | 94   |

Bild 1 Tabelle mit DGA-Messwerten mehrerer Jahre

#### Bewerten

Die Bewertung, speziell der DGA-Ergebnisse, ist in einschlägigen Normen und Verfahren beschrieben [5]. Dazu stehen die Quotientenkriterien nach IEC, sowie die Duval Dreiecke und Pentagone und auch Verfahren nach Rogers, Doernenburg und MSS zur Verfügung. Für die Interpretation bedarf es aber einiger Erfahrung oder einem Experten (-system) in der Hinterhand. Auch das Labor kann erste Hinweise geben.



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

Außer den DGA-Werten liefert das Labor Informationen über die Partikelanalyse, Furane, PCB und Inhibitoren, sowie Sedimente und lösliche Stoffe, Flüssigkeitstest und Metalle.

Was nutzen jahrelange DGA-Messreihen oder eine Flut von Zahlenkolonnen aus Online-Monitoren, wenn diese nicht bewertet werden können? In einer kleinen Umfrage gaben 61% der befragten Asset Manager an, dass sie Experten sind, bzw. die DGA-Werte selbst beurteilen können. 39% gaben an, dass sie einen Experten zur Rate ziehen, bzw. sich auf die Aussage des Labors verlassen.

Die Norm stellt Richtwerte und Hilfestellung zur Bewertung dar, aber in der Praxis kann es auftreten, dass die Interpretationsergebnisse aller angewendeten Schemata zu unterschiedlichen Aussagen führen. Letztendlich ist die Frage wichtig, welche Parameter sollten erfasst, in Beziehung gebracht und bewertet werden?

#### Entscheiden

Die Entscheidung über den Zustand des Betriebsmittels obliegt immer dem verantwortlichen Asset Manager. Hier müssen Aspekte wie die Wichtigkeit, die Ausfallsicherheit und die Kosten für Instandhaltungsmaßnahmen für das jeweilige Betriebsmittel definiert und abgewogen werden. Dazu werden im Allgemeinen die drei gängigen Instandhaltungsmethoden angewendet:

##### 1. Reaktive Instandhaltung:

Fehler werden behoben, nachdem sie aufgetreten sind. Dabei werden die Zustände der Anlagen nicht systematisch erfasst. Für Anlagen, die nicht betriebskritisch sind, eventuell Redundanzen vorhanden sind und deren Ausfall dem Unternehmen nur geringe Kosten verursacht, ist dies u.U. eine geeignete Methode.

##### 2. Präventive Instandhaltung:

Dabei wird die mittlere Betriebsdauer zwischen zwei Ausfällen ermittelt und diese wird als Grundlage für einen regelmäßigen Wartungssturnus herangezogen. Für diese Methode spielen Datenanalysen noch eine untergeordnete Rolle. Sie ist aber relativ einfach zu organisieren und erzielt bessere Ergebnisse in Bezug auf die Verfügbarkeit der Anlagen als die reaktive Instandhaltung. Häufig werden jedoch kostspielige Wartungen zu früh durchgeführt, obwohl sie technisch noch nicht notwendig sind. Zudem können Störungen und Ausfälle so noch nicht systematisch verhindert werden. In diese Praxis ist die Festlegung der Zeiträume der Ölprobenahme einzuordnen. Zu beachten ist hier die Badewannenkurve des Betriebsmittels[6], und die damit verbundene Ausfallsicherheit[7].

##### 3. Zustandsbasierte Instandhaltung:

Grundlage hierfür bilden Daten aus dem Condition Monitoring, also der Zustandsüberwachung, das auf der Sammlung von kontinuierlich erhobenen Daten aufbaut. Beim Condition Monitoring werden diese Daten im Idealfall in Echtzeit ausgewertet, um rechtzeitig vor auftretenden Störungen beziehungsweise Schäden zu warnen. Diese Daten können mithilfe mathematischer Modelle für die Zustandsdiagnose und die Zustandsprognose des Betriebsmittels verwendet werden. Hierunter ist der Einsatz von DGA-Online-Monitoren einzuordnen. Beide zusammen, also Diagnose und Prognose, stellen die Grundlage für die zustandsbasierte Instandhaltung dar. Diese ermöglicht es, Instandhaltungsmaßnahmen dann zu ergreifen, wenn sie technisch notwendig und ökonomisch sinnvoll sind.

Die Kriterien für mittels DGA zu überwachende Betriebsmittel können in einem, mindestens drei-stufigen, Ampelschema dargestellt werden:

Grün: „Alles in Ordnung“, keine aktuellen Maßnahmen notwendig, Daten ablegen und Zeitpunkt, bzw. Intervall für die nächste Prüfung festlegen und an geeigneter Stelle notieren.

Gelb: „Im Auge behalten“, kürzeres Prüfintervall festlegen und notieren. Weitere Experten befragen, Sicherungsmaßnahmen und weitere Diagnoseverfahren vorbereiten. Eventuell Online-Monitoring einrichten.

Rot: „Sofort handeln“, Last reduzieren, eventuell das Betriebsmittel außer Betrieb nehmen, weitere Prüfungsmaßnahmen einleiten usw.

Sollte ein Fehlergasmonitor für H<sub>2</sub> und Feuchtigkeit schon vorhanden sein, könnte man mit einem geeigneten Austauschkonzept diesen durch ein Multigas-system kurzfristig ersetzen[8] und so über alle DGA-Werte kontinuierliche Informationen erhalten, um im Bedarfsfall schnell zu reagieren.

#### (Anforderungen an ein) PC gestütztes Asset Management

Mit Hilfe eines PC-gestützten Asset Managements können alle vorgenannten Aspekte sinnvoll und effektiv organisiert werden. Die Zusammenführung von DGA-Werten aus Online-Monitoren beliebiger Hersteller und von Labordaten ist möglich. Mit einem entsprechenden Expertensystem können die DGA Werte nach allen gängigen Standards dargestellt und nebeneinander zum Vergleich betrachtet werden. Die Einbeziehung von weiteren Informationen aus anderen Diagnoseverfahren ist ebenfalls gegeben[9]. Mit einer geeigneten Software-Lösung werden Ölqualität und Papierzustand erfasst und dargestellt. Ein 5-



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

stufiger, sogenannter Health-Index (Ampelschema) stellt eine schnelle Übersicht über den Zustand der zu betrachtenden Komponente dar, s. Tabelle 1.

| Farbe    | Zustand    | Beschreibung  |
|----------|------------|---|
| grün     | Neuwertig  | Es liegt keine signifikante Veränderung gegenüber dem Neuwert vor. Die Daten liegen innerhalb des normalen oder optimalen Bereichs.     |
| hellgrün | Akzeptabel | Es liegen leichte Veränderungen zum Neuwert vor, aber die Daten liegen noch im normalen Bereich.  |
| gelb     | Vorsicht   | Es liegen mehrere kleinere Probleme oder ein einzelnes größeres Problem vor; die Daten liegen deutlich außerhalb des normalen Bereichs. |
| orange   | Warnung    | Es liegen mehrere Probleme und potentiell ein bedeutenden Defekt vor; die Daten liegen deutlich außerhalb des normalen Bereichs.        |
| rot      | Kritisch   | Es liegen Schäden vor oder die Abnutzung ist nicht mehr zu reparieren; die Daten liegen gefährlich außerhalb des normalen Bereichs.     |

**Tabelle 1:** 5-stufiger Health-Index (Ampelschema)

Gerade bei der Verwendung von Online-Monitoring Systemen gibt es oft die Befürchtung, dass es häufig zu Fehlalarmen kommt. Durch die Einstellung korrekter Alarmgrenzen für Anstiegsraten und Gasquotienten, mit einheitlicher Vorgehensweise und unabhängig vom Hersteller des Online-Monitoring-Systems, wird die Gefahr von Fehlalarmen deutlich reduziert. Letztendlich geht es darum, alle Informationen zur Öl- und Papierqualität an zentraler Stelle zu organisieren und mit Daten aus dem Öl Labor in Beziehung zu bringen, so dass jeder Transformator individuell und ganzheitlich betrachtet werden kann[10]. Mit passenden Einstellungen von Alarmsets, entweder nach DIN-Vorgabe oder individuell auf das Betriebsmittel zugeschnitten, ist es möglich auf die spezifischen Eigenschaften einzugehen und diese zu berücksichtigen. Durch die Ausgabe von verständlichen und anschaulichen Daten und Darstellungen sind Entscheidungen auch bei technisch weniger ausgebildeten Kollegen und Vorgesetzten einfacher (durchsetzbar). Den Abschluss bildet die Berichterstellung, die in frei definierbarem Umfang erfolgt.

Die Sortierkriterien nach notwendigen Parametern wie z.B. Standort, Hersteller, Leistungsklasse, Alter, spezieller Zustand usw. helfen bei der Auswahl und Aufli-

schung für wiederkehrende Aufgaben. Ein Terminplaner kann am PC eingerichtet werden, um die nächsten Arbeiten (Ölprobenahme, usw.) festzulegen. Die notwendigen Haupt-Parametergruppen sind: DGA-Werte, Furane, PCB, Inhibitoren, Flüssigkeitstests, berechnete Werte und andere Messwerte. Diese erlauben dem Anwender, eigene Zustands-Indexberechnungen zu erstellen.

Jedes Öl Labor liefert einen Bericht in eigener Form. Jeder Online-Monitor stellt Informationen mit der jeweils herstellereigenen Software bereit. Jedes Kraftwerks- und Netz-Überwachungssystem hat seine eigene Bedien- und Darstellungssystematik. Daher sind Überwachungsanforderungen und -prozesse bei jedem Dienstprogramm anders. Mit einem PC gestützten Asset Management sollten Administratoren aus einer Vielzahl von Parameterkategorien und bis zu 150 Datenfeldern wählen können, um eine umfassende, benutzerdefinierte Konfiguration zu erstellen, die einheitlich für alle Anwender in einer Organisation ist. Dazu gehören Transformatortyp, Nennspannung, Ölorte, Papiertyp und weitere.

Wenn zum Beispiel, die Ölqualität besonders überwacht werden soll, können weitere Felder wie Farbe, PF100 und Viskosität zum Flüssigkeitsformular hinzugefügt werden. Die Eintragung sollte manuell, per Import aus Excel, mittels CSV-Format oder automatisch über Schnittstelle erfolgen.

Eine Alarmgruppierung sollte die Kriterien enthalten, die Alarmtypen, Schweregrade, Gewichtungsfaktoren und Methoden zur Bewertung des aktuellen Zustands eines Betriebsmittels beinhalten. Zur Zustandsberechnung sammelt ein PC gestütztes Asset Management wie z.B. InsideView von Morgan Schaffer, Daten von drei Analysebereichen: erweiterte DGA, Ölqualität, und Papierersetzung. Der aktuelle Wert, die absolute Veränderung und die Änderungsrate als Trend für bestimmte Kriterien innerhalb der einzelnen Abschnitte werden dann mittels bewerteter Formeln in einer Alarmgruppierung ausgewertet. Diese bewerteten Formeln basieren auf den gängigen Normen[11] zur DGA Analyse.

Notwendige Parameter, die gespeichert und verwaltet werden sollten:

- Gas-in-Öl-Analyse
- Feuchtigkeitsanalyse
- Spannungsfestigkeit (D877, D1816)
- Grenzflächenspannung (IFT)
- Säurezahl
- Furananalyse
- Oxidationsinhibitor
- Öl Power Faktor
- Partikelzähler



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

- PCB-Analyse
- Farbe
- Korrosiver Schwefel
- Metalle und Spurenelemente
- Passivierungszahl
- Fließpunkt
- Flammpunkt
- und weitere

Aufgrund der notwendigen Datensicherheit und dem Bedürfnis, dass verschiedene Personen auf die Daten effektiv zugreifen müssen, bietet es sich an, dass die Datenbank eines PC gestützten Asset Managements zentral innerhalb der IT-Struktur eines Unternehmens eingerichtet wird. Die Daten befinden sich somit nicht auf einzelnen PC Arbeitsplätzen, sondern an zentralisierter Stelle. Mittels Web-Browser kann auf die Softwareanwendung und Datenbank zugegriffen werden. Eintragen, importieren, aber auch lesen von Daten kann mittels Zugangsberechtigung bei Bedarf auch von außerhalb der Unternehmensorganisation erfolgen. Das kann z.B. das Öl-Labor, ein Kollege an einem anderem Standort oder auch ein Dienstleister sein.

Letztendlich obliegt die Entscheidung inwieweit die DGA-Daten und die daraus resultierenden Einschätzung zur Öl- und Papierqualität zu unmittelbaren Handlungen führt, nach wie vor bei dem verantwortlichen Asset Manager.

### Praktische Beispiele

Die komplette Messreihe von DGA Werten eines Transformators aus Tabelle 1 über 31 Jahre aufgelistet in unübersichtlicher Tabellenform:

| Entnahmedatum | Summe | N2    | O2    | CO2  | CO  | H2  | CH4 | C2H2 | C2H4 | C2H6 | C3H6 | C3H8 |
|---------------|-------|-------|-------|------|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|
| 05.06.2014    | 67731 | 61332 | 1063  | 4155 | 658 | 217 | 52  | 0    | 19   | 44   | 82   | 108  |
| 07.03.2014    | 74871 | 63863 | 6614  | 3435 | 578 | 178 | 45  | 0    | 14   | 36   | 50   | 58   |
| 05.11.2013    | 69506 | 61740 | 3260  | 3484 | 571 | 241 | 56  | 0    | 14   | 36   | 47   | 57   |
| 31.07.2013    | 66155 | 59841 | 1578  | 3761 | 572 | 212 | 43  | 0    | 14   | 32   | 49   | 53   |
| 15.03.2013    | 65700 | 58234 | 3315  | 3270 | 503 | 208 | 31  | 0    | 13   | 27   | 48   | 51   |
| 10.12.2012    | 67623 | 59725 | 3753  | 3198 | 517 | 203 | 35  | 2    | 15   | 23   | 46   | 103  |
| 30.07.2012    | 64778 | 55910 | 3131  | 4539 | 647 | 233 | 38  | 0    | 19   | 32   | 111  | 118  |
| 29.11.2011    | 69379 | 60729 | 4597  | 3074 | 493 | 224 | 32  | 5    | 19   | 26   | 55   | 121  |
| 06.07.2011    | 64770 | 56406 | 4209  | 3299 | 492 | 170 | 25  | 2    | 15   | 23   | 53   | 72   |
| 07.04.2011    | 62427 | 52745 | 6016  | 2932 | 424 | 142 | 25  | 1    | 14   | 24   | 53   | 46   |
| 10.01.2011    | 64034 | 55955 | 4139  | 3025 | 503 | 185 | 30  | 3    | 17   | 25   | 53   | 94   |
| 10.09.2010    | 64828 | 57207 | 3300  | 3343 | 524 | 182 | 33  | 3    | 19   | 26   | 67   | 120  |
| 22.06.2010    | 74528 | 64606 | 5718  | 3226 | 507 | 196 | 34  | 4    | 20   | 29   | 48   | 136  |
| 22.02.2010    | 60644 | 53071 | 3942  | 2734 | 494 | 184 | 35  | 3    | 17   | 26   | 45   | 89   |
| 18.11.2009    | 68212 | 59046 | 5173  | 3017 | 509 | 205 | 39  | 7    | 22   | 30   | 66   | 95   |
| 17.07.2009    | 63559 | 55826 | 3570  | 3284 | 492 | 153 | 32  | 2    | 16   | 28   | 47   | 104  |
| 20.01.2009    | 67356 | 58615 | 5140  | 2729 | 474 | 167 | 36  | 2    | 17   | 29   | 44   | 99   |
| 10.10.2008    | 65052 | 57863 | 2858  | 3307 | 541 | 217 | 43  | 8    | 24   | 32   | 48   | 107  |
| 08.07.2008    | 64380 | 58091 | 1985  | 3331 | 528 | 180 | 33  | 3    | 18   | 31   | 59   | 117  |
| 18.03.2008    | 66342 | 57229 | 5339  | 2910 | 479 | 156 | 35  | 2    | 17   | 31   | 44   | 95   |
| 05.06.2003    | 72371 | 61097 | 7114  | 3044 | 520 | 122 | 43  | 2    | 24   | 43   | 134  | 223  |
| 08.10.2002    | 67082 | 59206 | 3739  | 2923 | 618 | 162 | 65  | 3    | 27   | 50   | 65   | 220  |
| 13.05.2002    | 83489 | 70846 | 8127  | 3193 | 681 | 193 | 63  | 3    | 28   | 56   | 77   | 215  |
| 14.01.2002    | 82473 | 70893 | 6884  | 3266 | 730 | 250 | 81  | 3    | 28   | 60   | 71   | 202  |
| 15.01.1997    | 66650 | 56751 | 6330  | 2675 | 516 | 128 | 58  | 2    | 30   | 43   | 61   | 55   |
| 16.01.1996    | 93070 | 80598 | 9281  | 2139 | 576 | 156 | 71  | 1    | 26   | 33   | 58   | 130  |
| 10.02.1995    | 69690 | 60323 | 6202  | 2353 | 461 | 157 | 45  | 1    | 33   | 29   | 59   | 26   |
| 12.01.1994    | 69100 | 60524 | 5477  | 2245 | 508 | 165 | 40  | 1    | 31   | 19   | 54   | 35   |
| 15.04.1993    | 74250 | 64216 | 6962  | 2265 | 468 | 129 | 41  | 1    | 33   | 20   | 43   | 71   |
| 01.04.1992    | 78870 | 68947 | 6825  | 2222 | 539 | 166 | 49  | 1    | 38   | 19   | 45   | 18   |
| 23.03.1989    | 79940 | 64700 | 12620 | 1919 | 510 | 98  | 12  | 2    | 56   | 5    | 21   | 4    |
| 11.01.1988    | 80700 | 62500 | 15210 | 2118 | 618 | 142 | 12  | 4    | 66   | 5    | 22   | 6    |
| 01.08.1986    | 96670 | 72990 | 20380 | 2371 | 662 | 142 | 15  | 3    | 73   | 6    | 20   | 3    |
| 11.03.1986    | 90910 | 68090 | 20000 | 1981 | 591 | 112 | 20  | 4    | 72   | 9    | 19   | 5    |
| 26.03.1985    | 82000 | 60920 | 19630 | 988  | 282 | 120 | 10  | 3    | 34   | 2    | 6    | 0    |
| 29.02.1984    | 98790 | 75770 | 20580 | 1678 | 528 | 130 | 14  | 0    | 62   | 5    | 14   | 4    |
| 25.01.1983    | 99060 | 78000 | 19860 | 795  | 238 | 90  | 6   | 0    | 30   | 3    | 33   | 0    |

Alternative Darstellung in einer Zeitreihe mit PC gestütztem Asset Management (hier InsideView von Morgan Schaffer) in grafischer Form, Der Import aller Messwerte erfolgt mit einem Tastendruck:

Grafischer Verlauf von allen DGA-Werten in der Übersicht:

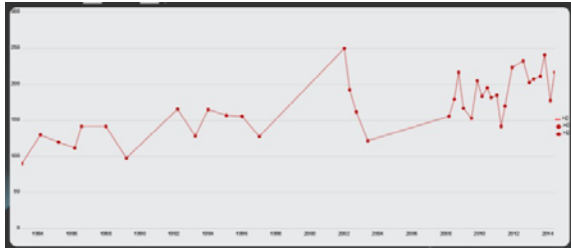




# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

Beispiel: H2-Verlauf über alle Jahre:



Diese grafischen Darstellungen lassen sich sicherlich auch mit Excel realisieren. Aber weitergehende Informationen liefern zusätzlich gängige DGA-Berechnungs- und Bewertungstools. Hier die Darstellung des Duval Dreiecks:



Weitere Methoden, die berechnet und dargestellt werden sollten: Einschätzung aus Duval-Dreieck, Rogers Ratios, IEC 60599 Gasquotienten, Doernenburg, Schlüsselgas, daraus resultierende IEEE Empfehlungen mit Kategorie-Zuordnung, sowie Duval-, IEEE- und weitere Quotienten Berechnungen.



Weiteres Beispiel: Stufenschalter mit angeschlossnem Online-Monitoring und Darstellung im zugehörigen Duval Dreieck mit Messwert:

### Zusammenfassung der wichtigsten Anforderungen an ein PC gestütztes Asset Management

- zentralisierte Daten aus Laborergebnissen, Online-Monitoren beliebiger Hersteller und vor Ort Tests.
- Überwachung von bis zu 150 Datentypen zur Öl-Analyse.
- Berechnung von Performanz-Indexen.
- Benutzerdefinierte Berichte.
- Alarmverwaltungs- & Benachrichtigungssystem und Verfolgung der weiteren Maßnahmen.
- Zustandsauswertung basierend auf Industriestandards, Regeln und Quotienten.
- erweiterte DGA-Analyse.
- Ölqualitätsanalyse.
- Papierzersetzungsanalyse.
- Umfassende Diagnose-Hilfsmittel und Trendanalyse.
- Bedienung als Web-Anwendung.
- Leicht einsetzbar, IT freundlich und –sicher.
- Flexible Lizenzvergabe, abhängig von der Anzahl der Transformatoren und nicht der Arbeitsplätze.

### Autorenanschrift

Michael Jäger  
Elektronik-Kontor Messtechnik GmbH  
Spitzwegstr. 18  
D-74081 Heilbronn  
Tel.: 07131/89 829-0  
E-Mail: [mess@ekomess.de](mailto:mess@ekomess.de)  
[www.ekomess.de](http://www.ekomess.de)  
Tel.: 0211/51629681



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Verwalten – Bewerten – Entscheiden PC-gestütztes Asset Management

#### Literatur:

- [1]DIN EN 60422 VDE 0370-2:2013-11; Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln  
Leitlinie zur Überwachung und Wartung
- [2]Kornhuber, Werle, Kouzmine; „Öldiagnose an praktischen Beispielen“; Vortrag TLM Hannover 2013
- [3]Diverse Presse-Artikel über Personalabbau: <http://www1.wdr.de/archiv/energiekonzerne/rweumbau106.html>  
<http://www.finance-magazin.de/strategie-effizienz/unternehmensstrategie/warum-bei-eon-und-rwe-jetzt-die-cfos-gefragt-sind-1361829/>
- [4]Technische Richtlinie für die Instandhaltung von Betriebsmitteln und Anlagen in Elektrizitätsversorgungsnetzen; VDN Verband der Netzbetreiber; [www.bdew.de](http://www.bdew.de)
- [5]VDE 0370-7 In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase - (IEC 60599:1999 + A1:2007)
- [6]<https://de.wikipedia.org/wiki/Ausfallverteilung>
- [7]Gary Marshall, & David Chapman, Mai 2002; „Ausfallsicherheit, Zuverlässigkeit und Redundanz“, Deutsches Kupferinstitut  
Tenbohlen, Müller, Gebauer, Krüger;  
„Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransformatoren“, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012
- [8]Michael Jäger, Elektronik-Kontor Messtechnik GmbH; „Eine umfassende und kosteneffektive DGA-Monitoring Strategie“ 2014
- [9]Morgan Schaffer; [www.morganschaffer.com/page-inside\\_view.html](http://www.morganschaffer.com/page-inside_view.html)
- [10]Atanasova-Höhlein; „Trafoölanalyse – nur ein Blutbild?“; Vortrag TLM Halle 2012
- [11]Duval, Rogers, IEC60599, Doernenburg, Key Gas, IEE C57-104-2008 und weitere





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

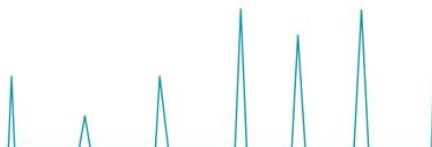
## Dipl.-Ing. Thorsten Krüger Maschinenfabrik Reinhausen



Thorsten Krüger studierte Elektrotechnik an der Universität in Hannover.

Nachdem er im Testfeld für Hochspannungs-Leistungsschalter bei Siemens gearbeitet hatte, wurde er als Projektingenieur bei MR tätig. 2003 wurde er Manager der Software Entwicklung, bevor er 2007 als technischer Leiter zur Reinhausen Plasma wechselte. 2010 übernahm er die Leitung des Technischen Services A&C bei MR. Heute ist er verantwortlich für das Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ bei MR.

S6





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

SYSTEMATISCHE DATENERKENNUNG –  
EIN SCHLÜSSELEMENT FÜR DAS  
TRANSFORMATORENMONITORING

Integrierte Lösungen  
CSI – Thorsten Krüger

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
AGENDA 

#### Historie

- | Produkte und spezielle Lösungen

#### Monitoring von Leistungstransformatoren

- | ISM® Solutions Monitoring-Paket

#### Die Strategie für Flottenmonitoring

- | Kommunikationskonzept und Informationen zum Beispielprojekt



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

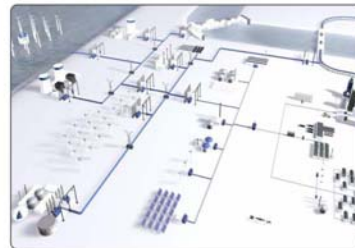
## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG MONITORING-LÖSUNGEN



#### Gründe

- I Steigende Transformatoranzahl/-alter
- I Bedarf an verlängerter Anlagenlebensdauer
- I Einfluss volatiler Energien auf Lebensdauerverbrauch



#### Ziele

- I Leistungserhöhung ⇒ besondere Überwachung der Kühlung
- I Kostenreduktion durch optimale Anlagennutzung
- I Aufwandsoptimierung durch zustandsbasierte Wartung
- I Vermeidung von Ausfällen
- I Frühe Fehlererkennung

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 3

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG DIE MR GESCHICHTE VON ELEKTRONISCHEN PRODUKTEN



1971 1979 1988 1989 1997 1999 2001 2003 2007 2008 2009 2012 2014

#### SPANNUNGSREGELUNG

MK 10 MK 20 MK 30 TCS 1.10 VC100  
 TAPCON® 230 240 260  
 TAPCON® 250  
 TAPCON® 230  
 TAPCON®

#### MONITORING

TM 100 TMS  
 TAPGUARD® 240 260  
 ISM®  
 TESSA®

#### PowerQuality-SYSTEME

TAPVAR® 240



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 4



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG AGENDA



#### Historie

| Produkte und spezielle Lösungen

#### Monitoring von Leistungstransformatoren

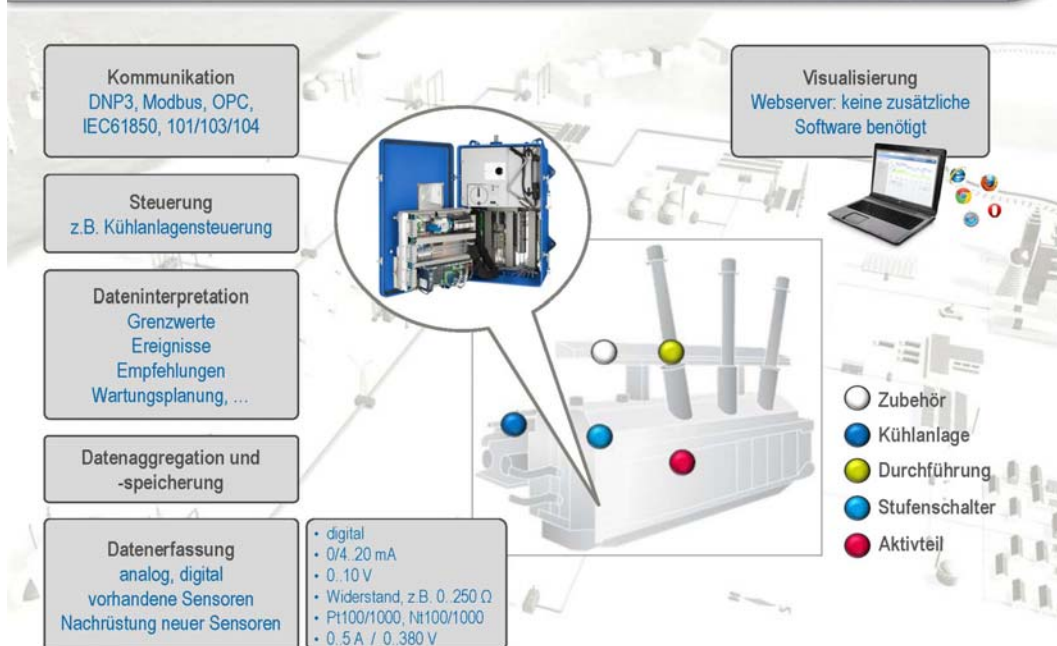
| ISM® Solutions Monitoring-Paket

#### Die Strategie für Flottenmonitoring

| Kommunikationskonzept und Informationen zum Beispielprojekt

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 5

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG ANLAGENÜBERWACHUNG: SYSTEMÜBERSICHT





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

#### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG ANLAGENÜBERWACHUNG - MONITORING PAKET FÜR TRANSFORMATOREN



##### Laststufenschalter - Überwachung

- | Stufenstellungserfassung
- | Statistik zu Stufenstellungsänderungen
- | Ölverrußung
- | Kontaktabbrand
- | Motor Current Index
- | Wartungsempfehlungen

##### Kommunikation

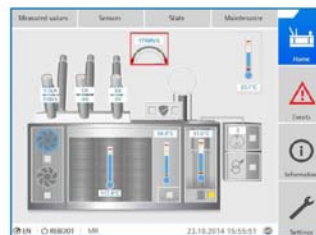
- | Anschluss an Leitsystem
- | Integrierter Webserver
- | Verschiedene physikalische Anschlüsse

##### Individuelle Lösungen

- | Erweiterte, maßgeschneiderte Monitoring-Funktionalitäten (z. B. Überlastbarkeit)
- | Frei belegbare Ein- und Ausgänge

##### Basis - Transformatorenmonitoring

- | Laststrom, Spannung, Wirk-/Blind-/Scheinleistung
- | Temperaturen (Umgebung, Top-Oil, Hotspot)
- | Statusinformationen der Transformatorschutzsysteme
- | Gas-in-Öl-Analyse (DGA)
- | Lebensdauerverbrauch
- | Überlastbarkeit
- | Feuchtigkeit des Isolationspapiers
- | Blasenbildungstemperatur
- | Ölstand



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 7

#### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG ANLAGENÜBERWACHUNG: ZUSÄTZLICHE SCHALTSCHRÄNKE



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 8



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

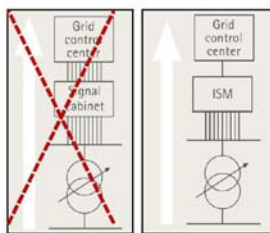
### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

#### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG VORTEILE AUF EINEN BLICK



#### SYSTEM- UND STRUKTURVORTEILE

- I ISM® in Motorantrieb integriert: kein zusätzliches Gehäuse benötigt Kosten
- I Anbindung von Standardsensoren möglich: verschiedene Eingänge verfügbar Kosten
- I Reduktion der Verdrahtung zwischen Transformator und Netzleitstelle Kosten



- I Sammlung und Interpretation aller Transformatordaten in nur einer Datenbank technisch
- I Know-how und Erfahrung von MR mit Laststufenschaltern und Transformatoren technisch
- I Limitüberwachung und Trendanalyse: vereinfachte Serviceplanung technisch
- I Kundenspezifische Funktionsanpassung technisch
- I Modulares Konzept für einfache Handhabung von Komponenten und Änderungen technisch

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 9

#### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG AGENDA



#### Historie

- I Produkte und spezielle Lösungen

#### Monitoring von Leistungstransformatoren

- I ISM® Solutions Monitoring-Paket

#### Die Strategie für Flottenmonitoring

- I Kommunikationskonzept und Informationen zum Beispielprojekt

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 10



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG ANFORDERUNGEN



#### Reduktion der (Instandhaltungs-)Kosten

- Zustands-, statt zeitbasierte Wartung
- Optimierte Service-Planung (Zeit, Material)
- Reduktion der Begehungen
- Nutzung vorhandener Sensoren & Systeme
- Sinnvolle Nachrüstung (Kosten/Nutzen)



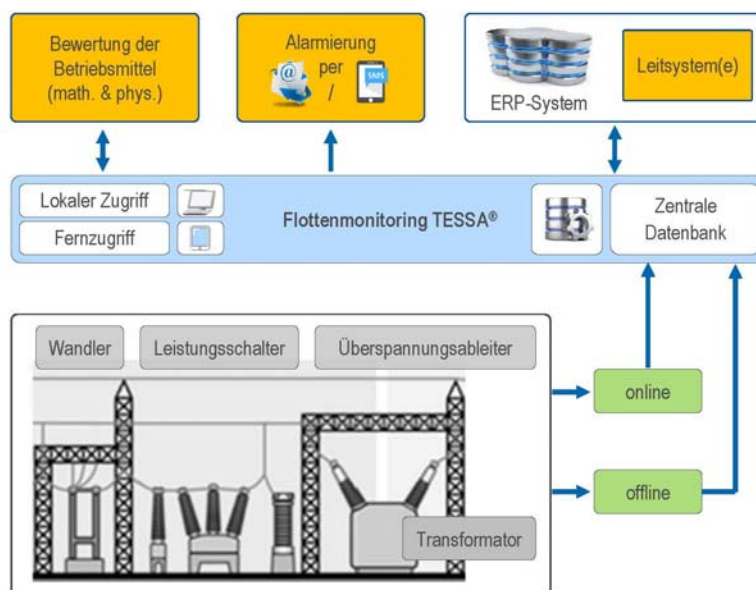
#### Erhöhung der (Betriebs-)Verfügbarkeit

- Frühzeitige Fehler-Erkennung
- Adäquate Überwachungssysteme
- Automatisierte Benachrichtigungen (24/7) per email oder SMS
- Empfehlungen für kurz- und mittelfristige Maßnahmen



