

Goldspensoren



Silbersponsoren



TLM 2021

14. Transformer-Life-Management Konferenz



4. - 5. Oktober 2021

Dorint Hotel am

NÜRBURGRING

2 Workshops



Workshops:

PDS: Monitoring & Cloudlösungen in der Praxis -
Monitoring in Halbleiter Mega-Factories

MR: Digitale Lösungen für Asset Management von
Leistungstransformatoren



Nachdem die TLM 2020 auf Grund der Corona-Situation abgesagt werden musste, kann die TLM 2021 nun wieder wie gewohnt stattfinden. Im Mittelpunkt stehen zuverlässiger Transformatorbetrieb und optimierte Wartung, sowie effektive und effiziente Lösungen für lange Lebensdauer, hohe Betriebssicherheit, und reduzierte Wartungszeiten und Ausfälle von Transformatoren.



Die ca. 20 Referenten sind Betreiber, Hersteller und Entwickler, die gerne Ihre Erfahrungen teilen und Wissenschaftler, die den aktuellen Stand der Forschung im Bereich Diagnose und Materialforschung präsentieren. Themen sind unter anderem neue Isolierstoffe, Diagnoseverfahren und deren Interpretation, kontinuierliche Überwachung, Zustandsbewertung und Asset Management Methoden, aktuelle Entwicklungen im Energiesektor sowie Forschung und Entwicklung.



Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet zusätzlichen Raum für Diskussionen.

Zudem werden an beiden Tagen praxisnahe Workshops angeboten.

Themenblöcke

- **Trends infolge der Energiewende**
- **Neues aus Gremien und Normen**
- **Neue Produkte**
- **Zustandsdiagnose**
- **Asset Management**
- **Nachhaltigkeit**
- **Aktuelles aus Forschung und Entwicklung**



Sponsoren und Aussteller





Programm

Tag 1: Montag, 4. Oktober 2021

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

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

- ▶ **Begrüßung und Einführung**
Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)
- ▶ **Keynote: Aktuelle Anforderungen an den Service von Transformatoren und Drosseln – ein 360 Grad Blick**
Dr. Ralf Bergmann (Hitachi ABB Power Grids)
- ▶ **Energiewende: Chancen und Herausforderungen**
Dr.-Ing. Stephan Pöhler (TenneT TSO GmbH)
- ▶ **Erneuerbare Energien – Intelligente Netzintegration durch Längsspannungsregler**
Tobias Asshauer (Hitachi ABB Power Grids)
- ▶ **Messung und Ortung von Teilentladungen an einem 300 MVA Transformator – Überwachung des Betriebs mit Gas- und TE-Monitoring**
Christoph Engelen (OMICRON electronics GmbH)

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

14:30 - 15:15 Uhr: Workshops

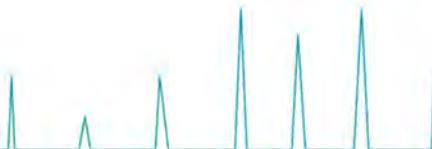
Raum A: Monitoring & Cloudlösungen in der Praxis - Monitoring in Halbleiter Mega-Factories (PDS)

Raum B: Digitale Lösungen für Asset Management von Leistungstransformatoren (MR)

15:30 - 17:15 Uhr: Themenblock II - DGA Monitoring

- ▶ **Things to consider when specifying an online DGA monitoring device**
Andreas Hilgers (Vaisala)
- ▶ **Von der Öl Analyse im Labor bis zum Multigassensor**
Holger Lohmeyer (Hitachi ABB Power Grids)
- ▶ **Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen**
Kristin Homeier (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)

Ab ca. 19:00 Uhr: Abendveranstaltung mit Rahmenprogramm





Programm

Tag 2: Dienstag, 5. Oktober 2021 Vormittag

8:15 - 9:45 Uhr: Themenblock III - Monitoring und Sensorik

- ▶ **Monitoring of Power Transformer via Cloud**
Dr. Detlef Hummes (Power Diagnostic Service Austria GmbH)
- ▶ **Direkte Messung und Überwachung der Hot-Spot Temperatur von Leistungstransformatoren**
Peter Kropmeier (FISO)
- ▶ **Innovative Sensorik zur Zustandsbewertung der Papierisolierung in Transformatoren**
Tobias Münster (TenneT TSO GmbH)

9:45 - 11:00 Uhr: Kaffeepause und Fachaussstellung

10:00 - 10:45 Uhr: Workshops

**Raum A: Monitoring & Cloudlösungen in der Praxis -
Monitoring in Halbleiter Mega-Factories (PDS)**

**Raum B: Digitale Lösungen für Asset Management von
Leistungstransformatoren (MR)**

11:00 - 12:30 Uhr: Themenblock IV - Asset Management

- ▶ **Die Aussagekraft diagnostischer Verfahren anhand von Fallbeispielen**
Sebastian Schreiter (HTWK Leipzig)
- ▶ **Effiziente Verknüpfung von Monitoringdaten und mittelfristiger
Lebenszyklusplan von Leistungstransformatoren**
Jan-Hendrik von Auer (GE)
- ▶ **Unterstützung der Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren
durch Nutzung eines graphenbasierten Wissensmanagements**
Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber (Hochschule Zittau/Görlitz)

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



Programm

Tag 2: Dienstag, 5. Oktober 2021 Nachmittag

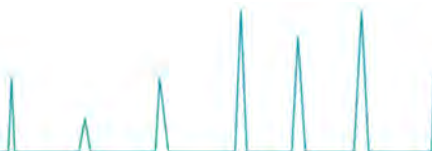
13:30 - 15:30 Uhr: Themenblock V - Spezielle Produkte

- ▶ **Tempeldrosseln, seit über 40 Jahren zuverlässig im Netz**
Guido Schulze (Hitachi ABB Power Grids)
- ▶ **Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren mit einer hohen mechanischen Belastbarkeit**
Javier Torres (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)
- ▶ **Praxisbeispiele und Erfahrungen zur Lebensdauererlängerung von Transformatoren mittels Filteranlagen im Onlinebetrieb**
Olaf Schmidt (Karberg und Hennemann) Wolfgang Sorgatz (Energy Support)
- ▶ **A Case for High Temperature Transformer Insulation**
Francis Fisher (Weidmann Electrical Technology AG)

15:30 - 15:45 Uhr: Abschluss

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

Ca. 15:45 Uhr: Ende der Konferenz





Workshops

Maschinenfabrik Reinhausen

Digitale Lösungen für Asset Management von Leistungstransformatoren



Das Asset Management steht vor komplexen Herausforderungen, wenn es darum geht, Transformatorenflotten mit hoher Zuverlässigkeit bei gleichzeitiger Erhöhung der Lebensdauer und Einhaltung eines bestimmten Finanzrahmens zu betreiben.

Entscheidungen sollten auf fundierten Kenntnissen über den technischen Zustand der Transformatoren und ihrer Komponenten beruhen. Datenbasierte Lösungen helfen dem Asset Manager die Anforderungen von ISO 55000 zu erfüllen und die Unternehmensziele zu erreichen.

Power Diagnostic Service

Monitoring & Cloudlösungen in der Praxis



Bei der Zustandsüberwachung von Transformatoren, Trockentransformatoren, Schaltanlagen, Hochspannungsgeneratoren und -motoren hat sich die Erfassung von Teilentladungen als effizientes Werkzeug erwiesen. Das Online-Monitoring von kritischen Betriebsmitteln kann somit einem ungeplanten Betriebsausfall vorbeugen. PDSimply bildet eine integrierte Datenerfassungseinheit zur Überwachung der Teilentladungen, welche mit unseren Sensoren zur Teilentladungsmessung gekoppelt werden. Die Daten können dabei sowohl auf einem lokalen Computer gespeichert oder aber zu einem integrierten Monitoring Server bzw. Cloud-Speicher übermittelt werden. Dies bietet eine 24/7 Überwachung von kritischen Betriebsmitteln, welche durch qualifiziertes Personal bedient und überwacht wird.

Anhang von einigen Fallbeispielen aus einem Pool von über 3.500 Monitoring-Einheiten und 15.000 Sensoren wird auf dem Workshop die Überwachung und Auswertung der Teilentladung von kritischen Elementen demonstriert.

Wissenschaftliche Tagungsleitung

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leiter des IfES und des Schering-Instituts



Prof. Werle has studied electrical engineering at the University of Hannover and made afterwards his PhD at the Schering-Institute in Hannover.

From 2003 to 2014 he was with ABB Transformer Service in different national and international positions especially in the field of power transformer diagnosis and testing. From 2010 to 2014 he was the general manager of the Transformer Service in Germany and responsible for the service workshops in Halle (Saale), Neusäss (close to Augsburg) and Nauen (close to Berlin) with over 200 employees. Since October 2014 he is the director of the Schering-Institute for High Voltage Engineering and Asset Management of the Leibniz University in Hannover.

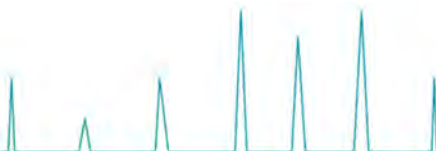
He is Member of the VDE, IEEE, DKE K 182 (Insulating Fluids) and active in CIGRÉ as liaison officer A2-IEC TC 10 (A2: Transformer; IEC TC 10: Fluids for electrotechnical applications), as well as in the Advisory Group AG A2.4 and in different CIGRÉ Working Groups. He is inventor of more than 20 patents and is author or co-author or more than 300 publications in the area of Asset Management, Condition Monitoring, Partial Discharge Diagnosis, Insulation fluids and High Voltage Testing.

Wissenschaftliche Tagungsleitung
Prof. Dr.-Ing. habil. Hossein Borsi
Schering-Institut, CTO DESC



Prof. Borsi has studied electrical engineering at the University of Hannover and received his PhD in high voltage engineering in 1976 and his *venia legendi* in 1979 from the University of Hannover, Germany.

In 1979 he started at Ferdowsi University of Mashhad, Iran at School of engineering, where he worked up to 1986 as professor for energy technique and dean of the School of engineering. He founded the transformer factory "Reza Transwerk" in Mashhad and was the technical director till 1985. Beside his work at the university he was appointed as scientific adviser of the minister of energy in Iran. Since 1987 he is working as professor and academic director at the University of Hannover in the field of high voltage engineering. He is a member of VDE, worked in different CIGRE Task Forces and national Working Groups for standardization. He is author and co-author of more than 350 scientific publications in different languages and co-author of three scientific books and holds more than 30 patent registrations. He has been working as an expert on different HV-apparatus and worked as an expert for failure cause analyses at large power transformers in different countries around the world.





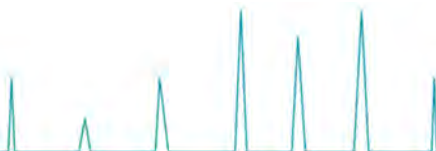
Dr. Ralf Bergmann

Hitachi ABB Power Grids



Berufliche Stationen:

- 2020- heute ABB Power Grids Germany AG, Halle
Geschäftsbereichsleiter Transformatorenservice Deutschland
- 2013 -2019 HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden
Geschäftsführer (06/2013-06/2019)
- 2003 -2013 HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden
Vertriebsleiter/Prokurist
- 2000 – 2003 Siemens AG, Erlangen
Projektleiter Vertrieb
Entwicklung und Vermarktung einer neuen Generation von
Hochspannungsgleichstromsystemen in VSC Technologie
- 1996 – 2000 Siemens AG, Berlin
Entwicklungsingenieur
Entwicklung der Schaltkammer von Hochspannungsleistungs-
schaltern





Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

TenneT TSO GmbH Bayreuth



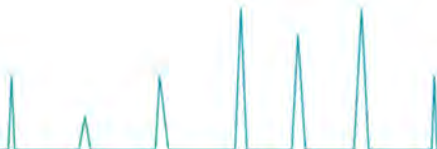
Stephan Pöhler studierte Elektrotechnik an der Universität Hannover mit dem Schwerpunkt ‚Elektrische Energieversorgung‘ und wurde 1989 am dortigen Schering-Institut für Hochspannungstechnik zum Doktor promoviert.

- 1989 **Siemens AG** Kabelwerk, Berlin
Entwicklung von VPE-Hochspannungskabeln und -garnituren
- 1994 The Furukawa Electric Co. Ltd., Tokyo
Manufacturing Technology Fellowship Program
- 1995 Technischer Vertrieb Hochspannungskabelanlagen

- 1998 **Pirelli Kabel und Systeme GmbH**, Berlin, Schwerin, Neustadt
Entwicklungsleiter

- 2000 **Siemens AG**, Erlangen - Leiter Business Excellence
- 2003 Segmentleitung AIS/GIS-Schaltanlagen Europa und GIL
- 2008 Leiter GIL und HS-Kabelgeschäft

- 2014 **TenneT TSO GmbH**, Bayreuth - Technical Consultant Asset Management, Asset Technology
- 2016 Ernennung zum Honorarprofessor der Leibniz Universität Hannover






Energiewende: Chancen und Herausforderungen







14. Transformer-Life-Management
Konferenz

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler,
TenneT TSO GmbH


Content



-  TenneT Facts & Figures
-  Grid Development Plan
-  Actual Measures
-  HVDC
-  Energy Island
-  Summary

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



2



TenneT Facts & Figures



Grid Development Plan



Actual Measures



HVDC



Energy Island



Summary

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



3

TenneT NL



The Netherlands



Facts & Figures 2021

Employees (internal+external)	2,827
Assets	EUR 7,790 billion
Total grid length	10,874 km
Transformer substations	335
Number of end-users	17 million

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



4



TenneT GER



Germany



Facts & Figures 2021

Employees (internal+external)	2,865
Assets	EUR 19,637 billion
Total grid length	12,992 km
Transformer substations	135
Number of end-users	25 million

NB: TenneT is one of the four German TSOs



TenneT Facts & Figures



Grid Development Plan



Actual Measures



HVDC



Energy Island



Summary





Scenario Framework Grid Development Plan 2035v21

Installierte Leistung [GW]

Energieträger	Referenz 2019	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
Sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Windenergie Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Windenergie Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Speicher- und Laufwasser	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
Sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



Source: NEP 2035 V2021_2

7

Scenario Framework Grid Development Plan 2035v21

Installierte Leistung [GW]

Energieträger	Referenz 2019	A 2035	B 2035	C 2035	B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
Sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
Summe konventionelle Erzeugung	100,1	61,2	57,7	62,0	57,4
Windenergie Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Windenergie Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Speicher- und Laufwasser	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
Sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Summe regenerative Erzeugung	124,2	233,4	249,0	260,6	269,7
Summe Erzeugung	224,3	294,6	306,7	322,6	327,1

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



Source: NEP 2035 V2021_2

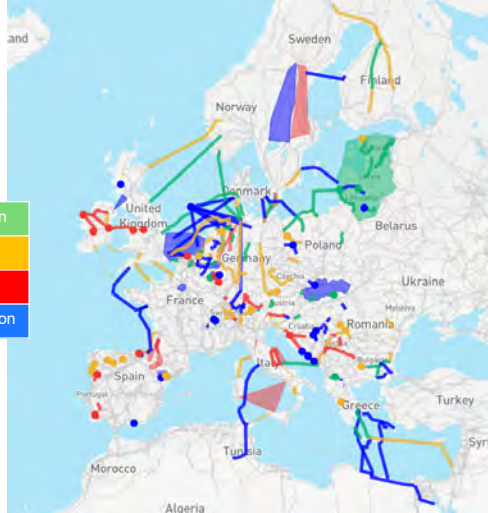
8



Ten Year Network Development Plan TYNDP



- Under construction
- In permitting
- Not yet permitted
- Under consideration



04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



Source: ENTSO-E 2021 9



TenneT Facts & Figures



Grid Development Plan



Actual Measures



HVDC



Energy Island



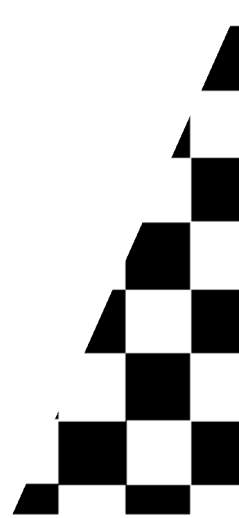
Summary

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



10



NOVA*

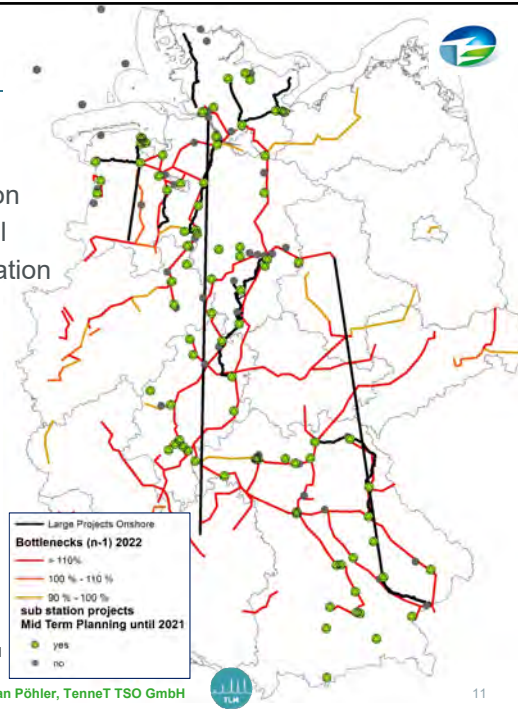
Expectations

- Energy transition
- Reinforcement of existing grid
- DLR
- HTLS
- Grid Booster

Extension
Renewal
Optimisation

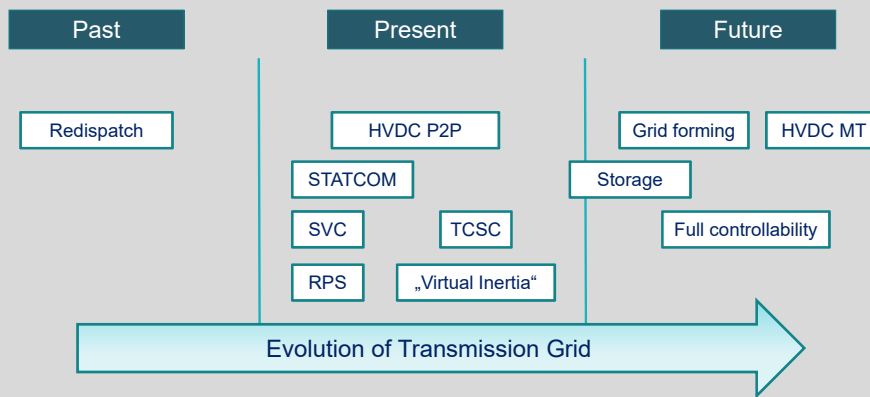
Challenges

- Security of Supply
- Outage time slots
- Permissions
- External resources



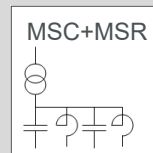
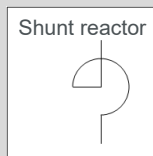
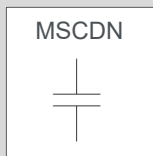
* Netz Optimierung vor Verstärkung und Ausbau