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 11

### ZENTRALE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG MR „TESSA“ AUFGABEN



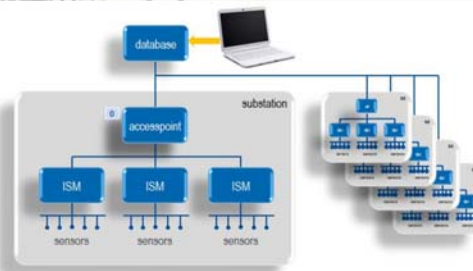
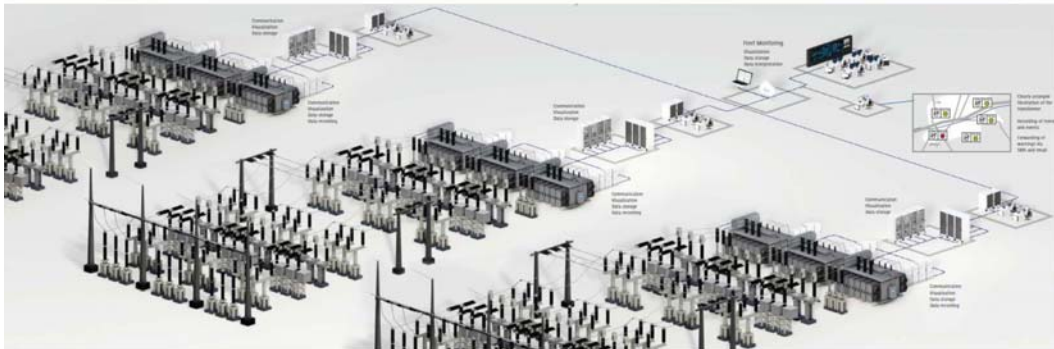
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 12



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

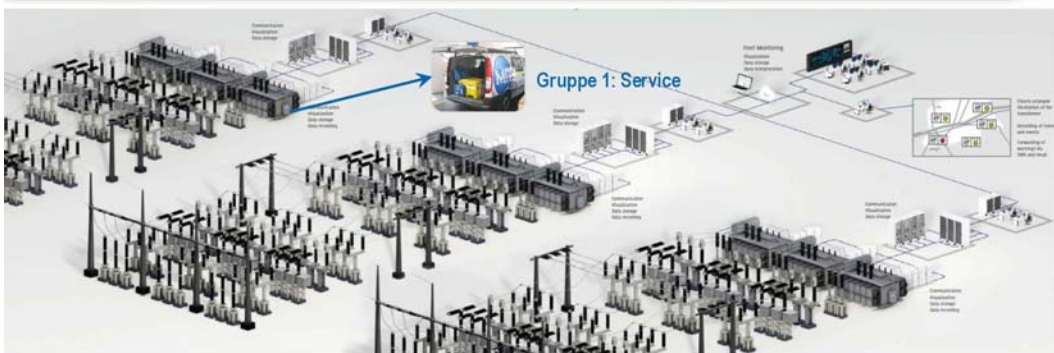
### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA® - ANLAGEN / UMSpannWERK / STROMNETZ



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 13

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA® - ANLAGEN / UMSpannWERK / STROMNETZ



#### Nutzergruppe 1: Service im Feld

- | Detaillierte Informationen über das überwachte Betriebsmittel
- | Informationen zur Vorbereitung der Wartung vor Durchführung

#### Nutzergruppe 2: Leitsystem

- | Informationen zum Steuern des elektrischen Netzes
- | Begrenzter Zugang zu Betriebsmittel

#### Nutzergruppe 3: Flottenmanagement

- | Detaillierte Informationen über alle Betriebsmittel
- | Trends und Wartungsempfehlungen
- | Zentral koordinierte Serviceplanung

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 14







# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA® - ANLAGEN / UMSPANNWERK / STROMNETZ



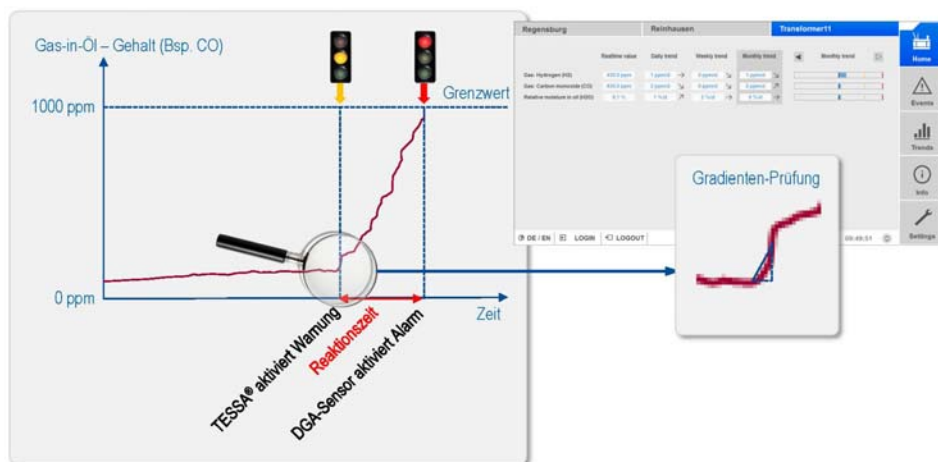
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 17

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA®



### TRENDANALYSE

I Unerwartetes Verhalten von Messwerten



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 18



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA® - ANLAGEN / UMSPANNWERK / STROMNETZ



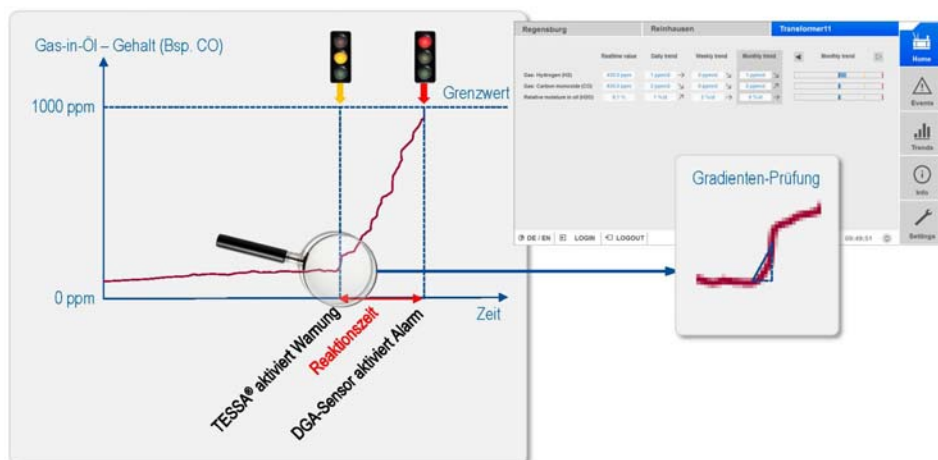
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 17

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA®



### TRENDANALYSE

I Unerwartetes Verhalten von Messwerten



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 18



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 1 - ÜBERTRAGUNGS-/VERTEILNETZ



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 19

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 1 - ÜBERTRAGUNGS-/VERTEILNETZ



#### Was MR bereitgestellt hat

##### **A** Datenübernahme vor Ort

- | Inspektion von Umspannwerken und Definition notwendiger Aktionen
- | Retrofit von ISM<sup>®</sup> Modulen bei allen Transformatoren



##### **B** Datenkommunikation zwischen Feldebene und von Feldebene zum Kontrollzentrum

- | Bewertung und Nutzung der existierenden Kommunikationsstruktur
- | Integration von ISM<sup>®</sup> Modulen in IEC60870-5-104 - Ringstruktur
- | Verbindung der Umspannwerke Bozen und Naturns



##### **C** Datenintegration und Interpretation auf Kontrollebene

- | Lieferung und Inbetriebnahme des zentralen Flottenmonitoringsystems im Kontrollzentrum in Bozen:  
Server (PC), kundenspezifische TESSA<sup>®</sup> Software
- | Vorbereitung aller notwendigen Dokumente, z.B. Schaltbilder und Bedienungsanleitungen
- | Technisches Training des Bedienpersonals am System

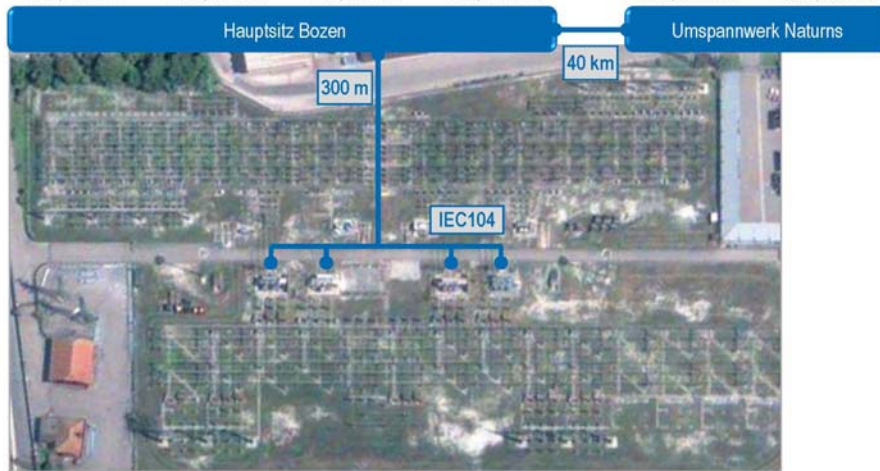
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 20



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 1 - ÜBERTRAGUNGS-/VERTEILNETZ



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 21

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 1 - ÜBERTRAGUNGS-/VERTEILNETZ



HV – Hochspannung

MV – Mittelspannung



- 2 HV: Leistungsschalter
- Status
  - Drucküberwachung an jedem Pol

- 3 HV: kombinierter Spannungs- und Stromwandler
- Drucküberwachung an jedem Pol

- 4 HV: Überspannungsableiter
- Anzahl an Betätigungen
  - Ableitstrom

- 1 Transformator Monitoring
- Laststufenschalter
  - DGA - Sensor
  - Kühlanlage
  - Aktivteil

- 5 MV: Überspannungsableiter
- Anzahl an Betätigungen
  - Ableitstrom

- 6 MV: Stromwandler
- Drucküberwachung an jedem Pol

- 7 MV: Spannungswandler
- Drucküberwachung an jedem Pol

- 8 MV: Leistungsschalter
- Status
  - Drucküberwachung an jedem Pol

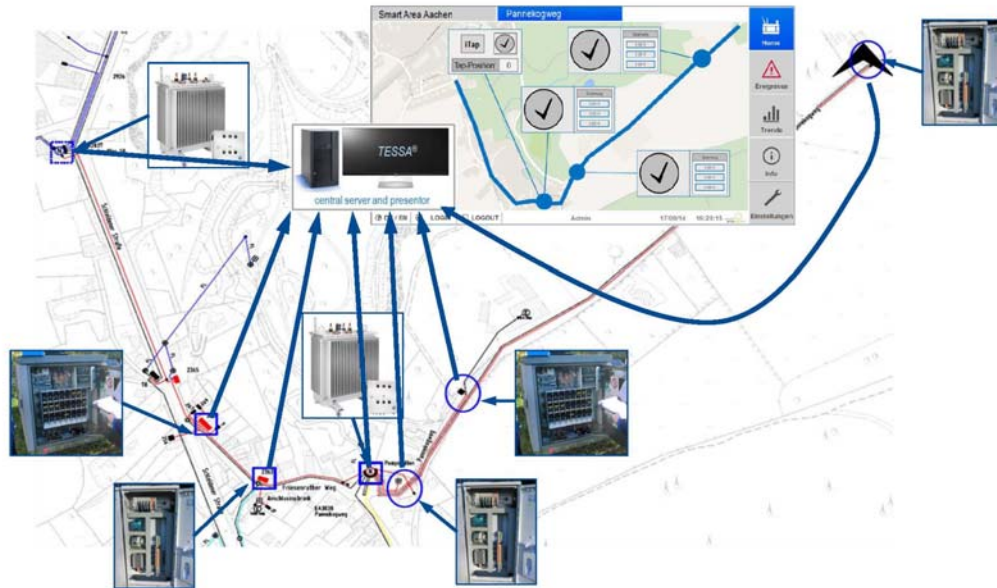
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 22



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 2 – VERTEILTNETZ



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 23

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
PROJEKTBEISPIEL 3 – ENERGIE-ERZEUGUNG



|             |                |
|-------------|----------------|
| Erzeugung:  | 2.575 MVA      |
| Verluste:   | 75 t€ / Stunde |
| Auslastung: | 100%           |



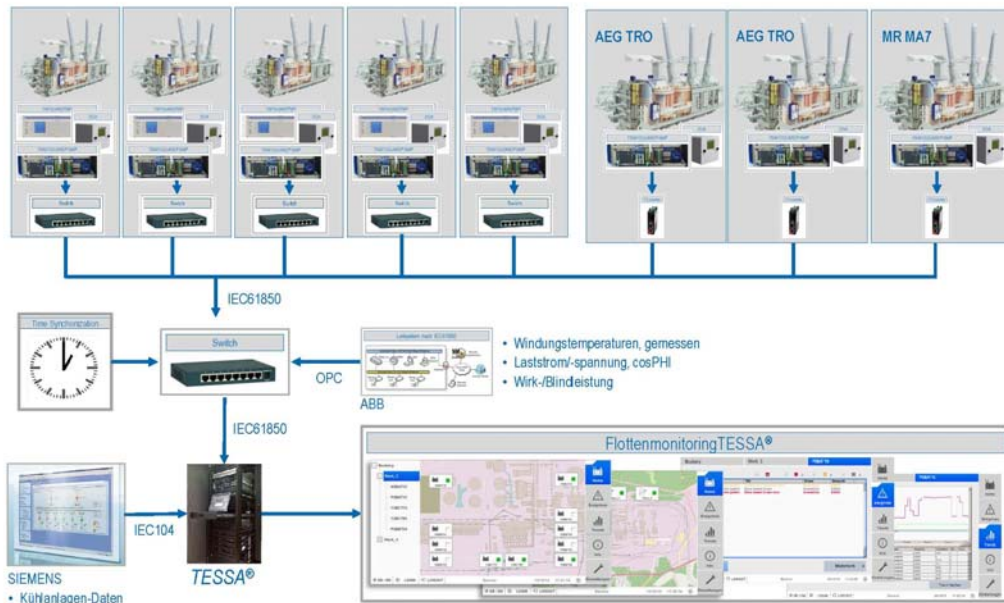
Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 24



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

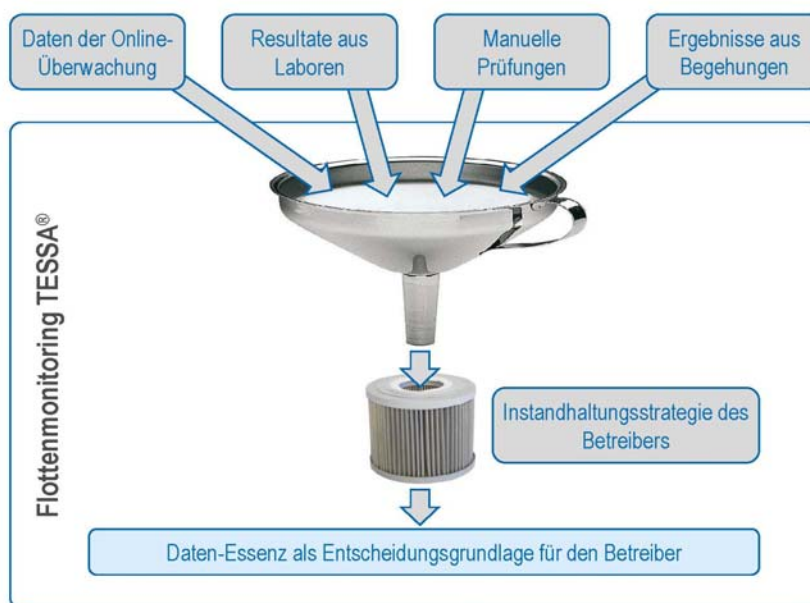
## Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG PROJEKTBEISPIEL 3 - ENERGIE-ERZEUGUNG



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 25

### ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG FLOTTENMONITORING TESSA® - DAS FAZIT



Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 26



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Systematische Datenerkennung - Ein Schlüsselement für das Transformatorenmonitoring

ZUSTANDSBASIERTE BETRIEBSMITTELÜBERWACHUNG  
FLOTTENMONITORING TESSA® - DIE VORTEILE IN DER ÜBERSICHT



#### SYSTEM- UND STRUKTURVORTEILE

|  |           |
|--|-----------|
| Verlängerte Lebensdauer der überwachten Anlagen                  | Kosten    |
| Wechsel von zeit- zu zustandsbasierter Wartung                   | Kosten    |
| Reduzierung von Inspektionen vor-Ort durch Online-Überwachung    | Kosten    |
| Aktive Unterstützung bei der Budgetplanung des Asset Managements | Kosten    |
| Verfügbare Kommunikationsstruktur und Geräte im Feld nutzbar     | Kosten    |
| Direkter Anschluss intelligenter Sensoren an TESSA®              | Kosten    |
|  |           |
| Zentrale Datenbank für alle angebundenen Anlagen                 | technisch |
| Vereinfachter Datenzugang: einfache Berichtserstellung möglich   | technisch |
| Erweiterbar bei Funktionen und Geräten (ausgetauscht oder neu)   | technisch |
| Zusatzinformationen: Kombination aus Trends und Analyses         | technisch |
| Automatisierte Servicebenachrichtigung (24/7)                    | technisch |

Geschäftsfeld „Integrierte Lösungen“ | 10.08.2016 | Seite 27

THE POWER BEHIND POWER.  
[www.reinhausen.com](http://www.reinhausen.com)







## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

**Jörg Preusel**

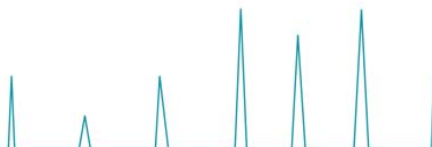
**GRIDINSPECT GmbH**



Jörg Preusel hat über 15 Jahre im internationalen Business Development in der Energiebranche, Maschinenbaubranche und Automotive.

Jörg Preusel ist ausgebildeter Elektroniker für Automatisierungssysteme. In 2006 hat er bei Messko GmbH in Oberursel als Produkt Manager für China und Asien angefangen. 2009 wechselte er in der Reinhausen zur MR China Ltd. als Business Development Manager. In 2013 gründete er zusammen mit Kai Hämel die Firma GRIDINSPECT GmbH. GRIDINSPECT GmbH ist Kooperationspartner der Firma Qualitrol und bietet Maßgeschneiderte Asset Management Lösung für Netzbetreiber und Energieerzeuger an.

**S7**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

## Dipl. Ing Stefan Lech

**Westnetz GmbH**

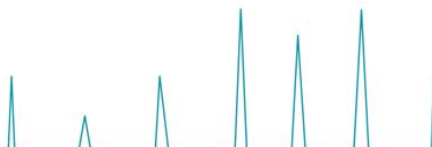


Stefan Lech hat über 10 Jahre Erfahrung im Bereich Instandhaltung von Transformatoren.

Stefan Lech studierte Elektrotechnik an der Technischen Fachhochschule in Bochum.

Nach dem Studium arbeitet er bei RWE (mittlerweile Westnetz). Heute ist er verantwortlich für Öldiagnostik und Reparaturen an Leistungstransformatoren. Westnetz als einer der größten Verteilnetzbetreiber in Deutschland versteht sich auch als Servicedienstleister und Lösungsanbieter für andere Energieversorger.

**S7**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

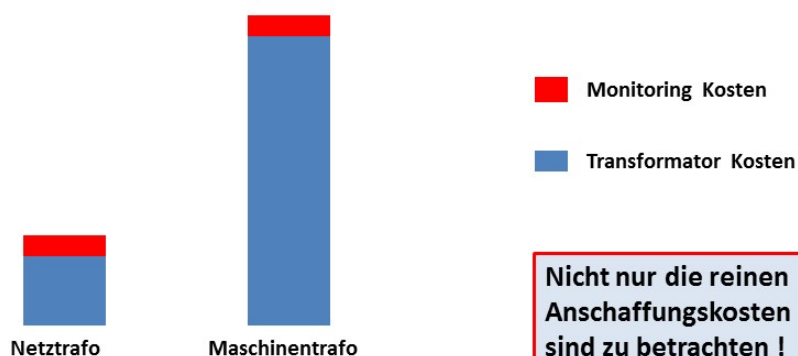


### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

Stefan Lech, Westnetz GmbH  
Jörg Preusel, GRIDINSPECT GmbH

September 8, 2016 | Slide 1

### Transformatorbestand



**Nicht nur die reinen  
Anschaffungskosten  
sind zu betrachten !**

- Ca. 1500 Transformatoren der 110 kV Ebene (meist 30-40 MVA)
- Ca. 500 Transformatoren der MS Ebene (meist 6-20MVA)
- Betreuung weiterer Transformatoren von Kraftwerken, Stadtwerken und Industrieinspeisung

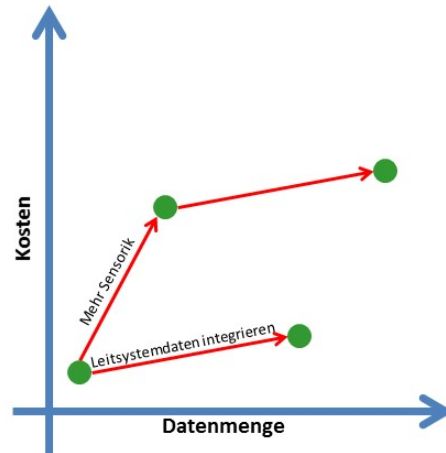
September 8, 2016 | Slide 2



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

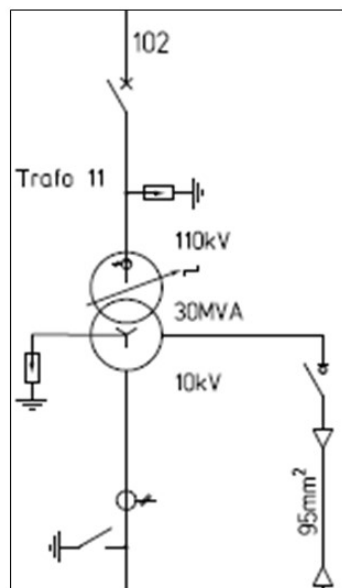
### Aufgabenstellung



- Nutzung bestehender Daten
- Geringe Kosten
- Modulare und kompatible Systeme
- Einbindung der Leistungsschalter

September 8, 2016 | Slide 3

### Projektbeschreibung UA Feldmark



- Überwachung**
- SGB Transformator, Baujahr 1998
  - Siemens Leistungsschalter

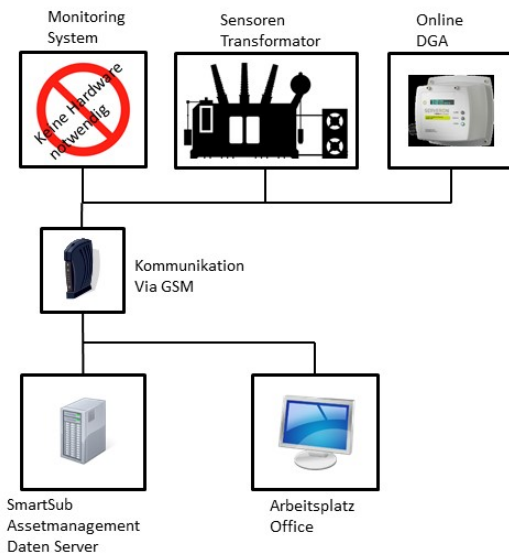
September 8, 2016 | Slide 4



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

### Systemaufbau Verteiltransformator



#### Bewertung von Online-Daten

- Öltemperatur
- Wicklungstemperatur
- Wasserstoffgehalt
- Ölfeuchte

#### Bewertung von Online-Daten aus anderen Systemen

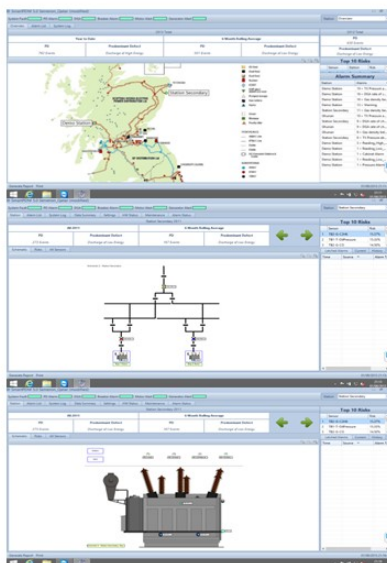
- Stufenschalterstellung
- Meldekontakte Schutztechnik

#### Bewertung von historischen Daten

- Temperatur
- Last
- DGA Laboranalyse

September 8, 2016 | Slide 5

### Asset Management Software



#### SmartSub Asset Management Software

- Bewertung von Online-Daten
- Bewertung von historischen Daten
- Individuelle Anpassung von Algorithmen
- Langzeitdatenspeicher
- Globale Übersicht über alle Umspannwerke
- Einfach erweiterbar auf andere Betriebsmittel
- Erweiterbar für auffällige Transformatoren
- Datenübertragung aus der Betriebsleittechnik und der Schutztechnik via IEC
- Einfache IT Anbindung der Sensoren via IECxxx, Modbus oder GSM

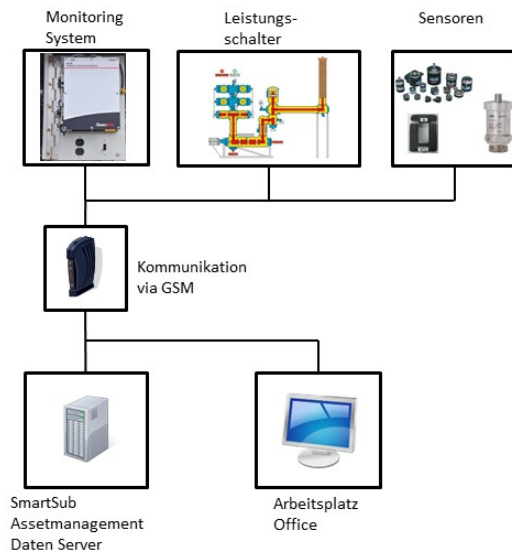
September 8, 2016 | Slide 6



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

#### Systemaufbau Leistungsschalter

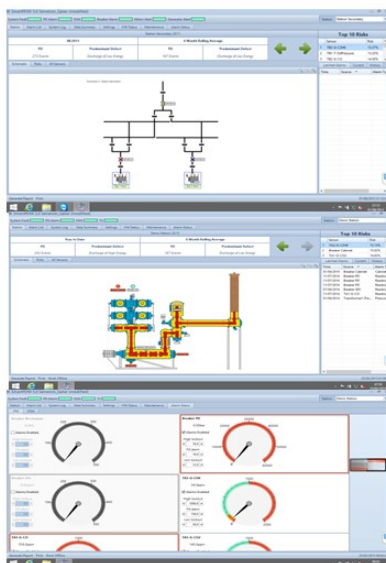


#### Bewertung von Online-Daten

- Drehbewegung
- Motorstrom
- SF6 Dichte
- Temperatur
- Feuchte
- Hydraulikdruck

September 8, 2016 | Slide 7

#### Asset Management Software



#### SmartSub Asset Management Software

- Bewertung von Online-Daten
- Bewertung von historischen Daten
- Individuelle Anpassung von Alarmalgorithmen
- Langzeitdatenspeicher
- Globale Übersicht über alle Umspannwerke
- Einfach erweiterbar auf andere Betriebsmittel
- Erweiterbar für auffällige Leistungsschalter
- Planbarer Service bez. SF6 Auffüllung
- Alle Arten von Kommunikation verfügbar

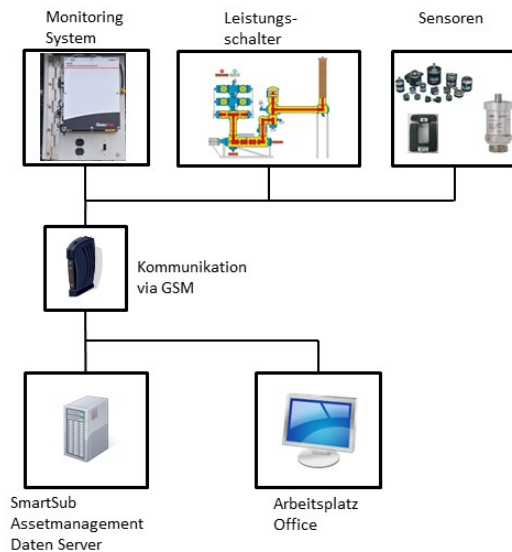
September 8, 2016 | Slide 8



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Integration von Offline-Daten in Online-Systeme

#### Systemaufbau Leistungsschalter

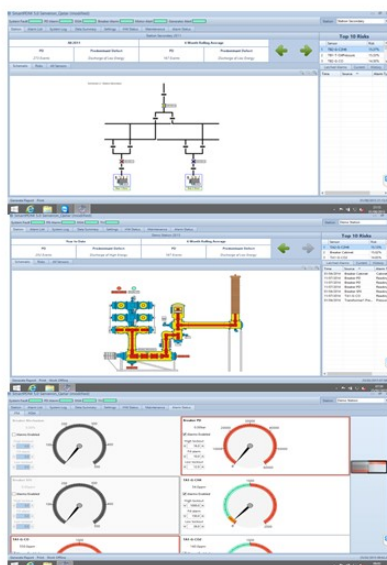


#### Bewertung von Online-Daten

- Drehbewegung
- Motorstrom
- SF6 Dichte
- Temperatur
- Feuchte
- Hydraulikdruck

September 8, 2016 | Slide 7

#### Asset Management Software



#### SmartSub Asset Management Software

- Bewertung von Online-Daten
- Bewertung von historischen Daten
- Individuelle Anpassung von Alarmalgorithmen
- Langzeitdatenspeicher
- Globale Übersicht über alle Umspannwerke
- Einfach erweiterbar auf andere Betriebsmittel
- Erweiterbar für auffällige Leistungsschalter
- Planbarer Service bez. SF6 Auffüllung
- Alle Arten von Kommunikation verfügbar

September 8, 2016 | Slide 8



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT  
CONFERENCE**

**Integration von Offline-Daten in Online-Systeme**



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

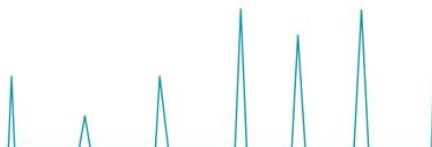
## Dr. Bruce Pahlavanpour

Nynas AB



Dr Pahlavanpour is senior Technical Co-ordinator working for Nynas Naphthenics. Previous to that he was professor of petroleum chemistry at Cranfield University working for National Grid UK, University lecturer and head of Environmental studies department. Dr Bruce is world recognised expert in the field of insulating oil. He is chairman of IEC, TC10, chairman of BSI insulating fluids GEL10, UK representative and chairman of several IEC and CIGRE committees and IEC2006 award winner. Bruce published over 380 articles, reports in international journals, seminars, technical reports, Nynas transformer oil hand book, two chapters in CRC Rubber hand book (CRC publication, USA ) and one chapter in petro Analysis 87 (Butterworth publication UK).

S8





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

**B. PAHLAVANPOUR , J. WEESMAA &  
C.P. WOLMARANS**

#### Nomenclature

|           |                            |            |  |
|-----------|----------------------------|------------|--|
| $\lambda$ | Thermal conductivity.      | $N$        | Nusselt Number.                                  |
|           |                            | $u$        |  |
| $T$       | Temperature.               | $R$        | Reynolds Number.                                 |
|           |                            | $e$        |  |
| $h$       | Heat transfer coefficient. | $Pr$       | Prantl Number.                                   |
| $L$       | Characteristic Length.     | $Gr$       | Grashof Number.                                  |
| $D$       | Diameter of a pipe.        | $\Delta T$ | Temperature difference between surface and bulk. |
| $C_p$     | Specific heat capacity.    | $l$        | Pipe length.                                     |
| $\mu$     | Dynamic viscosity.         | $\rho$     | Fluid Density.                                   |
| $u$       | Fluid velocity.            | $\Delta p$ | Pressure drop.                                   |
| $\alpha$  | Thermal diffusivity.       | $\nu$      | Kinematic viscosity.                             |

#### Introduction

Dielectric material is used in the construction of transformers to separate and insulate active parts. The most common insulating materials used in transformers are pressboard and Kraft paper and/or Crepe paper, on the coils, together with an insulating fluid, which most commonly is mineral oil. The insulating fluid is the only material in the transformer that is in contact with all other interior materials. This is one major reason for using oil analysis as a useful monitoring tool to keep track of what is happening inside the transformer.

In this article, the focus is on transformer fluid properties and how these affect the heat transfer coefficient of the fluid. The heat transfer coefficient of a fluid describes its ability to transfer heat to/from itself from/to another medium; in the case of a radiator this is to/from metal surfaces. In transformers, heat is generated due to losses coming partly from the magnetization of the iron core (no-load losses) and most importantly the losses depending on the load of the transformer (load losses).

The no-load losses are generated from hysteresis and eddy currents in the iron core and depend on the properties of the materials. The major part of heat generation in transformers is depending on the load. The load losses consist of resistance loss in the copper coil and stray losses. Stray losses are coming from the alternating flux of the transformer and may also link with other conducting parts, like the core or the transformer tank. As alternating flux links with these parts of the transformer, there will be a locally induced electric current. These currents will circulate locally at parts of the transformer and will not contribute to the output of the transformer, but will dissipate as heat.

Heat is generated in the core and windings (coils) of transformers due to losses, and then heat is transferred to the surface of the material, in the core and coils, via conduction [1]. Then from the surface of the core and coil having contact with oil, the heat is transferred via convection to the surrounding oil. There are other losses that generate excess heat, like the component of stray flux in metal parts. The heat transfers via convection through the oil and increases the temperature of the oil. When the oil is heated up, its density decreases, and so the fluid will rise and circulate upwards [2]. When the circulating fluid meets a cold sink, like a radiator or cooler outer surface, the oil will cool down and the density of the oil increases again, which makes it fall and circulate downwards. In this oil circulation the heat generated inside the main tank of a transformer is transported to cooler surfaces outside of the main tank, and a thermal circuit is formed. In the radiator the heat is transferred first via convection to the metal surface, then via conduction through the walls of the radiator, and via convection by ambient air [3].