Transmission Grid Evolution

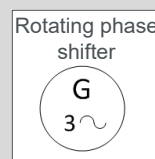
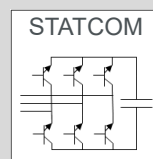
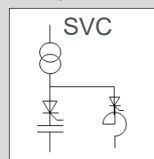
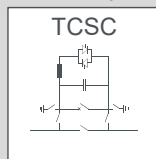


Tool Set of Flexible AC Transmission Systems (FACTS)

Static reactive power compensation

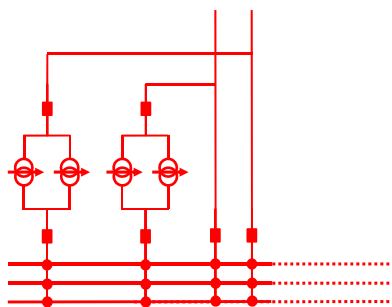


Dynamic reactive power compensation



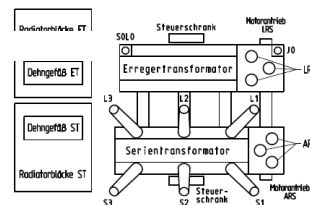
From step wise to steplessly variable

Phase Shifting Transformer

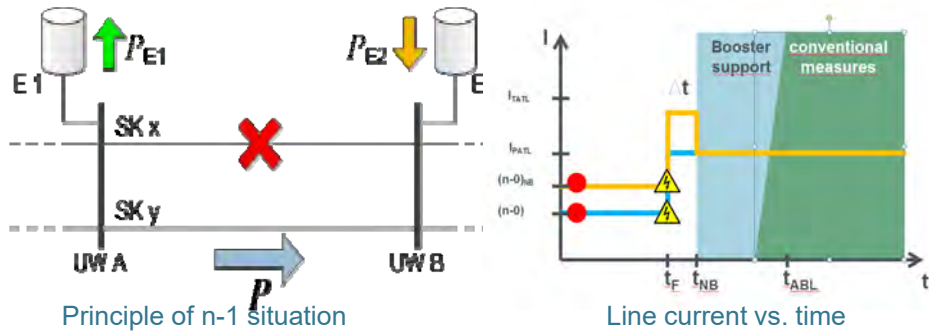


PST Configuration:

- 2 PST with 4000 A each
- OHL system incl. bypass switch
- Nom. Power 2x1420 MVA



Grid Booster



Rotating Phase Shifter



Set-up of a STATCOM Installation



Secondary Equipment

Cooling

VSC Stacks

VSC Reactors

Transformer

Source: ABB

04.10.2021 TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH 17

Thyristor Controlled Series Compensation



Reactor

Thyristor Bridge

Capacitor Bank

TCSC Earthing Switch

TCSC Circuit Breaker

TCSC Earthing Switch

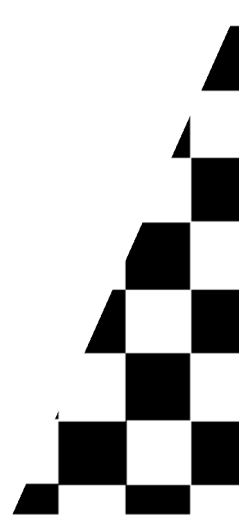
TCSC Disconnecter

Bypass disconnecter

TCSC Disconnecter

Source: ABB

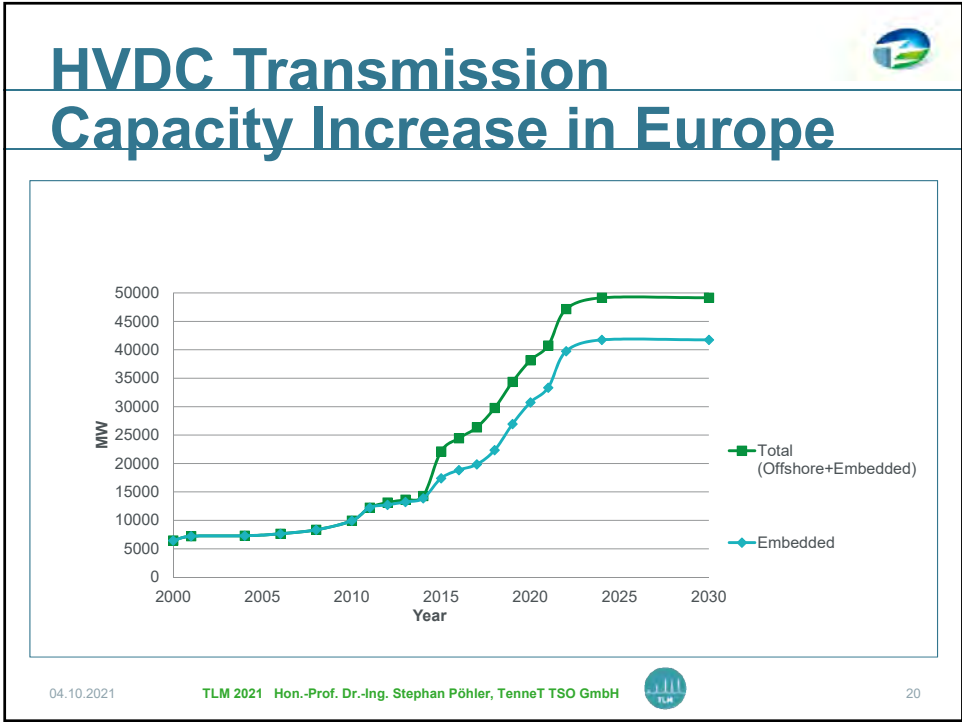
04.10.2021 TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH 18





04.10.2021 TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH 19

- TenneT Facts & Figures
- Grid Development Plan
- Actual Measures
- HVDC**
- Energy Island
- Summary



Netzentwicklungsplan Strom Startnetz 2035 V2021 (2. Entwurf)



2035 V2021 (2. Entwurf)



- | | |
|--|--|
| Verankerung (Stützpunkte und Umspannungseinheiten) | Inkonsistenz |
| in Bauplanungs- und Genehmigungsverfahren | vor der Realisierung |
| vor der Realisierung | in Bauplanungs- und Genehmigungsverfahren |
| Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz | Genehmigung nach Bundes-Immissionsschutzgesetz |
| genehmigt oder in Bau | genehmigt oder in Bau |
| realisiert | realisiert |
-
- | | |
|-----------|------------------------|
| Anlagen | Netzveränderung |
| AC 380 kV | Netz ausbau |
| AC 220 kV | Erweiterung und Ausbau |
| AC 110 kV | DC |
| DC | |

04.10.2021

TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH

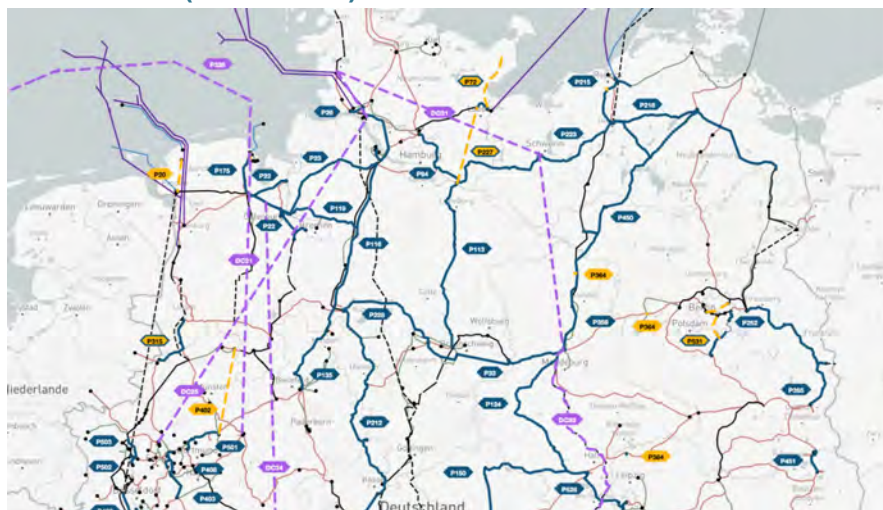


21

Netzentwicklungsplan Strom Ausschnitt 2035 V2021 (2. Entwurf) Szenario B 2040



2035 V2021 (2. Entwurf) Szenario B 2040



TLM 2021 Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler, TenneT TSO GmbH



22

DC-Multiterminal-Readiness für neue Projekte



DC-Multiterminal-Readiness

Eine **modulare, technische Vorplanung**, die eine (spätere) Integration von neuen DC-Abschnitten ermöglicht

- in ein DC-Multiterminal-System
- in einen DC-Hub



Ziele:

- **Flexibilität für spätere Planungen** zu erhalten
- schrittweise ein effizientes DC-Netz für den weiträumigen Energieaustausch aufzubauen (Europäischer Ansatz)



TenneT Facts & Figures



Grid Development Plan



Actual Measures



HVDC



Energy Island



Summary



Energy Island



- The energy island will comprise 6 km² of area
- Around 200 Mio. m³ sand have to be moved
- The cost estimation for civil works w/o infrastructure amounts to 1.5 bn EURO
- 30 GW of wind power may be connected
- All in all up to 15 HVDC converter stations with 2 GW each may be installed
- An interface to the existing pipeline-infrastructure may be envisaged



TenneT Facts & Figures



Grid Development Plan



Actual Measures



HVDC



Energy Island



Summary



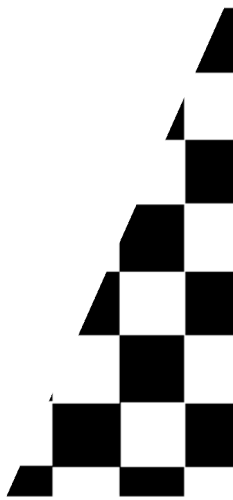


Summary

- Grid Enforcement requires a bundle of measures to cope with future demands
- Evolution of the Transmission Grid will take benefit of proven and new technologies
- HVDC Transmission Corridors will enable energy transport via long distances
- Off shore Wind will be one of the drivers of Energy Transition
- New topics such as Multi Terminal Grids are coming up



Thank you for your attention!





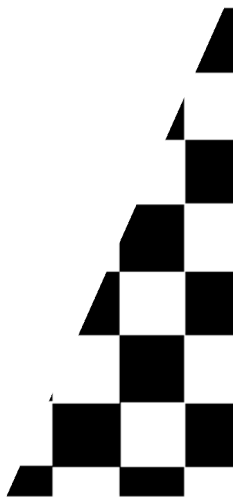
Disclaimer

This PowerPoint presentation is offered to you by TenneT TSO B.V. ('TenneT'). The content of the presentation – including all texts, images and audio fragments – is protected by copyright laws. No part of the content of the PowerPoint presentation may be copied, unless TenneT has expressly offered possibilities to do so, and no changes whatsoever may be made to the content. TenneT endeavours to ensure the provision of correct and up-to-date information, but makes no representations regarding correctness, accuracy or completeness.

TenneT declines any and all liability for any (alleged) damage arising from this PowerPoint presentation and for any consequences of activities undertaken on the strength of data or information contained therein.

TenneT is a leading European grid operator (Transmission System Operator (TSO)). We design, build, maintain and operate the high-voltage electricity grid in the Netherlands and large parts of Germany and facilitate the European energy market. We are committed to providing a secure and reliable supply of electricity, today and in the future, 24 hours a day, 365 days a year and to playing our role in driving the energy transition. We transport electricity over a network of approximately 23,500 kilometres of high-voltage connections, from wherever and however it's generated, to over 42 million end-users while keeping electricity supply and demand balanced at all times. With close to 5,000 employees, we achieve a turnover of 4.1 billion euros and a total asset value of EUR 23 billion. TenneT is one of the largest investors in national and international onshore and offshore electricity grids. TenneT makes every effort to meet the needs of society. This will require us all to take ownership, show courage and connect with each other.

www.tenneT.eu





Tobias Aßhauer

Hitachi ABB Power Grids



Tobias Aßhauer absolvierte 2001 die Fachausbildung zum Energieanlagen-elektroniker und studierte anschließend im Fachhochschulverband Südwestfalen, Standort Soest.

2005 schloss er erfolgreich sein Elektrotechnikstudium mit der Fachrichtung Energie- und Hochspannungstechnik ab.

Seit 2005 arbeitete er als Ingenieur für Transformatorenberechnung, Engineering Leiter am Standort Brilon sowie Standortleiter des Service Standorts Halle bei der ABB AG, Geschäftsbereich Transformatoren.

Herr Aßhauer ist seit 2017 am Standort Brilon für das Produktmarketing und die Geschäftsentwicklung von neuen Trockentransformatorprodukten verantwortlich.

Seit dem Übergang der ABB Netzsparte zur ABB Hitachi Powergrids leitet Herr Aßhauer ein europäisches Vertriebsteam für Trockentransformatorenprodukte und -Systeme sowie das Produktmarketing am Trafostandort Brilon, Deutschland.



Längsspannungsregler

Spannungsregelung in Netzsträngen mit starken dezentralen Erzeugern

Tobias Asshauer, Head of Productmarketing | Hitachi ABB Power Grids, Brilon, Deutschland

POWERING GOOD FOR SUSTAINABLE ENERGY

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi, Ltd. 2020. All rights reserved.

HITACHI ABB

Agenda

1. Unsere Herausforderung
2. Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung
3. Längsspannungsregler – zuverlässige Antwort auf Spannungsschwankungen
4. Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved.



Unsere Herausforderung

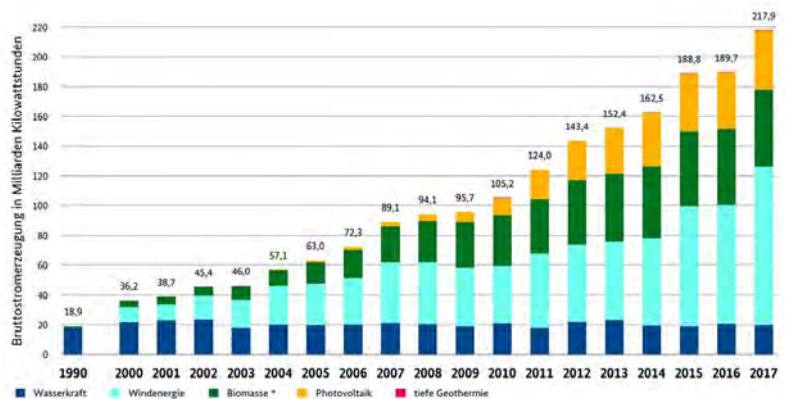
Unsere Herausforderung

Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland

Die stark zunehmende Erzeugung unseres Stromes aus erneuerbaren Ressourcen, insbesondere durch Wind und Photovoltaik, bewirkt eine Änderung der Struktur der elektrischen Energieversorgung.

So wird aus einem zentralisierten System mit wenigen großen Elektrizitätserzeugern ein System mit vielen kleinen Erzeugern, die direkt ins lokale Verteilnetz einspeisen.

Dadurch entstehen zum Teil starke Spannungsschwankungen, die die zugelassenen Abweichungen von der Nennspannung überschreiten. Oft muss dadurch die Einspeisung sogar begrenzt oder unterbrochen werden



* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Klär- und Deponiegas und dem biogenen Anteil des Abfalls, ab 2010 inkl. Klärschlamm, BMWI auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2018, Angaben vorläufig

* Quelle: BMWI 2020, URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>



Unsere Herausforderung

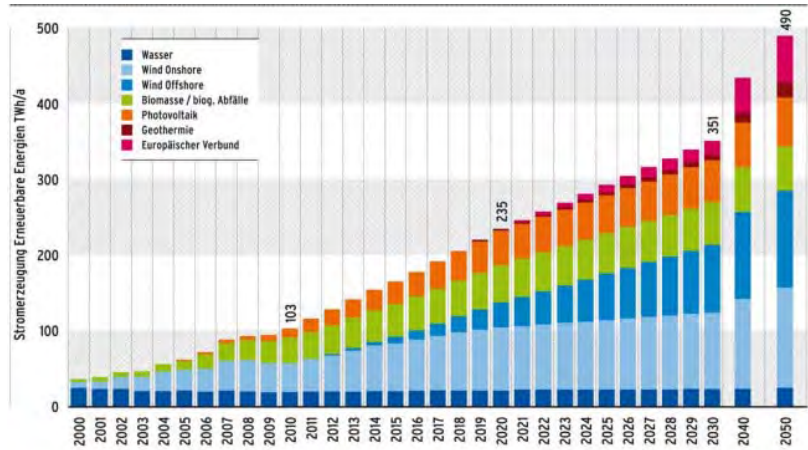
HITACHI ABB

Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland – Prognose 2050

Die stark zunehmende Erzeugung unseres Stromes aus erneuerbaren Ressourcen, insbesondere durch Wind und Photovoltaik, bewirkt eine Änderung der Struktur der elektrischen Energieversorgung.

So wird aus einem zentralisierten System mit wenigen großen Elektrizitätserzeugern ein System mit vielen kleinen Erzeugern, die direkt ins lokale Verteilnetz einspeisen.

Dadurch entstehen zum Teil starke Spannungsschwankungen, die die zugelassenen Abweichungen von der Nennspannung überschreiten. Oft muss dadurch die Einspeisung sogar begrenzt oder unterbrochen werden



Quelle: DLRI/WES/IFNE (2011), Szenario 2011 A

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

5

Unsere Herausforderung

HITACHI ABB

Die Lösung

Der Hitachi ABB Längsspannungsregler für das Mittelspannungsnetz löst dieses Problem durch eine „Booster/Feeder“-Technologie in Kombination mit mechanischen Schaltgeräten.

Die Verluste des Strangreglers sind minimal.

Der Regler ist mit leistungsstarken Hitachi ABB RESIBLOC® Transformatoren und weiteren ABB Komponenten versehen.

Er erfüllt höchste Umwelanforderungen.

Darüber hinaus löst die Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz oft gleichzeitig Spannungsprobleme in den unterlagerten Niederspannungsnetzen.



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

6



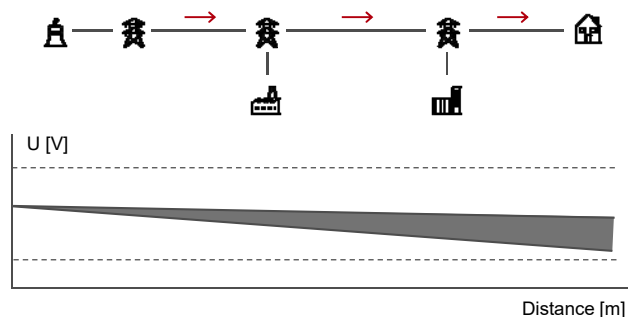
Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

Längsspannungsregler

Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

In den letzten zehn Jahren hat Europa einen beispiellosen Anstieg der Erzeugung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Sonnenenergie, erlebt.