#### Heat transfer via convection

The convective heat transfer coefficient (1) is a function of the Nusselt number (2).

$$\text{Heat transfer coefficient; } h = \frac{Nu \cdot k}{l} \quad (1)$$



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

$$\text{Nusselt number; } Nu = \frac{h \times L}{\lambda} \quad (2)$$

The Nusselt number is dimensionless, and is a mathematical correlation based on experimental data, it depends on other dimensionless numbers, namely the Reynolds number (3), Prantl number (4) and Grashof number (5) [2, 3, 4, 5, 6, 7, 8].

$$\text{Reynolds number; } Re = \frac{\rho \times v \times L}{\mu} \quad (3)$$

$$\text{Prantl number; } Pr = \frac{\rho \times c_p \times \mu}{\lambda} \quad (4)$$

$$\text{Grashof number; } Gr = \frac{\rho \times g \times \Delta T \times L^3}{\mu^2} \quad (5)$$

The Nusselt number is calculated using the Prantl number and either the Grashof number (for natural convection cooling) or the Reynolds number (for forced convection cooling) as shown in (6) and (7).

$$\text{For natural convection; } Nu = f(Pr, Gr) \quad (6)$$

$$\text{For forced convection; } Nu = f(Pr, Re) \quad (7)$$

#### Oil Properties Important for Heat Transfer

##### Viscosity

The viscosity of a fluid is a measure of its resistance to gradual deformation by shear stress or tensile stress. A deeper understanding of the viscosity of a fluid requires an examination of the motion of a fluid on a molecular basis [4]. One of the major functions of oil in transformers is that it should absorb, circulate, and dissipate the heat in the cooling system. The specific heat for most mineral oils fall into a narrow range, so for mineral oil based insulating liquids it is the viscosity that mostly impacts the efficiency of cooling (given one type of cooling system). The viscosity of an oil decreases with lower average molecular size, as does vapour pressure. Therefore, the limit in flash point (which is there for fire safety reasons) effectively also puts a limit on how low the viscosity of the oil can be. From a producer's perspective this can be optimised by narrowing the distillation range of the oil, which is depending on the molecular size range. Both the relevant ASTM and the IEC standards set the upper limit of viscosity at 12 mm<sup>2</sup>/s (40 °C). However, it is not necessarily 40°C where the most effective cooling is needed, but at the transformer's

top oil temperature. A low viscosity at top oil temperature ensures higher heat transfer.

##### Viscosity index

Depending on the cooling system type in the transformer it is often also an advantage if the viscosity of the insulating oil decreases significantly with temperature, because then the speed of circulation will also increase. This in turn increases heat dissipation and contributes to cooling the whole of the equipment. In general, the viscosity of oils with a higher content of naphthenic molecules plummet faster – those with a low VI (Viscosity Index) than the viscosity of oils dominated by paraffinic structures (high VI) [5]. This is one property that sets insulating oils apart from most lubricating oils (which are produced in much larger volumes) where it is desirable to maintain a high VI to ensure equal lubrication at a wide range of temperatures, e.g. in engines. VI is not specified in any of the two standards, but it is implicit since the maximum viscosity allowed is given at two different temperatures.

##### Pour Point

In cold climates naphthenic oils have another advantage with their naturally low pour point. In practice this means that even when the oil is very cold shortly after start-up of a transformer, it flows and can transport heat away from windings and core. Low pour point is easier to achieve with naphthenic oils than it is with paraffinic oils, which often need to use so called pour point depressant additives (usually large polar polymeric type molecules) for this reason [5].

##### Heat transfer in fluids

In all transformers in-service there will be heat generation which means that the local temperature will rise. The heat transfer in transformers is possible via convection (flowing media). In smaller units, like a distribution transformer with no pump, the fluid is cooled through natural convection which means that when the fluid temperature rises the density decreases and the warmer fluid rises upwards. Transformers with a higher load normally have oil pumps and an external cooling unit installed. This type of system, where the fluid is pumped through the transformer to increase heat transfer, is called forced convection or directed cooling (if it includes internal oil guides).

## COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

Forced convection is an effective method to increase the cooling capacity, especially when turbulent flow is induced. However, there are limitations on fluid velocity in transformers due to generation of static charges or electrostatic charging tendency (ECT), when the fluid has linear flow velocity over 1 m/s [9]. In practice OEMs manufacturing large power transformers have designed for a bulk velocity around 0.5 m/s (in the transformer tank) to avoid generation of ECT. So there is an upper limitation on the fluid's bulk velocity, but there are still differences in the heat transfer due to the fluids own properties [1].

### Properties of insulating fluid

Important properties of a transformer fluid that influence heat transfer ability are: thermal conductivity, density, specific heat capacity and viscosity. (Thermal conductivity ( $\lambda$ ) is derived from Fourier's law [3], which describes a mediums ability to conduct energy from one point to another at a given temperature, the unit for  $\lambda$  is [W/m<sup>2</sup>\*K]. Specific heat capacity ( $C_p$ ) describes how much heat needs to be transferred to 1 kg of mass at a given temperature and increase the temperature by 1 °K, the unit for  $C_p$  is [J / g °C]. The Reynolds number ( $Re$ ) is a dimensionless tool that describes what forces dominate in the flow, the inertia or viscosity [2, 3, 4, 8]. In the case of a cylindrical pipe the characteristic length ( $L$ ) would be its diameter ( $D$ ).

For fluid flowing in pipe, transition from laminar to turbulent flow occurs at  $Re= 2300$ , and beyond  $Re=3000$  turbulent fluid flow is dominant [3]. The mass and heat transfer increase significantly when turbulent flow is dominant. The formed eddies mix the fluid more efficiently than in laminar flow, see Fig. 1 illustrating transition from laminar to turbulent flow occurs [3]

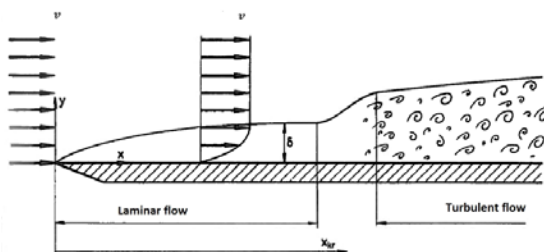


Figure 1. Fluid flowing over a flat surface with flow velocity at  $x_{kr}$

In close proximity to the wall there is a thin film

(boundary layer) with lower flow velocity, due to friction.

In order to simplify the calculations, an external cooler (heat exchanger) can be modelled as a pipe. The hot oil is entering inside the pipe and on the outside of the pipe another colder media is used to remove excess heat from the flowing oil in the pipe. At low flow velocity there is mainly a parallel flow profile (laminar flow) and at higher flow velocity a turbulent flow pattern will develop, and this is good for increasing heat transfer (see Fig. 2 and 3).

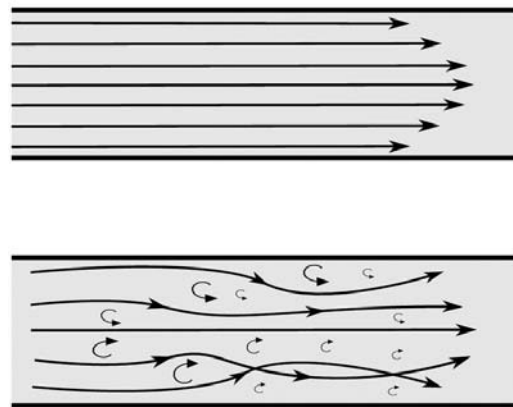


Figure 2: Laminar versus Turbulent flow

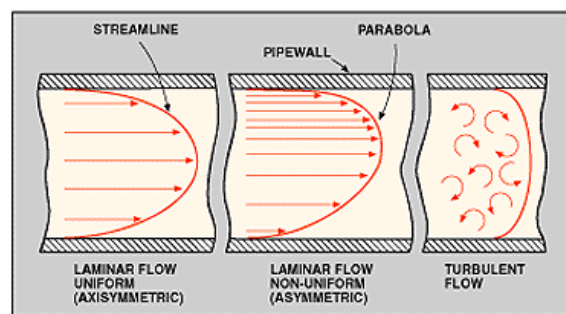


Figure 3. Turbulent flow mixes fluid in the tube's radial dimension with the help of eddies and increases heat transfer significantly for the fluid.

### Heat transfer of different fluids

To calculate the heat transfer coefficient, physical data (kinematic viscosity and density) is needed

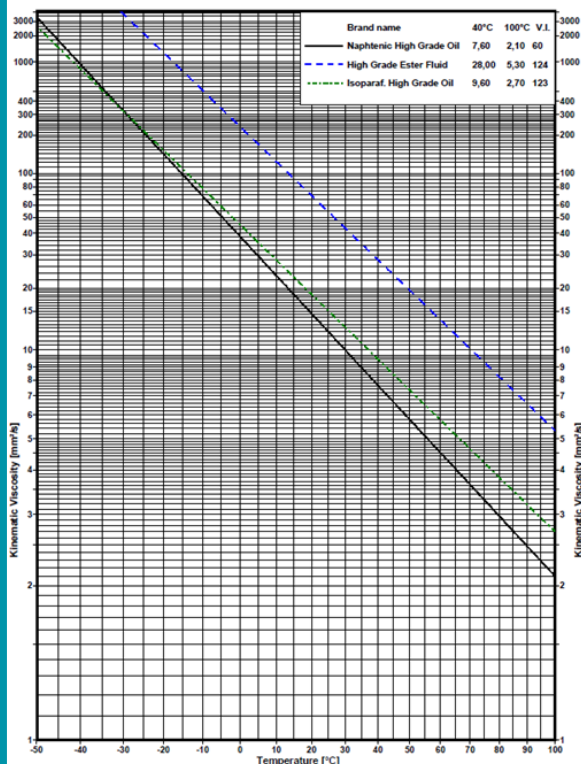


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

for the fluid at different temperatures. Thermal conductivity and specific heat capacity also need to be measured.

The Reynolds number can be calculated at different temperatures if the fluid's bulk velocity in the cooler is known, and the hydraulic diameter of the cooler. In this instance values of D=10 cm and various cooler flow velocities are used in the calculations – the actual oil velocities at different points in the transformer will differ between a wide range for different transformer designs. In the transformer tank, many transformer manufacturers work with a common bulk flow limit due to ECT of 0.5 m/s, but the flow rate in the external cooler can be of higher velocity depending on the arrangement of the unit [9].



**Figure 4:** Viscosity versus Temperature diagram for different oil types

A viscosity diagram, shown in Fig. 4, compares the viscosity versus temperature (and therefore VI) for a synthetic ester transformer fluid, a paraffinic

transformer oil and a naphthenic transformer oil. The naphthenic oil below has a steeper decline in viscosity when temperature rises, compared to the ester fluid and the paraffinic oil.

**Table 1: Kinematic Viscosity**

| Kinematic Viscosity [cSt] | Naphthenic | Paraffinic | Synthetic Ester |
|---------------------------|------------|------------|-----------------|
| v @ 40°C                  | 7.49       | 9.51       | 28              |
| v @ 50°C                  | 5.59       | 7.19       | 19.5            |
| v @ 60°C                  | 4.34       | 5.59       | 14              |
| v @ 70°C                  | 3.48       | 4.49       | 10.5            |
| v @ 80°C                  | 2.85       | 3.68       | 8               |
| v @ 90°C                  | 2.39       | 3.08       | 6.5             |

**Table 2: Density**

| Density [kg/m³] | Naphthenic | Paraffinic | Synthetic Ester |
|-----------------|------------|------------|-----------------|
| ρ @ 40°C        | 859        | 794        | 956             |
| ρ @ 50°C        | 852.3      | 789        | 948             |
| ρ @ 60°C        | 845.7      | 783        | 941             |
| ρ @ 70°C        | 839.1      | 777        | 934             |
| ρ @ 80°C        | 832.4      | 770        | 928             |
| ρ @ 90°C        | 825.7      | 764        | 919             |

When fluid is flowing in tubes, there is a shift to turbulent flow when the Re number is higher than 2300, and fully developed turbulent flow over 5000. The Nusselt number is a dimensionless number describing the heat transfer. For a fluid in tubes the Nusselt number (2) is used as a base for the calculations [3].

In order to calculate the heat transfer (1) for a certain fluid over temperature, the Nusselt number needs to be calculated. This can be done via a mathematic correlation using empirical data for heat transfer in tubes. Gnielinski's correlation is valid for fluids in a steady state flow in tubes.

Gnielinski's correlation;

$$Nu = \frac{f \cdot Re \cdot Pr}{1 + 12.7 \cdot \sqrt{f} \cdot \left( \frac{Pr}{Pr_s} - 1 \right)} \quad (8)$$



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS

The Prantl number (4) is a dimensionless parameter describing how the fluid behaves in the thermal boundary layer [3].

Gnielinski's correlation is valid if:  $0.5 \leq Pr \leq 2000$  and  $3000 \leq Re < 500000$  are fulfilled [2].

Gnielinski's correlation also uses the Darcy friction factor  $f$ , which can be calculated from the pressure

drop for fluid flowing in a pipe,  $\Delta p$  [3]

$$\Delta p = 4 * f * \left( \frac{L}{D} * \rho * v^2 \right) * \left( \frac{1}{\rho} \right) \quad (9)$$

The Darcy friction factor decreases with higher Re number, and increases with rougher surface structure inside the tube. Due to the lack of experimental data on measurements of pressure loss in pipes, an empirical formula can be used or a Moody [10] diagram.

The Blasius formulae [6] for a smooth pipe surface can be used for  $Re = 3000$  to  $10^5$  to approximate the friction factor,  $f$  (10).

$$f = \frac{0.079}{Re^{0.25}} \quad (10)$$

In order to conduct calculations for the models described earlier, thermal data for the fluids is needed, thermal conductivity and specific heat capacity at different temperatures were obtained, shown in Table 3 and 4 below.

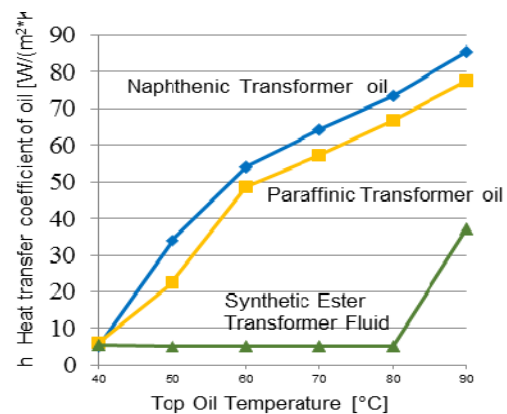
**Table 3: Thermal Conductivities**

| Thermal Conductivity [W/m*K] | Naphthenic | Paraffinic | Synthetic Ester |
|------------------------------|------------|------------|-----------------|
| $\lambda @ 40^\circ\text{C}$ | 0.1402     | 0.165      | 0.143           |
| $\lambda @ 50^\circ\text{C}$ | 0.1432     | 0.166      | 0.1422          |
| $\lambda @ 60^\circ\text{C}$ | 0.1462     | 0.167      | 0.141           |
| $\lambda @ 70^\circ\text{C}$ | 0.1492     | 0.167      | 0.14            |
| $\lambda @ 80^\circ\text{C}$ | 0.1522     | 0.168      | 0.139           |
| $\lambda @ 90^\circ\text{C}$ | 0.1552     | 0.168      | 0.137           |

**Table 4: Specific Heat**

| Specific Heat [J / g °C] | Naphthenic | Paraffinic | Synthetic Ester |
|--------------------------|------------|------------|-----------------|
| $C_p @ 40^\circ\text{C}$ | 1.8711     | 2.05       | 1.93            |
| $C_p @ 50^\circ\text{C}$ | 1.9225     | 2.16       | 1.959           |
| $C_p @ 60^\circ\text{C}$ | 1.9684     | 2.2        | 1.99            |
| $C_p @ 70^\circ\text{C}$ | 2.0188     | 2.24       | 2.01            |
| $C_p @ 80^\circ\text{C}$ | 2.0711     | 2.27       | 2.02            |
| $C_p @ 90^\circ\text{C}$ | 2.1173     | 2.33       | 2.04            |

Example calculations on heat transfer coefficient ( $h$ ) are presented in Fig.5 and Fig.6 below for the three different fluids. Here it was assumed that the cooler unit is a basic pipe and has a diameter of 10 cm and the results here show heat transfer coefficient versus temperature for flow velocity in the pipe of 0.2 m/s (Fig. 5) and 5 m/s (Fig. 6). In all the calculations the pipe is assumed to have a smooth surface on the inside of the radiator. Note that at lower flow speed, the synthetic ester is flowing in laminar mode. The heat transfer coefficients were also calculated at  $80^\circ\text{C}$  for a number of other flow velocities and compared between the different liquids as shown in Fig. 7.

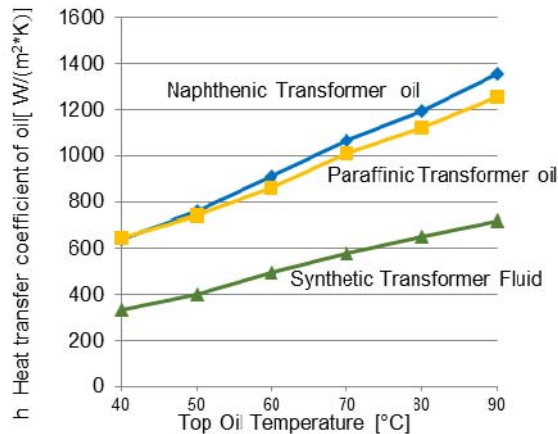


**Figure 5:** Calculated heat transfer coefficient versus temperature for flow velocity in a smooth pipe  $D = 10\text{cm}$  for a flow rate of  $0.2\text{m/s}$ .



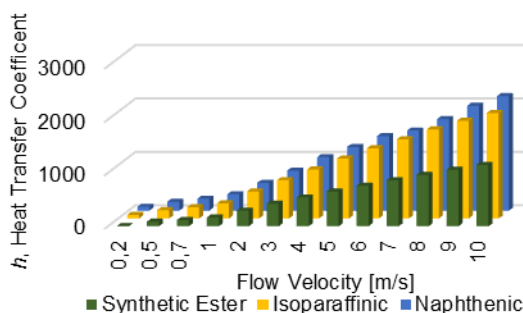
# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## COOLING ABILITY OF INSULATING LIQUIDS



**Figure 6:** Calculated heat transfer coefficient versus temperature for flow velocity in a smooth pipe  $D = 10\text{cm}$  for a flow rate of  $5\text{ m/s}$

Note that the calculations have been done on the fluids only. It can be seen that a lower viscosity will facilitate better heat transfer and a lower top oil temperature, hence also the possibility of longer service life for the transformer materials. Comparing Figure 3 and Figure 4 show that the naphthenic oil, having a steeper slope in the viscosity diagram (lower viscosity index or VI), seem to offer a higher heat transfer coefficient than the paraffinic type of oil, with higher VI, that have almost similar viscosity properties at  $40^\circ\text{C}$ .



**Figure 7:** Heat transfer at a fixed temperature, here  $80^\circ\text{C}$ , and variation in fluid velocity shows that naphthenic oil has higher values for the heat transfer coefficient than iso-paraffinic oil and synthetic ester at all flow rates

### Properties of insulating fluid

The calculations presented in this paper show that the naphthenic oil has a significantly better heat transfer coefficient in forced convection than the synthetic ester. As observed in Figure 4 and Figure 5, the naphthenic oil and the iso-paraffinic have slightly different physical properties, but similar heat transfer coefficients overall, in this study, with a slightly better performance shown by the naphthenic oil. Low viscosity is one main parameter for a higher heat transfer coefficient, along with thermal conductivity, specific heat capacity and density.

### References

- [1] W.M. Flanagan, *Handbook of transformer design and applications*, 2<sup>nd</sup> ed., McGraw-Hill
- [2] G.F.C.Rogers et al., *Engineering thermodynamics work and heat transfer*, 1967, Longman
- [3] A.D. Kraus et al. , *Introduction to thermal and fluid engineering*, 2010, CRC Press
- [4] J.R. Welty et al. *Fundamentals of momentum, heat and mass transfer*, 1984, John Wiley & Sons
- [5] R.M. Mortier et al., *Chemistry and technology of lubricants*, Blackie Academic & Professional, 2<sup>nd</sup> ed., 1997
- [6] Massey, B.S. , *Mechanics of fluids* (1991)
- [7] F.P. Incropera; D. P. DeWitt, (2007). *Fundamentals of Heat and Mass Transfer* (6th ed.). Hoboken: Wiley
- [8] H. Y. Wong, *Heat transfer for engineers* (1977), Longman
- [9] S.V. Kulharni et al., *Transformer Engineering*, 2004, Marcel Dekker Inc.
- [10] Moody, L. F. (1944), *Friction factors for pipe flow*, Transactions of the ASME 66 (8): 671–684

### Contact Details

nyas AB,  
Bruce Pahlavanpour  
The Courtyard, Elmton House, 116 London Road,  
Guildford, Surrey, GU1 1TN UK  
Mobile: +44 7876508740  
Phone: +44 1483 506953  
E-mail: bruce.pahlavanpour@nyas.com



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle

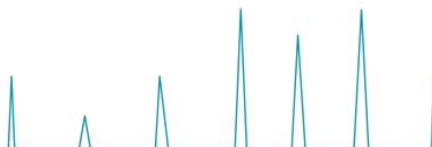
### Dipl.-Ing. Dirk Flor Starke & Sohn GmbH



Dirk Flor studierte Chemietechnik an der Technischen Universität Dortmund und absolvierte ein berufsbegleitendes, MBA-Studium am Henley Management College, Oxfordshire, UK.

Seit 2009 ist er Geschäftsführer im Hause Starke und Sohn. Er ist seit mehr als 20 Jahren in der Mineralölindustrie tätig und nahm dabei verschiedene Management- und Führungspositionen in Konzerngesellschaften und spezialisierten, mittelständischen Unternehmen war.

S9







## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle

#### Einführung

Hersteller und Betreiber von Transformatoren setzen seit Jahrzehnten auf mineralölbasierte Isolieröle. Alternativprodukte auf Esterbasis haben ebenso eine respektable Akzeptanz erlangt, gleiches gilt für Produkte auf Basis der Gas-To-Liquid Technology (GTL), die erst seit wenigen Jahren zur Verfügung stehen.

Zunehmende Akzeptanz erlangen auch alternative Isolieröle, die aus hochwertigen Grundölen hergestellt werden, welche ihrerseits aus Recyclingprozessen von gebrauchten Transformatorölen resultieren.

In der Schmierstoffindustrie werden sogenannte Reraffinate als Grundöle für die Herstellung von Motorenölen und Industrieschmierstoffen seit langem neben den sogenannten Erstraffinaten eingesetzt. Anfängliche Widerstände und Bedenken seitens der Verwender und Produzenten von Schmierstoffen sind mittlerweile Geschichte.

Der Einsatz von Reraffinaten als Grundöle für Schmierstofffertigprodukte ist heute insbesondere auch Dank der exzellenten Technologie- und Marktentwicklungen deutscher Altölraffinerien Stand der Technik.

Auch die als recht konservativ geltende „Trafo-Familie“ hat sich über die letzten Jahre mit dem Thema mineralölbasierter Isolieröle auf Basis von Reraffinaten intensiver beschäftigt und ist gewillt, derartige Produkte zu spezifizieren und einzusetzen.

In der Trafo-Branche spricht man bis dato allgemein von „recycelten Isolierölen“, wodurch zumindest eine namentliche Differenzierung zu etablierten Isolierölen möglich werden soll; qualitativ und analytisch ist das bei hochwertigen Produkten durchaus schwierig bzw. nicht möglich.

Anstatt von „recycelten Isolierölen“ zu sprechen, wäre terminologisch die Bezeichnung „Isolieröle auf Basis von durch Reraffination hergestellter

Grundöle“ treffender. Der Einfachheit halber verwenden wir nachfolgend jedoch ebenfalls den kürzeren Begriff der recycelten Isolieröle.

#### Mehrfach-Selektive-Raffination

Im Vergleich zu klassischen Altölraffinerien, die vornehmlich gebrauchte Motoren- und Industrieöle raffinieren, werden im Hause Starke & Sohn überwiegend sortenrein gesammelte, gebrauchte Isolieröle als Produktionsrohstoff eingesetzt, die zu unterschiedlichen Produkten raffiniert (veredelt) werden.

Gebrauchte Isolieröle weisen neben der Kernfraktion der ursprünglichen Kohlenwasserstoffe ein zusätzliches Spektrum an Inhaltsstoffen und Verunreinigungen auf, die im Laufe des Betriebes u.a. durch Öl-Alterungsprozesse, Additivabbau, Fremdeinträge und Papierersatzungsprozesse entstehen.

Hierzu zählen bspw. Carbonsäuren, Ketone, Aldehyde, Ester, Alkohole, Metalle, Wasser, Gase und vor allem letztlich Ölschlamm, der durch Polykondensation und Polymerisation von Zersetzungsprodukten entsteht.

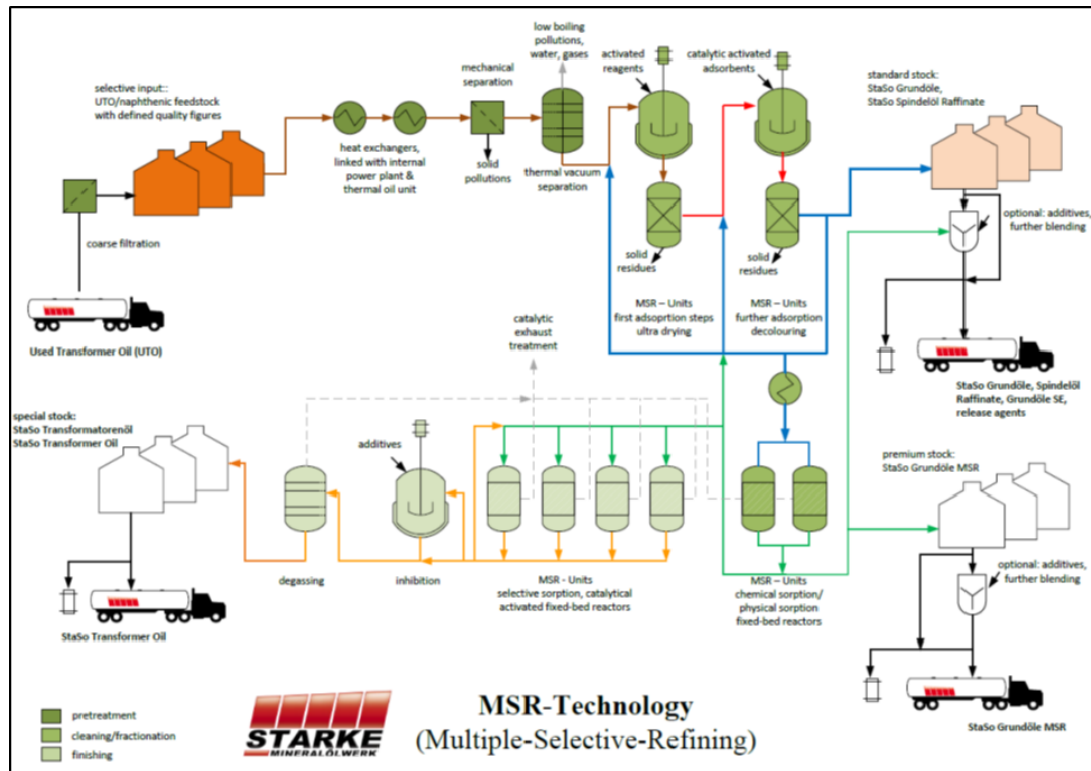
Darüber hinaus finden sich in gebrauchten mineralölbasierten Isolierölen, je nach Ausgangsprodukt, auch Reste von Öladditiven (Inhibitoren, Passivatoren). Zudem kann es in der betrieblichen Praxis zu Kreuzkontaminationen oder Vermischungen mit ester- und/oder silikonölbasierten Isolierflüssigkeiten kommen.

Historisch gewachsen und bedingt sind gebrauchte, mineralölbasierte Isolieröle europaweit vornehmlich naphthenischer Natur (Anteil ringförmiger, ungesättigter Kohlenwasserstoffe >40%), so dass bei einer Reraffination im Output entsprechend naphthenische Grundöle resultieren (siehe Prozessschema, Bild 1).

Die Reraffination erfolgt grundsätzlich batchorientiert und in Abhängigkeit definierter Qualitätskennzahlen für die jeweiligen Inputströme selekt-

## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle



**Bild 1:** Prozessschema MSR-Technology

Auf Basis einer umfassenden Eingangsanalytik wird jede Gebrauchtolcharge typisiert und gemäß einer Matrix mit einer entsprechenden Qualitätskennzahl versehen vorbereitend für die Produktion gelagert. Den Kern der Raffination bildet nach mechanischen und thermischen Vorbehandlungen (Filtration, Entgasung) ein selektiv geführter Trennprozess, der in mehreren Festbettreaktoren wahlweise hintereinander, parallel oder mehrfach abläuft.

Wesentlich für den Erfolg dieses Trennprozesses sind fundierte Kenntnisse im Bereich der Adsorption von Fluiden an Festkörperoberflächen sowie in der stofforientierten Prozessführung. Dieser großtechnisch durchaus in vielen Industriebereichen eingesetzte Prozess (Abwasserbehandlung, katalytische Gasreinigung) ist für die Raffination von Gebrauchtölen sehr speziell, kann aber erfahrungsgemäß außerordentlich effektiv und effizient für die Raffination gebrauchter Isolieröle genutzt werden. Voraussetzung hierfür ist, insbesondere auch mit

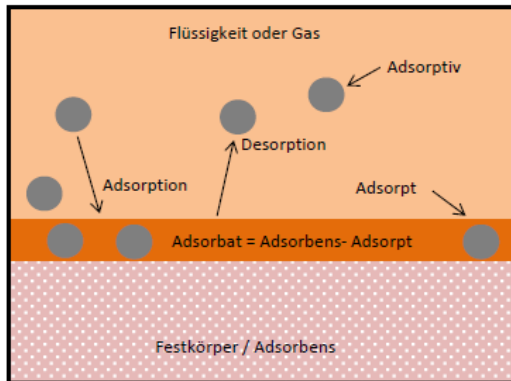
Blick auf die durchaus in einer gewissen

Bandbreite variierenden Inputqualitäten, dass dies mehrfach und selektiv gesteuert wird (MSR-Technology: Multiple-Selective-Refining).

Bei der Adsorption handelt es sich grundsätzlich um einen Prozess, bei dem sich gasförmige oder flüssige Stoffe (Adsorptiv) an einer festen Grenzfläche (Adsorbens) anreichern. Es finden mono- oder mehrmolekulare Belegungen einer Festkörperoberfläche statt. Die Adsorption ist ein exothermer Vorgang, wobei die bei diesem Prozess freiwerdenden Energien die Kinetik und die jeweiligen Gleichgewichte bestimmen.

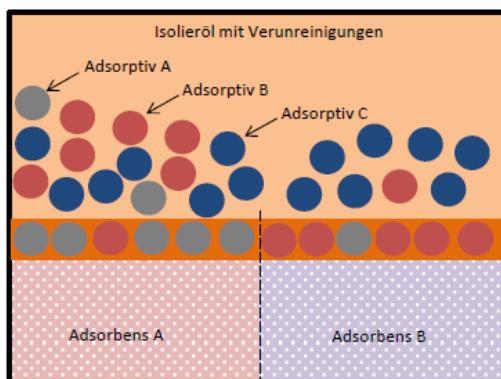
Man unterscheidet zwischen Physisorption und Chemisorption. Bei der Physisorption kommt es allein aufgrund von physikalischen Kräften (van-der-Waals-Kräften, elektrostatischen Kräften und Dipol-Dipol-Wechselwirkungen) zwischen Adsorbens und Adsorptiv zu einer Belegung, während es bei der Chemisorption zu Vorstufen und Ausbildungen von chemischen Verbindungen und auch katalytisch aktivierten chemischen Reaktionen kommen

## MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle



**Bild 2:** Grundbegriffe der Adsorption

Die adsorptive Stofftrennung eines Mehrkomponentensystems und ihre Effizienz hängt hierbei entscheidend von der Selektivität des Adsorbens und der damit einhergehenden sterischen, energetischen und kinetischen Effekten ab.



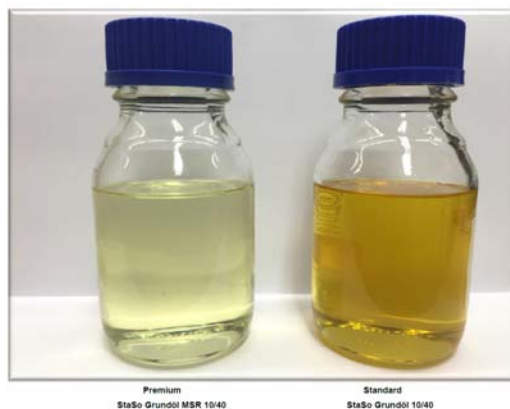
**Bild 3:** Prinzip der selektiven Adsorption

Durch Auswahl geeigneter und unterschiedlicher Adsorptionsmedien in Verbindung mit einer angemessenen Prozessführung (Korrelation Adsorptiv – Adsorbens) führt die Reraffination gebrauchter Isolieröle mittels MSR-Technologie zu spezifizierbaren Grundölen unterschiedlichster Qualitäten.

Die jeweiligen Produktionsmengen können im Rahmen der verfügbaren Gesamtkapazität von 20.000 MT entsprechend flexibel an den Bedarf

und die Marktlage angepasst werden.

Für die Produktion von StaSo Transformatorenölen werden ausschließlich entsprechende Premium-Qualitäten als Grundöle verwendet. Die gleichbleibende Produktqualität wird über festgelegte Standards und Prozesskontrollen auf Basis eines etablierten Qualitätsmanagementsystems (DIN EN ISO:9001:2008) kontinuierlich gewährleistet.



**Bild 4:** StaSo Grundölqualitäten

Die für die Transformatorenölproduktion verwendeten StaSo Grundöle MSR werden in nahezu farb- und geruchsloser Qualität hergestellt, und haben sich nach Markteinführung gegenüber vergleichbaren Erstraffinaten als naphthenische, niedrigviskose Basisöle bewährt – eine analoge Tendenz zeichnet sich für unsere StaSo Transformatorenöle ebenfalls ab.

### Neue Isolieröle – Recycelte Isolieröle

Analog zur etablierten Norm IEC 60296:2012 für „Neue Isolieröle auf Mineralölbasis für Transformatoren und Schaltgeräte“ wurde eine zusätzliche Norm IEC 62701:2015 für „Recycelte Isolieröle auf Mineralölbasis für Transformatoren und Schaltgeräte“ erarbeitet, veröffentlicht und aus vermeintlichen Diskriminierungsgründen jedoch wieder zurückgezogen. De facto waren beide Normen hinsichtlich der allgemeinen und technischen Anforderungen an die Isolieröle absolut identisch; lediglich der originäre Ursprung der verwendeten Ölmoleküle sollte eindeutig differenzierbar werden [1-2]



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle

und vergleichbar. Sind Werte und Methoden in einer Spezifikationen festgelegt, dann ist letztlich die Herkunft der Moleküle eher zweitrangig.

Aktuell wird seitens des IEC an einer einheitlichen Spezifikation bzw. an der Überarbeitung der IEC 60296 gearbeitet, um eine einheitliche Norm für Isolieröle auf Mineralölbasis zu erarbeiten, die unabhängig von der Quelle der Ölmoleküle (Rohöl, Gebrauchöl, Gas) die technischen Anforderungen und Prüfverfahren für das einsetzbare Isolieröl spezifiziert [3]

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist und bleibt allein die aktuell gültige IEC 60296:2012 das Maß der Dinge für die Herstellung und Vertrieb von Isolierölen auf Mineralölbasis in konstanter Qualität.

Insofern ist dies auch der aktuelle Benchmark für Isolieröle auf Basis unserer naphthenischen Grundöle aus der Reraffination.

#### Erfahrungen - Leistungsfähigkeit

Seit November 2014 stehen in unserem Hause besagte Premium-Grundöle zur Produktion sogenannter „Highgrade“-Isolieröle zur Verfügung.

Externe Analysen unabhängiger Laboratorien sowie Laborprüfungen seitens namhafter Hersteller von Leistungs- und Verteilnetztransformatoren bestätigen unabhängig die Leistungsfähigkeit von StaSo Transformatorenöl I gemäß IEC 60296:2012 sowie die spezifischen Anforderungen nach Abschnitt 7.1 hinsichtlich Oxidationsstabilität und einem niedrigen Schwefelgehalt.

Langzeiterfahrungen bzgl. der Einsätze in Leistungstransformatoren liegen derzeit noch nicht explizit vor, jedoch ermöglicht ein Vergleich zu an Leistungstransformatoren durchgeführten, mobilen Isolierölregenerationen Rückschlüsse auch auf die Leistungsfähigkeit der StaSo Transformatorenöle.

Bereits mobile Isolierölregenerationen führen bekanntlich im Ergebnis zu Isolierölzuständen und -parametern, die auf dem Niveau von Isolierölen gemäß IEC 60296:2012 liegen. Die Nachhaltigkeit solcher Instandhaltungsmaßnahmen an Leistungstransformatoren ist gegeben und analytisch nachvollziehbar, entscheidende Ölparameter bleiben über Jahre im betriebssicheren Bereich (siehe Bild 5).

Obschon die zur mobilen Isolierölregeneration ver-

wendete Technik auf denselben Trennprozessen basiert, wie die stationäre Raffination, ist letztere weitaus effizienter und effektiver in den Ergebnissen, was sich letztlich in der „Highgrade“-performance der produzierten StaSo Transformatorenöle niederschlägt. Im Rahmen einer mobilen Isolierölregeneration ist dieses Qualitätslevel i.d.R. nicht zu erreichen.

| 300 MVA Trafo, Bj. 1974,<br>62 t Isolieröl, Shell Diala D | vor Reg. in<br>10 2010 | nach Reg. in<br>10 2010 | nach Reg.<br>in 03 2014 | Limits<br>IEC 60422 |
|---|------------------------|-------------------------|-------------------------|---------------------|
| Farbzahl  | 3,5                    | 0,5                     | 1,5                     |                     |
| NZ (mg/g)   | 0,2                    | <0,01                   | 0,02                    | <= 0,15             |
| Durchschlagsspannung (kV)                                 | > 80                   | 79,2                    | > 80                    | >= 50               |
| Verlustfaktor   | 0,0323                 | 0,0014                  | 0,005                   | < 0,2               |
| Wassergehalt (ppm)  | 5                      | 2                       | 7                       | <= 10               |
| Grenzflächenspannung (mN/m)                               | 15,4                   | 41,7                    | 29                      | >= 22               |
| Inhibitorgehalt (%)                                       | n.n.                   | 0,38                    | 0,33                    | > 0,15              |
| Korrosiv. Schwefel  | nicht<br>korrosiv      | nicht<br>korrosiv       | nicht<br>korrosiv       | nicht<br>korrosiv   |

Bild 5: Ölparameter nach Isolierölregeneration

Wenn aber schon mobile Isolierölregenerationen zu nachhaltig guten Isolierölwerten führen, so ist davon auszugehen, dass entsprechend nachhaltigere Werte ebenso bei Einsatz von StaSo Transformatorenölen in Leistungstransformatoren erreicht werden.

#### Erfahrungen - Alterungsverhalten

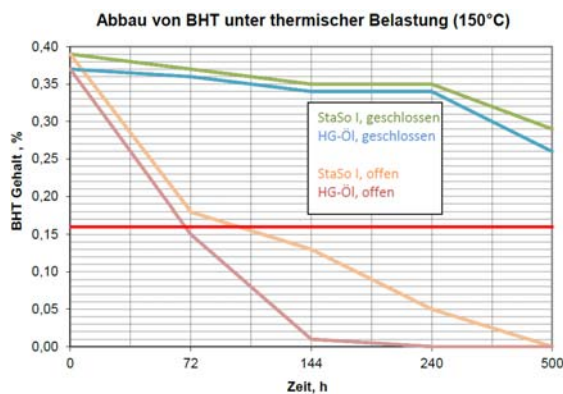
Das Langzeitverhalten bzw. die Alterungsstabilität von recycelten Isolierölen im Vergleich zu den über Jahrzehnte eingesetzten, etablierten Produkten ist in der Fachwelt stark in der Diskussion. Grundsätzlich wird mittels Alterungstests versucht, das Langzeitverhalten unterschiedlicher Isolieröle zu simulieren, vorherzusagen und entsprechend zu vergleichen, um Produktvor- und/oder -nachteile zu offenbaren.

Die These, dass sich der Inhibitorgehalt bei recycelten Isolierölen schneller reduziere als bei den etablierten, bekannten Isolierölen implizit quasi eine geringere Oxidationsstabilität.

In diesem Zusammenhang widerlegen eigene Untersuchungen zum Abbauverhalten des Inhibitors derartige Annahmen deutlich.

## MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle

Bei einem Vergleich eines „Highgrade“ Isolieröls mit StaSo Transformatorenöl I unter Luftzufuhr ist ein deutlich geringerer Inhibitorabbau zu beobachten, während unter geschlossenen Bedingungen die Abbauraten nahezu identisch sind (siehe Bild 6).



**Bild 6:** Inhibitorabbau unter thermischer Belastung

Simuliert ist somit die Abbauraten des Inhibitors bei extrem thermischer Belastung beim StaSo Transformatorenöl I im Vergleich zu einem „Highgrade“-Wettbewerbsöl nur halb so hoch – impliziert wird hiermit eine höhere Oxidationsstabilität, was allerdings durch weitere Analysen und Praxiserfahrungen zu verifizieren ist.

Objektiv und mit Blick auf die zugrundeliegende Norm IEC 60296:2012 sowie die entsprechenden, analytischen Verifikationen ist grundsätzlich mindestens von einer Gleichwertigkeit und ausreichenden Performance der StaSo Transformatorenöle auszugehen.

### Erfahrungen - Straygassing - Spaltgase

Die Gasentwicklung aus Isolierölen bei moderaten Temperaturen (Straygassing), ausgelöst durch Luftsauerstoff und dessen Reaktion mit organischen Molekülen im elektrischen Feld führt zu Bildung von Peroxiden und weiteren Substanzen, wobei Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Ethan und Methan als typische Straygassing-Produkte für uninhibierte Öle und moderate Mengen an Wasserstoff und Methan für inhibierte Öle bekannt sind. Die Entwicklung des Straygassing erfolgt im laufendem Betrieb des Transformators und geht einher mit einer Sauerstoffabnahme und einem Anstieg des Verlustfaktors. Die Oxidation des Isolieröles bzw. insbesondere Alterungsnebenproduk-

te beeinflussen diese Fehlergasgenerierungen. Durch die Durchführung von Isolierölregenerierungen kann diese Form der Spaltgasabspaltung nachweislich reduziert werden [4-5].

In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, welches Straygassing-Verhalten recycelte Isolieröle im Vergleich zu etablierten Isolierölen zeigen werden. Aktuell laufende Untersuchungen hierzu sind noch nicht abgeschlossen, deuten aber bereits jetzt darauf hin, dass über die Bandbreite der Produkte deutliche Unterschiede feststellbar sind. Sollten recycelte Isolieröle hier ein verbessertes Verhalten zeigen, so könnten bei deren Einsatz etwaige Unsicherheiten bei der Auswertung von Gas-in-Öl-Analysen reduziert bzw. vermieden werden.

### Akzeptanz – first fill Trafhersteller

StaSo Transformatorenöle wurden und werden seitens der OEMs bis dato bevorzugt im Bereich des first fills von Verteilnetztransformatoren eingesetzt. Mit Vorstellung der neueren, inhibierten, „Highgrade“-Produktqualität StaSo Transformatorenöl I ab Mitte 2015 ist gleichsam eine zunehmende Akzeptanz auch bei namhaften Herstellern von Leistungstransformatoren festzustellen.

Während einige Hersteller nach technischer Vorabinformation und anschließender, interner Analysen schnell eine Freigabe zum Einsatz erteilen, scheinen andere Hersteller diesbezüglich unentschlossener zu sein bzw. befinden sich aktuell in internen Diskussionen, ob und ggf. wie ein konkreter Einsatz realisiert werden kann.

Nur wenige Hersteller sind vollkommen desinteressiert, haben bisher keinerlei Berührungspunkte mit derartigen Isolierölen und/oder lehnen einen Einsatz kategorisch ab.

Interessant sind ebenfalls Konstellationen, in denen der Hersteller prinzipiell dem Einsatz von recycelten Isolierölen zustimmt, jedoch nur, wenn der Käufer des Transformators dies ausdrücklich wünscht und ggf. sogar ganz oder teilweise auf eine Gewährleistung des Herstellers verzichtet – wer würde so etwas tun?

Auch wenn die technische Leistungsfähigkeit recycelter Isolieröle analog zu den etablierten Produkten anerkannt wird, wird aus ökonomischer Sicht i.d.R. kundenseitig ein Preisvorteil erwartet – bisweilen in nicht realistischen Größenordnungen.



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### MRS Technologie: Erfahrung und Akzeptanz alternativer Isolierflüssigkeiten auf Basis recycelter naphthenischer Grundöle

und nachvollzogen. Gegenwärtig werden jedoch wichtige Aspekte bei der Bewertung recycelter Isolieröle nicht in vollem Maße berücksichtigt. Hierzu zählen bspw. die Ressourcenschonung, die stoffliche Verwertung anstatt CO<sub>2</sub>-Emission, eine nachhaltige und umfassende Produktverantwortung sowie die Erkenntnis, dass jedes Transformatoröl am Ende der Trafolebensdauer einer sachgerechten Verwertung zugeführt werden kann, ganz im Sinne einer praktizierten Kreislaufwirtschaft.

#### **Akzeptanz – first fill / service fill Trafobetreiber**

StaSo Transformatoröl I wird zunehmend im service fill von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern eingesetzt. Vorrangig erfolgt dort die Verwendung im Rahmen regelmäßiger Wartungsarbeiten, insbesondere bei Stufenschalterrevisionen. Hierbei ist die Akzeptanz der Stufenschalterhersteller von entscheidender Bedeutung und gegeben.

Mit der kontinuierlich steigenden Zahl unternehmensspezifischer Produktfreigaben, insbesondere aus den Reihen maßgeblicher Energieversorger und Netzbetreiber, steigt sukzessive das Potential, im Rahmen von Trafoneubeschaffungen oder -revisionen den first oder re-fill von Leistungstransformatoren zu übernehmen. Die Befüllung eines Kraftwerkstrafos der Vattenfall Europe Generation AG mit 86 t StaSo Transformatoröl I ist hierfür ein nennenswertes Beispiel.

#### **Akzeptanz – service fill Serviceunternehmen**

Eine Reihe namhafter Unternehmen bieten Service- und Retrofit-Dienstleistungen für Trafobetreiber an. Auch hier besteht regelmäßiger Bedarf an Transformatorölen sowie die Notwendigkeit, im Einzelfall auf Wünsche und Anforderungen des Endkunden hinsichtlich des Einsatzes eines bestimmten Isolieröles einzugehen bzw. argumentativ mögliche Alternativen zu empfehlen.

Mit steigender Akzeptanz durch die Trafohersteller und Trafobetreiber werden auch in diesem Bereich die recycelten Isolieröle als mögliche Alternative vermehrt zum Einsatz kommen.

#### **Zusammenfassung**

Die Qualität und Leistungsfähigkeit von StaSo Transformatorölen ist im Vergleich zu etablierten, mineralölbasierten Produkten auf Basis von Erstraffinaten wettbewerbsfähig. Die technischen Parameter entsprechen den aktuell gültigen IEC-Normen und Anforderungen und können bei entsprechender Raffinationstechnik in gleichbleibendem Maße kontinuierlich gewährleistet werden. Normativ werden derartige Isolieröle zukünftig explizit in relevante Spezifizierungen integriert. Ein etwaig vorteilhaftes Oxidations- und „Straygassing“-Verhalten ist durch weitere Analysen und Praxiserfahrungen zu verifizieren. Alternative Isolieröle auf Basis naphthenischer Raffinate, die mittels MSR-Technologie hergestellt werden, erlangen eine zunehmende Akzeptanz bei Transformatorenherstellern, Netz- und Kraftwerksbetreibern sowie Serviceunternehmen. Sie werden sich insbesondere unter umfassender Berücksichtigung ökologischer, ökonomischer und technischer Aspekte weiter am Markt etablieren.

#### **Literaturhinweise**

[1] DIN EN 60296:2012

Flüssigkeiten für Elektrotechnische Anwendungen-  
Neue Isolieröle auf Mineralölbasis für Transformatoren und Schaltgeräte

[2] DIN EN 62701:2015

Flüssigkeiten für Elektrotechnische Anwendungen-  
Recycelte Isolieröle auf Mineralölbasis für Transformatoren und Schaltgeräte

[3] IEC, TC10 Fluids for electrotechnical applications, MT 38 Maintenance of IEC 60296

[4] Atanasova-Höhlein I., „Straygassing von Isolierflüssigkeiten“, Tagungsband, TLM 2015

[5] Taghi Imani M., „Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten“, Tagungsband, TLM 2015

#### **Autorenanschrift**

Starke & Sohn GmbH

Dirk Flor, Dipl.-Ing.



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications

**Dr. Russel Martin**

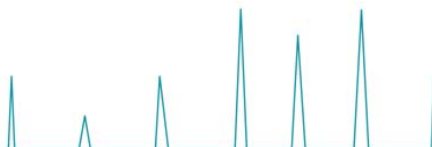
**M&I Materials Ltd**



Russell Martin is the Chief Technical Manager for Dielectric Fluids at M&I Materials, Manchester, where he leads the Technical Development and Application Innovations for MIDEL ester transformer fluids.

He holds a PhD in Chemistry and is a Fellow of the Royal Society of Chemistry. He contributes to various CIGRE, IEEE, ASTM, IEC and BSI technical & standard groups and was awarded the Cigre Technical Committee Award for outstanding contribution by the A2 (Transformer) division in 2010, and the IEC 1906 Award in (2011) for updating the standard IEC 61099 (Synthetic Esters for Electrical Purposes).

**S10**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



## A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



Copyright 2016 M&I Materials Ltd.



Products of M&I Materials Ltd.



## Agenda

- What is an ester?
- Different ester types
- Industry trends for ester liquids
- Experience to date in power transformers
- Cost benefits of ester fluids
- High voltage Research and Development
- Full scale testing and use in 400kV transformers



Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

www.midel.com





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### What is an Ester?

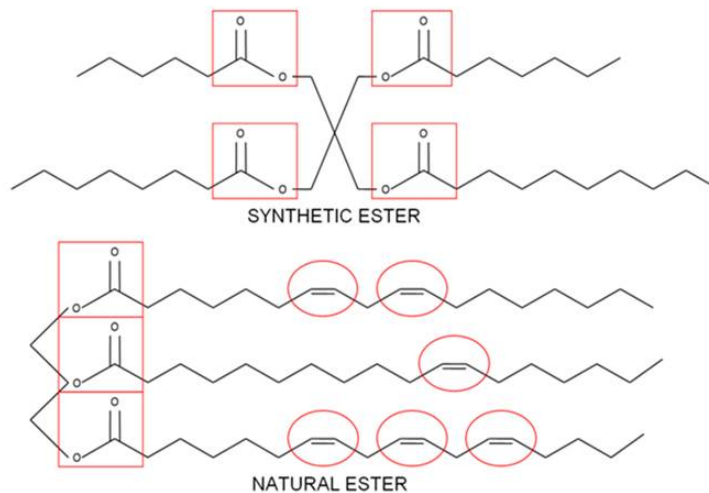
- The term 'ester' comes from chemical linkage formed from the reaction of an alcohol and an acid
- Synthetic esters are manufactured from chemicals
  - Carefully selected acids and alcohol to give chosen properties
- Natural esters are derived from plant oils
  - Refined seed oils
  - Examples include rapeseed, soya, sunflower

 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



#### Ester Molecular Structures



 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



## Synthetic and Natural Esters

### Oxygen Stability

- Synthetic ester suitable for breathing transformers
- Natural esters need sealed transformer

### Cold Temperature Performance

- Synthetic ester suitable for cold climates
- Natural ester higher pour point

### Service History

- Synthetic esters in operation since 1970s
- Natural esters on the market since 1990s



## Industry Trend for Ester Fluids

- Natural and synthetic esters have built up experience in distribution and small power transformers
- Long history of synthetic ester use in high performance applications
  - Traction transformers
  - Wind turbine transformers
  - Offshore platforms
- Move towards higher voltage classes and larger power transformers
  - Realisation of installation advantages from fire safety and environmental benefits

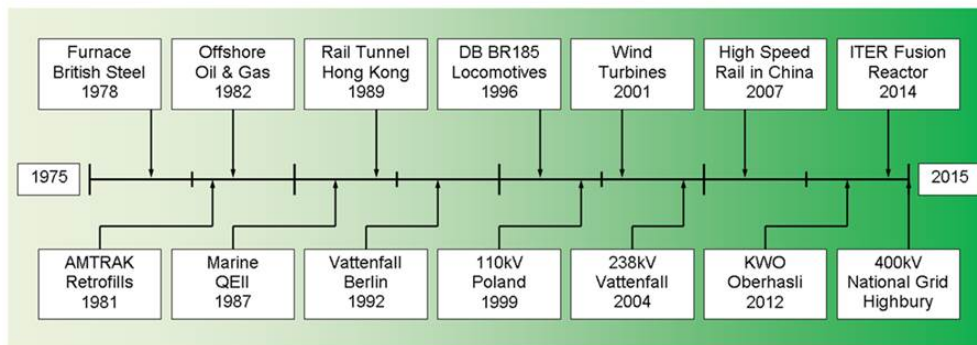


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



### Synthetic Ester History



M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



### Distribution Transformers – Vattenfall Berlin

- Started retrofilling in 1992 for environmental reasons
- All new distribution transformers in risk areas are ester filled
- By 2014 had approx. 3000 synthetic ester filled transformers
- 1000 retrofill, 2000 new



M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



### Synthetic Ester in Traction Transformers

- The use of synthetic ester on board rolling stock began in PCB retrofills in the 1980s
- Following the success of this synthetic ester has been specified in many traction transformers over the last 30 years
- One example is the Chinese CRH-5 high speed train
- EN 45545 now requires the use of K-class liquid such as ester in European rolling stock



### Power Transformers with Esters

| SYNTHETIC ESTER |        |      | NATURAL ESTER |        |                  |
|-----------------|--------|------|---------------|--------|------------------|
| High Voltage    | Rating | Year | High Voltage  | Rating | Year             |
| 110kV           | 25MVA  | 1999 | 115kV         | 15MVA  | 2004             |
| 151kV           | 110MVA | 2002 | 161kV         | 200MVA | 2004 (retrofill) |
| 238kV           | 135MVA | 2004 | 230kV         | 8MVA   | 2005 (retrofill) |
| 220kV           | 100MVA | 2010 | 161kV         | 25MVA  | 2006             |
| 154kV           | 200MVA | 2011 | 110kV         | 40MVA  | 2008             |
| 110kV           | 80MVA  | 2012 | 138kV         | 40MVA  | 2009             |
| 400kV           | 240MVA | 2016 | 420kV         | 300MVA | 2014             |
| 433kV           | 120MVA | 2016 |               |        |                  |

- Development of synthetic and natural ester power transformers has happened in parallel
- The table shows a selection of the power transformers with synthetic and natural esters installed over the last 25 years



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### Cost Benefits of Ester Fluids

- Ester fluids bring benefits which can potentially cut installation costs
- Reduction in civil engineering costs due to higher level of fire safety
- Ability to place transformers closer to the load
- Removal of fire extinguishing systems, which are costly to buy and maintain
- Simplification of bunding schemes due to biodegradability of esters
- Potential for more compact high temperature designs, which reduce shipping size and weight

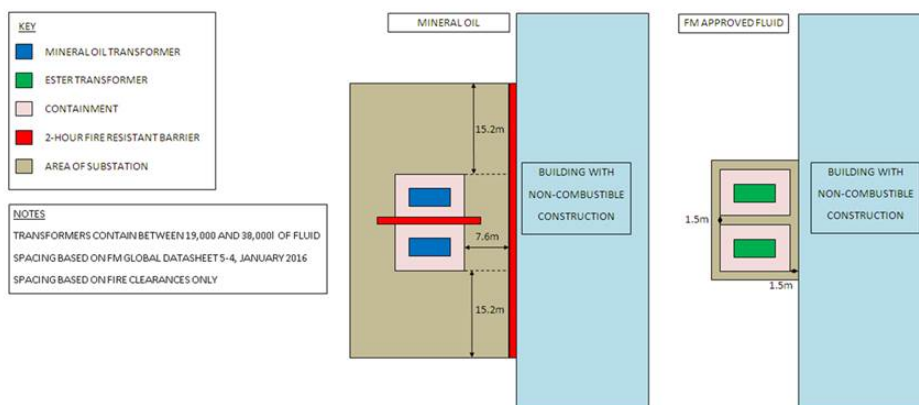


M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

www.midel.com



#### FM<sup>®</sup> Global Guidance - Outdoor



M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

www.midel.com

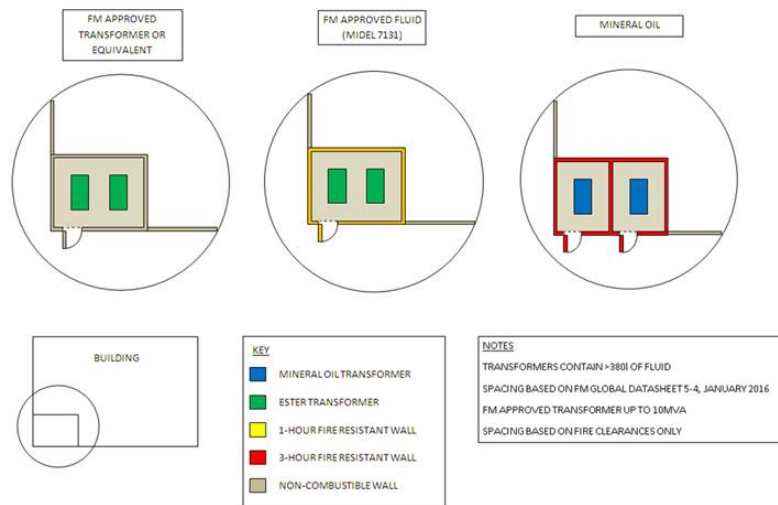


## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### FM® Global Guidance – Indoor



#### End-user: KWO Oberhasli AG

- SWISSI - Institute of Safety and Security
- Risk assessment and loss prevention consultants
- Conducted study to assess different fire safety situations
- Fire risk comparison of synthetic ester and mineral oil transformers
- Combinations of fluids and fire suppression systems investigated
- SWISSI investigated 4 fire safety options:-
  - Mineral oil with nitrogen fire fighting system
  - Mineral oil with water deluge system
  - Mineral oil with sprinkler fire fighting system
  - Synthetic ester with no protection measures



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### Case Study Findings

- **Risk Mitigation:**

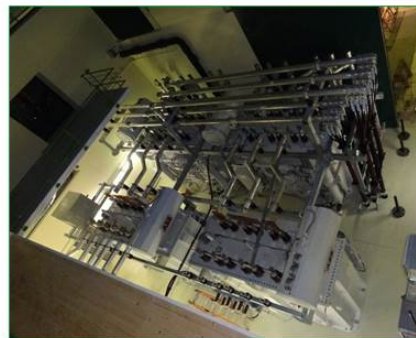
The synthetic ester option without fire suppression presented least fire risk

- **Saving Space:**

KWO was granted permission that the four HV transformers as well as all distribution transformers were installed with synthetic ester

- **Cost Benefit:**

Large saving in capital and maintenance costs



#### High Voltage R&D With Esters

- Many university research programs worldwide aiming to use esters at 400kV and above
- Corporate research programs by large OEMs
  - ABB
  - Siemens
  - GE Grid Solutions
- Esters can be used for large power transformers
  - Some adjustments to design due to impulse behaviour
  - Adjustment to thermal design and impregnation due to higher viscosity
- DGA is possible with esters
  - Adjustment to interpretation methods

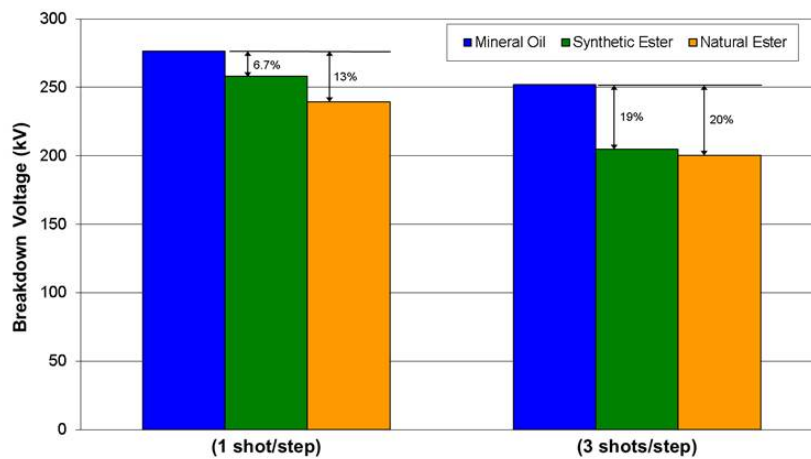


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



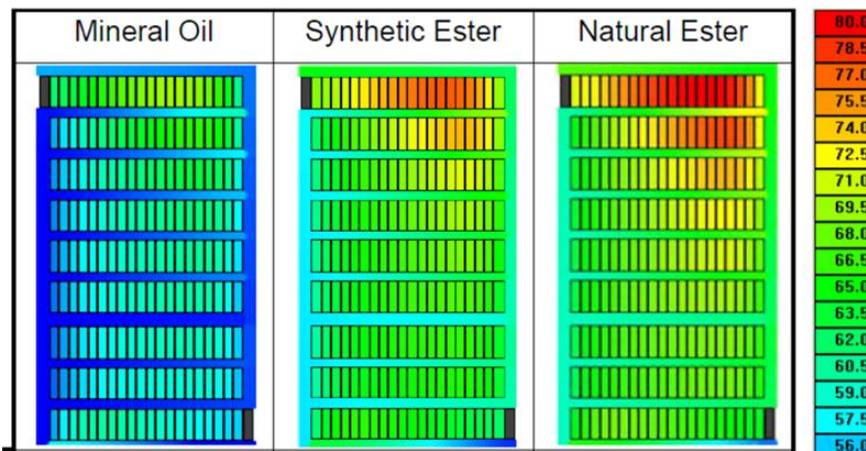
### Impulse Breakdown of Esters



Reference: University of Manchester



### Thermal Performance of Esters



Reference: Siemens Weiz, Austria





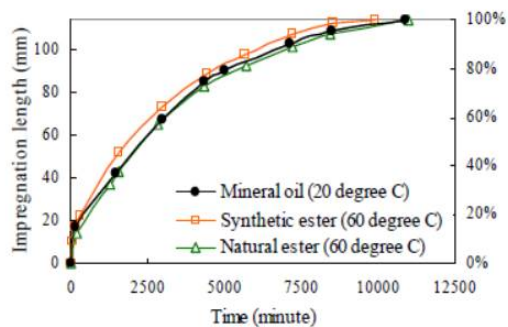
## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### Impregnation with Esters

- Higher viscosity of ester fluids leads to longer impregnation times
- Time can be reduced by heating the fluid and maintaining at temperature
- Viscosity of esters at 60°C is similar to mineral oil at 20°C



Reference: University of Manchester

M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



#### Full Scale 400kV Test with Synthetic Ester

- Joint project under UK OFGEM funding
  - National Grid
  - GE Grid Solutions
  - M&I Materials
- Testing of a full scale 400kV coil winding
- Results of testing allowed design of 400kV synthetic ester transformers
- National Grid decision to extend use of esters to 400kV



M&I MATERIALS Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### National Grid UK 400kV



 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



#### National Grid 400kV

- Large scale project in a dense urban area
- Meeting the needs of residents and planners
- Synthetic-ester design delivered:
  - Increased fire safety
  - Less complex containment system
- Lower overall project costs:
  - Substation size (m<sup>2</sup>)
  - Civil construction

 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### A Practical Examination of Ester Fluids Developments with Emphasis on the Latest HV Applications



#### Vattenfall Letsi – 433kV Generator Transformers

- Four single phase Generator Step Up units for hydro plant
- Rated 433kV 122MVA
- Synthetic ester chosen for fire safety and environmental reasons
- Transformers in service 2016



 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



#### Conclusions

- Ester based fluids have been used for many years in distribution and high performance transformers
- The use of ester-based fluids in power transformers is increasing
- Esters bring cost benefits through reduce fire protection measures and simplified bunding arrangements
- A large amount of Research and Development has been carried out looking at esters for 400kV +
- Full scale testing has also taken place
- Ester fluids are now being specified for transformers at the 400kV level

 **M&I MATERIALS** Copyright 2016 M&I Materials Ltd.

[www.midel.com](http://www.midel.com)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

**Dr. Jörg Friedel**

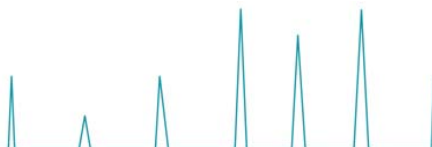
**Shell Deutschland Oil GmbH**



Dr. Joerg Friedel studied Technical Chemistry at the Technical University in Merseburg and the University of Aberdeen/Scotland and received a PhD on environmental chemistry at the University of Halle.

Mr. Friedel joined Shell in 1995 and got experiences in the application of lubricants and transformer oils, and the manufacturing and use of base oils. He works as a Global Product Application Specialist for electrical and turbine oils and is responsible for technical support for transformer oil customers globally. He is located at Shell's research laboratory in Hamburg.

**S11**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

**Summary:** GtL based transformer oil is now available for some time. It has proved its ability to perform well in operations on site. Nevertheless, additional laboratory tests uncovered even more advantages, like cooling properties, high voltage impulse breakdown stability and foaming properties. It is proven that DGA can be applied and that Diala S4 ZX-I is fully compatible with transformer oils described by IEC 60296.

#### Introduction

Power transformers are very expensive, business-critical assets for which reliability is paramount. Failures can be catastrophic, as the economic loss and non-delivery penalties that may be incurred during power interruptions can be severe. Shell introduced the first transformer oil to be based on GtL technology three years ago and it believes that this, coupled with scientific findings from a major research programme, could help to revolutionize the reliability and lifespan of transformers now and in the future. Operational feedback is now available and will be shared with public.

#### Shell GtL Technology

Shell GtL base oil is a manufactured hydrocarbon (primarily isoparaffinic in structure) derived from natural gas rather than from crude oil. Natural gas is purified and then converted into a range of liquid products using proprietary technology.

Shell's technology uses an upgraded Fischer-Tropsch Process to produce a waxy hydrocarbon, which is hydrocracked and isomerized in later production steps.

GtL base oils are essentially free of impurities (such as Sulphur and Nitrogen) and possess a very high degree of saturation. Consequently, it offers superior additive response, exceptional resistance to degradation [1] and outstanding thermal properties, which can translate into in-

creased transformer reliability and efficiency. Shell GtL base oils are also used for manufacturing of lubricants, such as engine, hydraulic and engine oils, taking advantage of the described properties.

#### GtL Transformer Oil

GtL transformer oil is manufactured out of a GtL base oil and 0,2% DBPC as anti-oxidant and fulfils the requirements of IEC 60296. It is commercially available as Diala S4 ZX-I for more than three years. Therefore some practical experiences are available, but also the laboratory evaluation continued. The main advantages of GtL based transformer oils are:

- Excellent oxidation stability (exceeding IEC 60296 §7.1 limits) [2]
- High flash point ( $> 190\text{ }^{\circ}\text{C}$ )
- Absence of sulphur compounds (below detection limit ASTM D 5185)
- Reasonable low pour point ( $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) without the use of pour point depressant additives

The good oxidation stability can be explained by the isoparaffinic structure of the oil.