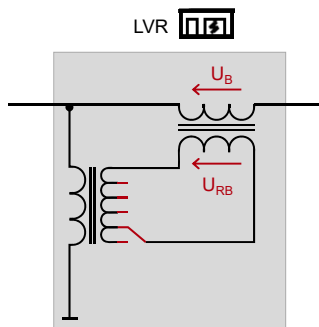
- Aufgrund der zentral erzeugten Energie war die Stromrichtung in der Vergangenheit unidirektional
- Das Netz wurde entsprechend der Min-Max-Last-Situation geplant, ausgelegt und geregelt
- Regelungen orientierten sich am Spannungsabfall entlang einer Versorgungsleitung



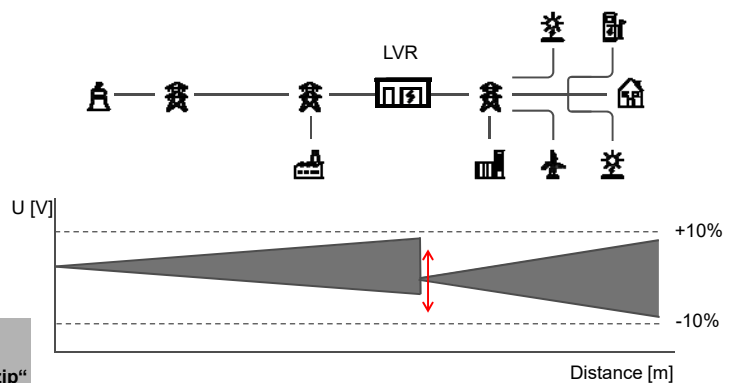


Längsspannungsregler – Zuverlässige Antwort auf Spannungsschwankungen

Längsspannungsregler



Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“

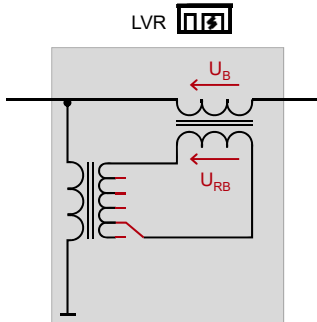




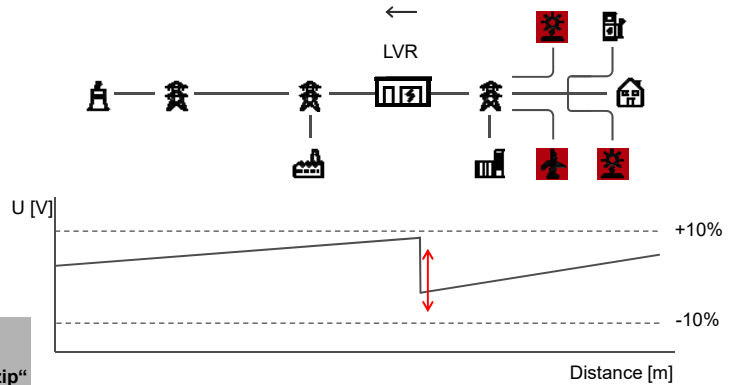
Längsspannungsregler

HITACHI ABB

Einspeisefall – Regelung reduziert die Spannung auf den vorgegebenen Sollwert



Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“



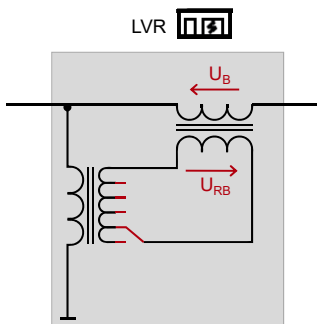
HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

13

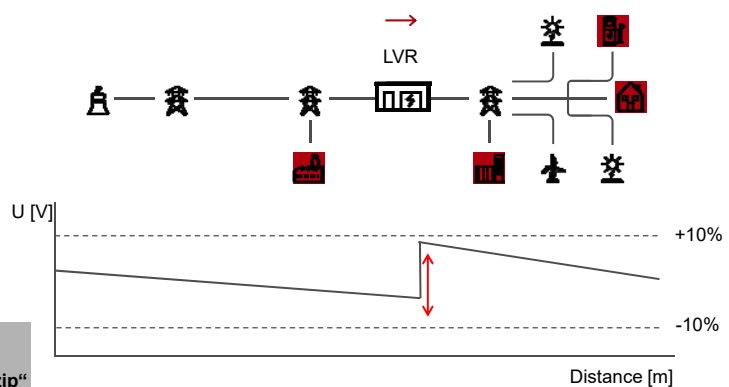
Längsspannungsregler

HITACHI ABB

Lastfall – Regelung stützt die Spannung auf den vorgegebenen Sollwert



Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

14



Längsspannungsregler

HITACHI ABB

Robust, effizient, wirtschaftlich, flexibel

Leistung	Bis zu 20 MVA
Spannung	bis zu 36 kV
Stufenschalter	Automatik OLTC Typisch 11 Schritte +/- 5x2% (+/-10%)
Energie Effizienz	Sehr hoch (>99.8%)
Digitalisierung	Über ABB RTU
Transformers	ABB RESIBLOC® DRY Type
Dimensionen	2,5m x 5,5m
Schutzkonzept	Keine Beeinflussung aufgrund der kleinen Längsimpedanz



HITACHI ABB POWER GRIDS

© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

15

Längsspannungsregler

HITACHI ABB

4 Hardware
Komponenten



HITACHI ABB POWER GRIDS

© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

16



Längsspannungsregler – Digitalisierung & Regelung

HITACHI ABB

Software Remote Control

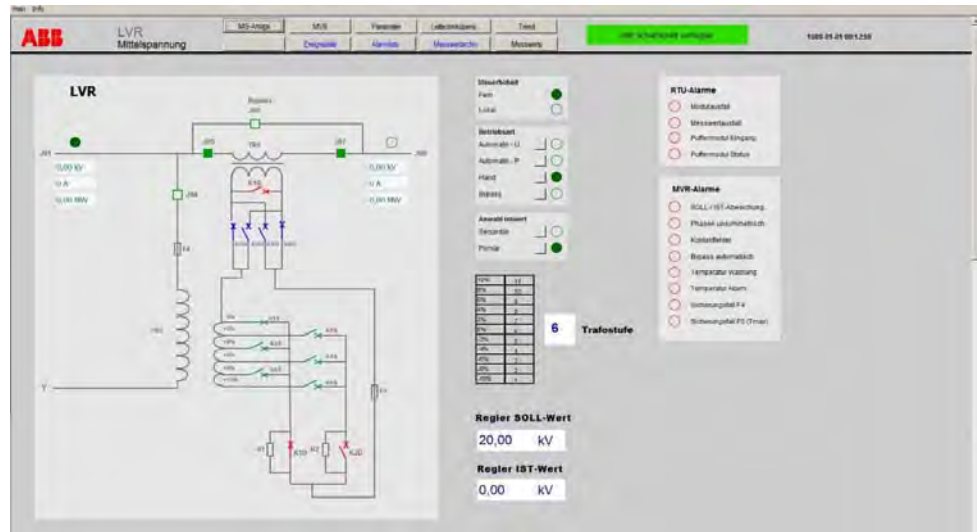
Visualisierung

Darstellung der Energieflussrichtung

Messung U, I, P

Einstellung Stufenspannung

Anzeige Messungen



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

17

Längsspannungsregler – Digitalisierung & Regelung

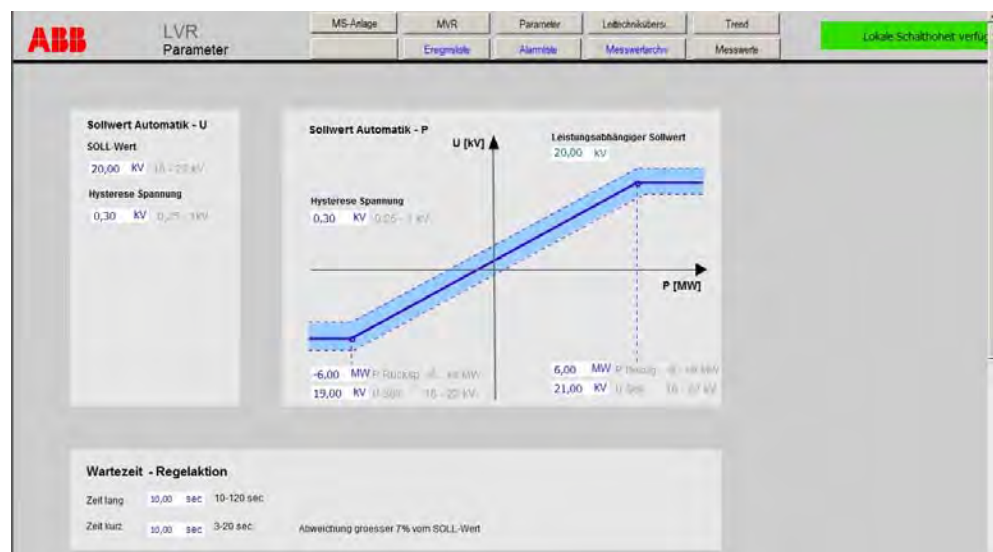
HITACHI ABB

Software und Visualisierung

Spannungsabhängige Sollwertsteuerung U

Leistungsabhängige Sollwertsteuerung P

Regelalgorithmen



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

18



Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage

Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage

Kriterien zur Begründung der LVR-Nutzung

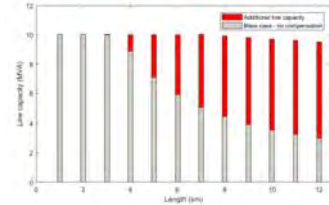
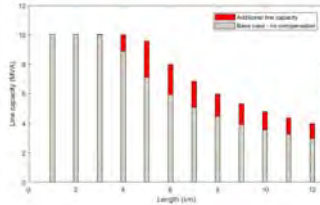
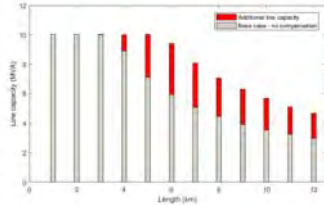
- Hohe Durchdringung von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz
- Räumliche Anordnung der Erzeugungseinheiten und ihrer Verbindungspunkte zum Netz
- Funktion der Blindleistungsregelung der Erzeugungseinheiten nicht ausreichend
- Einfluss der Länge der Mittelspannungsleitung





Längsspannungsregler

HITACHI ABB



Kabelverstärkung

- Leitungskapazität mit erhöhter Kabelgröße
- Bedeutende Investition
- Lange Realisierungsphase
- Am PV-Spot erhöhte sich die Kabelkapazität nur um ca. 50%

Aktives VAR Management

- Leitungskapazität mit aktiver var-Steuerung
- Eingebettet in die PV-Konverter
- Am PV-Spot erhöhte sich die Kabelkapazität um ca. 25%

Aktives Spannungsmanagement LVR

- Leitungskapazität mit LVR
- Retrofit, schnelle Umsetzung
- Spannung ist nicht mehr der limitierende Faktor, Kabel kann bis zur thermischen Grenze belastet werden

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

21

Kostenvergleich Netzausbau vs. Längsspannungsregler

HITACHI ABB

Investitionskosten Netzausbau für 10km Mittelspannung

Netzberechnung:	5k€
Genehmigungsverfahren/Dienstbarkeiten	30k€
Kabelinstallation (Feld&Waldweg) (70k€/km)	700k€
Kabelinstallation (Strasse, Bahnen, etc.)	1.200k€(120k€/km)
Inbetriebnahmekosten:	5k€
TOTAL	740k€ (1.240k€)

Investitionskosten Längsspannungsregler

Netzberechnung:	5k€
Reglerkosten:	260k€-320k€ (10kV 30kV)
Infrastrukturkosten für Schotterbett und Netzanschluss:	10k€
Inbetriebnahmekosten:	5k€
Total	280k€

Längsspannungsregler sind kostengünstiger Betriebsmittel im Vergleich zum unflexiblen Netzausbau

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

22



Referenz: Romande Energie

HITACHI ABB

Erster Längsspannungsregler in der Schweiz

- Romande Energie wandte sich 2016 an ABB Brilon, um einen 14-Megawatt-Netzspannungsregler zur Anpassung von Spannungsschwankungen zu installieren
- ABB Brilon lieferte und installierte den Netzspannungsregler erfolgreich in der Schweiz
- Tolle Erfahrungen und Erfolge bereits in Deutschland
- Intelligente, kostengünstige Lösung als Alternative zur herkömmlichen Netzwerkerweiterung



HITACHI ABB POWER GRIDS

© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

23

Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage

HITACHI ABB

Erfolgreiche Installation des LVRs

- Das Projekt wurde innerhalb von 4 Monaten realisiert
- LVR ist seit Mai 2017 in Betrieb und hat das Problem gelöst
- Der Sollwert für die Spannung ist $U = 21,0$ kV
- Die LVR-Ausgangsspannung bleibt konstant in einem Spannungsbereich von $\pm 1,2\%$



HITACHI ABB POWER GRIDS

© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

24



Referenz: BKW

HITACHI ABB

Erfolgreiche Installation des LVRs

- Hitachi Energy Brilon erhielt den Auftrag zur Lieferung eines 8-MV-Netzspannungsreglers für Mittelspannungsnetze
- Durch die besonderen Bedingungen wie Schnee- und Lawinengefahr am Aufstellungsort, musste ein extrem robustes und belastbares Gehäuse eingesetzt werden



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

25

Referenz: BKW

HITACHI ABB



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

26



Referenz: SÜC

HITACHI ABB



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

27

Referenz: Kreiswerke Main-Kinzig

HITACHI ABB



HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

28



Referenz: Vara Energi

HITACHI ABB

Erfolgreiche Installation des LVRs

Power	125 kVA
Voltage	420/230 V
Tap changer	OLTC
Tappings	11 step $\pm 5 \times 1.2\%$
Energy eff	>99,5%
Controlling	ABB RTU 520
Protocol	IEC 608705-101, 608705-104, 61850



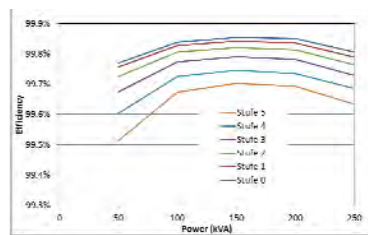
HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

Niederspannungslängsregler

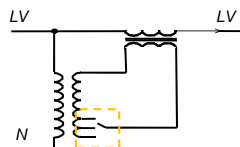
HITACHI ABB



Feeder (mit Wasserhähnen) / Booster-Transformatoren
 Niederspannungsschütze zum Schalten (3M-Betrieb)
 RTU 540 zur Steuerung
 Eingehende / ausgehende abgesicherte Trennschalter
 Bypass-Schalter



Effizienz (250kVA)



LV-LVR-Installation neben dem Masttransformator



HITACHI **ABB**

**Vielen Dank für die
Aufmerksamkeit!**

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

31

HITACHI **ABB**

POWERING GOOD FOR SUSTAINABLE ENERGY

HITACHI ABB POWER GRIDS
© Hitachi ABB Power Grids 2020. All rights reserved

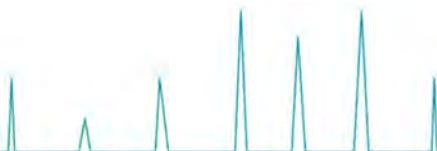


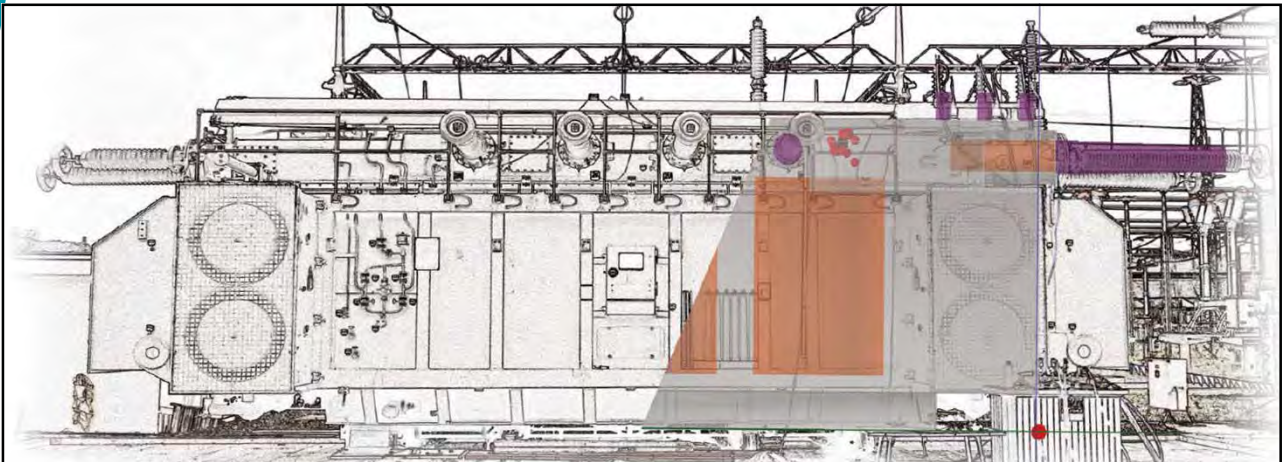
Christoph Engelen

Omicron electronics GmbH



Christoph Engelen absolvierte ein Studium der Elektrotechnik (B.Sc und M.Sc) an der RWTH Aachen von 2008 – 2013. In seiner Abschlussarbeit untersuchte er die Temperaturentwicklung in Mittelspannungstransformatoren und die daraus resultierenden Alterungserscheinungen. Anschließend war er bei OMICRON electronics als Applikations Ingenieur mit der Diagnose und Befundung von Leistungstransformatoren und rotierenden elektrischen Maschinen betraut. Von 2017 an konzentrierte er sich auf die Diagnose von Mittelspannungstrockentransformatoren mittels Teilentladungsdagnostik. Seit 2020 ist er als Produktmanager im Bereich der Leistungstransformatordiagnostik tätig. Er ist Mitglied im VDE und der CIGRE.





TLM 2021

Messung und Ortung von Teilentladungen an einem 300 MVA Transformator

Michael Krüger, Udo Ranninger, Christoph Engelen



1

Motivation

- ▶ Transformator wurde gebraucht gekauft
- ▶ Diagnosemessungen vor dem Transport
- ▶ DGA Ergebnisse ebenfalls unauffällig
- ▶ Durchführung für den Transport demontiert
- ▶ TE-Messung nach Transport, um auszuschließen, dass sich Luftblasen in den Durchführungsdomen befinden



2



▶ Kenndaten und Prüfaufbau

▶ Kenndaten

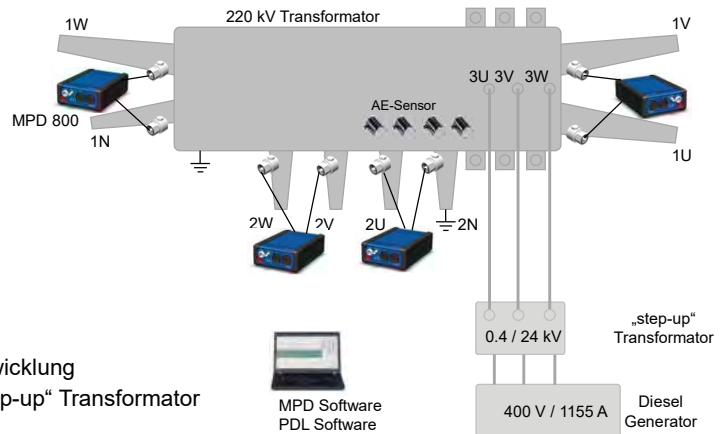
- ▶ 220 / 110 / 21 kV
- ▶ 300 MVA
- ▶ YNyn0d5
- ▶ Baujahr 1993

▶ Ort

- ▶ Österreich

▶ Prüfaufbau

- ▶ Induzierte Spannungsprüfung über Tertiärwicklung
- ▶ Einspeisung über Dieselgenerator und „step-up“ Transformator
- ▶ 8-Kanaliges TE-Messsystem
- ▶ Auskopplung über Messanschlüsse der Durchführungen



3

▶ Kalibrierung

▶ Messfrequenz nach IEC 60270

- ▶ $f_c = 400 \text{ kHz}$, $\Delta f = 600 \text{ kHz}$

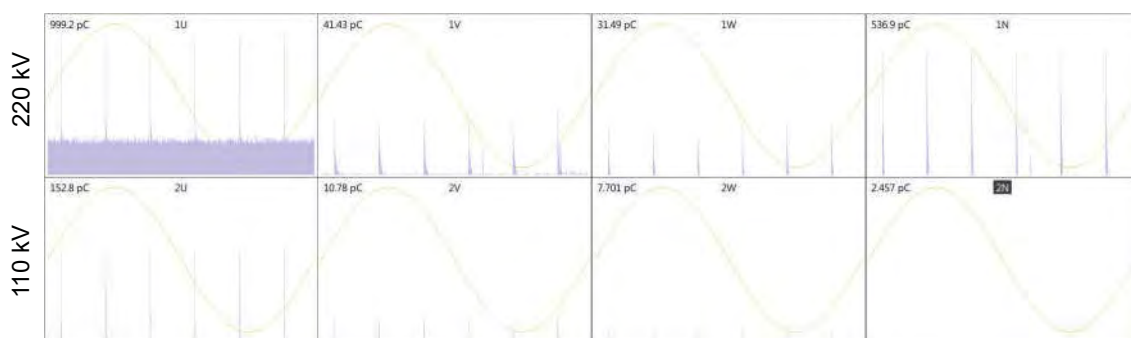
▶ TE Kalibrierungsmatrix

▶ Spannungskalibrierung

- ▶ Eingabe der C1-Kapazität in SW ausreichend

	1U	1V	1W	1N	2U	2V	2W
1U	1000	42	32	537	153	11	7,8
1V	34	1005	28	510	8	142	7
1W	31	30	1003	503	7,3	9,1	153
1N	82	83	76	1042	21	24	19,4
2U	243	14	12	223	1000	30	10
2V	12,3	250	12,3	232	17,4	996	16,4
2W	11,2	13	263	216	8,6	17,7	1000

Kalibrierungsmatrix



PRPD der Kalibrierung

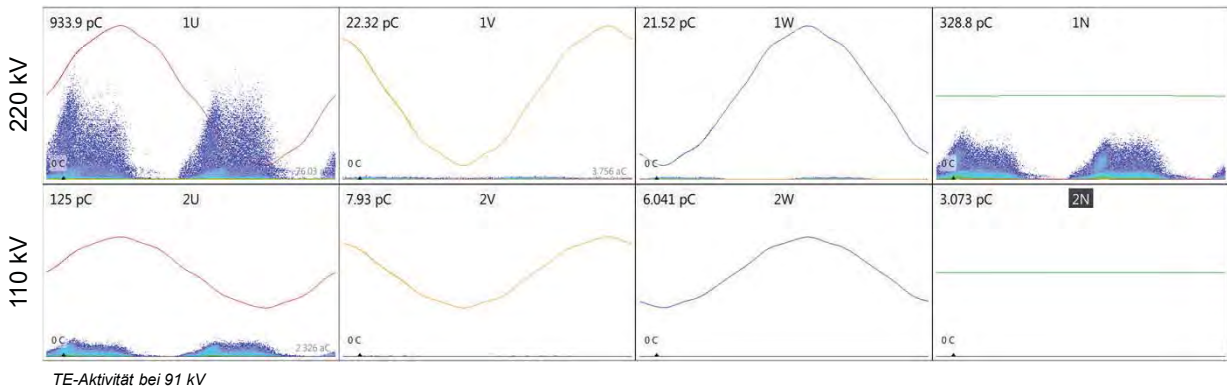


4



TE-Aktivität bei 0,72 x Un

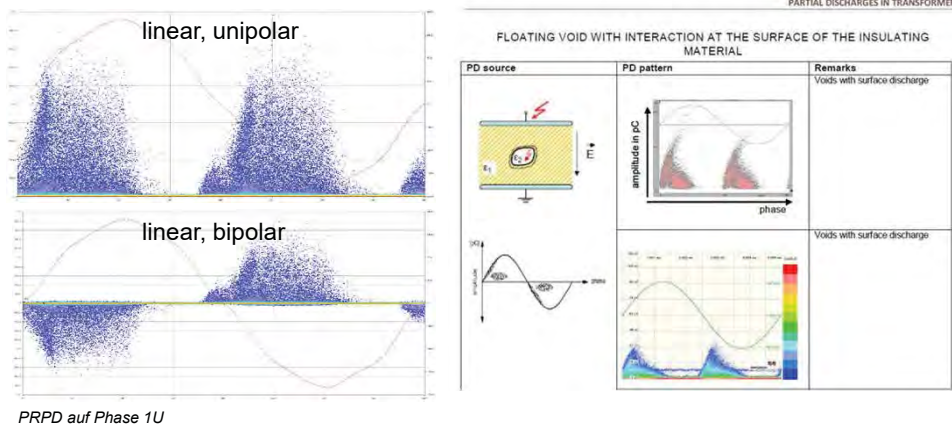
- TE-Aktivität bei einer Prüfspannung von 0.72 x Un (91 kV)
 - 1 nC Entladungen auf Phase 1U und Übersprechen auf andere Kanäle



5

Bewertung der TE-Aktivität

- TE auf Phase 1U bei 0.72 x Un (91 kV)
- Vergleich der TE-Muster mit Literaturbeispielen (z.B. Cigré Guide 676 – Partial Discharges in Transformers)



6

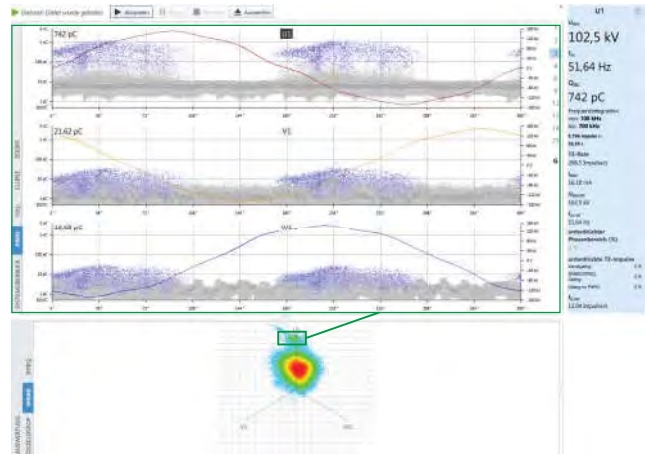


► Bewertung der TE-Aktivität

- Große Ähnlichkeit von Kalibrator und TE-Signal im Zeit- und Frequenzbereich
- TE-Signal zeigt gleiches Verhalten bzgl. Übersprechen auf anderen Kanäle

	1U	1V	1W	1N	2U	2V
PD 1U [%] @ 100 kV	100	3,33	2,31	44,03	16,29	0,87
PD 1U [%] @ 100 kV	100	5,05	2,56	56,68	19,42	1,03
PD 1U [%] @ 83 kV	100	4,61	4,38	48,04	14,81	1,12
PD 1U [%] @ 83 kV	100	4,62	4,90	45,94	13,87	1,23
Average PD 1U [%]	100	4,61	3,47	46,99	15,55	1,08
CAL Impulse 1U [%]	100	4,20	3,20	53,70	15,30	1,10

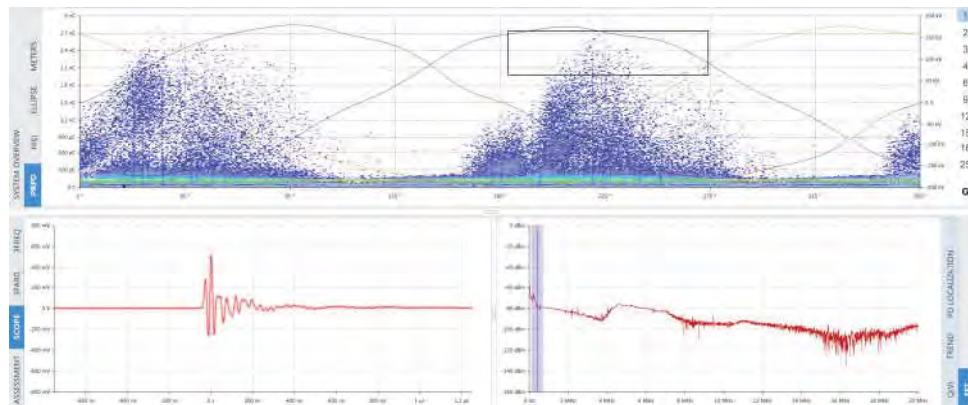
Vergleich der Kalibrierung mit realen TE-Amplituden



7

► Bewertung der TE-Aktivität – Zeitsignal

- Auswahl einzelner TE-Impulse mittels *Window-Trigger*
- Analyse der Impulsform und des Frequenzbereichs (FFT) möglich



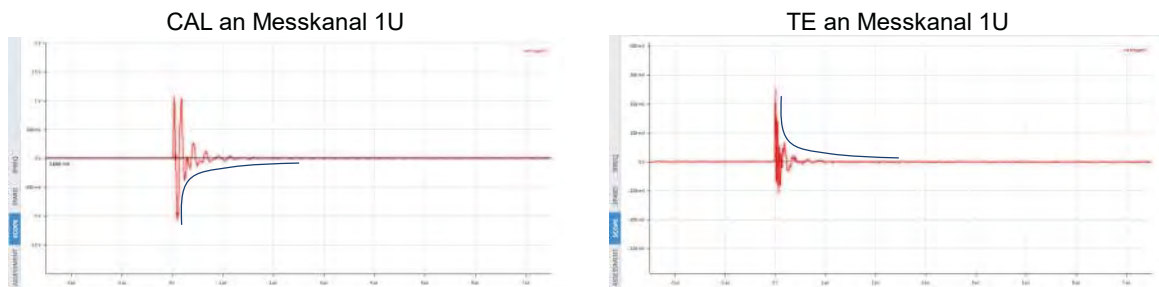
Window-Trigger mit entsprechendem Impuls im Zeit- und Frequenzbereich



8

► Bewertung der TE-Aktivität – Zeitsignal

- Vergleich von Kalibrator-Impuls und TE-Impuls auf Phase 1U
- Hochfrequenz-Impuls mit geringen Oszillationen
- Deutet auf kurze Laufzeit durch das Prüfobjekt hin
- **Vermutung:** TE-Quelle nah an Messkanal 1U. Durchführungsanschluss mögliche Quelle.
- **Nächster Schritt:** Akustische TE-Ortung



Vergleich der Impulsform von Kalibrator- und TE-Impuls

► Akustische TE-Ortung

- Piezo-elektrische Sensoren werden auf der Kesselwand befestigt
- Transformatorgeometrie und Sensorpositionen in Software nachgebildet
- Triangulation der TE-Quelle über Laufzeitberechnungen
- Zwei PDL 650 System im Einsatz
 - 8 piezo-elektrische Sensoren
- Sensorpositionen basierend auf TE-Ergebnissen gewählt
- Elektrischer *Trigger* über TE-Messsystem





▶ Akustische TE-Ortung

- ▶ Transformatormodell, Sensorpositionierung und akustische Signalverläufe



Ergebnis der TE-Ortung in der PDL Software

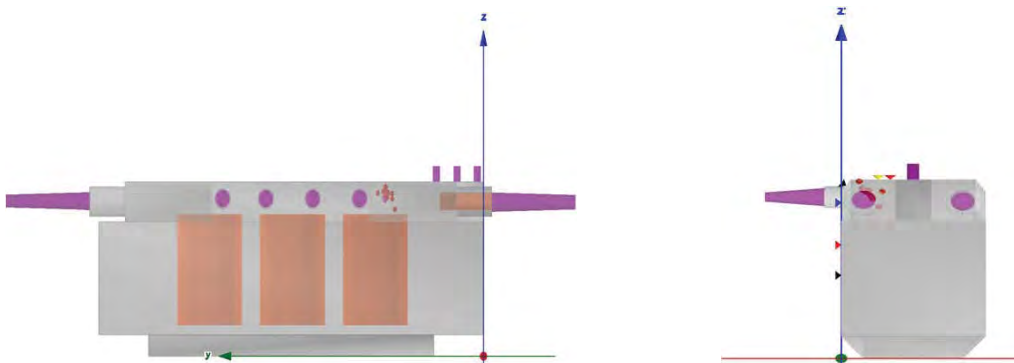
© OMICRON



11

▶ Akustische TE-Ortung

- ▶ TE-Quelle nahe der Wicklungsausleitung auf 1U indentifiziert
- ▶ Durchführung selbst scheint nicht betroffen zu sein
- ▶ Empfehlung des Herstellers: Online TE- und DGA-Messungen



Ergebnisse der TE-Ortung. Links: Seitenansicht, rechts: Frontansicht

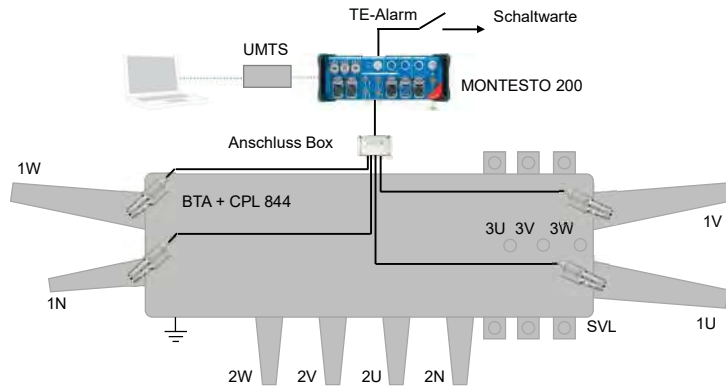
© OMICRON



12

Temporäres TE-Monitoring System

- ▶ Messsystem **MONTESTO 200** mit integriertem IPC und 4 TE-Messkanälen installiert
- ▶ Alle 220 kV Durchführung werden mit Messimpedanzen am Messanschluss ausgerüstet
- ▶ Kundenspezifische Lösung:
 - ▷ UMTS Modem für Fernzugriff
 - ▷ Signal in Schaltwarte, falls definierte TE-Grenzwerte überschritten werden



Temporäres TE-Monitoring System



MONTESTO 200

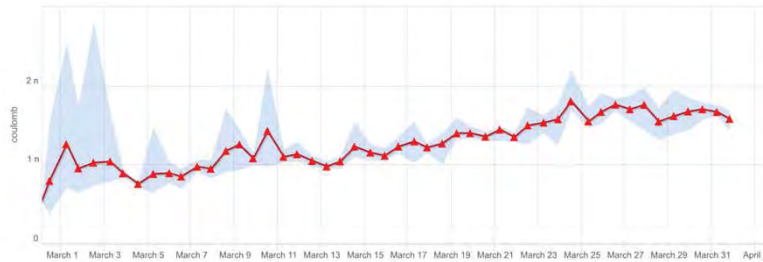
Anschluss Box

UMTS Modem
TE-Alarm



Temporäres TE-Monitoring - Trendentwicklung

- ▶ Stabiler TE-Pegel in den ersten zwei Monaten (Januar / Februar)
 - ▷ ca. 500 pC auf Phase 1U
- ▶ Anschließend steigender TE-Pegel
 - ▷ Stabilisiert bei ca. 1500 pC
- ▶ Zusätzliche TE-Quelle auf Phase 1V nach vier Monaten Betrieb
 - ▷ Steigender Trend für 3 Monate
 - ▷ Stabilisiert bei ca. 2000 pC



TE-Pegel Entwicklung auf Phase 1U im März

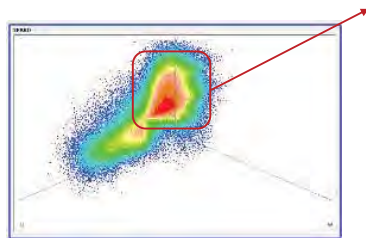
© OMICRON



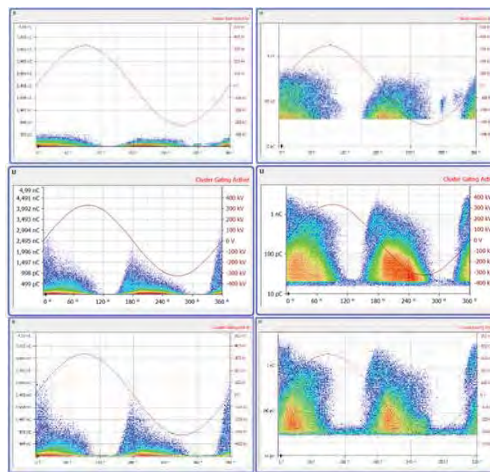
15

Temporäres TE-Monitoring - Trendentwicklung

- ▶ Entwicklung des TE-Pegels auf Phase 1U
 - ▷ Bei Inbetriebnahme ca. 500 pC
 - ▷ Anstieg innerhalb eines Monats auf ca. 1500 pC
 - ▷ Seitdem stabiler Pegel



3PARD



29. Februar

27. März

03. Juni

PRPD Linear

PRPD Log

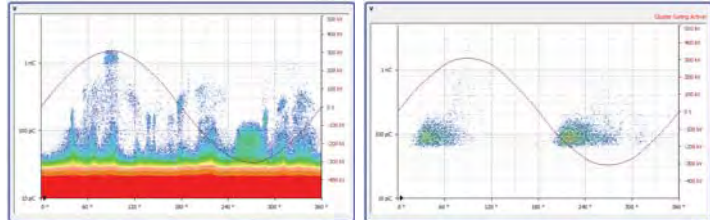


16



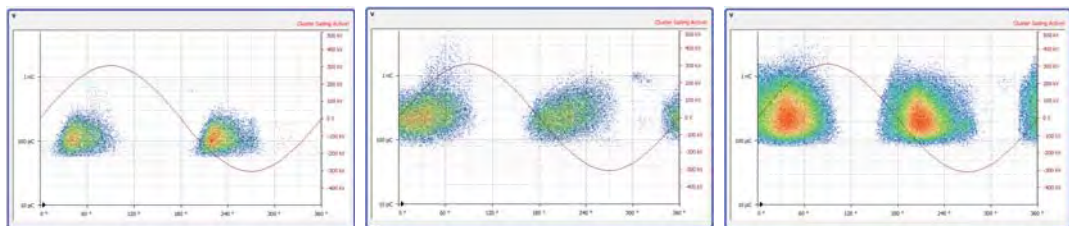
Temporäres TE-Monitoring - Trendentwicklung