High voltage impulse breakdown voltage is another parameter which has been explored recently. It could be shown that Diala S4 ZX-I achieves an higher impulse breakdown voltages in comparison to inhibited naphthenic transformer oils. [3] [4]

Cooling property is another essential feature for a transformer oil and subject of investigations and tests. By modeling a tube flow it could be estimated that the heat transfer coefficient of GtL fluids is slightly higher compared to naphthenics. This could also be confirmed by a heat run test on a real distribution transformer, when smaller temperature gradients, combined with



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

lower winding temperature with Diala S4 ZX-I proved good heat transfer capabilities. The difference in cooling between GtL and conventional oils depends on the transformer design, the load and temperature, and the oil brands used in the test.

The detection of dissolved gasses (DGA) is commonly used to estimate the function of a transformer and detect certain failures. These have been simulated in laboratory. The amount of gas generation in GtL based transformer oil is comparable to traditional oil. The ratios of the gas concentrations are still almost identical, so widely used interpretation schemes as the Duval triangle can still be used. This was also proved in a practical example. [5]

The use on a manufacturer production site showed, that the lower foaming tendency could be of advantage during transformer filling.

As GtL fluid is an hydrocarbon, it is fully compatible with traditionally oils. This was proved in many tests, what also showed the ability of Diala S4 ZX-I to improve the oxidation stability of used oils when added in rather low amounts.

GtL base oils manifest generally a better biodegradability and lower content of Polycyclic Aromatic Compounds (PCA) compared to conventional naphthenic oils.

Shell Diala S4 ZX-I is approved by many transformer manufacturers and utilities and was tested by many laboratories around the globe.

Shell Diala S4 ZX-IG is another transformer oil made out of GtL base oil has additionally gas absorbing properties and fulfils also the requirements described in ASTM D 3487 beside IEC 60296 § 7.1 high grade.

#### Literature

[1] M. Koch, L. Dreier: Comparative Ageing Test of New GtL-Oil with Conventional High Grade

Insulation Oils; ISH Plzen 2015

[2] S.Y. Matharage, Q. Liu, Z.D. Wang, P.W.R. Smith, P. Mavrommatis, P. Dyer: Ageing assessment of a gas to liquid hydrocarbon transformer oil compared with an inhibited mineral oil, ISH Plzen 2015

[3] W. Lu, Q. Liu, Z.D. Wang: Lightning Impulse Breakdown Performance of an Inhibited Gas-to-Liquid Hydrocarbon Transformer Oil, ISH Plzen 2015

[4] O. Gratz, M. Kuhnke, P. Werle, E. Gockenbach; A. Hiker, J. Friedel: Breakdown behaviour of new insulation liquids under AC and DC stress and gap distances over 10 mm; ISH Plzen 2015

[5] X.F. Wang, Z.D. Wang, Q., Liu, Ch. Krause, P.W.R. Smith, D. Walker: Dissolved gas analysis of a gas to liquid hydrocarbon transformer oil under thermal faults

#### Zusammenfassung:

GtL basierte Transformatorenöle sind seit mehr als drei Jahren kommerziell verfügbar. Shell Diala S4 ZX-I hat seine Leistungsfähigkeit in vielen Praxisanwendungen unter Beweis gestellt. Darüber hinaus konnten einige zusätzliche Vorteile ermittelt werden, wie Kühleigenschaften, Beständigkeit gegenüber Hochspannungsimpulsen oder die geringe Schaumneigung. Diala S4 ZX-I ist verträglich mit traditionellen Transformatorenölen auf Mineralölbasis.

Dr. Jörg Friedel  
Shell Deutschland Oil GmbH  
Project & Technology  
Suhrenkamp 71-77  
22335 Hamburg, Germany  
Softphone: +49(0)40/6324-4309  
Mobile: +49(0)170/5607858  
joerg.friedel@shell.com



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

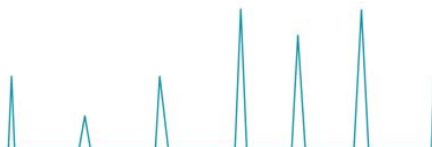
**Dr. techn. Michael Krüger**

**Omicron electronics GmbH**



Michael Krüger ist PRINCIPAL ENGINEER bei OMICRON electronics GmbH in Klaus, Österreich. Er studierte Elektrische Energietechnik an der RWTH Aachen und an der Universität Kaiserslautern. Im Jahr 1990 wurde er an der TU Wien zum Dr. techn. promoviert. Michael Krüger hat mehr als 35 Jahre Erfahrung auf dem Gebiet der Prüf- und Messtechnik an Schaltanlagen, Messwandlern, Transformatoren und rotierenden elektrischen Maschinen. Er ist Mitglied im VDE, bei der Cigre und beim IEEE und arbeitet in mehreren Working Groups von ÖVE, Cigre und IEC mit.

**S12**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

**M. Krüger, M. Anglhuber,  
OMICRON, Klaus, Austria**

#### ABSTRACT

With advancing age of power transformers, a regular check of the operative condition becomes more and more important. The Dissolved Gas Analysis (DGA) is a proven and meaningful method such that if increased proportions of H<sub>2</sub> and hydrocarbon gases are found in the oil, the fault must be located. In order to find out the reason for high gas rates, further tests have to be performed. Common methods are: winding resistance measurement (static), On-Load Tap Changer (OLTC) test (dynamic resistance test), turns ratio and excitation current measurement, measurement of the leakage reactance and the measurement of capacitances and dielectric losses.

Innovative new tools like the Dielectric Response Analysis with Polarisation-Depolarisation Current (PDC) and Frequency Response Spectroscopy (FDS), capacitance and dissipation factor measurement at different frequencies with FDS and the Partial Discharge (PD) measurement with modern synchronous multi-channel PD systems enable more detailed diagnostic measurements on transformers. The paper describes all these new methods and illustrates them with practical case studies for the diagnosis and fault finding.

#### Keywords

Dielectric response measurement with PDC and FDS, partial discharge (PD) measurement with synchronous multi-channels technology

#### DIELECTRIC RESPONSE MEASUREMENT

Water in oil-paper-insulations decreases the dielectric withstand strength of the insulation, accelerates cellulose decomposition and causes the emission of bubbles at high temperatures. State of the art for moisture measurements are equilibrium diagrams, where one tries to derive the moisture in the solid insulation (paper, pressboard) from moisture in oil. This method does not deliver very reliable results [1]. To assess the insulation's water content some dielectric diagnostic methods were widely discussed and occasional used during the last decade. The multilayer insulation of common power transformers consists of oil and paper and therefore shows polarization and conductivity effects. Dielectric diagnostic methods work in a range domina-

ted by interfacial polarization at the borders between cellulose and oil, cellulose conductivity and oil conductivity. Moisture influences these phenomena. Temperature and the insulation construction have a strong impact too [2]. In [3] a comparison of the mentioned methods was analysed. Frequency Domain Spectroscopy (FDS) and Polarization Depolarization Current (PDC) methods give rather reliable results and reflect also the influence of the temperature and the geometry by using an X-Y model. The results of the PDC measurement can be transformed from the time domain into the frequency domain. Although the results of PDC and FDS methods are comparable, both methods have advantages and disadvantages. If the FDS shall be used down to 100uHz, a measuring time of up to twelve hours is needed for one measurement e.g. the insulation gap between HV and LV winding. If also other insulation gaps e.g. HV winding to tank or LV to TV winding shall be measured, even more time is necessary. The PDC measurement needs much less time but is limited to frequencies up to about 1Hz. A new approach combines both methods [2]. The FDS measurement is replaced by the PDC method in the low frequency range and the results are transformed into the frequency domain, whereas the FDS is used for higher frequencies, which can be done rather quickly. Two input channels for simultaneous measurement of two insulation gaps make it even faster. New model curves for aged oil-pressboard insulation, an outcome of a research project at the University of Stuttgart make the results for aged transformers much more reliable compared to the standard model curves for new oil-pressboard insulation which were used up to date.

Onsite measurement on an aged 200 MVA power transformer

The transformer was manufactured in 1977, has a rated power of 200 MVA, a transformation ratio of 231 kV / 115,5 kV / 10,5 kV. The insulation gaps between high voltage and low voltage winding (CHL) and low voltage between low voltage and tertiary winding (CLT) were measured separately. The water content was measured with the described combined method with FDS and PDC. The measured water content was approximately 2,6% for CHL and 2,4% for CLT. It was decided to dry the transformer on site with heated oil and vacuum.





# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

After drying the measurements were repeated. Table 1 shows the moisture and the capacitance and  $\tan \delta$  at 50Hz before and after drying. Figure 1 shows the results in the frequency domain (FDS).

| Measurement       | Moisture | $\tan \delta$ @ 50Hz | Capacitance (C) |
|-------------------|----------|----------------------|-----------------|
| CHL before drying | 2,6%     | 0,81%                | 12,0551 nF      |
| CHL after drying  | 1,6%     | 0,38%                | 11,6719 nF      |
| CLT before drying | 2,4%     | 0,79%                | 14,2284 nF      |
| CLT after drying  | 1,7%     | 0,38%                | 13,6873 nF      |

Table 1: Results before and after drying

The moisture of the insulation gap HV to LV was

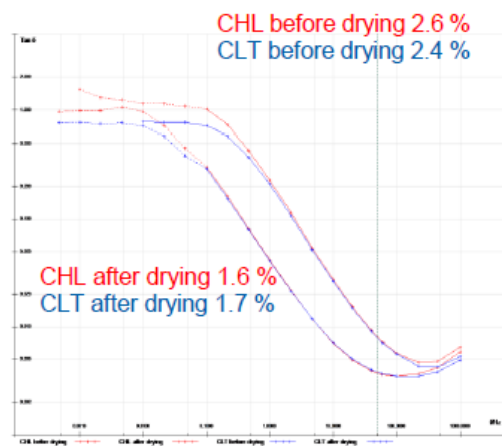


Fig. 1 Water content before and after drying

reduced from 2.6% to 1.6%, the moisture of the insulation gap LV to TV was reduced from 2.4% to 1.7%.

### DISSIPATION FACTOR MEASUREMENT ON HIGH VOLTAGE BUSHINGS

Bushings with high moisture in the insulation show increased 50/60Hz  $\tan \delta$  values particularly at higher temperatures. Figure 2 shows the Dissipation Factor (DF) of Oil Impregnated Paper (OIP) bushings at 50Hz for different water contents as function of the temperature [3]. The DF at low frequencies is a very sensitive parameter also at ambient temperatures (figure 2). This is important if measurements are made on built-in bushings which cannot be heated.

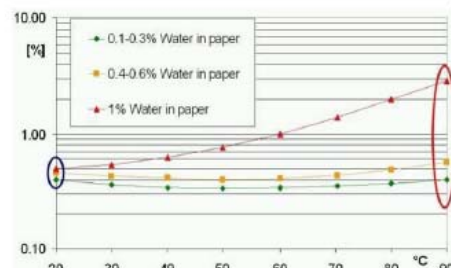


Fig. 2  $\tan \delta (T)$  at 50Hz with different moisture

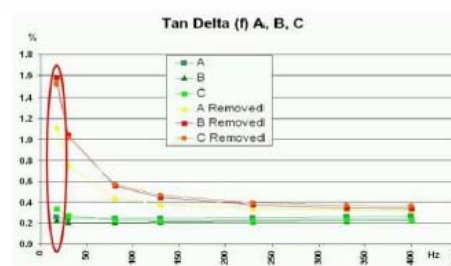


Fig. 3  $\tan \delta (f)$  at 30°C with different moisture

### Limits for the dissipation factor

In the existing standards limits are given for 50/60Hz only. The measurement of the dissipation factor at other frequencies should be also included in the standards. Low frequency results (e.g. 15Hz) allow for a very sensitive moisture assessment, measurements at high frequencies (e.g. 400Hz) allow a very sensitive detection of contact problems at the measuring tap or at the layer connections. Also high impedance partial break downs between grading layers can be detected. Table 2 shows indicative limits for new and aged bushings at different frequencies [4].

| Frequency | RIP               |                 | OIP   |       | RBP   |       |
|-----------|-------------------|-----------------|-------|-------|-------|-------|
|           | Resin impregnated | Oil impregnated | 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% |

Table 2 Indicative limits for bushings [4]



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

The indicative limits were extracted out of more than 2000 different measurements. They were calculated as average values plus two times the standard deviation. That means that 95% of the results were below these values [5].

### DIELECTRIC RESPONSE MEASUREMENTS ON HIGH VOLTAGE BUSHINGS

Moisture in the insulation and ageing of the insulation can be seen more clearly when the measurement frequency is decreased to values lower than 1Hz. The measurement can be done in the frequency domain with FDS (Frequency Domain Spectroscopy) or in the time domain with PDC

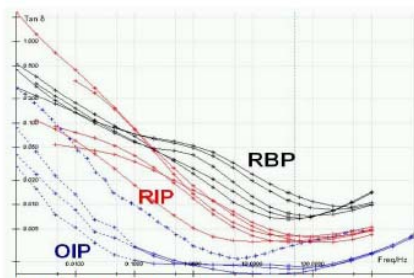


Fig. 4 FDS-PDC results for RBP, RIP and OIP bushings.

(Polarization Depolarization Current). Measurements are typically made from 1kHz down to 10mHz

In figure 4 typical FDS-PDC results for RBP, RIP



Fig. 5 Temperature influence

and OIP bushings are shown.

The temperature influences the results. With increasing temperature the losses at very low frequencies are increased, whereas the losses at higher frequencies are getting lower and the mini-

imum of the loss curve is shifted to the higher frequencies. This has to be taken into account if FDS -PDC results are compared. The measurement in figure 5 was performed on a RIP bushing at 25 and 70°C.

Figure 6 shows dissipation factor curves as func-

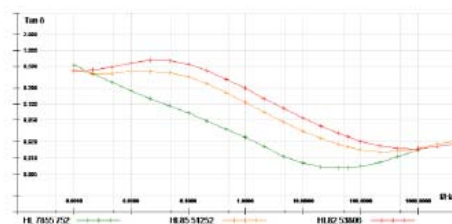


Fig. 6  $\tan \delta (f)$  of RBP bushings with different moisture

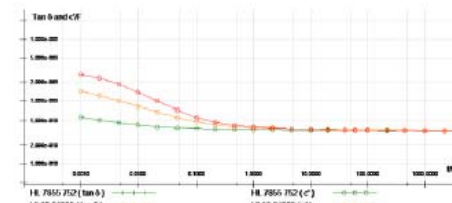


Fig. 7  $C (f)$  of RBP bushings with different moisture

tion of the frequency of three RBP bushings with different moisture in the insulation, figure 7 shows the corresponding capacitance.

Moisture in the insulation can also be indicated from the ratio of the capacitance at 10mHz referred to the capacitance at 50Hz.

| Bushing     | f [Hz] | Tan $\delta$ [%] | C [pF] | f [Hz] | Tan $\delta$ [%] | C [pF] | C(10mHz) / C(50Hz) |
|-------------|--------|------------------|--------|--------|------------------|--------|--------------------|
| HL 78 55752 | 50     | 0,7              | 348,1  | 0,01   | 17,7             | 425,3  | 1,2                |
| HL 85 51252 | 50     | 1,7              | 358,9  | 0,01   | 41,4             | 834,9  | 2,3                |
| HL 82 53806 | 50     | 2,6              | 350,6  | 0,01   | 58,5             | 1376,7 | 3,9                |

Table 3 RBP bushings with different moisture

The green bushing in table 3 is rather dry, the ratio is 1,2 and therefore close to one. The yellow has a ratio of 2,3 and the red with the highest moisture has 3,9. The advantage of this method is that the ratio is not much dependent on the temperature.

**ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN  
BEISPIELE AUS DER PRAXIS**

**DIAGNOSTIC MEASUREMENTS ON DRY TYPE TRANSFORMERS**

Although dry-type transformers are not as expensive as big power transformers, diagnostic tests on these transformers are requested more and more. Especially if an outage of the transformer would be very costly. This can be the case for a lot of industrial companies. In some cases insurances request measures to keep the risk of outages low. In contradiction to oil filled transformers, diagnostic measurements on dry-type transformers are very limited. In most cases of dry-type transformer failures the inner Epoxy insulation was breaking down. Failures typically occur between winding turns, between winding disks or between main or tapped windings and inner leads to the outer terminals (figure 8). Many of these faults are indicated by inner partial discharges (PD). PD measurement is therefore the most important diagnostic tool for checking the integrity of the winding.

For reliable results it is necessary to excite the transformer with a separate source. To minimise the needed power the source should deliver an output voltage with variable frequency.

The frequency should be tuned to the transformer's self-resonance. If the self-resonance frequency is too high, an additional capacitor can be used on the low voltage winding to reduce the frequency down to the upper limit of 500Hz according to IEC 60060-3 [6].

The operator of the defective transformer shown in figure 8 wanted to know if the transformer could be repaired. A partial discharge measurement on both outer windings was done to prove that these windings were free of PD. The winding of the middle phase was replaced and the final PD test showed that the transformer could be used again. The frequency variable source and the matching transformer for getting a suitable voltage for the low voltage winding are shown in figure 9.

Figure 10 shows a PD measurement on a 20kV dry-type transformer at a testing voltage of  $1,2 \times$

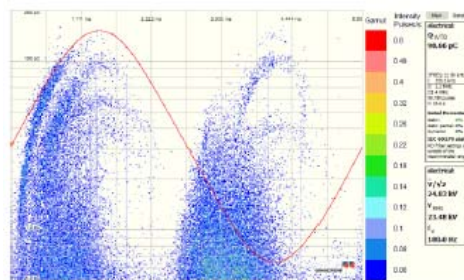


*Fig. 8 Dry-type transformer with winding to leads fault on the middle phase*

$U_n$ . The extinction voltage was 15kV. This means that the transformer has continuously partial discharges during operation and should be replaced. All phases showed similar results. The operator decided to replace the transformer completely



*Fig. 9 Frequency variable source*



*Fig. 10 PD measurement at  $1,2 \times U_n$*

# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

### ON-LINE PARTIAL DISCHARGE MEASUREMENTS ON LARGE TRANSFORMERS

Due to electromagnetic interference it is difficult and often impossible to make sensitive PD measurements in a substation. Especially if the transformer is energised from the grid. Out of this reason PD measurements require normally the disconnection from the grid and a separate PD free source. To energise large transformers this source has to be very powerful.

#### Modern methods of de-noising

A new field of de-noising methods is opened by fully synchronous multi-channel PD instruments in order to gain more reliable measuring results combined with effective noise suppression. A technical overview of the system is given in [7].

Being able to perform synchronous multi-channel PD measurements, the 3-Phase-Amplitude-Relation-Diagram (3PARD) was introduced as a new powerful analysis tool to distinguish between different PD sources and noise pulses when measuring 3-phase high voltage equipment such as power transformers, rotating machines and cross-bonded cable systems.

#### PD measurement on a substation transformer

After switching off the transformer, PD measurement adapters were mounted to the three high voltage bushings (figure 11).

The blue cables connect the bushings adapters



Fig. 11 Bushing adapters for on-line PD measurement



Fig. 12 Terminal box

with the terminal box. The terminal box (figure 12) has 6 TNC plugs, for each phase one plug for PD measurement and one for the voltage signal.

Figure 13 shows the PD result for a measurement frequency range from 80kHz up to 800kHz which is normally used according to IEC 60270 [8].

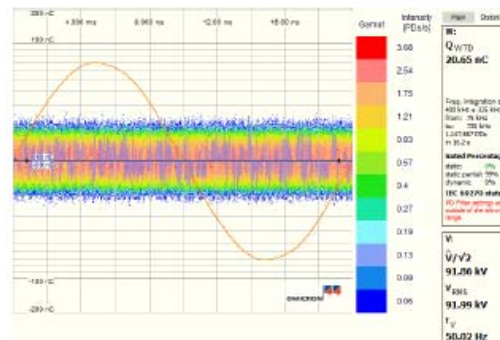


Fig. 13 PD measurement from 80kHz to 800kHz

The electromagnetic noise floor is 20nC. Without additional measures a PD measurement with this configuration is not meaningful.

A first improvement was the measurement at higher frequencies. Figure 14 shows the result with a frequency range from 1.7 to 2.3 MHz.

But although first PD pattern are visible, the sensitivity was not sufficient even with this setting. Figures 15 and 16 show the power of 3PARD filtering.



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

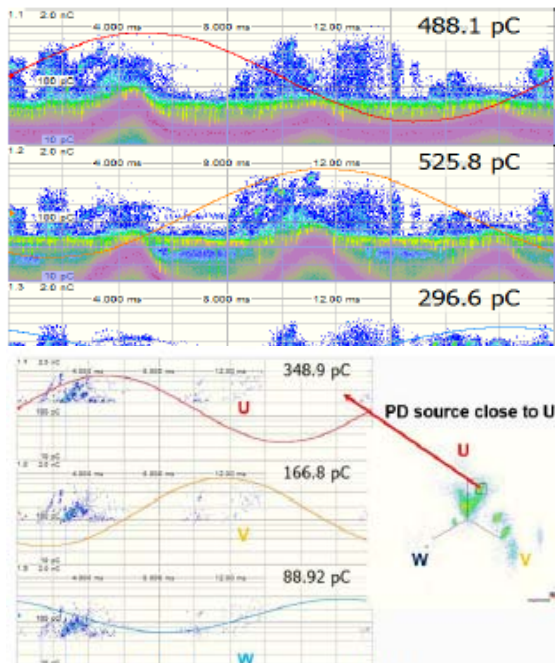


Fig. 15 3PAR filtering on the 110kV transformer

In figure 15 signals of a single PD source can be seen which is close to the U bushing and which generates some cross-talk signals into V and W phases.

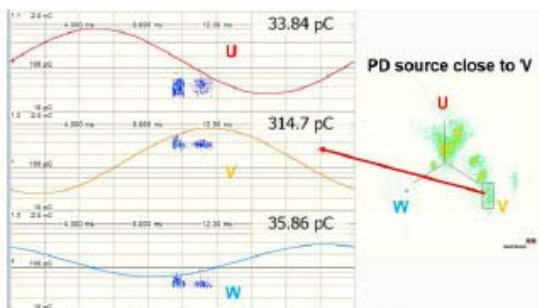


Fig. 16 3PAR filtering on the 110kV transformer

In figure 16 signals of a single PD source can be seen which is close to the V bushing and which generates some cross-talk signals into U and W phases.

#### CONCLUSIONS

With dielectric response measurements on the main insulation of transformers the status of the

moisture content and of the ageing can be assessed. The moisture content is an important parameter for ranking transformers and to decide about further measures. With dielectric response measurements high voltage bushings can be diagnosed much better than with measuring the dielectric losses at line frequency only. A new method relates the capacitance at 10mHz to the capacitance at 50Hz. Values much higher than one are indicators for high moisture or progressed ageing. Synchronous PD measurements with multiple PD measurement channels and modern filtering methods like 3PAR enable sensitive PD measurements in substations even under high electromagnetic interference

#### REFERENCES

- [1] M. Koch "Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts" Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, p. 508, Beijing, China, 2005
- [2] H. Borsi, E. Gockenbach, M. Krüger "Method and apparatus for measuring a dielectric response of an electrical insulating system" US2006279292
- [3] ABB, "Dissipation factor over the main insulation on high voltage bushings", product information, ABB 2002
- [4] Cigre brochure 445 "Guide for Transformer Maintenance", Cigre 2011, ISBN: 978-2-85873-134-3
- [5] M. Krüger, A. Kraetge, M. Koch, K. Rethmeier et al. „New Diagnostic Tools for High Voltage Bushings“, Cigre VI Workspot, Foz do Iguacu, April 2010
- [6] IEC 60060-3 (2006) "High voltage test techniques – Part 3 Definitions and requirements for on-site testing", Electrotechnical Commission, Publication, Geneva 2006



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### ZUSTANDSDIAGNOSE VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN BEISPIELE AUS DER PRAXIS

[7] K. Rethmeier, M. Krüger, A. Kraetge, R. Plath, W. Koltunowicz, A. Obralic, W. Kalkner, "Experiences in On-site Partial Discharge Measurements and Prospects for PD Monitoring", CMD Beijing 2008

[8] IEC 60270 Edition 3.1 (2015) „High-voltage test techniques - Partial discharge measurements“, International Electrotechnical Commission, Geneva

#### ZUSAMMENFASSUNG

Mit zunehmendem Alter eines Leistungstransformators wird eine regelmäßige Kontrolle der Betriebstüchtigkeit immer wichtiger. Neuartige Messverfahren wie dielektrische Antwortmessungen mit FDS und PDC und Teilentladungsmessungen mit modernen synchronen Mehrkanalsystemen ermöglichen eine detailliertere Diagnostik an Transformatoren. Teilentladungsmessungen an Transformatoren waren in der Vergangenheit nur in geschirmten

Prüffeldern sinnvoll möglich, z.B. beim Hersteller während der Endprüfung. Moderne digitale Messtechnik und neue Verfahren und Algorithmen haben es möglich gemacht, Teilentladungen (TE) auch vor Ort mit ausreichender Empfindlichkeit und Störunterdrückung zu messen und zu orten. Wichtiges Werkzeug ist dabei die 3-Phase-Relation-Diagram-Filterung (3PARD).

#### AUTHORS

Dipl.-Ing. Dr. techn. Michael Krüger

OMICRON, A-6833 Klaus Österreich

[michael.krueger@omicronenergy.com](mailto:michael.krueger@omicronenergy.com)

Dr.-Ing. Martin Anglhuber

OMICRON, A-6833 Klaus Österreich

[martin.anglhuber@omicronenergy.com](mailto:martin.anglhuber@omicronenergy.com)



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations

**Dr. Gregor Hsiao**

**LumaSense Technologies Inc**

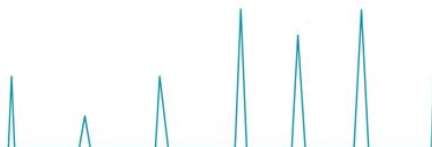
Director, Product Management with LumaSense Technologies, Inc.

Gregor has nearly 20 years of experience in the development and marketing of analytical instruments and sensors. He has held product development and marketing positions for companies serving the life sciences, chemical, and research markets.

Prior to LumaSense, Gregor was at Freeslate, a provider of high-throughput chemistry workflows used in polymer process development.

Gregor holds a doctorate in physical chemistry from the University of California at Irvine.

**S13**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Understanding Dissolved Gas Analysis (DGA) Techniques and Interpretations

#### ABSTRACT

The use of Dissolved Gas Analysis (DGA) as a method for determining the types of pending or occurring faults within power transformers has been in practice for many years. It has been proven that the generation of certain gases within a transformer is an excellent indicator that a failure is pending. DGA techniques have become so sensitive and accurate at measuring these gases that the entire scheme has become standard practice as part of the normal maintenance for many electric power utility companies.

Despite how effective DGA techniques have become, the proper use and interpretation of gas level results (i.e., ppm levels) is still not fully understood by many utility people. Therefore, it is the intent of this paper to provide common knowledge and understanding of all the tools, methods, and techniques available for non-chemical engineers within typical utility companies. We will fully describe each of the available interpretation techniques as well as provide a comparison of the accuracy and reliability of each diagnostic method based on one independent case study.





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines  
Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

**Dipl.-Ing. Lutz Hulka**

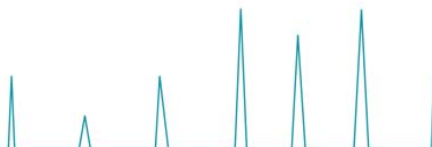
**Megger GmbH**



Lutz Hulka studierte Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik an der RWTH Aachen wo er den Abschluß zum Diplom Ingenieur im Jahr 1999 erlangte. Danach arbeitete er bis 2004 am Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen.

Seine Zeit in der Industrie verbrachte er hauptsächlich bei Herstellern von Prüfgeräten in verschiedenen Positionen. Bei BAUR Prüf- & Messtechnik war er Produktverantwortlicher Hochspannungstechnik und später Leiter des After Sales. In seiner Zeit bei Omicron war er Produktmanager im Bereich Primärprüfung. Nach einem kurzen Ausflug als Produktmanager in der Automatisierungstechnik bei Bachmann ist er seit Februar 2016 bei der Firma Megger für den deutschsprachigen Bereich als Applikationsexperte für Transformatorenprüfung tätig.

**S14**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Transformatoren prüfen und bewerten, aus der Sicht eines Geräteherstellers



Lutz Hulka  
Megger GmbH

TLM 26./27.9. Königswinter

**Megger.**

#### Motivation eines Geräteherstellers

- Bestmögliche Unterstützung des Prüfers zur Durchführung der Prüfung und Bewertung der Messergebnisse bzw. des Zustands der Prüflings
- Reproduzierbare, korrekte Messergebnisse
- Kenntnis des Marktes/der Kunden ist entscheidend!
- Wer ist DER Kunde?



**Megger.**

2



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Unterschiedliche Kundengruppen

- Hersteller
  - Prüfung im Werk
  - Inbetriebsetzung Vor-Ort
  - Wartung als Dienstleistung
- Dienstleister
  - Spezialist für bestimmtes Betriebsmittel (z.B. Durchführung/OLTC)?
  - Messung und Wartung?
- EVU
  - Nur Routine-Prüfungen?
  - Spezialmessungen von Dienstleister?
  - Eigene Trafowerkstatt?
  - Dienstleister für z.B. Industrie
    - „Historische“ Messverfahren
- Industrie
  - Lokale Ausprägungen (z.B. Europa versus USA)

Megger.

3

#### Prüfkategorien

- Werksprüfungen/Abnahmeprüfungen
  - Überprüfung, ob Transformator entsprechend der Konstruktion/Bestellung gebaut ist und so funktioniert
- Vor-Ort-Prüfungen
  - *Inbetriebnahme* - Überprüfung, dass kein Transportschaden aufgetreten und die Montage korrekt erfolgt ist
  - *Routineprüfung* – Ermittlung des tatsächlichen Zustands für Wartungsentscheidungen und Basis für spätere Vergleiche
  - *Schadensfeststellung* - Transformator beschädigt oder kann er in den Betrieb zurück?
    - Falls beschädigt
      - Reparieren oder Schrott?
      - Falls reparieren ... Vor Ort oder in Werkstatt

Megger.

4

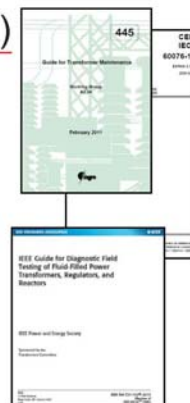


## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Prüfempfehlungen & Normen (Auszug)

- ANSI, IEEE Transformer Committee
  - IEEE C57.152 (Guide for Diagnostics Field Testing)
  - IEEE C57.12.00-2006
  - IEEE C57.12.90-2006
  - IEEE PC57.149 (SFRA-FRAX)
- CIGRE
  - CIGRE Brochure 342 (SFRA-FRAX)
  - CIGRE Brochure 414 (DFR-IDAX)
  - CIGRE Brochure 445 (Guide for Transformer Maintenance)
- IEC, TC 14
  - IEC 60076-1, Power Transformers
  - IEC 60076-2, Temperature rise
  - IEC 60076-3, Insulation levels, dielectric tests etc
  - IEC 60076-18, (SFRA-FRAX)
- DIN VDE
  - VDE 0109 Instandhaltungsnorm



Megger.

5

#### Wartungsstrategie

- DIN VDE 0109 (2008)
  - Vorbeugende Instandhaltung (Zeitbasierte Wartung)
  - Ereignisorientierte Instandhaltung
  - Zustandsorientierte Instandhaltung (Zustand bestimmen)
  - Prioritätenorientierte Instandhaltung (Zustandsbestimmung und Asset Management kombiniert)
- Instandhaltungsaufgaben:
  - Inspektion – Begehung, Sichtprüfung, Funktionskontrolle Zustandsermittlung
  - Wartung
  - Instandsetzung
  - Verbesserung



Megger.

6



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

### Cigré Technical Brochure 445, 2011 Richtlinien für Transformator-Wartung

#### Chapter 1 Introduction

##### 1.1 Guide for Transformer Maintenance

Maintenance, availability and reliability are closely related and the transformer user has to specify a level of maintenance that will ensure an acceptable level of transformer reliability in the particular context. This guide has been prepared to help transformer users to define and apply best practice for transformer maintenance. Although the document was prepared with specific consideration of liquid immersed transformers rated 69 kV and above and larger than 25 MVA, its principles may be applied to a wider range of transformers. Subjects including best practice, checking and testing in order to evaluate transformer condition, time intervals for the various actions, advanced maintenance activities, and human and material aspects of transformer maintenance are covered.

This guide is not intended in any way to set the level of maintenance that a user must perform on a transformer in order to maintain a manufacturer's warranty. The required maintenance should be set out clearly in the documentation supplied with the transformer.

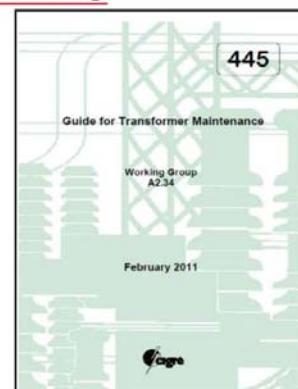
Megger.

7

### Cigré Technical Brochure 445, 2011 Richtlinien für Transformator-Wartung

|                     |                                    | Type of Problem                 |  |  |  |  |
|---------------------|------------------------------------|---------------------------------|--|--|--|--|
|                     |                                    | Magnetic Circuit Integrity      |  |  |  |  |
|                     |                                    | Magnetic Circuit Insulation     |  |  |  |  |
|                     |                                    | Winding Geometry                |  |  |  |  |
|                     |                                    | Winding Bushing OLTC Continuity |  |  |  |  |
|                     |                                    | Winding Bushing Insulation      |  |  |  |  |
|                     |                                    | Winding Turn to Turn Insulation |  |  |  |  |
|                     |                                    | Diagnostic Technique            |  |  |  |  |
| Basic Electrical    | Winding Ratio                      |                                 |  |  |  |  |
|                     | Winding Resistance                 |                                 |  |  |  |  |
|                     | Magnetisation current              |                                 |  |  |  |  |
|                     | Capacitance and DF/PF              |                                 |  |  |  |  |
|                     | Leakage Reactance                  |                                 |  |  |  |  |
|                     | Insulation Resistance              |                                 |  |  |  |  |
|                     | Core Ground Test                   |                                 |  |  |  |  |
|                     | Frequency Response of Stray Losses |                                 |  |  |  |  |
|                     | Frequency Response Analysis        |                                 |  |  |  |  |
|                     | Polarisation/Depolarisation        |                                 |  |  |  |  |
| Advanced Electrical | Frequency Domain Spectroscopy      |                                 |  |  |  |  |
|                     | Recovery Voltage Method            |                                 |  |  |  |  |
|                     | Electrical Detection of PD         |                                 |  |  |  |  |
|                     | Acoustical Detection of PD         |                                 |  |  |  |  |
|                     | UHF Detection of PD                |                                 |  |  |  |  |
|                     | Dissolved Gas Analysis             |                                 |  |  |  |  |

Table 29: Electrical Tests and DGA Diagnostic Matrix



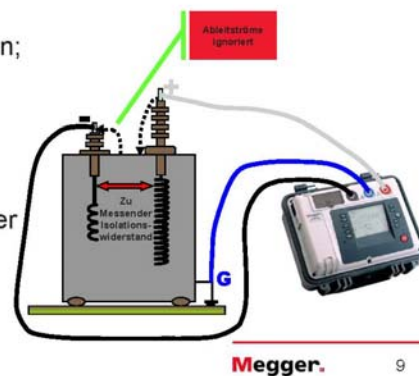
Megger.