- Entwicklung des TE-Pegels auf Phase 1V
 - Erste Entladungen Ende März, ca. 100 pC
 - Anstieg auf ca. 1500 pC innerhalb von 3 Monaten
 - Seitdem stabiler Pegel



29. Februar
(ungefiltert, nur Störungen)

27. März



21. April

08. Mai

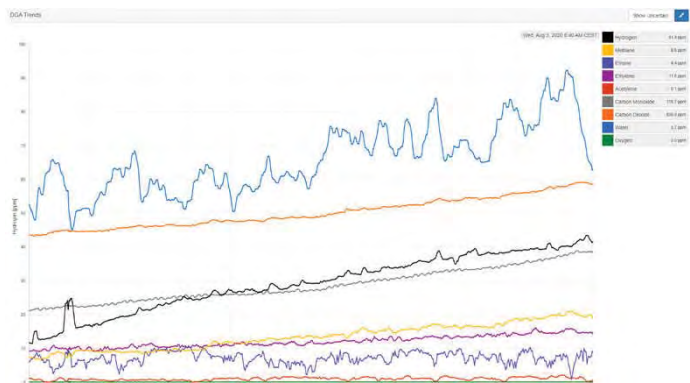
03. Juni



17

DGA - Monitoring

- Keine Anzeichen von Teilentladungen vor und nach dem Transport durch DGA
- Leichter Anstieg von Wasserstoff nach der Inbetriebnahme
- Gesamtmenge gelöster Gase zu niedrig für zuverlässige Auswertung nach IEC 60599
- Lokale Entladungen in Feststoffisolation führen ggfs. nur zu geringem Anstieg gelöster Gase



Entwicklung der DGA Messwerte zwischen Mai und August

© OMICRON

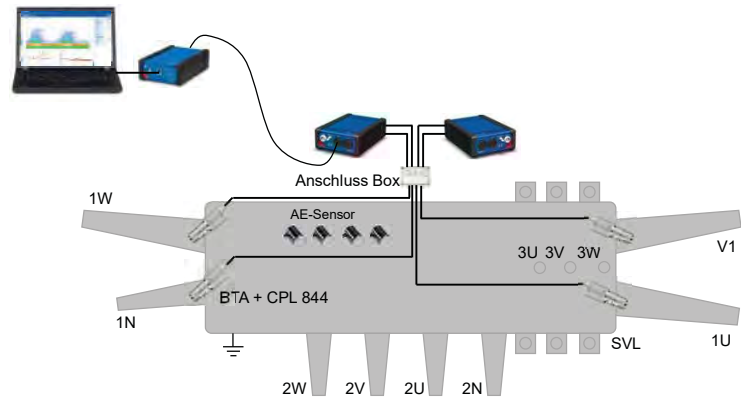


18



▶ Online Akustische TE-Ortung

- ▶ Analyse und Ortung des neu entstandenen TE-Musters auf Phase V
- ▶ Transformator muss nicht vom Netz getrennt werden
- ▶ MPD 800 System wird an die Anschlussbox des temporären Monitoring Systems angeschlossen
- ▶ PDL 650 eingesetzt zur akustischen TE-Ortung

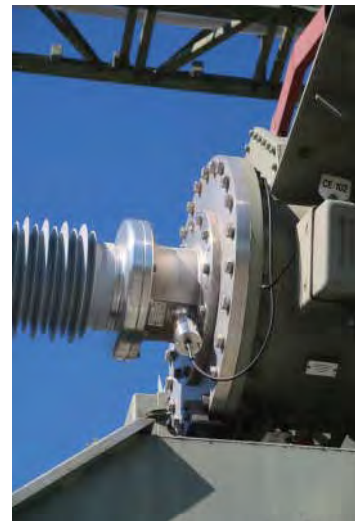


© OMICRON



19

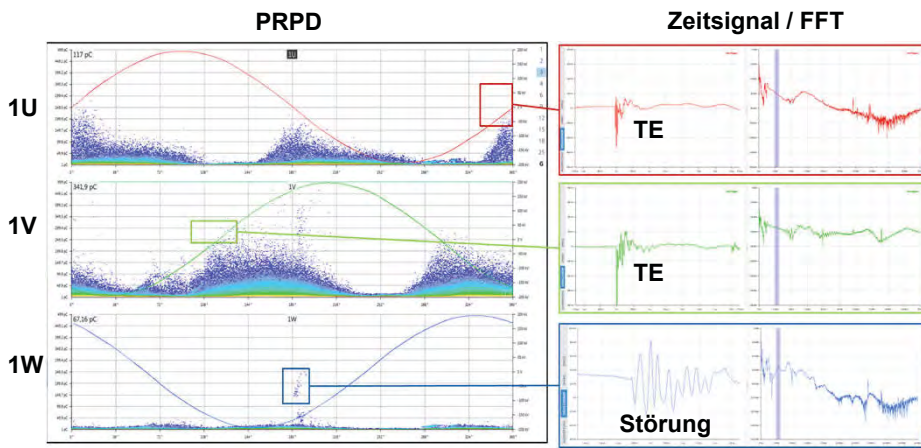
▶ Online Akustische TE-Ortung



20

► Vergleich der Impulsformen im Zeitbereich

- Vergleich der Impulsformen auf Phase 1U und 1V
- Window-Trigger als elektrischer Trigger für die akustische Ortung



PRPD und Signalformen aller drei Phasen; TE-Aktivität auf Phase 1U und 1V ersichtlich

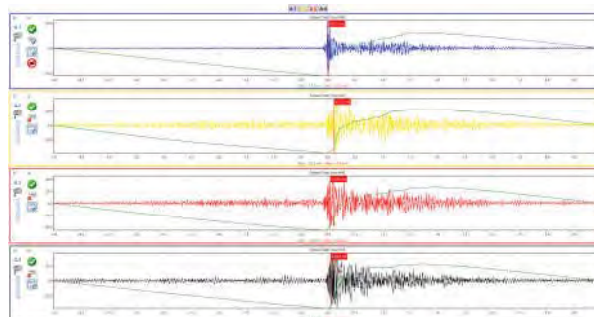
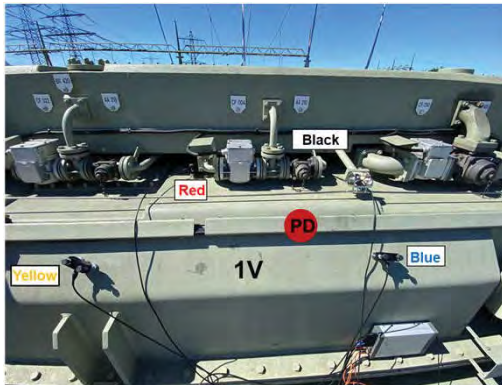
© OMICRON

OMICRON

21

► Online Akustische TE-Ortung

- Die Phasen 1U und 1V zeigen ähnliche TE-Muster
- Impulsform und FFT auf beiden Phasen vergleichbar
- Akustische Ortung deutet auf Entladungen an Wicklungsausleitung an 1V hin
- **Schlussfolgerung:** Phase 1U und 1V weisen beide ähnliche TE-Quellen an Wicklungsausleitung auf



Ergebnisse der akustischen TE-Ortung. Rechts: Vermutete Position der TE-Quelle, links: Rohsignale der piezo-elektrischen Sensoren

OMICRON

22



► Zusammenfassung

- Zusammenspiel von TE-Messung, Lokalisierung und Trendüberwachung zur detaillierten Bewertung der TE-Aktivität
- TE-Aktivität wurde frühzeitig erkannt, bevor erste Anzeichen in der DGA sichtbar wurden
- 3-Kanalige Messung hilft bei der Separierung von TE-Quellen und der Zuordnung zu den Phasen
- Ortung über elektrische *Trigger* mittels gezielter Auswahl der TE-Impulse sehr selektiv und robust gegen Störeinflüsse
- Gezielte Untersuchung der Zeitsignale der TE-Impulse wichtiges Werkzeug zur Beurteilung
- Der Transformator konnte vor Ort nicht geöffnet werden bzw. wurde ein Abtransport zur Reparaturwerkstatt als nicht wirtschaftlich eingestuft.
- Weiterbetrieb des Transformators durch DGA Monitoring und temporäres TE-Monitoring System ermöglicht

© OMICRON



23



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Emotions are energy. Our energy moves.



24



Andreas Hilgers

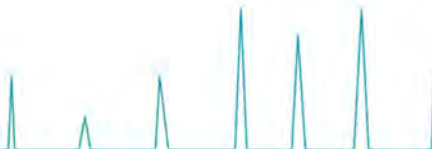
Vaisala Oyi



Andreas Hilgers ist Sales Manager bei Vaisala mit mehr als 16 Jahren Erfahrung in den Energie-, Industrie- und OEM-Märkten für Leistungstransformatoren.

Er hat einen Bachelor of Engineering (Dipl.-Ing. (FH)) der HAN University of Applied Sciences, Niederlande, und war in verschiedenen Vertriebs- und Projektmanagementfunktionen tätig.

Andreas Hilgers konzentriert sich jetzt auf Vaisalas Portfolio für den Energie- und Biogasbereich.

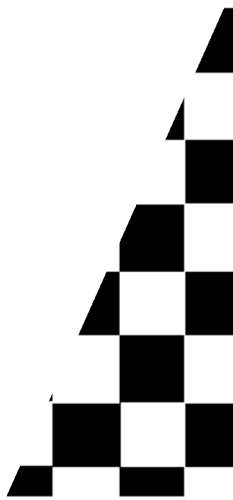




Überlegungen bei der Spezifizierung eines DGA Online Monitoring Geräts

Andreas Hilgers
Vaisala Oyj – Finnland

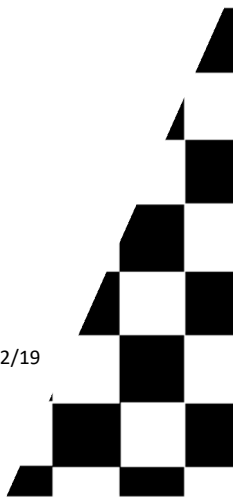
14. Transformer Life Management Konferenz
4. – 5. Oktober 2021
Nürburgring





Inhalt

Zusammenfassung	3
Übergang von traditionellen zu neuen Technologien	4
Spezifikationen von Online-DGA-Überwachungsgeräte.....	6
Fallbeispiele – Entwicklung von Online-DGA-Spezifikationen	7
Level-1-Spezifikationen.....	7
Level-2-Spezifikationen.....	8
Level-3-Spezifikationen.....	10
Gesamtbetriebskosten	13
Schlussfolgerung	18
Quellenverzeichnis	19

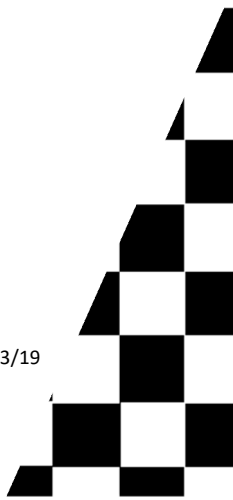




Zusammenfassung

In diesem Vortrag geht es um die „Punkte, die bei der Spezifizierung eines Online-DGA-Überwachungsgeräts betrachtet werden sollten“. Der Vortrag beruht auf Beobachtungen verschiedener Energieversorgungsunternehmen und deren Spezifikationsverfahren für die jeweiligen Geräte. Die Methoden reichen von sehr einfach bis zu äußerst komplex. Ziel dieses Vortrags ist es, ein Bewusstsein für die verschiedenen Arten des Schreibens einer Spezifikation, die auf dem Markt existieren, zu schaffen. Unternehmen sollen dabei unterstützt werden, die beste Wahl für ihre Bedürfnisse zu treffen. Wenn Sie ein klares Verständnis für Ihre Anforderungen haben und diese in Spezifikationen strukturieren, erhalten Sie auch das, was Sie wollen. Es hilft zudem, verschiedene Lösungen und Technologien besser zu vergleichen. Wir leben in einer Welt, in der der Druck zur Kosteneinsparung groß ist. Daher ist es wichtig, dass wir die versteckten Kosten entdecken und verstehen, wie die Gesamtkosten eines Produkts berechnet werden.

Schlüsselwörter: *Online-DGA, Spezifikation, Gesamtbetriebskosten, wartungsfrei*





Übergang von traditionellen zu neuen Technologien

Das Konzept der Online-Überwachung und insbesondere der Online-DGA ist in den letzten Jahren immer beliebter geworden. Der Trend und die Bereitschaft, Daten aus Anlagen zu gewinnen, nehmen auch in Zukunft zu, wie mehrere Studien zum Online-Überwachungsmarkt belegen (z. B. *Grand View Research 2018*). Auf dem Markt sind mehr Akteure aufgetaucht, die die Monitoring-Geräte zusammen mit den Kommunikations- und Softwarelösungen für die Systemintegration anbieten. Es ist keine Überraschung, dass viele Endbenutzer, die an den Lösungen interessiert sind, möglicherweise Schwierigkeiten haben, die richtige Lösung für ihre Anforderungen zu finden. Obwohl die Informationen weitgehend verfügbar sind, werden sie in unterschiedlichen Arten präsentiert, was den Vergleich verschiedener Lösungen sehr schwierig machen kann. Am Ende kommt es auf die einzelnen Mitarbeiter an, sich in der Informationsflut zu orientieren, um die passende Lösung zu finden.

Ein gängiger Ansatz besteht darin, den Markt im Hinblick auf verfügbare Technologien zu untersuchen und möglicherweise sogar einige zu testen, um festzustellen, ob sie für den jeweiligen Zweck geeignet sind. Ich habe in diesem Vortrag den Schwerpunkt auf Spezifikationen und deren Zusammenstellung gelegt. Wir werfen einen Blick auf verschiedene Methoden in der Branche sowie einige sehr gute und weniger gute Beispiele.

Da sich die Online-DGA-Überwachung auf Leistungstransformatoren konzentriert, ist es natürlich sich an dem oberen Level der Spezifikationen zu orientieren – denen für Leistungstransformatoren. Diese Dokumente sind gut aufbereitet und ausgereift, da sich die Branche seit Jahrzehnten weiterentwickelt. Standards wie IEC und IEEE unterstützen Sie beim Verfassen einer soliden Transformatorspezifikation, und im Allgemeinen gibt es viel Erfahrung in diesem Bereich. Gleiches gilt nicht (immer) für das Zubehör, das im Vergleich zur Hauptkomponente deutlich weniger im Fokus steht. Es ist richtig, dass das traditionelle Transformatorzubehör in seiner Bedienung viel einfacher ist als die neuen Technologien rund um die Online-Überwachung. Die Art und Weise, wie es spezifiziert wird, erfordert daher keinen großen Aufwand. Nehmen Sie zum Beispiel die Wicklungstemperaturanzeige oder das Druckentlastungsventil. Es kann ausreichen, nur anzugeben, dass dafür die Notwendigkeit besteht, und dann den Auswahlprozess dem Hersteller (OEM) zu überlassen. Sie erhalten die Basisausführung, da es auch im Interesse des OEM liegt, ein Produkt auszuwählen, das sich als gut und mühelos einsetzbar erwiesen hat. Die Funktionsweise der Geräte ist relativ einfach, und die Verwendung der Funktionen dieser Geräte ist unkompliziert. Es ist nicht viel Analysearbeit erforderlich, um zu



bestätigen, dass das Gerät die richtigen Informationen liefert, wie zum Beispiel die Wicklungstemperatur.

Nachstehend finden Sie ein Beispiel für eine Transformatorspezifikation mit übersichtlicher Struktur und klarem Fokus auf die wichtigsten Bereiche nacheinander. Die Länge von Spezifikationen kann von einigen zehn bis zu mehr als hundert Seiten reichen. Das nachfolgende Beispiel besteht aus 97 Seiten, bei dem das Zubehör (Accessories) auf sechs Seiten besprochen wird.

Sec. No.	Particulars	Page no.
1.1	SCOPE :	6
1.1.3	GUARANTEE	6
1.2	TRANSPORT	7
1.3	STANDARDS	7
1.4	DRAWINGS	7
1.5	TYPE OF TRANSFORMER	8
1.6	DESIGN	8
1.7	TANK	9
1.8	UNDER CARRIAGE	11
1.9	CORE	11
1.10	WINDING	13
1.11	INSULATING OIL	14
1.12	INSULATION	15
1.13	TEMPERATURE RISE	15
1.14	FREQUENCY	16
1.15	PARALLEL OPERATION	16
1.16	IMPEDANCES	16
1.17	TAP CHANGING MECHANISM	16
1.18	OIL PRESERVING EQUIPMENT	18
1.19	BUSHINGS	19
1.20	COOLING	20
1.21	CENTRE OF GRAVITY	22
1.22	ACCESSORIES	22
1.23	TERMINALS	
1.24	CURRENT TRANSFORMERS	
1.25	TERMINAL MARKING	
1.26	CLEANING AND PAINTING	
1.27	PACKING AND TRANSPORT	
1.28	LABELS	
1.29	INSPECTION	
1.30.1	INSTALLATION CHECKS	
1.30.2	COMMISSIONING CHECKS	
1.30.3	TESTING (Routine Type, & Special)	
1.30.3.3	TEST ON TRANSFORMER TANK	
1.30.4	TEST AT SITE	
1.31	TESTS ON OLTC	
1.32	TEST REPORTS	
1.34	LOSS/DAMAGES	
1.35	GUARANTEED TECHNICAL PARTICULARS	
1.36	INSTRUCTION MANUALS	
1.37	DEVIATION FROM SPECIFICATION	
1.38	TRANSFORMER LOSSES AND EVALUATION OF	
1.39	PENALTY FOR HIGHER LOSSES	
1.40	REJECTION	

1.41	TRAINING TO ENGINEERS	41
1.44	TRANSFORMER OIL	42
1.45	QUALITY ASSURANCE PLAN	42
	↓ - I ↓	44
	AND ISOCERANIC CONDITIONS	44
	LOAD RATING:	44
	WIND & WIND DESIGN LOADS	46
	CONTROL	46
	CONTROL SUPPLY FOR CONTROLS	47
	RESERVE TANK	47
	RESERVE BOTTLE	48
		50
		62
	binet	64
	Connectors	66
	PROTECTION OF TRANSFORMER OIL (Revised)	68
		70
	OPERATION REQUIREMENTS FOR ERECTION & COMMISSIONING	70
	LOAD OF POWER TRANSFORMER	70
	EQUIPMENT FOR ERECTION	71
	CONTROL VOLTAGE REGULATING RELAY	73
	DOCUMENTS TO BE ATTACHED	75
		76
	AIR CELL	76
	DISSOLVED GAS ANALYSIS TECHNICAL	78
	OPERATION FOR ON LINE GAS IN OIL ANALYSER	86

1.22	ACCESSORIES:
1.22.1	Each transformer shall be provided with the following accessories.
i)	Dial Image sensing type mercury free thermometers for oil:
a)	For ONAN / ONAF Transformers: The dial Image sensing type indicating thermometers of robust design mounted on the side of the transformer at a convenient height to read temperature in the hottest part of the oil and fitted with alarm and trip contacts and contacts for switching in and switching out the cooling system at pre-determined temperatures. <i>The OTI shall be compatible for remote SCADA operation.</i>
ii)	One winding hot spot thermometer detector in one winding of each phase, having 4 sets of contacts , as under: a) For ONAN / ONAF Transformers: It shall be indicating type, responsive to the combination of spot temperature and winding current, calibrated to follow the hottest spot temperature of the transformer winding. The winding temperature detector shall operate a remote alarm and trip at pre-determined independent temperature in the event the hottest spot temperature approaches a dangerous value. b) FOR ONAN / ONAF type transformers: It shall automatically actuate the fans / pump also. c) Accuracy class of WTI shall be +/- 1.5% or better. d) Any special cable required for shielding purpose, for connection between cooler control cabinet and remote WTI control circuit, shall be in the scope of supplier. Only one RWTI with a four point selector switch shall be provided for all the windings. <i>The WTI shall be compatible for remote SCADA operation.</i>
iii)	One magnetic type oil level gauge with low alarm contacts and dial showing minimum, maximum and normal oil levels. The gauge shall readable from the transformer base level. A low gas pressure electric alarm device shall also be provided, if the transformer is equipped with inert gas pressure equipment.
iv)	One oil-filling valve (inlet).
v)	One oil drain valve.

Abbildungen 1 bis 3: Auszug aus einer Spezifikation für Leistungstransformatoren; Inhaltsverzeichnis und Auszug der Überwachungs- und Schutzgeräte.



Der Paragraph für die Schutz- und Überwachungsgeräte in diesem Dokument ist einfach gehalten, wie hier oben in der Beschreibung der Thermometer und Ventile gezeigt wird. Ein paar Sätze sind völlig ausreichend. Der Schwerpunkt bei der Spezifizierung liegt auf einer anderen Stelle als einem einzelnen Zubehörteil. Daher wird das Zubehör – und vor allem die weniger komplexen Teile – bei der Spezifikation übersehen.

Spezifikationen von Online-DGA-Überwachungsgeräte

Heute bewegen wir uns in eine Richtung, in der das Zubehör keine einfachen und bekannten Teile mehr sind, die Sie am Transformator montieren. Moderne Online-Überwachungsgeräte haben sich zu Tools entwickelt, die Daten erfassen. Diese Daten werden nicht nur bei einem Zwischenfall genutzt, sondern dienen auch als Quelle laufender Information über den Zustand des Transformators. Es sollte klar sein, dass die Spezifizierung dieser Geräte als Teil Ihres Transformators einen größeren Anteil als die traditionellen Geräte verdienen sollte. Dies eröffnet eine völlig neue Liste von Punkten, die für sich genommen zu berücksichtigen sind. Einige Unternehmen haben beschlossen, eine eigene Spezifikation für Online-DGA-Geräte zu erstellen und sich nicht darauf zu verlassen, dass Gerät nur als Zubehörteil in einer Transformatorspezifikation aufzuführen. Da die Unternehmen Erfahrung damit haben, eine solide Transformatorspezifikation zu verfassen, müssen wir uns in diesem Vortrag nicht auf die Elemente darin konzentrieren. Es geht lediglich darum, dieselben oder ähnliche Dinge und Konzepte in einem gut strukturierten Dokument zusammenzufassen. Sehen wir uns einige Beispiele von Spezifikationen und deren Zusammenstellung an. Danach legen wir den Fokus auf wichtige Bereiche, die von Endbenutzern und Transformator-OEMs häufig übersehen werden.

Nach dem Besuch mehrerer Endbenutzer, verschiedener OEMs und der Teilnahme an Veranstaltungen wie der TLM (Transformer Life Management) erhalten Sie einen ziemlich guten Überblick über dieses Thema. Einfach ausgedrückt könnte man sagen: „Spezifikationen sind vorhanden, aber ihre Qualität ist sehr unterschiedlich.“ Um den Anschein zu vermeiden, dass nur der Online-DGA-OEM dieser Meinung ist, verwende ich Beispiele aus realen Anfragen, Besprechungen und Diskussionen von verschiedenen Kunden und Endbenutzern aus ganz Europa. Sie repräsentieren sowohl sehr einfache als auch sehr ausgefeilte Ansätze.



Fallbeispiele – Entwicklung von Online-DGA-Spezifikationen

Level-1-Spezifikationen

Bei mehreren Gelegenheiten werden Sie Kunden gegenüberstehen, die überhaupt keine Spezifikation für Online-DGA-Geräte haben. Dennoch besteht der Wunsch nach einem Produkt oder System. Sie begegnen vielen Anfragen, in denen nur der Wunsch, aber nichts über das Produkt selbst geäußert wird, wie im folgenden Beispiel:

„Bitte um Angebot für Online-DGA-System für 7 Gase plus Feuchte für einen 200MVA Leistungstransformator“

Auf Nachfrage zu einigen Details zum Projekt und den Wünschen zeigt die Antwort normalerweise, dass überhaupt keine Spezifikation verfügbar ist und Zweck und Nutzen des Geräts nicht betont wird. Sie fragen sich vielleicht, was die eigentliche Motivation für die Einführung der Online-Überwachung ist und wie die Bereitstellung und die erfassten Daten jemals helfen werden? Vielleicht gibt es ein Budget, bei dem der Gedanke für Return-On-Investment keine große Rolle spielt. Vertiefen wir uns nicht zu sehr in das Warum und Wie der Online-Überwachung. Die Gründe für die Einführung von Monitoring sollten jedoch sorgfältig durchdacht werden, bevor mit der Erstellung von Spezifikationen begonnen wird.

Glücklicherweise nimmt die Anzahl solcher Einzeiler-Anfragen ab, und Sie sollten wenigstens über die Grundform der Spezifikationen verfügen. Im Folgenden sehen Sie ein eher klassisches Beispiel einer Spezifikation oder vielleicht eine erste Version der Spezifikation, die einige Elemente enthält und diese dokumentiert.



7.2.1. MULTI-GAS DISSOLVED GAS ANALYSIS (DGA) SYSTEM

- 7.2.1.1. The DGA system shall analyze minimum following seven (7) gases: Hydrogen (H₂), Carbon Monoxide (CO), Carbon Dioxide (CO₂), Methane (CH₄), Acetylene (C₂H₂), Ethane (C₂H₆), Ethylene (C₂H₄) and Moisture (H₂O).
- 7.2.1.2. The DGA shall have a port to access data locally.
- 7.2.1.3. The DGA unit shall have the communication channel to integrate with existing PI network or SCADA system through international standardized protocols.
- 7.2.1.4. The DGA unit shall have provision of alarms that pops-up due to increased level of gases in the transformer oil than the set one.
- 7.2.1.5. The DGA unit shall work normally in the harsh weather with higher temperatures (-40°C - +50°C) and higher humidity (5 – 100%).
- 7.2.1.6. The DGA unit shall be in compliance with international standards on Electromagnetic Compatibility (electromagnetic Disturbance and immunity).
- 7.2.1.7. The DGA unit shall have minimum environmental protection level IP66.
- 7.2.1.8. The DGA unit shall be in accordance with electrical and human safety standards of IEC

Abbildung 4: Spezifikation eines DGA Online Monitoring Geräts, Level 1

Die Messparameter sind angegeben, und es gibt einige Details, wie die Daten vom Gerät abgerufen werden sollen. Die Umgebungsbedingungen wurden zusammen mit den Sicherheitsaspekten aufgeführt. Es ist ein guter Anfang, und Sie können behaupten, dass eine Spezifikation vorhanden ist. Jedoch, auch hier lässt das Dokument noch viel Interpretationsspielraum zu. Dieses kann möglicherweise die gewünschten Vorteile schwächen, die das Unternehmen bei der Entscheidung für das System im Auge hatte. Um diese Anforderungen zu erfüllen, können Sie idealerweise ein sehr einfaches Gerät mit einer Lebensdauer von zwei Jahren einsetzen, das vom Betreiber ständige Aufmerksamkeit erfordert, im Vergleich zu einem eigenständigen Messgerät mit einer Lebensdauer von 20 Jahren.

Level-2-Spezifikationen

Auf dem Level 2 der Spezifikationskategorien ist das Verständnis für verschiedene Technologien ausgereifter, und es existiert die Grundstruktur einer Spezifikation. Normalerweise beschränken sich die Messtechnologien auf die bevorzugte Lösung, und bestimmte Schlüsselemente sind ausgenommen, um die Auswahl des richtigen Produkts zu lenken. Obwohl die Hauptpunkte gut abgedeckt sind, lässt die Spezifikation dennoch Raum für Interpretation, da einige kritische Elemente fehlen. Die folgenden Abbildungen sind ein gutes Beispiel dafür.



Section 2
Specific Requirements

2.3.	Minimali temperatūra turi būti aukštesnė kaip/ Lowest operating higher than, °C	<p>1. General Requirements</p> <p>This specification shall cover the design, manufacture, installation and test of the Transformer Health Management System. The Transformer Health Management System shall be used for on-line and off-line remote monitoring of power transformers to ensure long-term safe operation of the power transformers and for predictive maintenance strategies based on a user-defined period of online detection of transformer oil dissolved hydrogen H₂, carbon monoxide CO, ethylene C₂H₄, C₂H₂ and other components acetylene gas content, also can be equipped with measuring carbon dioxide CO₂, moisture, water activity and other parameters. Through systematic analysis, there can be early detection of latent faults inside the transformer, to determine whether it would endanger the safe operation of the transformer, and thus for the electrical equipment safe and reliable operation to provide protection. The Contractor shall provide auxiliary equipment, accessories, and installation works not mentioned in the Contract but necessary to complete the sound functions.</p> <p>2. Transformer Monitors and Sensor</p> <p>2.1 Online Dissolve Gas Analysis (DGA)</p> <p>2.1.1 General Requirements</p> <p>An online DGA is the measurement of dissolved gases in transformer oil. It provides early-</p>												
2.4.	Galimas tikrinamos izoliacinės diapazonas ne mažesnis kaip range of the checked insulat													
<p>STANDARTINIAI TECHNINIAI / DUJŲ KIEKIO MONITORING / DISSOLVED GAS ANALYSIS</p>														
Eil. Nr./ Seq. No.	Įrenginio, įrangos, gamini parametras (mato vnt.), ft Device, equipment, parameter (measuring unit)													
3.	Vardiniai dydžiai,													
3.1.	Dujų stebėjimo/monitoringo : (kiekvieno iš jų kiekio reikšmė) Dissolved gas analysis system (DGA) must check the following gases (the value of each of them must be depicted separately)	<table border="1"> <tr><td>C₂H₆ (etanas/ethane) ^{a)}</td><td></td></tr> <tr><td>C₂H₂ (acetilenas/acetylene) ^{a)}</td><td></td></tr> <tr><td>CO (anglies oksidas/carbon monoxide) ^{a)}</td><td></td></tr> <tr><td>CO₂ (anglies dioksidas/carbon dioxide) ^{a)}</td><td></td></tr> </table>	C ₂ H ₆ (etanas/ethane) ^{a)}		C ₂ H ₂ (acetilenas/acetylene) ^{a)}		CO (anglies oksidas/carbon monoxide) ^{a)}		CO ₂ (anglies dioksidas/carbon dioxide) ^{a)}					
C ₂ H ₆ (etanas/ethane) ^{a)}														
C ₂ H ₂ (acetilenas/acetylene) ^{a)}														
CO (anglies oksidas/carbon monoxide) ^{a)}														
CO ₂ (anglies dioksidas/carbon dioxide) ^{a)}														
3.2.	Alyvoje turi būti tikrinamas / The oil must be checked	H ₂ O (vandens kiekis/moisture) ^{a)}												
3.3.	DGA tikrinamų dujų ir drėgmės kiekio matavimo diapazonas ne mažesnis kaip / Range of checked gas and moisture content by DGA not less than, ppm	<table border="1"> <tr><td>H₂</td><td>5 – 5.000 ^{a)}</td></tr> <tr><td>CH₄</td><td>2 – 50.000 ^{a)}</td></tr> <tr><td>C₂H₄</td><td>2 – 50.000 ^{a)}</td></tr> <tr><td>C₂H₆</td><td>2 – 50.000 ^{a)}</td></tr> <tr><td>C₂H₂</td><td>0.5 – 50.000 ^{a)}</td></tr> <tr><td>CO</td><td>0 – 50.000 ^{a)}</td></tr> </table>	H ₂	5 – 5.000 ^{a)}	CH ₄	2 – 50.000 ^{a)}	C ₂ H ₄	2 – 50.000 ^{a)}	C ₂ H ₆	2 – 50.000 ^{a)}	C ₂ H ₂	0.5 – 50.000 ^{a)}	CO	0 – 50.000 ^{a)}
H ₂	5 – 5.000 ^{a)}													
CH ₄	2 – 50.000 ^{a)}													
C ₂ H ₄	2 – 50.000 ^{a)}													
C ₂ H ₆	2 – 50.000 ^{a)}													
C ₂ H ₂	0.5 – 50.000 ^{a)}													
CO	0 – 50.000 ^{a)}													

Abbildungen 5 bis 6: Beispiele einer DGA Online Monitoring Spezifikation, Level 2

Beide Spezifikationen sind gut ausgearbeitet, folgen einer klaren Struktur und decken folgende Elemente ab:

- Zweck des Systems
- Allgemeine Anforderungen wie Standards und Umgebungsbedingungen
- Bevorzugte Messtechnologie
- Messparameter mit Anforderungen an Messbereich und -genauigkeit
- Probenahmeverfahren und Samplingrate
- Kommunikationsverfahren
- Software



Es ist offensichtlich, dass die Erstellung der Spezifikation ziemlich viel Aufwand erforderte und die Autoren den Markt für Monitoring-Geräte im Voraus untersucht haben. Die Erfahrungen der Benutzer werden anhand einiger praktischer Punkte und der gewünschten Vorteile des Systems dargestellt. Beide Unternehmen scheinen Erfahrung mit solchen Systemen aus erster Hand zu haben und sind wahrscheinlich mit dem Prozess der manuellen Ölprobenahme und dem Thema Laboranalyse sehr vertraut. Trotzdem wäre es völlig in Ordnung, ein System anzubieten, das in den ersten zwei Jahren – aber nicht viel länger – gut funktioniert.

Level-3-Spezifikationen

Level-3-Spezifikationen verfügen über eine klare Struktur, und die Hauptmerkmale sind genau wie bei einer Level-2-Spezifikation. Die Level-2-Spezifikation wird jedoch auf diese Hauptmerkmale beschränkt. Darüber hinaus betrachtet der Kunde mit der Level-3-Spezifikation sorgfältig folgende Punkte:

- Erwartete Lebensdauer des DGA Online Monitoring Geräts
- Erforderliche Garantiezeit und Option für Garantieverlängerung
- Verbrauchsmaterialien oder sonstige Betriebskosten während der Lebensdauer (falls vorhanden)
- Ersatzteile während der Lebensdauer (falls vorhanden)
- Anforderungen an Kalibrierung und Kalibrierverfahren
- Softwaregebühren oder -lizenzen
- Installation und damit verbundene Kosten
- Dokumente



Hier ist ein Beispiel einer solchen Spezifikation.

2.9 Guarantee Period: - 2 years. Bidder shall supply additive or consumable etc. (i.e. both carrier gas and calibration gas and calibration works if any) during its installation and within guarantee period free of cost as and when required at site.				
2.10 Product designed lifetime: Product designed lifetime should be minimum 15 years.				
2.11 Consumables: Bidder shall list any required consumables, spare parts and calibration work needed for the duration of intended product lifetime (min 15 years) and the estimated costs associated with above.				
Cost item	Years in service			
	0-5	5-10	10-15	Total (EUR
Consumables	_____	_____	_____	_____
Spare parts	_____	_____	_____	_____
Calibration	_____	_____	_____	_____
Software fees	_____	_____	_____	_____
Supplier must supply above table filed together with the quotation letter.				
2.12 Documents: - One set of inspection, routine, acceptance and calibration test reports, operation and maintenance manual, descriptive catalogue/ leaflets in hard and soft copy shall be				

Abbildung 7: Auszug einer Level-3-Spezifikation für ein DGA Online Monitoring Gerät

Wenn man sich die Struktur und die einzelnen Abschnitte ansieht, ähnelt die Spezifikation einer Spezifikation für Leistungstransformatoren. In diesem speziellen Beispiel werden mehr als zehn Seiten einem einzigen Zubehörteil gewidmet – dem DGA Online Monitoring Gerät. Sie können sich vorstellen, wie gut die Angebote sind, die dieser Kunde erhält, und wie einfach es sein wird, verschiedene Optionen miteinander zu vergleichen. So lässt sich auch leicht feststellen, ob eine theoretisch ansprechende Lösung in der Praxis langfristig nicht einsetzbar ist. Eine gängige Methode bei Spezifikationen von Leistungstransformatoren sind die Datenblätter, die Anbieter ausfüllen müssen. Mehrere Unternehmen gehen bereits in diese Richtung, um die Antworten verschiedener Anbieter zu harmonisieren oder zumindest die Datenblätter der Lieferanten in den nicht genannten Punkten abzugleichen, wie im Abschnitt „Erwartete Betriebskosten“ weiter oben.

Einige Unternehmen haben als weiteren Schritt ein spezifisches Programm für Pilotprojekte verschiedener Technologien eingerichtet. Es ist eine gute Vorgehensweise, um herauszufinden, wie verschiedene Technologien in der Praxis funktionieren und welche für das jeweilige Unternehmen und für bestimmte Transformatoren geeignet ist. Dies ermöglicht dem Betreiber Erfahrungen zu sammeln und erzwingt die Umsetzung von Papier und Spezifikationen in konkrete Maßnahmen und Ergebnisse. Es ist nicht immer machbar, solche Pilotprojekte durchzuführen, da zahlreiche Produkte und Lösungen verfügbar sind. Deshalb muss das Wissen mithilfe der Unterlagen (desktop research) erlangt werden.