8

## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

### Isolationswiderstand

- IEEE C57.152 Kapitel 7.2.13
- CIGRE TB 445 (Tabelle 35)
- Ergebnisse bedürfen Interpretation; Einfluß von Trafodesign, etc.
- Trafo mit höherer Nennspannung hat typischerweise höheren Isolationswiderstand
- Vergleich hilft bei Interpretation der Ergebnisse (Trend, Typ,...)



Megger.

9

### Isolationswiderstand f (t)

- Verhältnis Widerstand zu zwei Zeitpunkten
- Dielektrisches Absorptionsverhältnis  
 $DAR = R_{1 \text{ Minute}} / R_{15 \text{ Sekunden}}$
- Polarisationsindex  
 $PI = R_{10 \text{ Minuten}} / R_{1 \text{ Minute}}$
- IEEE C57-Werte (für gealterte Trafos):

| Isolation  | PI Ergebnis |
|------------|-------------|
| Gefährlich | < 1,0       |
| Schlecht   | 1,0 – 1,1   |
| Fraglich   | 1,1 – 1,25  |
| In Ordnung | 1,25 – 2,0  |
| Gut        | > 2,0       |



Hinweis in Cigre TB445 auf:  
- mögliche Fehlinterpretation der Ergebnisse  
- Einfluß auf andere Messungen (z.B. FDS)

Megger.

10



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

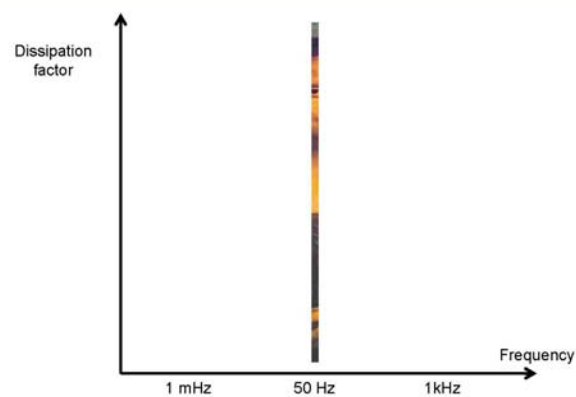
#### Weitergehende Isolationsdiagnose

- Kapazität & DF/PF an Trafo und Durchführungen etabliert
- Beispiel für Entwicklung neuer Prüfverfahren:
  - 1990; ABB stellt erste Ergebnisse zu dielektrischen Reaktionsmessungen an Isolationsmaterialien (NORD-IS 1990)
  - 1993; Entwicklung des ersten Feldinstruments für Frequenzreaktionsmessungen wird begonnen
  - 1995; Erstes Feldinstrument für DFR (IDA) ist verfügbar
  - 2004; CIGRE-Report 254 wird veröffentlicht „Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers“ (Methoden der dielektrischen Antwort für die Diagnose von Transformatoren)
  - 2006; DFR wird als Methode der Wahl für die Feuchtigkeitsprüfung an Transformatoren durch CIGRE empfohlen (Projekt REDIATool)
  - 2010; CIGRE-Report 414 wird veröffentlicht „Dielectric response diagnoses for transformer windings“ (Diagnose der dielektrischen Antwort für Transformatorwicklungen)

Megger.

11

#### Tan Delta Prüfung @ 50 Hz



Megger.

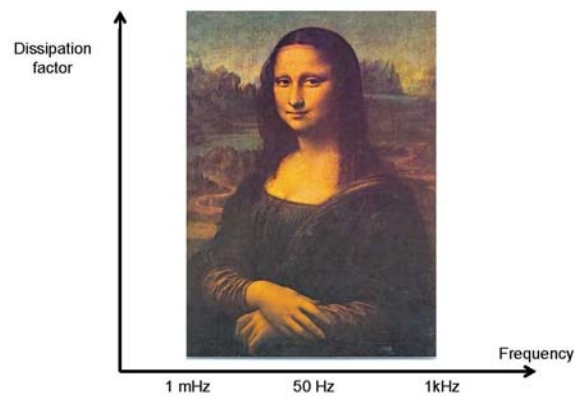
12



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

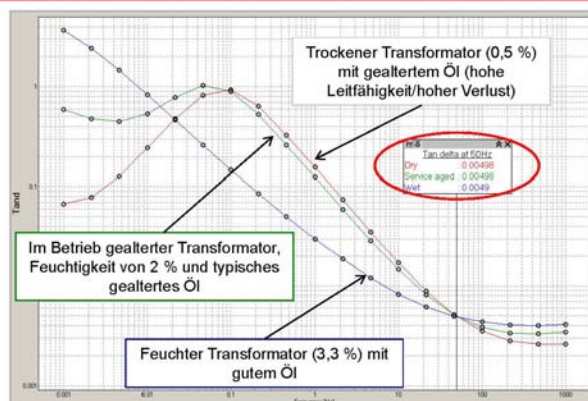
### Dielektrische Frequenzantwort (DFR)



Megger.

13

### DFR –Tan Delta von 0,5 % @ 50 Hz



Megger.

14





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

Moisture, 20°C tan delta and 25°C oil  
conductivity/PF in one single test



Megger.

15

### Praxisbeispiel 1: Ölanalyse vs DFR

- 7 Transformatoren waren für Ölaufbereitung vorgesehen auf Grund der Ölproben

| Transformer | Type  | % Feuchtigkeit in Isolation (Ölanalyse) |
|-------------|-------|---|
| 1           | Core  | 2.5                                     |
| 2           | Core  | 1.8                                     |
| 3           | Core  | 1.4                                     |
| 4           | Core  | 2.8                                     |
| 5           | Shell | <i>Data not available</i>               |
| 6           | Core  | 3.5                                     |
| 7           | Shell | 3.3                                     |

"ABB Advanced Diagnostic Testing Services  
Provide Detailed Results", 2006

Megger.

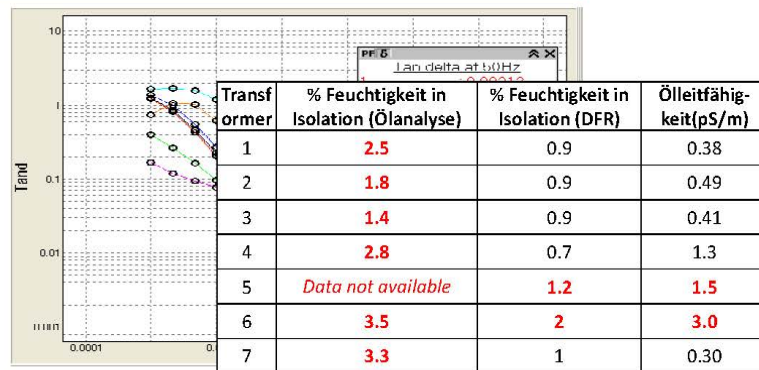
16



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Praxisbeispiel 1: Ölanalyse vs DFR



Megger.

17

#### Beispiel 2: Einfluß der Temperatur

- 3-Phasen Generatortransformator ausgeführt in drei einphasigen Einheiten
- 330 MVA, 525/21.5 kV
- Hergestellt 1992
- Eine Einheit an Tag 1 gemessen, zwei weiteren Einheiten an Tag 2
- Isolationstemperaturen während der Messung:
  - 33° C (erste Einheit, Tag 1)
  - 8° C (andere Einheiten, Tag 2)
- Tan Delta Messung ergab keine Auffälligkeiten, "Transformator(en) sind in guten Zustand"

Megger.

18



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Beispiel 2: Einfluß der Temperatur

| Transfor-<br>mer | Temp | Tan delta<br>(gemessen) | Tan delta<br>(korrigiert nach<br>IEEE 20°C) |
|------------------|------|-------------------------|---|
| T4 (B)           | 8    | 0,26                    | 0,23  |
| T4 (R)           | 8    | 0,24                    | 0,22  |
| T4 (W)           | 30   | 0,19                    | 0,20  |

Zusammenfassung tan Delta @ 50Hz: Blau und Rot – "gut"; weiß – "zu gut"?

- DFR ermöglicht ITC (individual temperature correction):  
-> Bestimmung von Feuchte und Ölleitfähigkeit bei 20°C
- Alle Transformatoren im guten Zustand
- Trafo an blauer Phase ist stärker gealtert

Megger.

19

#### Wicklungswiderstandsmessung – Anforderungen an modernes Prüfgerät

- Komfort
  - Anschlußhilfe
  - Automatische Stabilitätsermittlung
  - Automatische Temperaturkorrektur
- Sicherheit
  - Not-Aus
  - Warnlicht
  - Automatische Entladung und Warnung am Prüfgerät
- Mehrwert
  - Möglichkeit zur Entmagnetisierung
  - Dynamische Widerstandsmessung (Stufenschalter)



Megger.

20



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Temperaturabhängigkeit

- Gemessener Widerstand ist eine Funktion der Wicklungstemperatur
- Korrektur des Widerstands:
  - $R(\text{initial})[1 + \alpha (T(\text{final}) - T(\text{initial}))]$

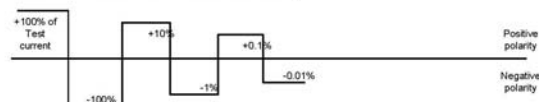
| Stabilität                     | Temperaturkorrektur          |
|--------------------------------|------------------------------|
| Temperaturkorrektur            | <input type="checkbox"/> Aus |
| Objekttemp. (°C)               | 20                           |
| Referenztemp. (°C)             | 85                           |
| Kundenspez. Bez.Temp. (°C)     | 85                           |
| Materialkoeffizient            | Cu                           |
| Kundenspezifischer Koeffizient | 301.9                        |
|                                | OK                           |

Megger.

21

#### Entmagnetisierung

- Nach Beaufschlagung mit DC sollte Kern entmagnetisiert werden
- Dies erfolgt durch Polaritätsumschaltung des DC-Stroms. Die Prozedur wird mehrfach wiederholt mit immer kleiner werdender Stromstärke
- Es genügt nur eine OS-Wicklung dafür anzuschließen (mit dem höchsten Erregerstrom)
- Wichtig vor den SFRA- and Erregerstrommessungen durchzuführen
- Wird auch im IEEE C57.102 vor der Inbetriebnahme empfohlen (um in-rush Ströme zu Vermeiden)



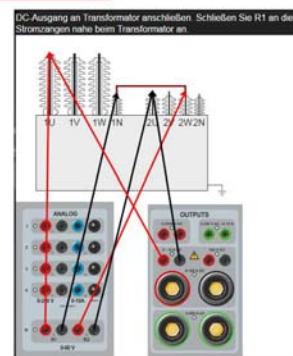
Megger.

22

## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

### Simultane Wicklungs-Magnetisierung

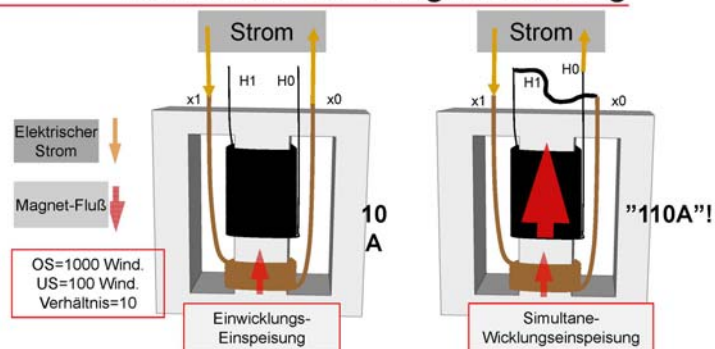
- **Problem:**
  - Bei US-Wicklung von großen Yd-Trafos (Maschinentrafo) benötigt man viel Zeit zum Stabilisieren
- **Lösung:**
  - Starke Quelle, die neben hohem Strom (>50A) auch ausreichend Spannung (z.B. 50V) liefert
  - Simultane Wicklungs- Magnetisierung (SWM); Stromeinspeisung in beide Wicklungen (OS/US) gleichzeitig!



Megger.

23

### Simultane Wicklungsmagnetisierung – Verstärken der Magnetisierung



**Magnetisierung steigt mit Faktor des Wicklungsverhältnis**  
 10A Prüstrom X 10 Wicklungsverhältnis= 110 A "effektiver Magnetisierungsstrom" für die US-Messung!

Megger.

24

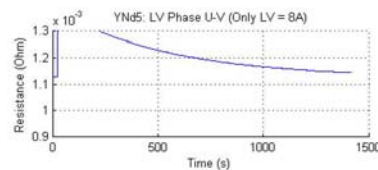


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

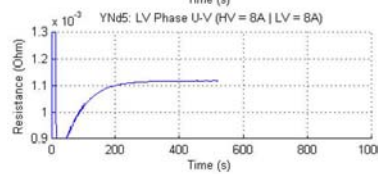
## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

### Praxisbeispiel SWM

1100 MVA YNd5, US u-v, TTR=14.8, 8 A Prüfstrom (0.03% des Nennstrom)



- Einfache Einspeisung
- Stabilisierungszeit > 25 min



- SWM Einspeisung
- Stabilisierungszeit 5 min

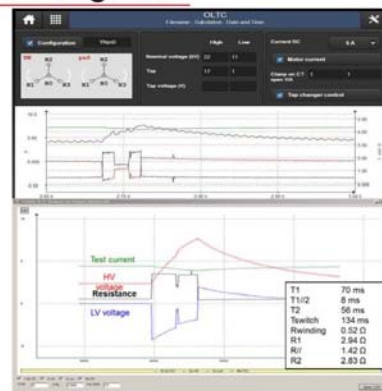
Müller et. al., "Optimized Tool for the Measurement of Winding Resistance in Power Transformers", ISH 2011

Megger.

25

### Dynamische Widerstandsmessung Stufenschalter Diagnose

- Spannung und Strom werden während Schaltprozess aufgezeichnet
- Dynamischer Widerstand sowie Schaltzeiten werden automatisch berechnet
- Verfahren kann bei kurzgeschlossener NS-Wicklung erfolge oder bei Wicklungswiderstandsmessung

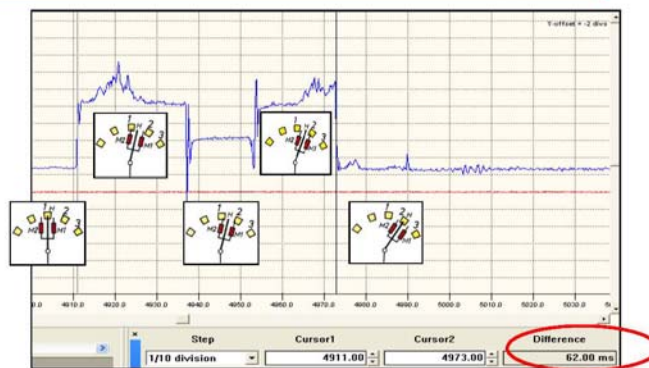


Megger.

26

## Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

### DRM - Stufenschalterdiagnose



Megger.

27

### Sicherheit

- Moderne Prüfgeräte bieten Sicherheit für:

1. Benutzer
  - Berührungsschutz
  - Not-Aus
  - Warnlichter
  - Hochspannungseinschaltverriegelung
  - ...
2. Prüfgerät
  - Eingangsbeschaltung
  - Selbstprüfung
3. Anlage
  - Kurzschlußüberprüfung
  - Verdrahtungshinweis
  - Überprüfung Erdungsbedingungen



Megger.

28



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

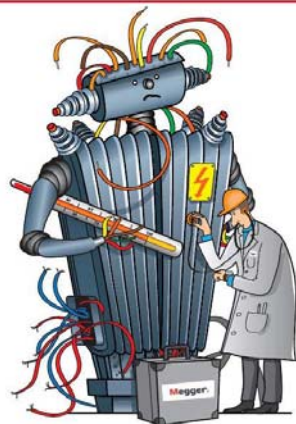
### Transformatoren prüfen und bewerten aus der Sicht eines Geräteherstellers mit praktischen Beispielen

#### Fazit

- Verschiedene Verfahren zum Prüfen eines Transformators im Markt etabliert
- Prüfgerät ist ein Hilfsmittel für den Prüfenieur zur Bewertung des Transformatorzustands
- Prüfgerät muß:
  - Reproduzierbare Ergebnisse liefern
  - Prüfer bestmöglich unterstützen (einfache Bedienung, Hilfe zur Bewertung der Messergebnisse, ...)
- **Expertise des Prüfers oder Assetmanagers ist wichtig und wird es auch bleiben**

Megger.

29



The doctor is in...

Megger.

30





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen

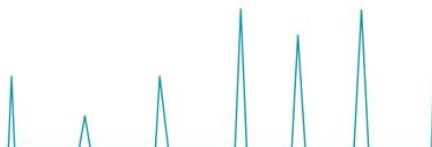
## Prof. Dr.-techn. Stefan Kornhuber

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 und dem Upgrading von Freileitungen. Zwischen 2006 bis 2013 arbeitet er für Lemke Diagnostics GmbH und Doble Lemke GmbH in verschiedenen Bereichen, zuletzt als Engineering Manager und Sales Director. 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 und deren 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.

**S15**



## Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen

**Stefan Kornhuber, Jens Seifert**

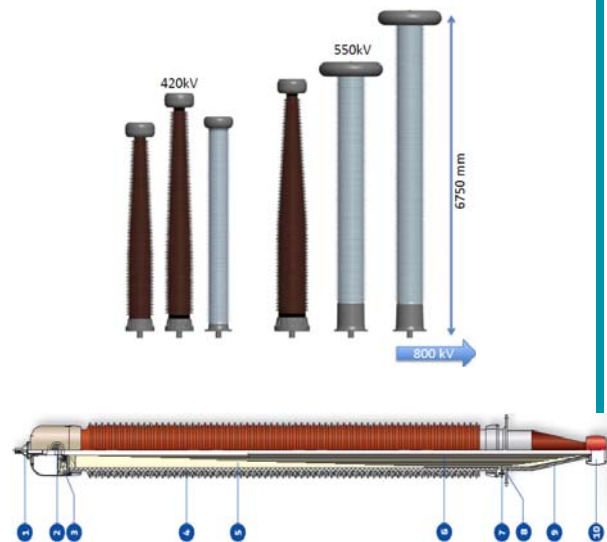
### 1. Einleitung

Durchführungen stellen eine wesentliche Komponente bei Leistungstransformatoren dar. Ein Fehler an jener kann zu einem Schaden am gesamten Betriebsmittel führen. Auf der anderen Seite kann die Durchführung gut diagnostisch bewertet und wenn notwendig auch Vorort ausgetauscht werden.

Eine Durchführung besteht aus dem inneren Aktivteil, einer Hülle zum Schutz des Aktivteils vor Umgebungseinflüssen, einem Flansch und den Kontakten. Das Gehäuse besteht je nach Ausführung aus einem keramischen Werkstoff oder einem Polymer, welche in weiterer Folge betrachtet werden.

Bei Spannungsebenen bis etwa 170 kV kann das Aktivteil als mechanischer Träger verwendet werden und der polymere Werkstoff (Silicone) wird direkt auf das Aktivteil aufgebracht. Bei höheren Spannungsebenen werden sogenannte Hohlisolatoren verwendet, welche aus einem mechanischen stabilen Tragkörper aus GFK und einer darauf aufgetragenen Silikon - Hülle bestehen.

Vor allem bei polymeren Hüllstoffen ist es notwendig Teilentladungen und Vorentladungen auf der Oberfläche bis hin zum Überschlag bei Fremdschichtbelastung zu verhindern. Neben den Teilentladungen kann eine Kriechspurbildung und Erosion des Materials eine dauerhafte Schädigung und eine beschleunigte Alterung verursachen. Um diese Schädigungsprozesse geeignet zu verhindern, muss die elektrische Feldstärke auf der Oberfläche entsprechend geeignet gesteuert werden. Hierzu wird bei Durchführung die kapazitive oder die geometrische Feldsteuerung typischer Weise angewandt. Für diese Feldsteuermethoden werden zusätzliche Elektroden und auch Isolationsmaterial benötigt.



- |      |   |
|------|---|
| 1:   | Stromanschluss                                    |
| 2,3: | Ölvolumenausgleichseinrichtung                    |
| 4:   | Hohlisolatorgehäuse (C130-Porzellan oder Silikon) |
| 5:   | Isolieröl   |
| 6:   | Steuerwickel                                      |
| 7:   | Anzapfung für Diagnose                            |
| 8:   | Fußflansch zur Befestigung am Kessel              |
| 9:   | Innere Isolation (Trafo)                          |
| 10:  | Stromanschluss für Transformatorwicklung          |

**Bild 1:** C130-Porzellan (braun) und LSR-Silikondurchführungen (grau). Typischer Aufbau einer feingesteuerten Trafo-Durchführung.

Eine weitere zusätzliche Möglichkeit zur Verbesserung der Steuerung der elektrischen Feldstärke kann durch nichtlineare Feldsteuermaterial auf Basis von Mikrovaristor gefüllten Epoxidharz erreicht werden.

In diesem Beitrag wird ausgehend von den feldsteuernden Funktionswerkstoffen und deren Verwendung bei Hohlisolatoren Fremdschichtuntersuchungen an Isolatoren mit feldsteuernden Materialien vorgestellt.

### 2. Mikrovaristorpigmente

Halbleitfähige Metalloxide sind im Bereich von Displays, photoelektrischen Bauteilen und Solarzellen in Verwendung. Hierzu kommen dotierte SnO<sub>2</sub>, In<sub>2</sub>O<sub>3</sub> oder ZnO zur Verwendung. Diese Materialien können zum Teil direkt im Polymer eingebracht oder auf einem

## Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen

Glimmerplättchen aufgebracht werden. Hier kann die Funktionseigenschaften der halbleitfähigen Beschichtung und einer plattenförmigen Geometrie kombiniert werden. [1]

### 2.1. Sphärische Mikrovaristorpigmente

Mikrovaristoren aus einer dotierten Zinkoxid (ZnO) Keramik wurden im Jahr 2000 als Füllstoff von Feldsteuerelementen in Kabelgarnituren vorgestellt. Bei gleichen elektrischen Eigenschaften wie die in der Energietechnik und Elektronik eingesetzte Varistoren haben diese einen Durchmesser von 10–200 µm. [2]



Bild 2 REM Aufnahme von Mikrovaristoren [2]

Die Herstellung erfolgt aus Zinkoxid mit einem Dotierstoff, welche im Sprühtrocknungsprozess und mit anschließender Sinterung hergestellt werden.

Während die Körner sehr gut leiten, ergibt sich an den Korngrenzen eine Potenzialbarriere, welche zu einer beidseitigen etwa 100 nm dicken isolierenden Schicht (Verarmungsschicht) führt. Das Verhalten wird als Doppelschottkydiode beschrieben. Ist nun das anliegende elektrische Feld groß genug, kann diese Potenzialbarriere überwunden werden und die Anordnung wird mit einem vergleichsweise hohen Nichtlinearitätsexponenten leitfähig. [2]

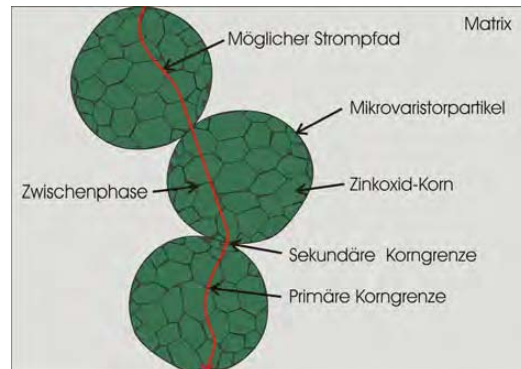


Bild 3 Möglicher Strompfad durch ein mit Mikrovaristoren gefülltes Polymer [2]

Untersuchungen in [2] zeigten, dass für mikrovaristorgefüllte Silikone mit einem Schaltpunkt bei 500 V/mm und 1000 V/mm die Kriechstrom- und Erosionsfestigkeitsprüfung nach IEC 60587 ([6]) mit Spannungen über 3,5 kV nicht bestanden werden konnten. Für den Einsatz an der Isolatoroberfläche, sind aus dieser Sicht noch weitere Entwicklungsschritte notwendig, um die notwendigen Anforderungen zu erreichen.

### 2.2. Mikrovaristorpigmente auf Glimmerplättchen

Mikrovaristorpigmente auf Glimmerplättchen werden durch gezielte Beschichtung der Substrate mit Metalloxiden in Form nanoskaliger Primärpartikel aus wässriger Suspension hergestellt. Durch diese Methode lassen sich Schichten bis wenige Nanometer genau steuern und eine Schichtfolge unterschiedlicher Zusammensetzung und Eigenschaften steuern.

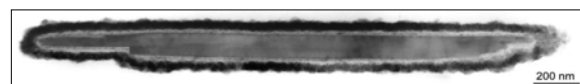


Bild 4 TEM-Aufnahme eines Iriotec (R) 7000 Pigments im Querschnitt [3]

Durch die plattenförmige Geometrie und die entsprechende Ausrichtung ist ein niedriger Massenanteil im Vergleich zu sphärischen Partikeln notwendig, um einen entsprechenden Leitpfad durch das Composite auszubilden. Ab einer gewissen Mindestkonzentration, der sogenannten Perkolationschwelle, nimmt die Leitfähigkeit sprunghaft zu.

## Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen



Bild 5 Iriotec(R) Partikeln in einer Matrix mit angedeutetem Leitpfad (schematisch) [3]

Durch die offensichtlich lageabhängigen Eigenschaften ist auf eine geeignete Probenherstellung und in weiterer Folge Komponentenherstellung zu achten. Eine Bewertung zur Erosions- und Kriechstromfestigkeit nach IEC 60587 ([6]) sind für diese plattenförmigen Werkstoffe noch durchzuführen.

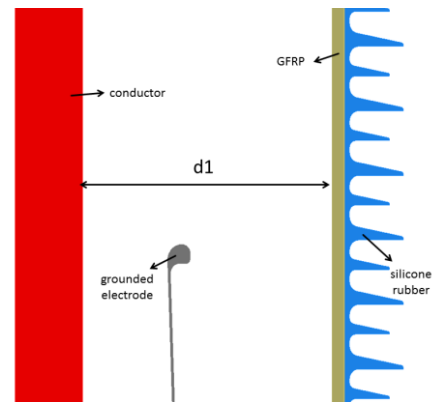
### 2.3. Anwendung der Mikrovaristorentechnologie:

Die dargestellten Materialien können direkt oder in der Matrix im Polymer verschiedenen Anwendungen zugeführt werden. Neben der nicht-linearen, feldsteuernden Eigenschaften, welche zum Beispiel im Bereich des Glimmschutzes bei Generatoren und Motoren zur Anwendung kommen, können diese Eigenschaften auch als Überspannungsschutz bei Kabelgarnituren und Durchführungen zur Anwendung kommen.

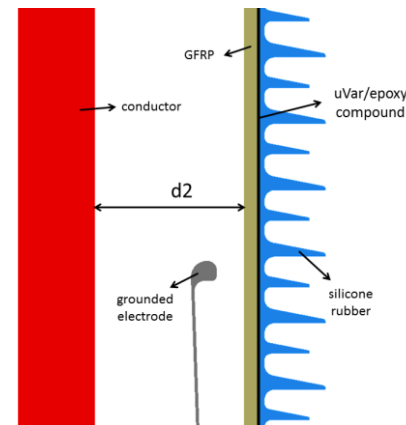
### 3. Durchführung

Die Materialstärke und somit der finale Durchmesser von Durchführungen ist maßgeblich aufgrund der beanspruchenden elektrischen Feldstärke bestimmt, um eine Schädigung des Isolierstoffes im Inneren und an der Oberfläche zu verhindern.

Um eine Durchführung für 550 kV mit kleineren Durchmesser herstellen zu können, ist die Verwendung von Mikrovaristoren, welche in Epoxidharz eingebettet sind, eine Möglichkeit (siehe Bild 6). Neben der entsprechenden Einbettung und Anordnung ist die Auswahl des geeigneten Schaltpunkts notwendig.



a) A conventional 550 kV bushing with diameter  $d_1$

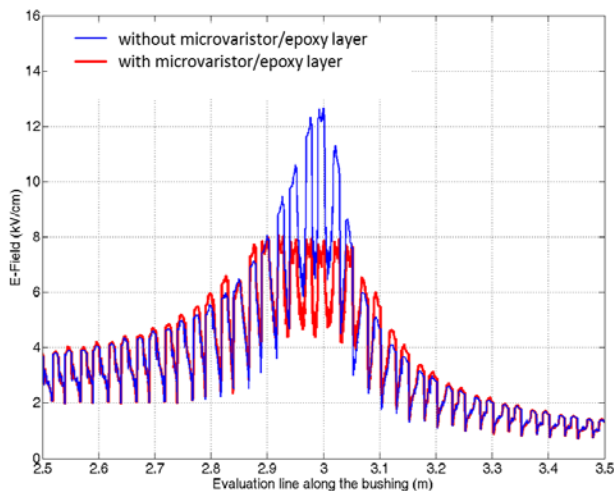


b) A slim 550 kV bushing with diameter  $d_2$

**Bild 6** Vergleich zwischen einer konventionellen Durchführung (a) und einer Durchführung mit kleinerem Durchmesser (b) [3]

In Bild 7 ist der Einfluss einer inneren feldsteuernden Schicht dargestellt. Unter Verwendung von der feldsteuernden Schicht kann die maximale elektrische Feldstärke an der Oberfläche von 13 kV/cm auf 8 kV/cm reduziert werden. [3]

## Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen



**Bild 7** Elektrische Feldstärke entlang der Durchführungs­oberfläche in der Nähe des geerdeten Flansches mit und ohne feldsteuernde Schicht [3]

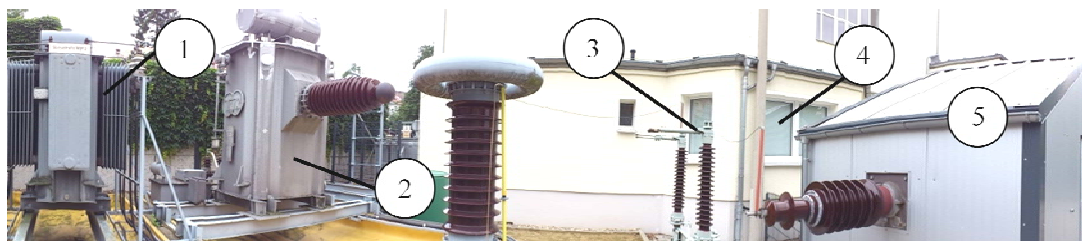
- Aufbringen einer definierten Verschmutzungsschicht auf den Prüfling
- Einstellen der Prüfspannung (Auf- und Ab-Methode)
- Applizieren der Prüfspannung durch Zuschalten
- Dokumentation des Verhaltens (Vorlichtbögen bzw. bis zum vollständigen Überschlag) - Bei einem Überschlag wird diese Prüfspannung als Fremdschichtüberschlagsspannung definiert
- während der Prüfung erfolgt eine Analyse des leitstromes und eine optische Aufzeichnung mit einer Hochgeschwindigkeitskamera

### 4. Untersuchungen an Isolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften unter Fremdschichtbelastung

Neben dem Überschlagsverhalten im trockenen und befeuchteten Zustand ist bei Isolatoren das Verhalten bei Fremdschichtbelastung zu prüfen (vgl. IEC 60507 [4]). Hierzu stehen verschiedene Verfahren zur Verfügung. An der Hochschule Zittau / Görlitz werden die Fremdschichtuntersuchungen im sogenannten Flow-On-Verfahren mit direkter Zuschaltung der bereits gestellten Prüfspannung durchgeführt. Folgende Schritte werden hierzu durchgeführt:

Für diese Versuche steht eine leistungsstarke Prüfanlage (siehe Bild 8) mit einer max. Ausgangsspannung von 200 kV und einer Nennleistung von 2 MVA zur Verfügung. Zugleich ist die Anlage mit einer möglichst konstanten Innenimpedanz und einem Kurzschlussstrom von 37 A gekennzeichnet.