Wenn der Vergleich nur in schriftlicher Form durchgeführt wird, heißt das nicht, die Möglichkeit von Testläufen oder einer zuvor nicht beachteten Technologie auszuschließen. Ganz im Gegenteil. Es bietet die Möglichkeit, verschiedene Lösungen zu gruppieren und zu bewerten und das richtige Angebot für Ihre Anforderungen zu finden. Fakt ist, dass bestimmte Technologien für andere besser funktionieren. Es ist daher entscheidend, dass Sie die optimale Lösung für Ihre Bedürfnisse erhalten.

Gehen wir einige Beispiele für die oben genannten Spezifikationselemente durch. Sie erfahren, was die oben genannten Levels bedeuten und wie die konkreten Elemente Endbenutzern oder Entscheidungsträgern einen Mehrwert bieten würden. Im Fokus dabei steht die betriebliche Seite, da diese schwierig zu erfassen ist. Hersteller stellen diese Informationen üblicherweise nicht automatisch zur Verfügung, wenn sie nicht separat angefordert werden.



Gesamtbetriebskosten

Im Allgemeinen könnte man sagen, dass in den Spezifikationen nicht viel Fokus auf die Nutzbarkeit des Produkts liegt, sowie dem zeitlichen und finanziellen Aufwand für die Betriebsführung. Der gleiche Trend war in der Beschaffung von Leistungstransformatoren zu beobachten, und erst in den letzten Jahren hat sich der Fokus verschoben. Die Verlagerung wurde hauptsächlich aufgrund der Umweltschutzvorschriften vorangetrieben, um die Gesamtkosten und nicht nur den anfänglichen Beschaffungspreis zu berücksichtigen. Bei Transformatoren bedeutet dies hauptsächlich, Verluste und die Effizienz des Transformators zu betrachten. In der Online-Überwachung umfasst es das Vorhandensein von Verbrauchsmaterialien, Teile, die aufgrund von Verschleiß ausgetauscht werden müssen, Kalibrierung und die Notwendigkeit regelmäßiger Überprüfungen und Wartungen.

Dies ist sicherlich für Endkunden interessant, da die Einsparungen, die Sie wohl oder nicht erzielen, abhängig sind von der Lösung, die sie ausgewählt haben. Die Transformator-OEMs können Benutzern relativ leicht einige Optionen mit unterschiedlichen Effizienzstufen anbieten, damit sie die passende Lösung finden. Die Betrachtung der Gesamtbetriebskosten (TCO) mittels Tools und Berechnungshilfen sind gängige Methoden, um Produkte zu bewerten und mit anderen zu vergleichen.

Da Online-DGA-Geräte auch bestimmte Elemente hinsichtlich der Nutzungsfreundlichkeit, des Wartungsbedarfs und der Kosten im Zusammenhang mit der Wartung des Systems aufweisen, eignet sich dieser Bereich auch für den Gesamtbetriebskostenansatz (Total Cost of Ownership – TCO). Die große Frage in der Online-DGA-Industrie lautet: „Wartungsfrei oder nicht, und was bedeutet das eigentlich?“ Einerseits lässt sich schnell behaupten, dass etwas wartungsfrei sei, andererseits können Endbenutzer rasch enttäuscht werden, wenn sich das Gegenteil herausstellt, und viele Hersteller tragen dafür die Mitverantwortung. Das Konzept ist jedoch alles andere als einfach und hängt wiederum von vielen Faktoren ab.

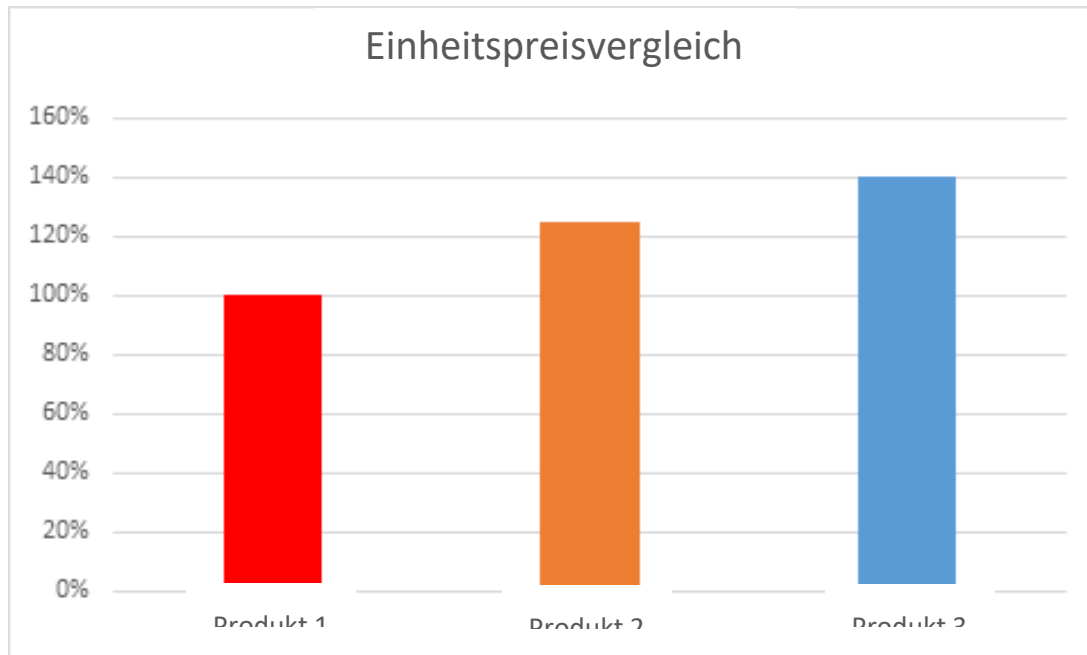
Mithilfe der Betrachtung der Gesamtbetriebskosten kann auf die obige Frage eingegangen werden und konkrete messbare Werte hervorbringen. Denken Sie an eine Situation zurück, in der Sie ein Online-Überwachungssystem gekauft haben. Haben Sie sich damals Fragen zu den Elementen gestellt, die auf den Wartungsbedarf hindeuten könnten? Fragen wie: „Inwieweit enthält dieses System Verschleißteile oder sogar Verbrauchsmaterialien?“ Haben Sie in Ihrer Anfrage angegeben, dass Wartungsfreiheit ein Schlüsselkriterium ist, das der Anbieter nachweisen und erfüllen muss oder dies andernfalls kommerzielle Strafen zur Folge hat? In der Regel lautet die Antwort nein. Dieser Punkt wird im Auswahlprozess nicht berücksichtigt, und es zeigt sich an den Spezifikationen, denen wir täglich begegnen.



Abbildung 8: Gesamtbetriebskosten (totals cost of ownership) verstehen. Titan

Die obige Abbildung zeigt den Produktkostenanteil, der für alle sichtbar sind. Was sich unter der Oberfläche verbirgt, ist der eigentliche Teil, auf den wir uns konzentrieren müssen. Elemente wie Wartung, Garantien, Ausfallzeiten und Risiken sind sehr wichtige Aspekte. Ein guter Tipp wäre, die oben genannten Punkte in die Spezifikation aufzunehmen, wie dies in den Spezifikationen des höchsten Levels, der Level-3-Spezifikation, im zuvor gezeigten Beispiel vorgenommen wurde. Eine solche wirtschaftliche Bewertung der Betriebskosten gibt Entscheidungsträgern ein besseres Verständnis für die Kosten nach dem Kauf des Geräts. Sie ermöglicht auch einen frühzeitigen Vergleich, um festzustellen, welche Auswirkungen dies auf den Auswahlprozess haben könnte. Die Daten sind verfügbar und können einfach erfragt werden, und die meisten Benutzer können die Bewertung selbst vornehmen. Die Auswahl kann weiterhin auf der Grundlage des niedrigsten Preises erfolgen, wenn dies das einzige wichtige Kriterium ist.

Im Folgenden sehen Sie Beispiele, wie Gesamtkosten den Standpunkt oder die Bewertung verändern können. Die folgende Grafik 1 zeigt drei verschiedene Technologien und ihren Einheitspreis. Der Einheitspreis von Produkt 1 wird als Basis genommen und mit 100 % bewertet. Wenn der Vergleich nur mit dem Einheitspreis durchgeführt wird, ist Produkt 1 die klare Wahl. Die beiden anderen Produkte weisen einen um 20 % bzw. 40 % höheren Einheitspreis auf. Ein solcher Vergleich ist leicht und schnell durchzuführen und wird daher häufig in Auswahlprozessen eingesetzt, nicht nur für Online-DGA-Geräte, sondern für nahezu jede andere Beschaffung.



Grafik 1: Einheitspreisvergleich von drei verschiedenen Online-DGA-Produkten

Ein solcher Vergleich ergibt keinen Wert für Prozesse, die nach der Beschaffung und Installation während des Betriebs geschehen. Denken Sie an die Beispiele, bei denen ein Gerät nur zwei Jahre einsatzfähig und danach unbrauchbar ist. Dies sollte natürlich berücksichtigt werden, oder? Wenn die Betriebskosten unter Verwendung der vom Beispielkunden für Level-3-Spezifikationen bereitgestellten Vorlage zur Gleichung hinzugefügt werden, ändert sich die Situation erheblich.

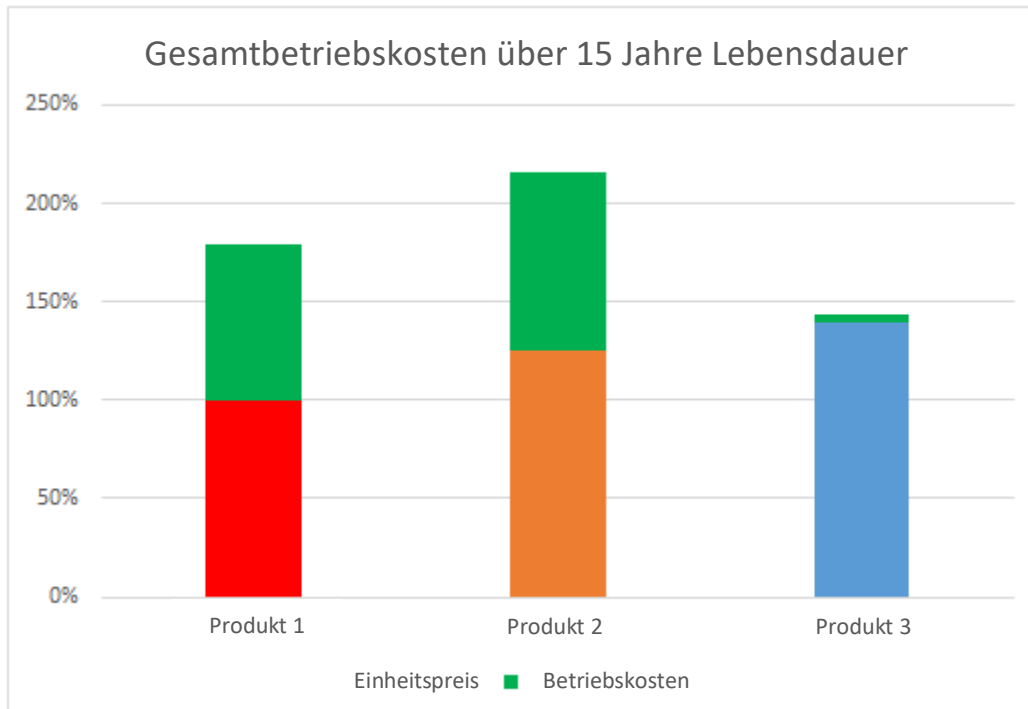
Produkt 1				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	0	0	0	
Ersatzteile	15%	20%	15%	50%
Kalibrierung	2%	4%	2%	8%
Softwaregebühren	0	0	0	
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	7%	7%	7%	212%
Zusätzlich zum Einheitspreis				79%
Produkt 2				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	15%	15%	15%	45%
Ersatzteile	0	6%	0	6%
Kalibrierung	6%	2%	2%	10%
Softwaregebühren	0	0	3%	3%
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	9%	9%	9%	27%
Zusätzlich zum Einheitspreis				91%
Produkt 3				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	0	0	0	
Ersatzteile	0	2%	0	2%
Kalibrierung	0	0	0	
Softwaregebühren	0	0	0	
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	2%	0	0	2%
Zusätzlich zum Einheitspreis				4%

Tabelle 1: Vergleich der Betriebskosten während einer Lebensdauer von 15 Jahren



Sie können sofort erkennen, dass Produkt 2 während der Lebensdauer unmittelbar nach der Bereitstellung erhebliche Kosten verursacht. Die Kosten bestehen hauptsächlich aus Verbrauchsmaterialien, um die Messungen und die Kalibrierung in den ersten Betriebsjahren aufrechtzuerhalten. Produkt 1 hat ebenfalls ziemlich hohe Betriebskosten, aber die Kostenquelle sind Ersatzteile, die alle fünf Jahre ausgetauscht werden müssen, und eine größere Revision nach zehn Jahren Betrieb. Produkt 3 scheint von Verbrauchsmaterialien, Kalibrierung und bis zu einem gewissen Grad von Ersatzteilkosten befreit zu sein. Diese Tabelle erfasst die Informationen in 5-Jahres-Intervallen, aber falls gewünscht, kann die Aufschlüsselung auf Jahresbasis erfolgen. Solche Informationen könnten dazu beitragen, jährliche Wartungsbudgets effizient auszuarbeiten und den Zeitpunkt zu ermitteln, zu dem verschiedene Technologien ihren kostenoptimalen Punkt gegenüber anderen erreicht haben. Abhängig von den Budgetierungspraktiken zu Investitions- und Betriebskosten des Unternehmens, das sich für die Investition entscheidet, ist es einfach, beide Optionen zu gewichten.

In der nachfolgenden Grafik 2 werden die oben aufgeführten Kosten zusammengefasst. Der Einheitspreis wird als Basis angezeigt, und die Betriebskosten wurden oben hinzugefügt.

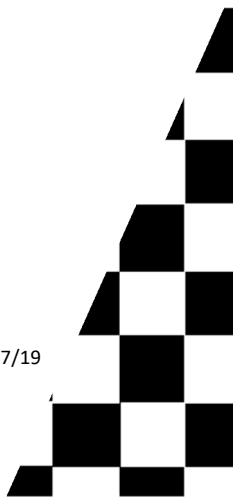


Grafik 2: Einheitspreis und zusätzliche Betriebskosten.



In diesem Vergleich weist Produkt 3 insgesamt die niedrigsten Gesamtbetriebskosten auf, obwohl es im Einheitspreisvergleich nicht so interessant erschien. Produkt 2 hat die höchsten Betriebskosten dieser Gruppe, und der Anteil der Betriebskosten am Einheitspreis ist erheblich. Gleiches gilt für Produkt 1, bei dem sich die Erhöhung vom Einheitspreisniveau auf die Gesamtkosten für die Bewertung definitiv lohnt. Wird eine höhere Lebensdauer erwartet, wirkt sich die Differenz in den Gesamtbetriebskosten weiter aus.

Die obigen Grafiken und Abbildungen repräsentieren nur ein Szenario. Wichtig ist, dass Endkunden solche Details selbst erfragen müssen. Niemand übernimmt diese Aufgabe für sie, da die Bedingungen und Erwartungen allein von Endbenutzern festgelegt werden. Diese Informationen zu erfragen, kostet nichts. Sie können dadurch im optimalen Fall nur Kosten sparen. Falls gewünscht, kann die Auswahl weiterhin auf der Grundlage des Einheitspreises erfolgen. Das Beispiel zeigt lediglich, was nach der Installation des Geräts hinsichtlich Betriebskosten und Planung von Wartungsressourcen zu erwarten ist.





Schlussfolgerung

Wir sind umgeben von einer Informationsflut. Diejenigen, die es schaffen, sich darin zu orientieren und das zu finden, was sie brauchen, werden erfolgreich sein. Es ist unerlässlich, dass ein entsprechendes Verständnis über den Markt und die verfügbaren Technologien gewonnen wird. Sobald eine Grundlage besteht, ist das Zusammenstellen einer Spezifikation der erste Schritt auf dem Weg zum gewünschten Produkt. Wenn keine Spezifikation vorhanden ist, erlauben Sie anderen, die Entscheidung für Sie zu treffen oder Sie zumindest vom bestmöglichen Ergebnis abzulenken. Spezifikationen zu verfassen und über gut aufbereitete Dokumente zu verfügen ist nichts Neues. Vergleichen Sie Ihre Online-DGA-Spezifikationen mit Ihrer Leistungstransformatorspezifikation, um eine Orientierung zu erhalten. Online-DGA-Technologien werden sich weiterentwickeln. Stellen Sie also sicher, dass Sie den Markt auch im Hinblick auf die Vor- und Nachteile der verfügbaren Lösungen untersuchen. Die Bewertung verschiedener Lösungen kann in vielen Bereichen erfolgen, von technisch bis kommerziell, vom Einheitspreis bis zu den Gesamtbetriebskosten. Die Bewertung aus mehreren Blickwinkeln schadet Ihnen oder den Anbietern in keiner Weise. Wenn eine Empfehlung zur Online-DGA-Spezifikation gegeben werden soll, ist die Level-3-Spezifikation das was angestrebt werden sollte. Neben den typischen Elementen ist es äußerst vorteilhaft, folgende Punkte in Ihrer Online-DGA-Spezifikation aufzunehmen:

- **Erwartete Lebensdauer der Online-DGA**
- **Erforderliche Garantiezeit und Option für Garantieverlängerung**
- **Verbrauchsmaterialien oder sonstige Betriebskosten während der Lebensdauer**
- **Ersatzteile während der Lebensdauer**
- **Anforderungen an Kalibrierung und Kalibrierverfahren**
- **Softwaregebühren oder -lizenzen**
- **Installation und damit verbundene Kosten**

Ich hoffe, dieser Vortrag unterstützt Sie dabei, das Gespräch in Ihrem Unternehmen, mit Kollegen, Transformatorherstellern und Online-DGA-OEMs, die die Lösungen anbieten, zu beginnen.

Helfen wir uns gegenseitig, um erfolgreich zu sein! – Vielen Dank!



Quellenverzeichnis

- *Grand View Research 2018 – Dissolved gas analyzer market analysis and segment forecasts to 2025 (DGA-Marktanalyse und Segmentprognosen bis 2025)*
- *IEC- und IEEE-Standards für Leistungstransformatoren*
- *Leistungstransformatorspezifikationen von verschiedenen Endkund*innen aus ganz Europa*
- *Online-DGA-Spezifikationen von verschiedenen Endkundkuuen aus ganz Europa*
- *Gesamtbetriebskosten-Eisberg – Titan*



Holger Lohmeyer

Hitachi ABB Power Grids



Herr Lohmeyer studierte Physik an der Martin-Luther-Universität in Halle/Saale. Er ist seit 1990 am heutigen Hitachi ABB Powergrids Standort Halle/Saale beschäftigt. Seine berufliche Laufbahn begann im Isolieröl-Labor, er war als Prüffeld-Ingenieur und Leiter des Prüffeldes, Qualitäts-Leiter und IMS-Beauftragter sowie als Condition-Assesement Experte tätig. Er ist Mitarbeiter im DKE-AK182 (IEC TC10) und wirkte in CIGRE und ICE-Arbeitsgruppen mit. Der heutige Laborleiter berät Kunden zu Fragen der Ölwirtschaft, Messungen vor Ort, Fleet-Screenings und bei Befundaufnahmen an havarierten Transformatoren. Der Vater von 4 Kindern ist 58 Jahre und hält sich mit Ausdauersport fit.