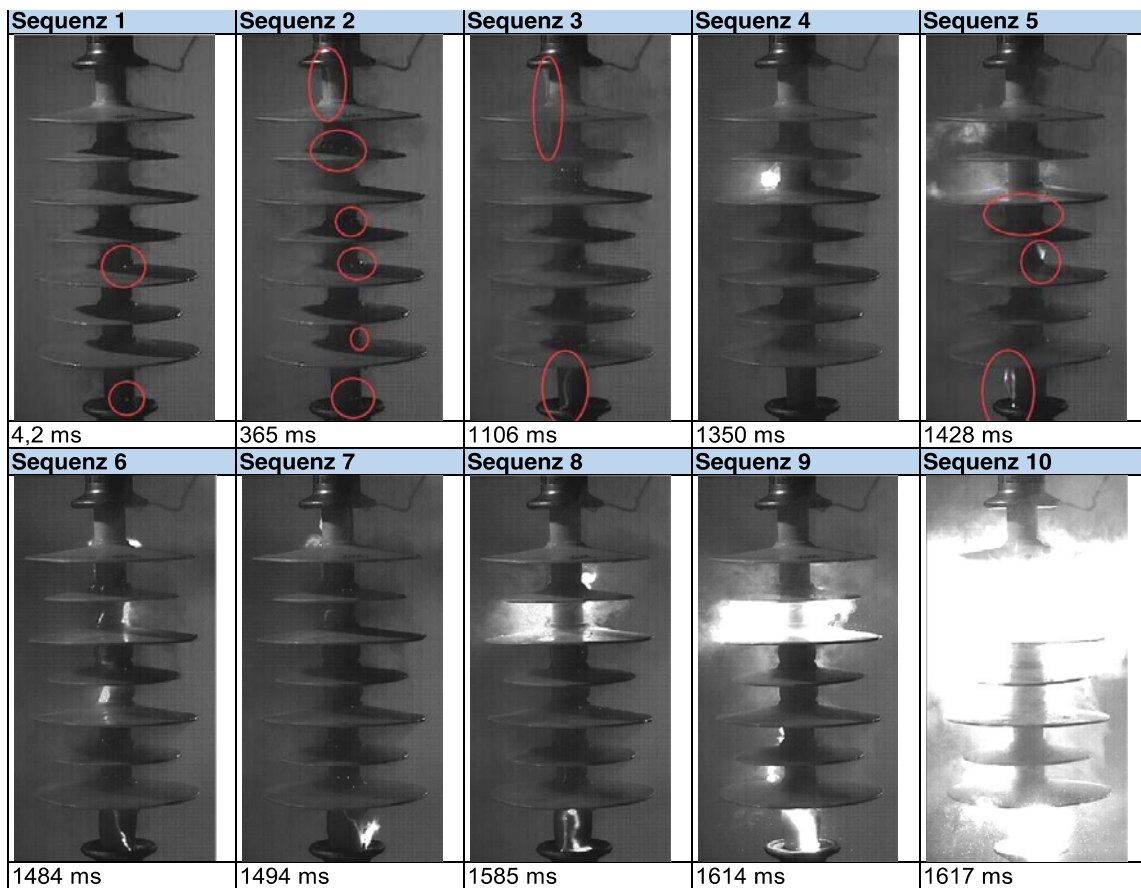
Wie einleitend bereits dargestellt ist auf die richtige Auswahl des feldsteuernden Materials (Schalt­punkt und Energieaufnahme) zu achten. Im folgenden Beispiel ist das Ergebnis einer Untersuchung mittels Hochgeschwindigkeitskamera an einem Isolator mit sieben Schirmringen und einer inneren durch Mikrovaristoren funktionalisierten Polymerschicht dargestellt.



- ① Stelltransformator
- ② Prüftransformator
- ③ Trennschalter
- ④ Bedienwarte
- ⑤ Prüfkammer

**Bild 8** Fremdschichtprüfanlagen an der Hochschule Zittau / Görlitz

## Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen



**Bild 9** Überschlagsverhalten bei einem Isolator mit gleichmäßiger Verschmutzung und

In Bild 9 kann folgende Entwicklung beobachtet werden:

Es treten Vorentladungen auf der Oberfläche auf. Die elektrische Feldbeanspruchung liegt aber über dem Schaltpunkt des Isolators

Der Energieeintrag in der durch Mikrovaristoren funktionalisierten inneren Schicht übersteigt die zulässigen Grenzen (vgl. 1350 ms) und es kommt in Folge dieser Überbelastung zum "Aufplatzen" des Hüllwerkstoffes

Weitere Ausbildung von Vorentladungen bis zum Überschlag des Isolators.

einer ungleichmäßigen Verschmutzung und somit von einer ungleichmäßigen resistiven äußeren Schicht auszugehen.

In weiterführenden Untersuchungen wurde dieses Verhalten im Zusammenwirken des kapazitiven Grundfeldes, der resistiven äußeren Schicht und der nichtlinearen inneren Mikrovaristorschicht untersucht.

Bei dieser Untersuchung kam eine homogene Fremdschichtbelastung zum Einsatz, welche das elektrische Feld entsprechend resistiv beeinflusst. Im natürlichen Umfeld ist allerdings von



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Hohlisolatoren mit feldsteuernden Eigenschaften für Durchführungen

#### 5. Zusammenfassung

Zur Weiterentwicklung und Optimierung von elektrische Isoliersysteme sind verschiedene funktionelle Werkstoffe in Einsatz. Die Nutzung von feldsteuernden Werkstoffen in Form von Mikrovaristoren kann zu einer Reduzierung der Größe der Durchführung bei gleichbleibenden Eigenschaften führen.

Bei der Nutzung von feldsteuernden Materialien muss neben den feldsteuernden Eigenschaften die umgesetzte Energie als auch die gegenseitige Beeinflussung auf die elektrische Feldverteilung betrachtet und berücksichtigt werden. Bei den dargestellten Experimenten mit einer künstlichen Fremdschicht auf Isolatoren kann es bei ungeeigneter Wahl zu einer Überlastung der Mikrovaristorschicht kommen und somit die feldsteuernde Schicht als auch das gesamte Isoliersystem geschädigt werden.

#### 6. Literatur

- [1] Marco Greb, Johann Bauer, Elektrisch-halbleitfähige Metalloxid-Pigmente mit nitrierten elektrischen Eigenschaften zum Einsatz in der Hochspannungstechnik, RCC Tagung 2015
- [2] Jan-Oliver Debus, Untersuchung der Anwendungsmöglichkeiten mikrovaristorgefüllter Feldstueerelemente in der elektrischen Energietechnik, Disseration TU Darmstadt
- [3] Hanyu Ye, Markus Clemens, Jan Schulte-Fischedick, Jens Seifert; Investigation of Electrical Field Grading of Bushings with Microvaristor Field Epoxy Resin Components, IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference 2014
- [4] IEC 60507, Artificial pollution tests on high-voltage insulators to be used on a.c. systems
- [5] Jana Göhrlich, Roland Bärsch; Überslagverhalten von Verbundisolatoren mit innerer Feldsteuerschicht bei elektrolytischer Fremdschichtbelastung; Versuchsbericht
- [6] IEC 60587, Electrical insulating materials used under severe ambient conditions – Test methods for evaluating resistance to tracking and erosion

#### Autorenanschrift

Hochschule Zittau/Görlitz  
Prof. Dr.techn. Stefan Kornhuber  
Hochwaldstr. 2a, 02763 Zittau  
Tel.: +49 3583 612 4365  
FAX: +49 3583 612 54365  
E-mail: s.kornhuber@hszg.de

LAPP Insulators GmbH  
Dr.-Ing. Jens Martin Seifert  
Bahnhofstr. 5, 95632 Wunsiedel  
Tel.:+49 9232 50195  
Fax:+49 9232 50204  
E-mail: jseifert@lappinsulators.com



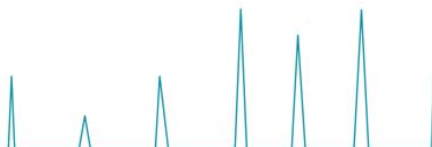
**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT  
CONFERENCE**

**UHF TE Messungen - Möglichkeiten und Grenzen**

**Dipl.-Ing. Janusz Szczechowski**

**ABB AG**

**S16**







## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren

## Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

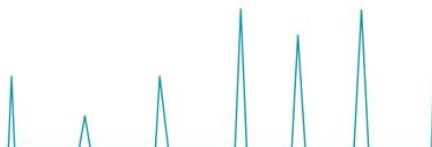
### Hochschule Bremen



Professor Dr. Michael Hartje hat an der heutigen Leibniz Universität Hannover Elektrotechnik studiert und wurde am Institut für Hochspannungstechnik - 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 Hochspannungstechnik und elektrischem Energietransport. Dazu veröffentlichte er in den letzten Jahren regelmäßig Konferenzbeiträge. Er ist Mitglied im Vorstand des VDE Nordwest.

**S17**





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## Messungen und Analysen einer modifizierten Frequenz- antwortanalyse (FRA) an Transformatoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje  
Fachbereich  
Elektrotechnik & Informatik  
[hartje@etech.hs-bremen.de](mailto:hartje@etech.hs-bremen.de)

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 1



## Übersicht

- Was ist (S)FRA und wofür wird es eingesetzt?
- Messung Verteilnetztransformator
- Interpretation als ESB
- Verifikation durch Schaltungssimulation
- Zusammenfassung

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 2



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## Diagnose von Transformatoren

- Online
- Offline (hier: Focus Wicklung)
  - Isolationsmessung: PDC,  $\tan \delta$ , TE-Messung, GiÖ, Öl
  - Übersetzung
  - Widerstandsmessung
  - Kurzschlussspannung
  - Vibrationsmessung
  - **SFRA** (Sensitivitätsvorteile)
- Beurteilung der Alterung und Nutzungsdauer

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 3



## mögliche Fehler (für FRA)

- FRA: Ursachen statt (Aus-) Wirkungen finden!
- Dislokation der Wicklungsanordnung
  - Transport
  - Alterung der mechanischen Spanner
  - Wicklungsverformung durch Kurzschlusskräfte
  - Erdbeben
- Windungsschluß
- Isolationsfehler(?) (nach Durchschlägen)
- Durchführungen(?)

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 4



Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## Ziel der FRA-Diagnose

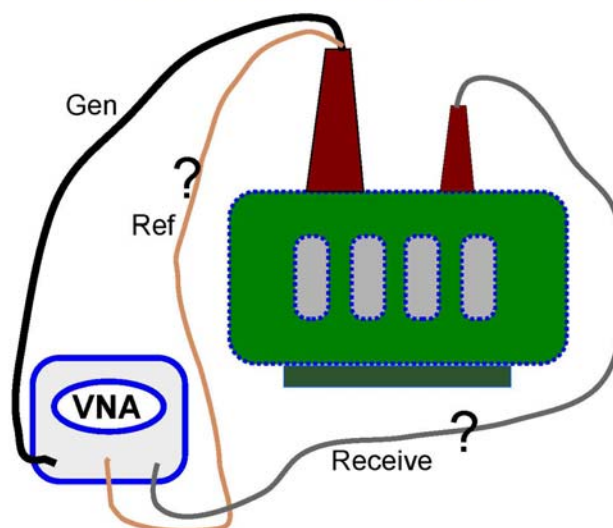
- Gibt es einen (**erhärtenden**) Verdacht?
- Wo könnte dieser Fehler sein?
- Welche langfristige Wirkung wird der Fehler auf die Wicklung ausüben?
- Wie soll reagiert werden?

Nachteil der Methode FRA

- Methode erfordert etwas Verständnis für Hochfrequenzeigenschaften des Trafos

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 5

## Schema des praktischen Messaufbaus



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 6

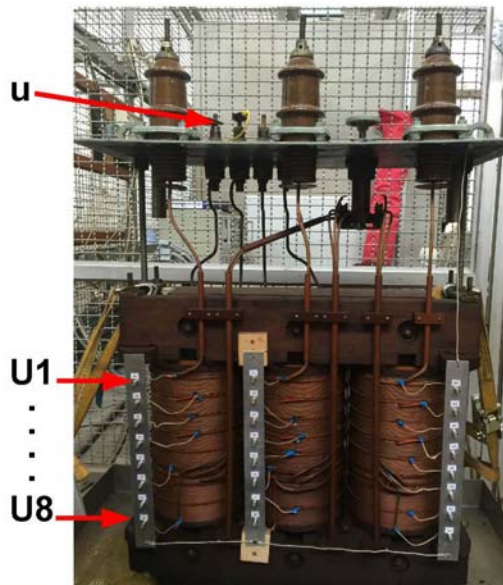


## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## Verteilnetztransformator



Messobjekt:

125 kVA  
10 / 0,4 kV,  $\pm 4\%$   
Schaltgruppe Yz5

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 7



## SFRA heute

- Bisher: **optischer** Vergleich der Amplitudendarstellung
  - Linear / logarithmisch ?
  - Was ist noch ähnlich?
  - Was ist unterschiedlich?
  - Dauerhafte (>> 30 Jahre!!) Dokumentation und Vergleichsmöglichkeit sichergestellt?
- Phaseninformation praktisch nicht verwendet
- Normen/Empfehlungen
  - IEC 60076-18 (2012)
  - Cigre A2.26 (4/2008)
  - IEEE Std C57.149 (2012)

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 8



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## FRA-Messung

- Messung der Spannungsverhältnisse
- Kalibrierung der Kabelübertragung

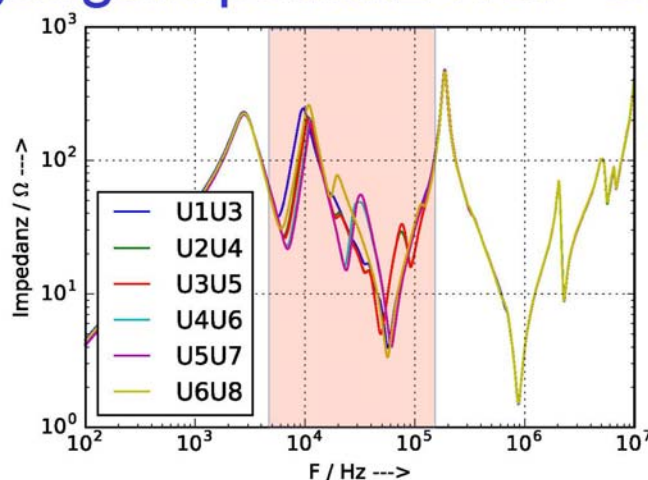
### anderer Ansatz (TLM 2015)

- Messung der Eingangsimpedanz
- ggf. rechnerische Korrektur des Kabels

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 9



## Messung der Eingangsimpedanz NSP-Seite



- Kurzschluss von 2 Scheiben  $U(n)U(n+2)$  auf HSP-Seite
- Frequenzgang: 100 Hz – 10 MHz

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 10

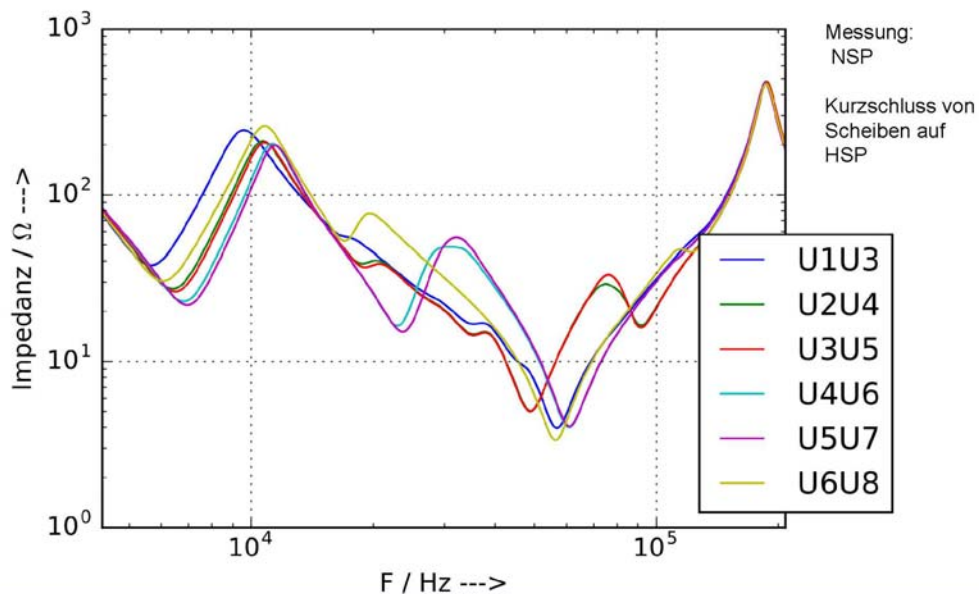


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



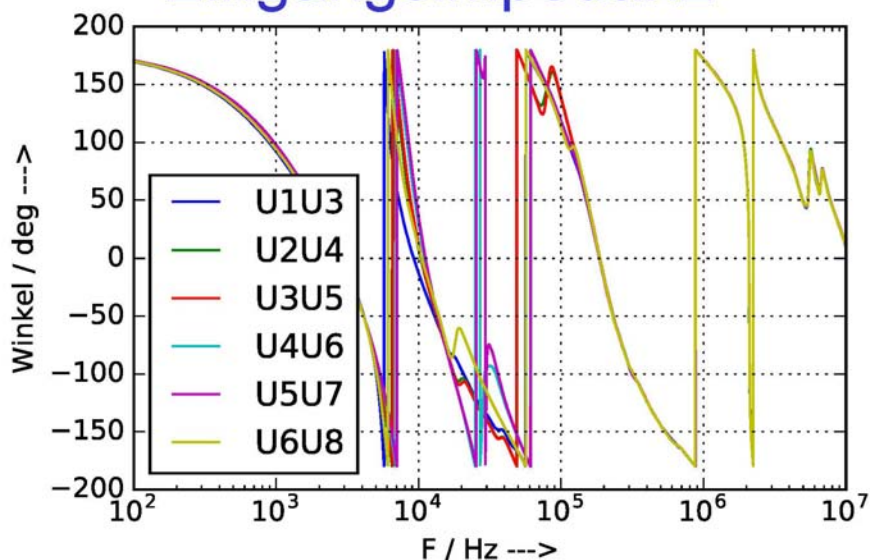
### Ausschnitt Eingangsimpedanz



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 11



### Phasengang der Eingangsimpedanz



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 12



Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren

## Gewinnen der R-L-C-Komponenten



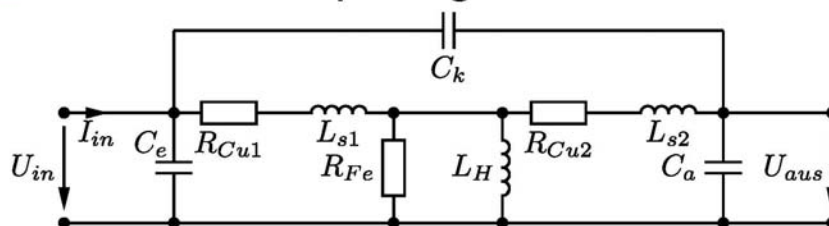
- „FRA“-Messung (Eingangsimpedanz)
  - Komplexe Impedanz aus (Reflexionsfaktor)
- Schätzen der Pole und Nullstellen (Vectorfit)
- Dekomposition der Bestandteile des ESB

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 13

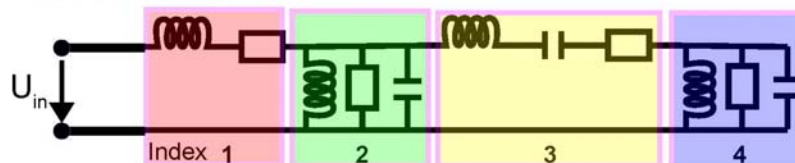


## ESB-Modelle des Trafos

- „Normales“ einphasiges ESB



- Geändertes ESB



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 14



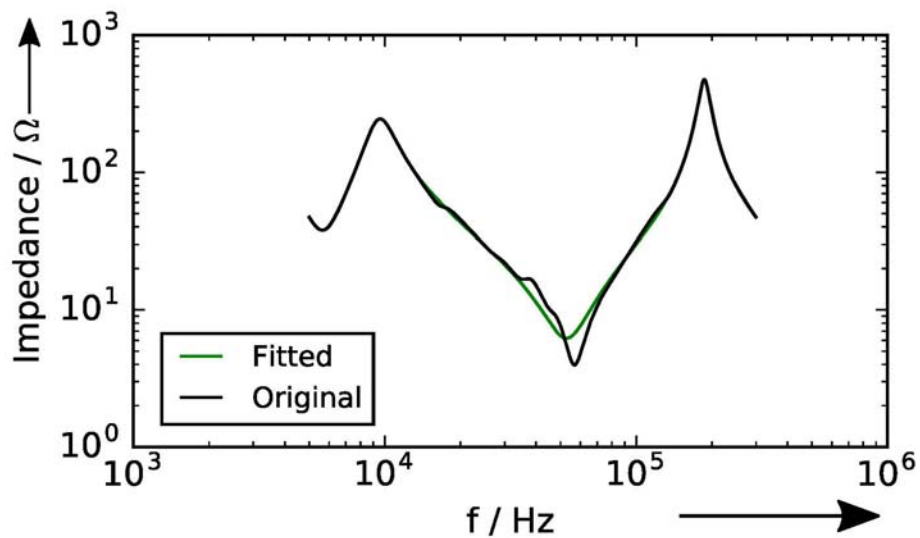


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



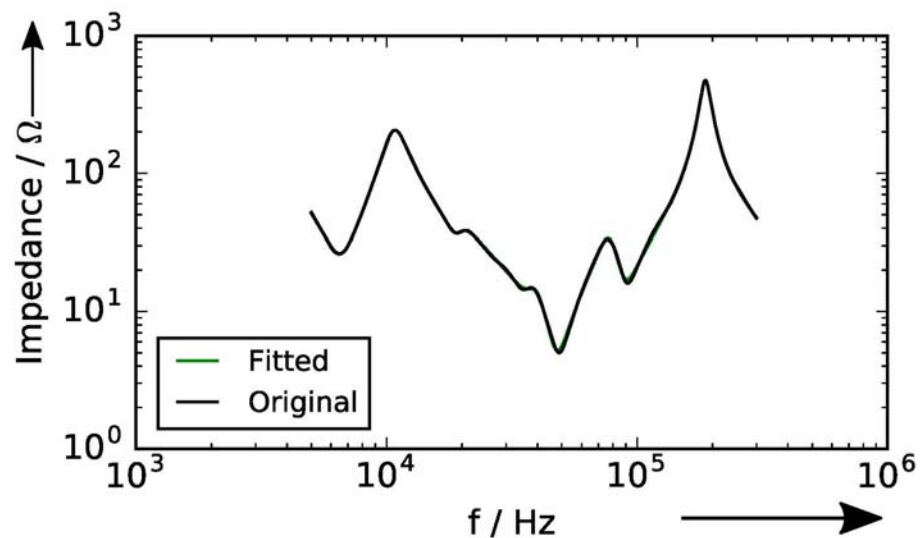
### VectorFit mit 3 Polen



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 15



### Vectorfit mit 6 Polen



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 16

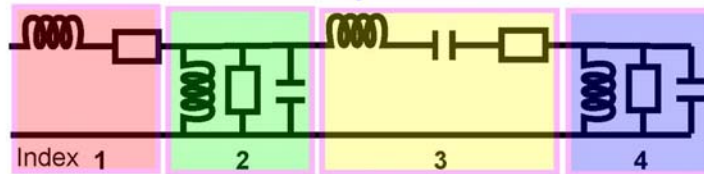


# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



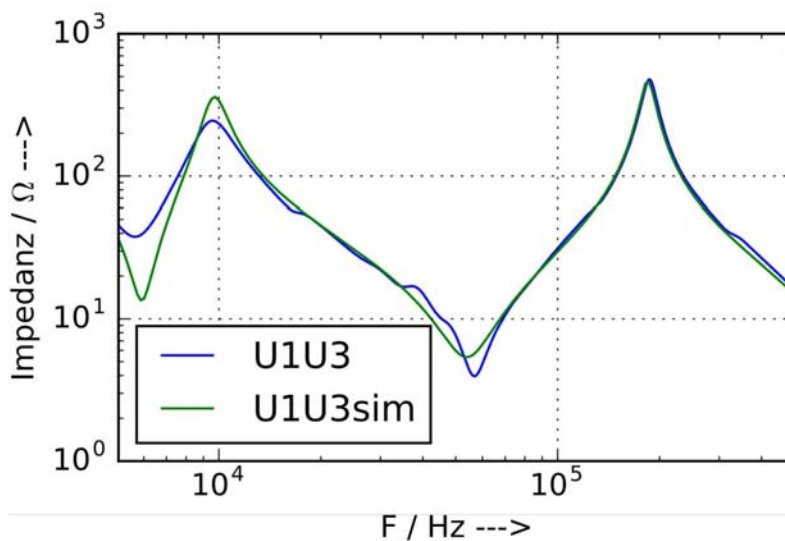
### Tabelle aller Komponenten des ESB



|    | U1U3  | U2U4 | U3U5  | U4U6  | U5U7  | U6U8  |    |
|----|-------|------|-------|-------|-------|-------|----|
| L1 | 2,02  | 1,6  | 1,59  | 1,50  | 1,50  | 1,71  | μH |
| R1 | 2,06  | 4,44 | 4,47  | 5,77  | 5,76  | 4,48  | Ω  |
| L2 | 6,58  | 6,0  | 5,96  | 5,76  | 5,71  | 6,26  | mH |
| C2 | 16,34 | 17,4 | 17,43 | 17,60 | 17,59 | 17,17 | nF |
| R2 | 1044  | 1002 | 1021  | 971   | 945   | 907   | Ω  |
| C3 | 409   | 468  | 471   | 492   | 499   | 431   | nF |
| L3 | 49,22 | 45,4 | 45,26 | 45,31 | 45,41 | 47,10 | μH |
| R3 | 3,19  | 2,7  | 2,73  | 2,68  | 2,64  | 2,68  | Ω  |
| L4 | 1.069 | 695  | 660   | 552   | 515   | 921   | μH |
| C4 | 298   | 355  | 364   | 391   | 407   | 266   | nF |
| R4 | 480   | 362  | 346   | 297   | 289   | 465   | Ω  |

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 17

### Simulation der Eingangsimpedanz



TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 18



**Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren**



## Ausblick

- Verbessern und verändern des ESB
- Verbessern der Interpretation der Komponentenänderungen
- Sensitivitätsanalyse mit kleinen Änderungen am Wicklungsaufbau
- Untersuchung an anderen Objekten

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 19



## Zusammenfassung

- FRA ist ein Diagnose-Tool zur Detektion von Windungsdeformationen
- Bisher: Experten bewerten Grafiken
- Methode: Schätzen der Pole und Nullstellen aus der Eingangsimpedanz ermöglicht ESB-Komponenten zu schätzen
- Grobe Änderungen am Wicklungsaufbau ergeben deutliche Abweichungen
- Abweichungen können in ESB-Änderungen überführt werden

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 20



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Messungen und Analyse einer modifizierten Frequenzantwortanalyse (FRA) an Transformatoren



## Quellen (Auszug)

- Picher P.; u.a.: Experience with Frequency Response Analysis (FRA) for the Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings. EIC (2013). S.220-224.
- Picher, P.: Cigre Tutorial WG A2.26: Mechanical condition assessment of transformer windings using Frequency Response Analysis (FRA).
- Tang, Wu: Condition Monitoring and Assessment of Power Transformers Using Computational Intelligence. Springer 2011.
- Hartje M.: Interpretation der FRA (Frequency Response Analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren. TLM 2015, Merseburg, 21.-22.9.2015, S. 1-6.

TLM 2016 Bad Honnef /Dr. Ha, 2016-09-27 / 21



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

### Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren

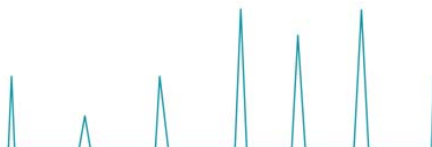
**Moritz Kuhnke, M.Sc.**

**Leibniz Universität Hannover**



Moritz Kuhnke hat den Studiengang Wirtschaftsingenieur an der Leibniz Universität Hannover absolviert. Er ist seit 2012 als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Energiesysteme im Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management tätig. Sein Forschungsschwerpunkt liegt bei Isolierflüssigkeiten und Transformatorendiagnostik.

**S18**



## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren

**Moritz Kuhnke, Kristin Homeier**

### Einführung

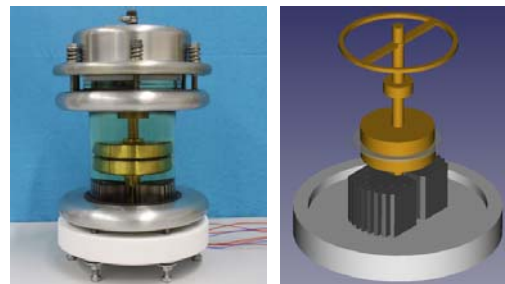
In der Vergangenheit wurden vermehrt Ausfälle von Transformatoren in Windenergieanlagen verzeichnet. Diese Transformatoren besitzen eine kompakte Bauform, für den direkten Einbau im Turm der Windenergieanlage. Allerdings resultieren aus diesen geringeren Abmessungen geringere Schlagweiten sowie geringere Kühlflächen, sodass an das eingesetzte Isoliersystem gesteigerte Anforderungen an dessen Isolier- und Kühleigenschaften gestellt werden. Aufgrund der deutlich höheren Betriebstemperaturen wird anstelle von Mineralöl-Zellulose-Mischdielektrika das temperaturbeständigere Aramidpapier in Kombination mit synthetischen Ester- oder Silikonflüssigkeiten eingesetzt. Zusätzlich handelt es sich bei diesen Kompakttransformatoren meist um hermetisch verschlossene Transformatoren, die zum Druckausgleich mit einem Gaspolster aus Trockenluft oder Stickstoff versehen sind. Dies spart Platz und Materialkosten für ein Ausdehnungsgefäß, zum anderen wird die Oxidation der Isolierflüssigkeit im Vergleich zu frei-atmenden Transformatoren reduziert. Durch starke Lastschwankungen während des Betriebs von Windenergieanlagen werden die eingesetzten Kompakttransformatoren maßgeblich beeinträchtigt. Daraus resultieren starke Temperatur- und auch Druckänderungen, welche das Isoliersystem zusätzlich belasten.

Bei den verzeichneten Ausfällen konnte eine erhöhte Gasbildung festgestellt werden. Die Untersuchungen der Gasproben und der Isolierflüssigkeit zeigten die typischen Fehlergase für Teilentladungen (TE). Ferner wurden zwischen den Lagen der Hochspannungswicklung wachsartige Ablagerungen gefunden. Vor diesem Hintergrund wurden verschiedene Einflussfaktoren auf die Bildung dieser wachsartigen Ablagerungen, deren Auswirkungen auf die elektrischen und dielektrischen Eigenschaften der Isolierflüssigkeit und mögliche Indikatoren zur frühzeitigen Fehlererkennung gesucht.

### Prüfgefäß

Als Modell für das Isoliersystem eines Kompakttransformators wurde ein Prüfgefäß entwickelt, mit dem im Labor die verschiedenen Alterungsprozesse nachgebildet werden können. Im Betrieb unterliegt der Transformator elektrischen, chemischen sowie thermischen Beanspruchungen, die mithilfe dieses Prüfgefäßes entweder einzeln oder auch kombiniert hervorgerufen werden können.

Das angefertigte Prüfgefäß besteht aus einem Glaszylinder, der am Boden mit einer Polytetrafluorethylen (PTFE)-Grundplatte gehalten wird. In der Mitte der Platte ist eine Verbindungstange aus Messing mit Erdelektrode befestigt, während von oben eine federbelastete Halterung die Hochspannungselektrode zentriert (**Bild 1**).



**Bild 1:** Aufbau des Prüfgefäßes

Die PTFE-Platte wird zur Potentialtrennung für einen Heizkreis verwendet, um die Isolierflüssigkeit neben der elektrischen Beanspruchung auch thermisch beanspruchen zu können. Dazu sind zwei elektrische Heizpatronen an der Platte montiert, die aus einem externen Trenntransformator gespeist werden. Um die Isolierflüssigkeit möglichst konstant zu erwärmen, wird deren Oberfläche mittels spezieller Kühlkörper aus Aluminium vergrößert. Dadurch kann die Isolierflüssigkeit innerhalb des Prüfgefäßes auf bis zu 180°C erwärmt werden. Durch TE gebildete Gasblasen werden durch einen Aluminiumdeckel, der innen nach oben hin kegelförmig verläuft, über einen Schlauch in ein Glasgefäß geführt, welches zudem als Vorratsgefäß und als Ausgleichsgefäß dient.

### Elektrodenkonfiguration

Zur möglichst genauen Nachbildung der Hochspannungswicklungen des Kompakttransformators wurden zwei identische Elektroden aus Messing gefertigt. **Bild 2** skizziert die spiralförmig um den Eisenkern gewickelten Hochspannungswicklungen mit der Isolierung aus Aramidpapier.

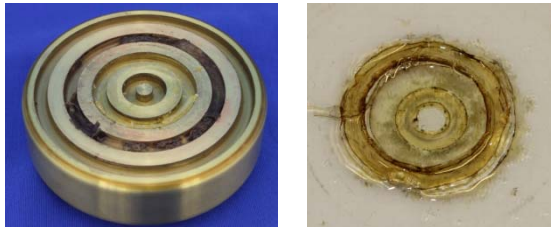


## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren

Gelöste gase untersucht-

### Feste Alterungsprodukte

Mit diesem gefertigten Prüfgefäß und der speziellen Elektrodenkonfiguration konnten feste Alterungsprodukte gebildet werden. Verdeutlicht durch **Bild 5** lagern sich diese in den konzentrischen Rillen der Elektrode sowie auf der Quarzglasscheibe und auf der PTFE-Scheibe ab.



**Bild 5:** Wachartige Ablagerungsprodukte in den Rillen der Elektrode und auf der Quarzglas-scheibe

Ein Einfluss des Aramidpapiers auf die Bildung fester Alterungsprodukte konnte somit durch die Verwendung von Quarzglas und PTFE-Scheiben widerlegt werden. Folglich werden die festen Alterungsprodukte maßgeblich durch Zersetzungsvorgänge in der Isolierflüssigkeit bestimmt.

### Chemische Analyse

Den Ausgangspunkt der ablaufenden Alterungsmechanismen bilden freie Radikale. Diese können theoretisch auf drei Arten erzeugt werden: chemisch, elektrisch sowie thermisch. Vor allem aber durch das Zusammenspiel aller drei, welches als Multifaktor-Belastung bezeichnet wird. Durch Temperaturerhöhung erhalten die Kohlenwasserstoffe der Isolierflüssigkeiten zusätzliche Energie, sodass sich die für die Bildung von Radikalen notwendige Aktivierungsenergie verringert und sich die Beweglichkeit der gebildeten Radikale vergrößert.

Auch die elektrische Beanspruchung, in Form von Teilentladungen, ermöglicht das Aufbrechen von Verbindungen zwischen den Kohlenwasserstoffen der Isolierflüssigkeit. Die durch das angelegte elektrische Feld beschleunigten Elektronen stoßen mit den Molekülen zusammen, wodurch sich diese in einen angeregten Zustand erheben. Schließlich bilden sich aus den emittierten Photonen freie Radikale aus.

Neben der elektrischen und thermischen Beanspruchung erfolgt auch eine chemische Beanspruchung, die durch die Präsenz von Sauerstoff eine Autooxidation hervorruft. Durch die Multifaktor-Belastung werden Sekundärreaktionen eingeleitet, sodass sich die in der Isolierflüssigkeit vorhandenen kurz-kettigen Kohlenwasserstoffe zu langen Kohlenwasserstoffketten verbinden. Die langkettigen Kohlenwasserstoffe lagern sich schließlich als feste Alterungsprodukte ab.

### Dielektrische Eigenschaften

Für das Verhalten des Waxes im Transformator hat unter anderem dessen Permittivität eine besondere Bedeutung. Hohe Permittivitätsunterschiede zwischen Wachs und Flüssigkeit führen zu einer Veränderung des elektrischen Feldes. Dadurch könnten sich die Wachsteilchen im Feld bewegen und die Durchschlagspannung des Isoliersystems herabsetzen.

Da für eine direkte Messung nicht genügend Wachs zur Verfügung stand und sich das Wachs aufgrund seiner Struktur nicht in einer konventionellen Messzelle nach IEC 60247 messen ließ, wurde eine Mischung aus 1,0 g Wachs mit 100 ml der Isolierflüssigkeit hergestellt und mit der reinen Isolierflüssigkeit verglichen. Die Ergebnisse der Permittivität und des Verlustfaktors sind in **Tabelle 1** aufgelistet. Es ist deutlich zu erkennen, dass durch die Zugabe von Wachs keine signifikante Änderung der Permittivität eintritt. Auch der dielektrische Verlustfaktor ändert sich nur geringfügig.

**Tabelle 1:** Dielektrische Untersuchungen an Flüssigkeiten mit Wachszusatz

| Probe                  | Temperatur $\vartheta$ in °C | Rel. Permittivität $\epsilon$ | Verlustfaktor $\tan \delta$ (in %) |
|------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|
| Synth. Ester           | 24                           | 3,21                          | 0,26                               |
|                        | 90                           | 3,06                          | 3,89                               |
| Synth. Ester mit Wachs | 24                           | 3,22                          | 0,31                               |
|                        | 90                           | 3,04                          | 7,19                               |
| Silikonfluid           | 24                           | 2,75                          | 0,05                               |
|                        | 90                           | 2,57                          | 0,14                               |
| Silikonfluid mit Wachs | 24                           | 2,78                          | 0,05                               |
|                        | 90                           | 2,59                          | 0,13                               |

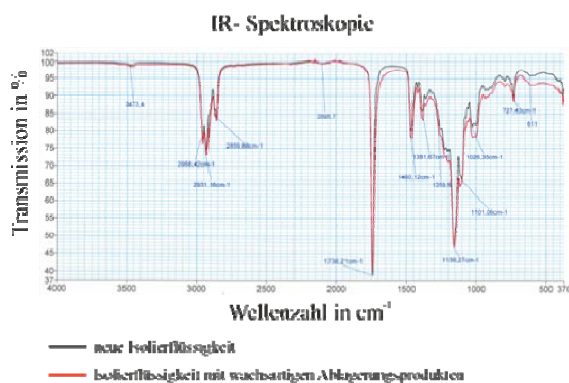
Bei Silikonfluid tritt dagegen keine Veränderung ein. Es ist daher davon auszugehen, dass es durch das Wachs nicht zu Veränderungen der dielektrischen Eigenschaften der Flüssigkeit kommt. Bei Transformatoren bleibt aber die Gefahr des Verschlusses von Kühlkanälen.



## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren

### Infrarot-Spektroskopie

In Bild 6 ist eine Infrarot(IR)-Spektroskopie von den festen Alterungsprodukten des synthetischen Esters abgeleitet. Mit Hilfe der IR-Spektroskopie lassen sich Rückschlüsse auf die funktionellen Gruppen organischer Stoffe ziehen. So steht der Peak bei  $1700\text{ cm}^{-1}$  z.B. für ( $\text{C}=\text{O}$ ) Gruppen



**Bild 6:** IR-Spektroskopie des synthetischen Esters mit und ohne wachsartige Ablagerungsprodukte

Da die Kurven annähernd deckungsgleich sind, ist davon auszugehen, dass sich an der Zusammensetzung des wachsartigen Feststoffes im Vergleich zu der Esterflüssigkeit nichts verändert hat. Dies bestätigt die zuvor beschriebenen chemischen Erklärungen, die die Bildung der festen Alterungsprodukte mit der Verkettung der organischen Stoffe der Isolierflüssigkeit beschreibt.

### Einflussfaktoren auf die Bildung fester Alterungsprodukte

Im Rahmen dieser Studie wurden verschiedene Einflussfaktoren auf die Erzeugung fester Alterungsprodukte untersucht. Mit Ausnahme des natürlichen Esters konnten bei den restlichen vier Flüssigkeiten feste Alterungsprodukte nachgewiesen werden. Trotz gleicher Konditionen wie bei dem synthetischen Esterfluid konnten keine Alterungsprodukte erzeugt werden. Eine noch höhere thermische Beanspruchung führte ebenfalls nicht dazu.

### Temperatur

Zunächst wird der Einfluss der thermischen Beanspruchung analysiert. Hierbei wird deutlich, dass für die Bildung der festen Alterungsprodukte eine für jede Isolierflüssigkeit spezifische Grenztemperatur existiert. Während für die Silikonflüssigkeiten und das Mineralöl bereits eine Temperatur von  $110\text{ °C}$  ausreicht, benötigt der synthetische Ester eine gut  $20\text{ °C}$  höhere Temperatur. Dies liegt vermutlich an der zunächst erforderlichen hydrolytischen Spaltung der Esterflüssigkeit, bevor sich die Radikale ausbilden und die Sekundärreaktionen ablaufen können [2]. Bei einer zusätzlichen Untersuchung mit rein thermischer Beanspruchung oberhalb der spezifischen Grenztemperatur konnten keinerlei feste Alterungsprodukte erzeugt werden. Dies beweist die Notwendigkeit einer Multifaktorbelastung zur Erzeugung der wachsartigen Ablagerungen [3].

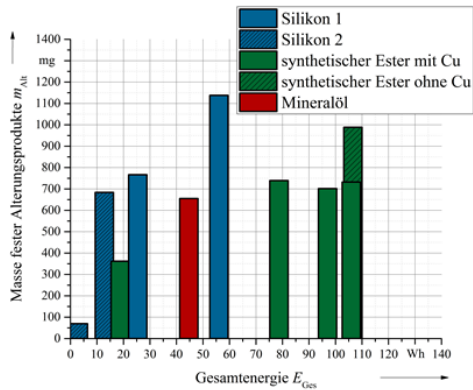
### Beanspruchungsdauer

Auch die Zeitdauer der Alterung beeinflusst die Entstehung der wachsartigen Alterungsprodukte. Bei einer kurzen Beanspruchungsdauer konnten keine festen Alterungsprodukte generiert werden. Somit gibt es auch hier eine bestimmte zeitliche Grenze, bis zu der das Isoliersystem im Transformator mit einer Multifaktorbelastung beansprucht werden muss, sodass feste Alterungsprodukte gebildet werden können. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass eine kurzzeitige Beanspruchung nicht direkt zu Alterungsprodukten, die den Transformator gefährden, führen. Bei der synthetischen Esterflüssigkeit konnten bereits ab 77 h Beanspruchungsdauer bei gleichzeitig relativ hoher Teilentladungsintensität wachsartige Ablagerungen erzeugt werden. Allerdings mit einer viel geringeren Masse der festen Alterungsprodukte als bei voller 200 h Alterung.

### Teilentladungsintensität

Die Masse fester Alterungsprodukte und die Teilentladungsintensität, gemessen an der umgesetzten Gesamtenergie der Teilentladungsimpulse, stehen ebenfalls in einem eindeutigen Zusammenhang. Dieser wird in **Bild 7** verdeutlicht, wo die Resultate der verschiedenen Isolierflüssigkeiten bei unterschiedlicher Teilentladungsintensität dargestellt sind.

## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren



**Bild 7:** Ergebnisse der Teilentladungsmessungen

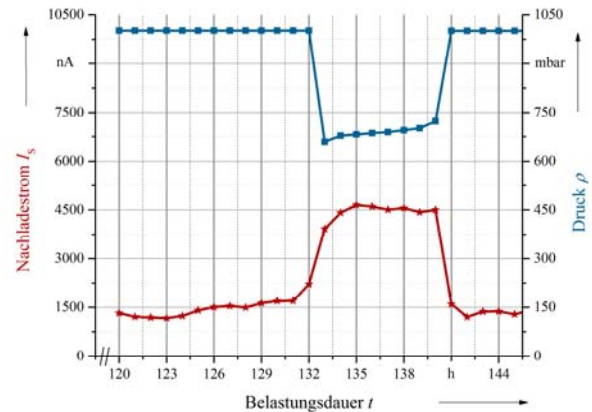
Hierbei wird ersichtlich, dass eine höhere Gesamtenergie mit einer höheren Masse an festen Alterungsprodukten einhergeht.

### Katalysator

Schließlich konnte bei dem Ester durch Zugabe von Kupfer als Katalysator nachgewiesen werden, dass ein Katalysator eher hinderlich ist, anstatt die Sekundärreaktionen zu begünstigen. Dies liegt vermutlich an einer zunächst ablaufenden Autoinhibierung der Kupferionen.

### Druck

Die hohen Lastschwankungen der Windenergieanlagen rufen Druckschwankungen an den eingebauten Kompakttransformatoren hervor. Aus diesen Gründen wurde auch der Einfluss von Druck auf die Erzeugung von festen Alterungsprodukten analysiert. Anstelle mit dem Ausgleichsgefäß wurde dazu das Prüfgefäß mit einer Vakuumpumpe verbunden. Während der 200 h Beanspruchungsdauer wurde dann das Prüfgefäß abwechselnd auf rund 700 mbar evakuiert und dann wieder auf Normaldruck belüftet. **Bild 8** zeigt den Druck- und Teilentladungsverlauf über einen kleinen Zeitausschnitt.



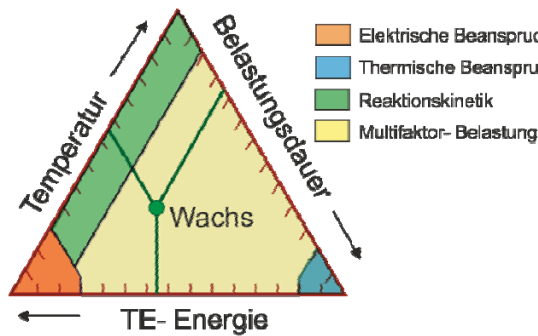
**Bild 8:** Auszug vom Druck- und Nachlaststromverlauf

Ersichtlich ist ein direkter Anstieg der Teilentladungsintensität nach der Evakuierung und Abschwächung nach der Belüftung. Bei dieser Messung wurde, bezogen auf die Teilentladungsenergie, mehr Wachs produziert als bei konstantem Druck. Dies verdeutlicht, dass die hermetisch verschlossenen Transformatoren durch ihre Druckschwankungen besonders gefährdet sind.

### Zusammenhang der Einflussfaktoren

Die zuvor beschriebenen Einflussgrößen können durch ein Dreieck schematisch veranschaulicht werden, was in **Bild 9** abgebildet ist. Die Seiten des Dreiecks bilden dabei die Temperatur, die Teilentladungsintensität sowie die Beanspruchungsdauer. Aufgeteilt in vier farblich gekennzeichnete Bereiche wird die jeweilige Wahrscheinlichkeit der Präsenz fester Alterungsprodukte verdeutlicht. Der gelbe Bereich charakterisiert die Multifaktor-Beanspruchung, sodass in diesem Gebiet eine Bildung wachsender Produkte wahrscheinlich ist. Während die anderen drei Bereiche eine rein thermische oder elektrische Belastung und eine geringe Beanspruchungsdauer kennzeichnen. In diesen liegt die Wahrscheinlichkeit der Präsenz fester Alterungsprodukte bei nahezu null.

## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren



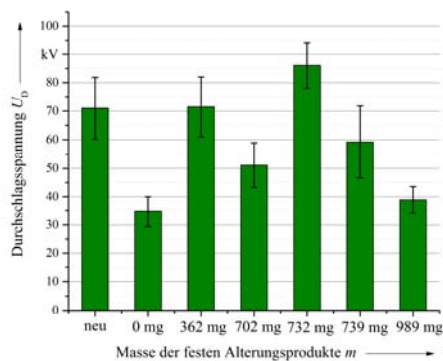
**Bild 9:** Schematische Zusammenfassung der Einflussgrößen auf die Wachs-Bildung

### Auswirkungen fester Alterungsprodukte

Nach der Beanspruchung werden die Auswirkungen der festen Ablagerungsprodukte in Hinblick auf die dielektrischen und elektrischen Eigenschaften der Isolierflüssigkeit untersucht. Schließlich werden über eine DGA-Analyse Indikatoren gesucht, die eine rechtzeitige Fehlererkennung des Isoliersystems des Transformators direkt bei oder nach der Bildung fester Alterungsprodukte ankündigen.

### Elektrische Eigenschaften

Gemäß der Prüfnorm IEC 60156 wurden die gealterten Isolierflüssigkeiten auf ihre elektrische Festigkeit geprüft. Mit einem Elektrodenabstand von 2,5 mm wurde dazu die angelegte Spannung mit einer Spannungssteigerung von 2 kV/s bis zum Durchschlag gesteigert. **Bild 10** repräsentiert die Messergebnisse am Beispiel von der synthetischen Esterflüssigkeit.



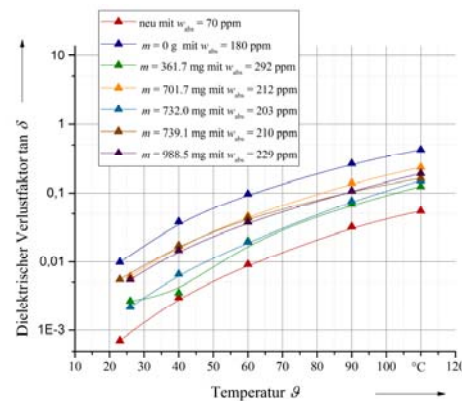
**Bild 10:** Durchschlagsspannungen des synt. Esters über der Masse der festen Alterungsprodukte

Die absoluten Wassergehalte der gealterten Isolierflüssigkeiten lagen bei dieser Messung in dem Bereich zwischen 180 und 290 ppm. Da ein synthetischer Ester ein Wasserlösungsvermögen von rund 2200 ppm aufweist, können die Durchschlagsspannungen mit diesen Wassergehalten gut miteinander verglichen werden. Erkennbar ist, dass Wachsbildung nicht zwangsweise zum Rückgang der elektrischen Festigkeit führt. Damit lässt sich kein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Masse der festen Alterungsprodukte zu der elektrischen Festigkeit feststellen. Hier sind jedoch weitere Untersuchungen notwendig, um dieses Phänomen zu verifizieren und zu verstehen.

### Dielektrische Eigenschaften

Über einen Temperaturbereich von 20 °C bis 110 °C wurden ebenfalls die dielektrischen Eigenschaften der gealterten Isolierflüssigkeiten gemessen, in Anlehnung an die Norm IEC 60247.

Aus den Resultaten, abgebildet in **Bild 11**, können ebenfalls keine eindeutigen Relationen zu der Masse der festen Alterungsprodukte abgeleitet werden. Auffallend ist zudem, dass einzig der dielektrische Verlustfaktor bei 90 °C der neuen Isolierflüssigkeit den Anforderungen der Norm entspricht.

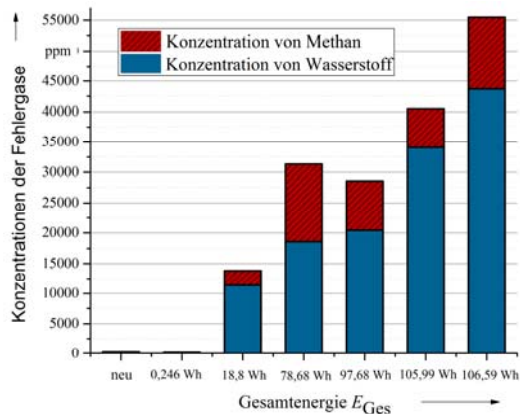


**Bild 11:** Dielektrischer Verlustfaktor des neuen und gealterten synthetischen Esters bei unterschiedlichen Temperaturen

### Gaschromatographische Analyse

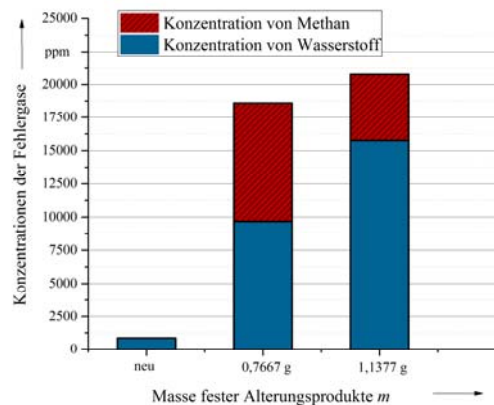
Zusätzlich wurden die Isolierflüssigkeiten auf in Öl gelöste Gase gemäß IEC 60567 untersucht. Hierbei ergaben sich hohe Konzentrationen von Wasserstoff und Methan. **Bild 12** zeigt, dass mit zunehmender Teilentladungintensität insbesondere die Konzentration von Wasserstoff zunimmt.

## Untersuchung der X-Wachsbildung in Transformatoren



**Bild 12:** Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse der synthetischen Esterflüssigkeit

Bei den Gasuntersuchungen von Silikon 1 fiel auf, dass sich das Verhältnis der Fehlgase mit zunehmender Wachsmenge verändert. Bei steigendem Gehalt an Wasserstoff sinkt der Methangehalt, veranschaulicht durch **Bild 13**. Dieser Zusammenhang könnte einen möglichen Indikator für die Generation wachsender Ablagerungen darstellen.



**Bild 13:** Ergebnisse der gaschromatografischen Analyse mit der Silikonflüssigkeit 1

### Zusammenfassung

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass verschiedene Einflussfaktoren die Bildung der festen Alterungsprodukte beeinflussen. Dazu zählen vor allem die Temperatur, Teilentladungsintensität und Beanspruchungsdauer. Gerade das Zusammenspiel dieser Einflussfaktoren beschleunigt die Generation der wachsenden Alterungsprodukte.

Auch der Druck ist von Bedeutung, da eine Verringerung des Drucks eine gesteigerte Teilentladungsintensität bewirkt.

Durch die besondere Auslegung von Kompakttransformatoren in Windenergieanlagen mit ihren geringeren Abmessungen und den hohen Lastschwankungen werden die oben genannten Einflüsse im Vergleich zu konventionellen Transformatoren verstärkt. Dadurch treten die wachstümlichen Alterungsprodukte insbesondere in Kompakttransformatoren auf.

Einen guten Indikator für die Bildung von X-Wachs gibt es bisher nicht. Wie gezeigt wurde, sind die Veränderungen der chemischen, elektrischen und dielektrischen Eigenschaften zu gering. Lediglich das Verhältnis von  $H_2$  zu  $CH_4$  bietet einen möglichen Ansatzpunkt.

Generell ist aber festzuhalten, dass sich beim Einsetzen der X-Wachs Bildung die dielektrischen und elektrischen Eigenschaften der Isolierflüssigkeit signifikant verschlechtern können, was ein weiteres Risiko bzgl. des Ausfalls dieser Transformatoren darstellt.

### Literatur

- 1] Bandaru, T. Asokan und S. "X-Wax formation in Transformer liquid dielectrics", Indien, 2005.
- 2] Tenbohlen, Stefan. "Das Alterungsverhalten verschiedener Esterflüssigkeiten für Leistungstransformatoren", Stuttgart, 2008.
- 3] Issouf Fofana, John Sabau, Amidou Betie. "Measurement of the Relative Free Radical Content of Insulation Oils of Petroleum Origin", Canada, 2015.

Autorenanschrift:

Leibniz Universität Hannover  
 Institut für Elektrische Energiesysteme  
 Moritz Kuhnke, M.Sc.  
 Callinstr. 25A  
 30167 Hannover  
 +49 511 762-2707  
 Kuhnke@ifes.uni-hannover.de



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# MOBIL GC

**ENERGY SUPPORT**  
Experts in providing mobile Solutions



## Portable Gas Chromatograph

The MOBIL GC's unique characteristic is its ability to function both under on-site conditions and also in the laboratory.

The Dissolved Gas Analysis allows early recognition of transformer defects and possible failures.

By observing the manufacturers' established service intervals and through use of the MOBIL GC unnecessary and substantial breakdown costs are minimized dramatically.

- State of the art technology – portable Gas Chromatograph
- Ideal for on-site measurements and also for Laboratories
- Available in different versions, with most sensitive detection up to 11 gases
- Fully automatic measurement procedure fully compliant to ASTM D3612 and IEC 60567
- Automatic sample injection – Measuring Total Gas Content
- High Sensitivity through Vacuum Degassing
- High Selectivity through Gas Chromatography
- Suitable for Acceptance- Service- and Routine tests - Direct analysis of Buchholz gases
- Easy Calibration with Peakmastergas, suitable for all Transformer oils
- Expert system for quick and easy conclusions – Evaluation according to: IEC 60599, Roger Ratios, Duval etc.
- Rugged case- waterproof for extreme environmental conditions

With this in mind, we organise our TLM Conference. 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](http://www.energy-support.de)

Energy Support GmbH · Sperberweg 47 · D-41468 Neuss  
T +49 (0)2131 40 39 60 7 · F +49 (0)2131 40 39 60 8 · [info@energy-support.de](mailto:info@energy-support.de)



# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

**ENERGY SUPPORT**  
Experts in providing mobile Solutions

## 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

### TOPTOGA

- 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](http://www.energy-support.de)

Energy Support GmbH · Sperberweg 47 · D-41468 Neuss  
T +49 (0)2131 40 39 60 7 · F +49 (0)2131 40 39 60 8 · info@energy-support.de



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# Engineering Solution High Voltage Systems

## Stationary High Voltage Test Systems for Power Transformers

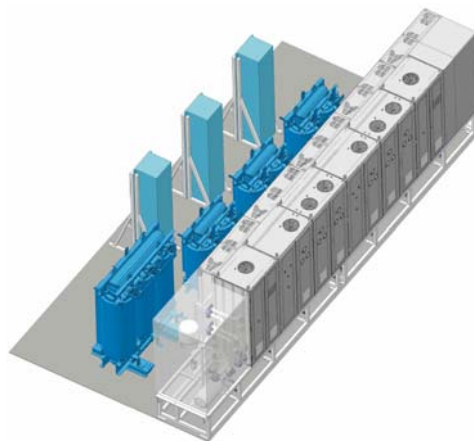
ABB's Transformer Service Center at Halle (Saale), Germany offers the complete ABB portfolio of Transformer High Voltage Testing Equipment.

- Mobile AC Test Equipment
- Mobile LI Test Equipment
- EPS - Electronic Power Supply based on inverter technology

### ABB Geschäftsbereich Transformatoren Transformatoren Service

Trafoweg 4  
06112 Halle, Deutschland  
Phone: +49 3455 686 0  
Fax: +49 3455 686 120  
E-Mail: [trafo-service.detfo@de.abb.com](mailto:trafo-service.detfo@de.abb.com)

[www.abb.com](http://www.abb.com)



Power and productivity  
for a better world™





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# Field Service We are going Offshore!

## Offshore Serviceeinsätze Montage und Inbetriebnahme von Neubau-Transformatoren

**Kompetenz an Land und auf See**  
**Service für Ihre Transformatoren: Überall und aus einer Hand!**

Die Service-Einheit der ABB Halle (Saale) hat acht Servicespezialisten mit Zertifikaten für Einsätze auf Windparkplattformen. Alle traforelevanten Serviceleistungen werden von uns auch Offshore ausgeführt.

### **ABB Geschäftsbereich Transformatoren** **Transformatoren Service**

Trafoweg 4  
06112 Halle, Deutschland  
Phone: +49 3455 686 0  
Fax: +49 3455 686 120  
E-Mail: trafo-service.detfo@de.abb.com

**[www.abb.com](http://www.abb.com)**



Power and productivity  
for a better world™







## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# 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](http://www.abb.de/transformatoren)



Power and productivity  
for a better world™





**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT  
CONFERENCE**

**Transformers**  
MAGAZINE

**Combined readership from nearly 190 countries**



**The only global publication  
for the **transformers industry****

Recognized communication services for the global transformers market

 [www.transformers-magazine.com](http://www.transformers-magazine.com)  [info@merit-media.com](mailto:info@merit-media.com)  +44 203 734 7469



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



Current affairs just  
got cooler

### Transformer oils

Keep a cool head when updating solutions for your transformer needs with the help of Nynas naphthenics. We offer the world's widest range of transformer oils, developed to handle just about every conceivable climate, design and operating condition.

[www.nynas.com/transformer-oils](http://www.nynas.com/transformer-oils)

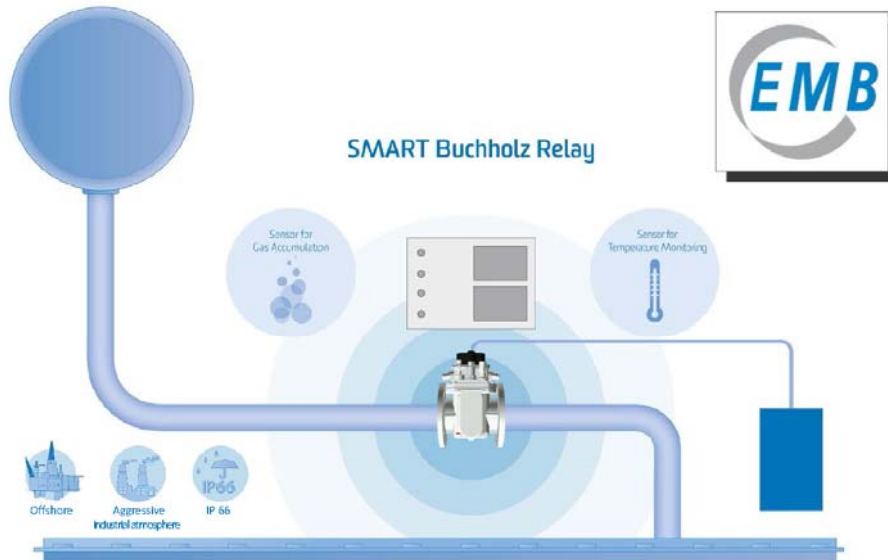
Visit our booth and listen to our presentation on the Transformer Life Management Conference 2016 in Königswinter.





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

+++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST +++ SAFETY FIRST+++



Seit mehr als 60 Jahren entwickelt, produziert und vertreibt die EMB GmbH am Standort Barleben Schutzausrüstungen und Zusatzgeräte für flüssigkeitsgekühlte Transformatoren.

Neue Ansprüche an die Sicherheit von Transformatoren stellen auch stetig neue Anforderungen an das Buchholzrelais, eines der wichtigsten Schutzeinrichtungen für Transformatoren.

### Das EMB SMART Buchholzrelais ist ausgerüstet mit:



- Kapazitivem Sensor (NM-Serie) für die Überwachung von Gasansammlungen
- 5 unabhängigen Kontakten
- Zweistufigen Warnsystem
- Temperatursensor für die Überwachung der Isolierflüssigkeitstemperatur im Buchholzrelais
- Separater Gasentnahme und Prüfung vor Ort mit dem neuen EMB Buchholzgas Tester BGT 4.0

### Die Atmungspufferbox G3B

- Signifikante Lebensdauererlängerung von Transformatoren
- Verzögerung des Alterungsprozesses der Feststoffisolation des Transformators
- Kein Eingriff in das Ölsystem während der Installation
- Leichte Zugänglichkeit in Bodennähe
- Optional mit zusätzlicher N<sub>2</sub>-Einspeisung erhältlich



Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH  
Otto-von-Guericke-Allee 12 • 39179 Barleben • Deutschland • Tel.: +49 39203 790 • Fax: +49 39203 5330 • info@emb-online.de  
www.emb-online.de • www.buchholzrelay.com



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

RWE International SE

# UNSER SERVICE FÜR IHREN TRAF0



Wir bieten Ihnen umfassende Serviceleistungen für Ihre Leistungstransformatoren. Profitieren Sie von unseren Erfahrungen in Betrieb und Instandhaltung einer umfangreichen Trafoflotte.

U. a. bieten wir Ihnen folgende Leistungen:

- > Trafotransporte inkl. Planung, Projektierung und Überwachung
- > Montageleistungen, z. B. bei Trafowechsel, Neuinbetriebnahme oder im Rahmen von Werkstattrevisionen
- > Instandhaltung, z. B. Zustandsbewertung, Inspektionen und Wartungen vor Ort
- > Instandsetzung vor Ort oder in unserer Großtrafowerkstatt
- > Ölbehandlung

Hierzu steht uns umfangreiches Equipment auch für den Vor-Ort-Service zur Verfügung wie z. B. ein mobiles Hochspannungsprüffeld, Ölaufbereitungs- und regenerierungsanlagen, Mess- und Diagnoseeinrichtungen. Unsere Transformatorspezialisten stehen Ihnen gerne für Anfragen zur Verfügung.

**RWE International SE**

Friedrichstraße 60  
57072 Siegen

T +49 271 584-2182

F +49 271 584-2447

E [netzservice@rwe.com](mailto:netzservice@rwe.com)

I [www.rwenetzservice.com](http://www.rwenetzservice.com)

## VORWEG GEHEN



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

# Outages Happen 24/7. So Should Monitoring.

### Vaisala Online Measurements for Transformers

- Dissolved Gas Analysis
- Hydrogen in oil
- Moisture in oil
- Temperature
- SF6 Density
- Dew point
- Pressure



### MHT410 Moisture, Hydrogen and Temperature Transmitter for Online Transformer Condition Monitoring

- Get reliable alerts of transformer fault situations
- Make educated maintenance decisions
- Minimize unexpected outages



### NEW Vaisala Optimus™ OPT100 DGA Monitor for Transformers

- Gives the best long-term stable measurements on the market –with no maintenance
- Out-of-the-box performance
- Completely eliminates false alarms

[www.vaisala.com/DGA](http://www.vaisala.com/DGA)





## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



### **InsuLogix® B Online Bushing Monitoring**

The InsuLogix® B is a cost-effective, software-oriented, continuous on-line monitoring system for monitoring relative power factor at operating voltage in high voltage capacitive bushings and/or HV current transformers.

The device acquires, analyses, and trends data pertaining to AC Insulation relative power factor of Bushings and/or HV current transformers.



### **InsuLogix® Vault Advanced transformer control & monitoring system**

InsuLogix® Vault is an advanced transformer control and monitoring platform designed to meet the evolving demands of power transformer operators.

The system uses WEIDMANN embedded Optimum Performance Monitoring Software™ (OPM™) that allows the operator to access the condition and performance of transformers during service.

#### MAKING YOUR TRANSFORMERS BETTER

##### YOUR RELIABLE SPECIALIST AND PARTNER FOR:

- Electrical Insulation Material and Insulation Systems in top quality for a wide range of applications
- Equipments and Accessories for the Transformer Industry
- Engineering, Expertise and Laboratory Services as well as Basic Research & Development

# WEIDMANN

**WEIDMANN** ELECTRICAL TECHNOLOGY AG  
Neue Jonastrasse 60, 8640 Rapperswil, Switzerland  
[www.weidmann-electrical.com](http://www.weidmann-electrical.com)

A Member of the **WICOR** Group



## TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE



# PUCARO



Entdecken Sie unsere leistungsstarken Produkte – gefertigt nach höchsten Qualitätsstandards und modernsten Anforderungen des Marktes. Lassen Sie sich von unseren Experten auf der Transformer Life Management Konferenz beraten.

Wir freuen uns auf Ihren Besuch.

**PUCARO ELEKTRO-ISOLIERSTOFFE GMBH**

Pucarostraße 1 | D-74255 Roigheim | [www.pucaro.de](http://www.pucaro.de)





# TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

## Eine Softwarelösung für das gesamte Netzwerk



**GRIDINSPECT®** bietet Echtzeitüberwachung aller Hochspannungsanlagen eines Energieerzeugers und Netzbetreibers an.

**QUALITROL.**  
Defining Reliability



### Zustandsüberwachung für **Transformatoren**

**Lebensdauerverlängerung und Reduzierung von Ausfallzeiten**

- 1 Wartungsfreier Luftentfeuchter STB
- 2 Online Gas-in-Öl Analyse (1-9Gase + Feuchte)
- 3 Temperaturüberwachung AKM OTI/WTI
- 4 Fiber Optic Temperaturüberwachung
- 5 Online Durchführungsüberwachung
- 6 Online UHF TE Messung
- 7 Ein- Auslasstemperatur von Kühlanlagen
- 8 OLTC Monitoring
- 9 Daten aus Leitsystemen
- 10 DGA Laboranalysen

### Zustandsüberwachung von **Leistungsschaltern und GIS Anlagen**

**Die nächste Generation der Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern und GIS Anlagen**

- 1 Online SF6-Gasdichteüberwachung
- 2 Online UHF TE Messung
- 3 Klartextfehler durch neuronales Netzwerk
- 4 Überwachung von Leistungsschaltern
- 5 Mobile UHF TE Messung
- 6 Drehwinkelbewegung
- 7 Spulenstromüberwachung
- 8 Kontaktbrand Berechnung
- 9 Hydraulikdrucküberwachung

### Zustandsüberwachung von **Generatoren und Elektromotoren**

**Reduzierung von Betriebskosten und Verminderung von ungeplanten Ausfällen**

- 1 Online TE Messung
- 2 Offline TE Messung
- 3 Flux Monitoring
- 4 Air Gap Messung
- 5 EL CID Messung

**GRIDINSPECT®**

Telefon: +49 66 45 - 548 955 00  
info@gridinspect.com  
www.gridinspect.com