Von der Ölanalyse im Labor bis zum Multigasensor Betrachtungen aus der Perspektive eines Dienstleisters

Offline vs. Online Oil- and DGA Monitoring

Holger Lohmeyer, Hitachi ABB Powergrids Germany AG, Halle/Saale

Motivation

„Der Beschaffung von geeigneten Transformatoren-, Schalter- und Dampfturbinenölen haben die Elektrizitätswerke frühzeitig große Aufmerksamkeit zugewendet. Mit zunehmender Größe und Leistung der in den Elektrizitätswerksbetrieben zur Aufstellung gelangten Maschinen, Transformatoren und Schalter sowie mit der Steigerung der Betriebsspannungen wurde das Öl zu einem Betriebshilfsstoff von hoher Bedeutung.“ So lässt sich der Bogen über das legendäre VdEW Ölbuch [1] zu den ersten „Technischen Bedingungen für die Lieferung von Transformatoren- und Schalterölen“ der „Vereinigung der Elektrizitätswerke“ bis in das Jahr 1911 zurück spannen, ohne dass dieser „Betriebshilfsstoff“, seine Beschaffenheit bei der Herstellung und während des Betriebes sowie die einzigartigen Anwendungen zur Betriebsüberwachung von Transformatoren an Bedeutung und Aufmerksamkeit eingebüßt haben.

Nach einem halben Jahrhundert ausgeklügelter Prüfung, Pflege und Überwachung des Betriebshilfsstoffes an sich wurde schon in den späten Sechziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts in Zentraleuropa und Nordamerika begonnen, Techniken zur Betriebsüberwachung und Diagnose von Transformatoren anhand der im Öl gelösten Gase und erste Kriterien zu deren Interpretation zu entwickeln [2 - 6]. Diese fanden schnell Beachtung in internationalen Forschungs- und Entwicklungs-Gremien (CIGRE, IEEE) und der Normung (IEC, ASTM). Neben der „Anleitung zur Überwachung und Wartung“ der Isolieröle IEC 60422 [7] wurde die Gas-in-Öl-Analyse (DGA für „Dissolved Gas Analysis“) und deren Interpretation IEC 60599 [8] zu einem der Flaggschiffe der Normungsarbeit des Technical Committee 10 im IEC.

Im ausgehenden 20. Jahrhundert wurde der Begriff Monitoring zu einem Leitmotiv innovativer Technologien für den Betrieb von Leistungstransformatoren. Fortschritte und Neuentwicklungen in der Sensoren-Technologie und die rasante Entwicklung der Informations-Technik machten es zunehmend möglich, Betriebs- und Überwachungsdaten in ungeahnter Größenordnung zu erfassen, aufzuzeichnen und elektronisch zu verarbeiten. Dies erstreckte sich insbesondere auch auf die repetitive Erfassung von in Öl gelösten Gasen und Feuchtigkeit im Öl, beruhend auf den unterschiedlichsten Detektionstechniken bis hin zu Multigas-Sensoren [9] oder der vollständigen DGA vor Ort [10]. Die direkte Implementierung und Weiterverarbeitung der generierten Messdaten in Asset Management- oder Experten-Systemen ist dabei nur ein weiterer, konsequenter Schritt zur intelligenten, IT-gesteuerten Betriebsmittel-Überwachung [11].

Von der Ölüberwachung zur Diagnose

Ging es zu Beginn des 20. Jahrhunderts unter Anwendung einer Vielzahl an Methoden der klassischen Öl-Chemie noch vorwiegend um Eignung und Diskriminierung verschiedener neu komponierter Isolieröle für die sich schnell entwickelnden Leistungstransformatoren unterschiedlichster Anwendung, rückte schnell auch deren Überwachung und Pflege in den Fokus der Betreiber dieser Betriebsmittel.

Dieser Aufgabe wurde in Deutschland über Jahrzehnte durch das bereits erwähnte „Ölbuch“ des VdEW und die nationale Normung in DIN, VDE und TGL (Technische Normen, Gütevorschriften und Lieferbedingungen der DDR) Rechnung getragen. Nachdem im Jahr 1970 mit der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) eine gemeinsame Plattform zur Vertretung deutscher Interessen auf internationaler Ebene geschaffen wurde, konzentrierte sich die Normungsarbeit für Isolieröle auf das Technical Committee 10 im IEC und das Unter-Komitee 182 im DKE. Die erste Ausgabe der IEC 60422 aus dem Jahr 1973 enthielt damit bereits die Handschrift deutscher Experten aus Ölindustrie, Energiewirtschaft, Gerätetechnik und Wissenschaft. Erfahrungswerte und Wissen der entsprechenden Gremien der DDR fügten sich nach der Wiedervereinigung durch die Aufnahme der Vertreter in das K-182 nahtlos ein.



Von Beginn an war es ein wichtiges Ziel der internationalen Normung bei IEC (alle nationalen Normen wurden und werden sukzessive durch wörtliche Übersetzungen der internationalen ersetzt) Messmethoden und Kennwerte zu standardisieren, die sich in allen Teilen der Welt nachvollziehen lassen und zu hinreichend vergleichbaren Ergebnissen führen. Aus der großen Palette an notwendigen Kennwerten zur Klassifizierung und Diskriminierung neuer Isolieröle auf Mineralölbasis (IEC 60296:2020) wurden zur Betriebsüberwachung der Öle (IEC 60422:2013) einige wenige herausgehoben. Die Standardisierung der Bestimmung dieser Kenngrößen ist in Form von Einzelnormen ebenso Gegenstand der Normungsarbeit dieses Gremiums.

So ist es in der Regel hinreichend, Durchschlagsspannung (IEC 60156), tan Delta (IEC 60247), Wassergehalt (IEC 60814) und Säuregehalt (IEC 62021), ergänzt durch die Grenzflächenspannung (EN 14210, IEC 62961:2018) zu bestimmen, um eine gute Indikation zum Zustand der Isolierflüssigkeit auf Mineralölbasis zu erhalten. Als weiterführende Messungen komplementieren sich bei Bedarf:

- PCB-Gehalt (IEC 61619) für Transport oder Entsorgung
- Inhibitor-Gehalt (IEC60666) als Kontrolle des Verbrauches bei inhibierten Ölen
- korrosiver Schwefel (IEC 62535, DIN 52353) im Verdachtsfall, nach Öl-Regenerierung oder anlässlich einer Werks-Revision [12]
- DBDS-Gehalt (IEC 62697-1) bei Anwesenheit korrosiver Ölbestandteile nach IEC 62535
- Flammpunkt (ISO 2719) bei Verdacht auf Verunreinigungen
- Mischbarkeit (IEC 61125) beim Nachfüllen von Neuöl auf gealterte Isolierölfüllungen

Für die Häufigkeit der Untersuchungen wird in den Betriebsmittel-Kategorie O: >400 kV, A: 170kV bis 400kV und B: 72,5kV bis 170kV eine Prüffrequenz von 1 bis 4 Jahren, abhängig von der Relevanz und Belastung des Transformators empfohlen. Für kleinere Transformatoren der Kategorie C: bis 72,5kV sind dies 2 bis 6 Jahre. Dabei sollten jedoch auch Kosten/Nutzen-Betrachtungen erfolgen und das Prüfintervall vom aktuellen Zustand und der Ermöglichung von Trendbetrachtungen abhängig gemacht werden.

Ähnlich ist das Vorgehen bei der Überwachung gebrauchter, alternativer Isolierflüssigkeiten auf der Basis von Silikonölen (IEC 60944:1988), synthetischer organischer Ester (IEC 61203:1992) und natürlicher Ester-Flüssigkeiten (IEC 62975:2021). Bei der Neufassung der Normen und den anstehenden Revisionen wird durch die Experten-Teams im IEC nun eine adäquate Struktur zur IEC 60422 angestrebt, um dem Anwender eine bessere Einordnung der alternativen Isolierflüssigkeiten zu ermöglichen. Als Beispiel sei an dieser Stelle nur erwähnt, dass die Bestimmung des tan-Delta für gebrauchte Ester-Flüssigkeiten gemäß geltender Norm bei Raumtemperatur erfolgt, während dies für mineralische Isolieröle und nun auch für natürliche Ester auf eine Mess-Temperatur von 90°C genormt ist.

Geht die Analytik über die reine Zustandsermittlung der Isolierflüssigkeit selbst hinaus, wird zum Thema Diagnose gern der Vergleich zu Blutuntersuchungen in der Humanmedizin bemüht. Wenngleich der komplizierte Aufbau des Leistungstransformators, inklusive Mischdielektrikum und komplexen Beanspruchungen durch Lastspiel und Schaltvorgänge, elektro-magnetische Felder, vor- und nachgelagerten Betriebsmittel und Umgebungseinflüsse dem Vergleich mit den noch lange nicht hundertprozentig verstandenen biochemischen, genetischen und physikalischen Vorgängen im menschlichen Körper kaum standhält, lässt sich der Übergang zur Zustandsbewertung des gesamten Betriebsmittels damit aber gut veranschaulichen. Während menschliche Blutbestandteile im Gegensatz zum Isolieröl zu einem gewissen Maße permanent regenerieren, transportieren sie auch eine Vielzahl an Botenstoffen und Substanzen von Stoffwechsel und Alterung. Das Detektieren solcher Substanzen erschließt uns eine Vielzahl an Diagnosemöglichkeiten zum Zustand des Körpers und seiner Bestandteile, wie dies auch in der Isolieröl-Analytik geschieht.

Neben der DGA seien hier Messmethoden mit dem Ziel der Beurteilung des Alterungszustandes der festen Isolation genannt, wie der CO₂- und Furfurol-Gehalt (IEC 62874) oder die Bestimmung von Ethanol und Methanol in der Isolierflüssigkeit. Da diese direkten und indirekten Alterungsprodukte der Zellulose z.T. nur Zwischenprodukte sind oder sich in bedeutenderem Maße in der festen Isolation einlagern bzw. abhängig von den Bedingungen und dem Zustand der Isolierflüssigkeit im Isoliersystem unterschiedlich driften, geben sie häufig nur eine grobe Orientierung. So lässt sich bei signifikant ansteigendem Anteil an Furfurol im Öl relativ sicher auf



fortschreitende Papieralterung durch Abnahme des Durchschnitts Polymerisationsgrades– (DP) schließen, während die Abwesenheit dieser Substanz keine gegenteilige Aussage zulässt. Nach Einschätzung eines aufwändigen Post-Mortem-Projektes in Österreich [13] lässt sich anhand der Furfurol-Konzentration im Öl in mg/kg (ppm) lediglich auf einen „fiktiven arithmetischen DP-Mittelwert“ schlussfolgern, der in der Regel wenig über den minimalen DP und nichts über dessen Lokalisation aussagt. Dennoch können auch hier Trendbetrachtungen im Zusammenhang mit anderen Messmethoden wertvolle Erkenntnisse zum Zustand des Betriebsmittels ergeben.

Einen höchst interessanten Ansatz zur Abschätzung von DP-Werten findet sich mit dem Einsatz der Fuzzy-Logik, unter Eingabe einer Reihe von Ölkennwerten und dem Gehalt an Kohlenoxiden in der DGA [14]. Neben CO und CO₂ dienen Säuregehalt, Grenzflächenspannung, Durchschlagspannung und Wassergehalt der aktuellen Ölprobe als Eingabeparameter. Durch Alterungsversuche im Labor und den Vergleich von realen Messwerten eingehender Objekte in einer Transformatoren-Werkstatt, konnte man in den meisten Fällen eine Abschätzung der DP-Werte in einem Vertrauensbereich von 70 DP aufzeigen.

Als Paradedisziplin der Transformatoren-Diagnose über die Isolierflüssigkeit gilt nach wie vor die Analyse der im Öl gelösten Gase. Nach den eingangs zitierten Pionierarbeiten zur DGA [3 - 6] erschien die erste Version der IEC 60599 bereits 1978 und ist auch in seiner aktuellen Edition 3 (2015) als Standard-Werk zum technischen Verständnis, zur Vorgehensweise und zur Interpretation der Ergebnisse höchst empfehlenswert. Man beachte jedoch, dass insbesondere die aus einer Vielzahl an Einzelanalysen weltweit abgeleiteten Orientierungswerte für Leistungstransformatoren im allgemeinen und verschiedene Gerätekategorien im Speziellen niemals im Sinne von „Grenzwerten“ missverstanden werden dürfen. Die angeführten Bereiche der typischen 90%-Gaskonzentrationen sollen anhand der Abschätzung aus verschiedenen Transformatoren-Netzwerken Orientierung geben und im besten Fall dazu anregen, im eigenen Netzwerk vergleichbarer Transformatoren typische Gaskonzentrationen abzuschätzen.

Dies kann im Idealfall über die Nutzung von Datenbankeinträgen erfolgen, wie sie in einem modernen Labor Informations- und Managementsystem (Lims) gepflegt werden. Durch das Setzen geeigneter Parameter wie Spannungsebene, Leistung, Alter, Belastung oder auch Hersteller lassen sich beliebige Populationen konfigurieren und typische 90%-Gaskonzentrationen dafür ableiten. Diese können dann der ersten Klassifizierung eingehender Laboranalysen dienen.

Vom Wasserstoff/Feuchte Monitor zur Transformer Intelligence

Von den im Labor „off-line“ bestimmten analytischen Parametern bieten sich für die Online-Überwachung von Transformatoren die sich vergleichsweise kurzfristig verändernden Substanzen der Gas-in-Öl-Analyse und der Wassergehalt im Öl, komplementiert durch diverse Betriebsparameter (Temperaturen, Spannung, Last etc.) an. Dabei etablierten sich, beginnend in den 90-er Jahren des vergangenen Jahrhunderts im Wesentlichen drei Technologien mit dem Ziel, möglichst alle diagnoserelevanten Gase zu erfassen:

- klassische DGA mittels Gaschromatografie (GC) vor Ort
- Sensoren auf Foto-akustischer (PAS) und elektrochemischer Basis
- Sensoren auf Basis Fourier Transformierter Infrarot Spektroskopie (FTIR) und Halbleitern

Bei der Gasanalytik kamen zunächst Monitoring-Systeme auf den Markt, die Wasserstoff und/oder eine Reihe anderer Gase in Kombination detektierten. Parallel dazu wurden Online-Laboratorien entwickelt, die das Labor zum Transformator brachten und somit die Analyse der kompletten, interpretationsrelevanten Gase in „Echtzeit“ möglich machten.

Die jüngste in der Hitachi ABB CoreSense™ Familie zur Anwendung kommende Technologie nimmt dabei für sich in Anspruch, den Nachteil der externen Ölzirkulation bei den GC- und PAS-basierten Methoden durch thermische Konvektion zu eliminieren und mit moderner Sensortechnik eine Reihe zusätzlicher Vorteile zu generieren. So wird die erheblich verbesserte Analysen-Wiederholbarkeit, bei hoher Auflösung der Einzelgase und geringer Messwert-Drift mit erheblich gesteigerter Probenfrequenz und dem Versprechen des wartungsfreien Betriebes verknüpft. Zudem ist die Installation dieser Geräte auch an Transformatoren im Felde häufig unkomplizierter. Dies alles kann sich, trotz höherer Anfangsinvestitionen selbst für stark belastete Industrie-Transformatoren als die kostengünstigste Variante eines Online-Gasmonitorings erweisen.

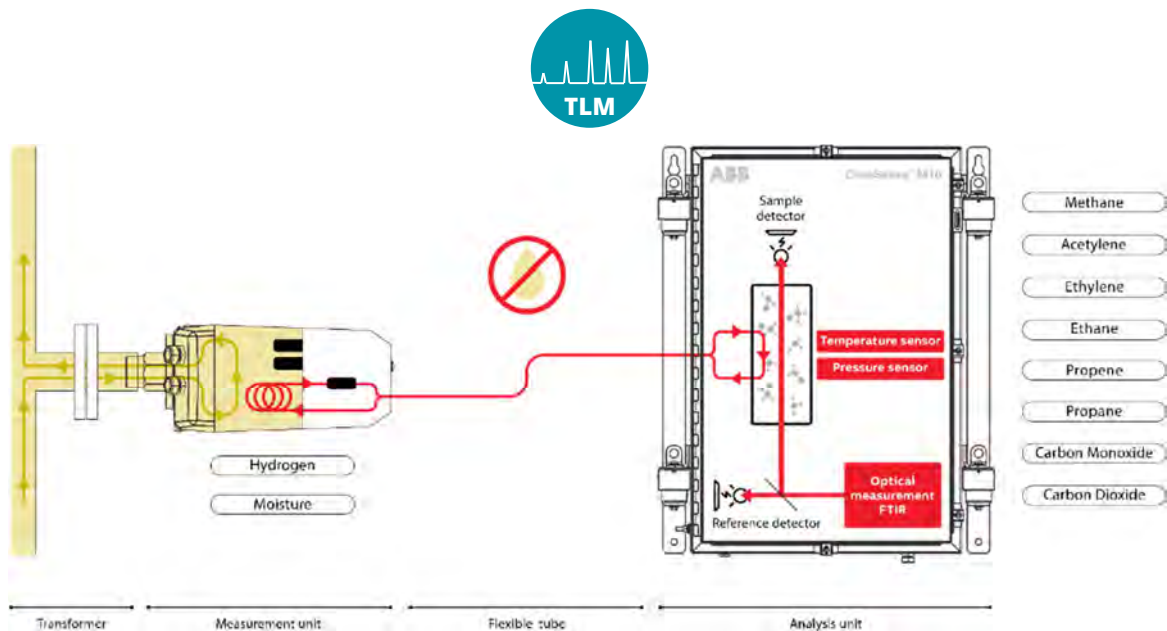


Bild 1: schematische Darstellung des Analysenprinzips der FTIR Technologie

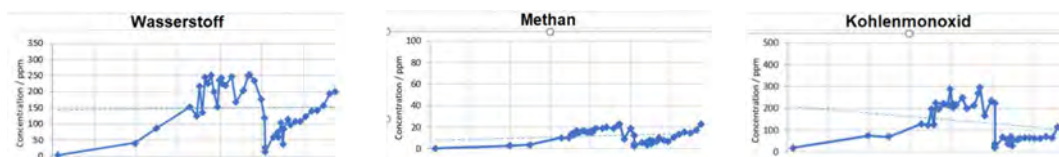
Ein großer Vorteil der Online-Gasüberwachung besteht in der Möglichkeit einer automatischen Erstbewertung der gemessenen Daten, ohne dass sie die Funktion der klassischen Schutzgeräte wie Buchholz-Relais oder Differential-Schutz-Relais übernehmen, aber deutlich früher auf sich anbahnende Probleme hinweisen. Integrierte Experten-Systeme und die Möglichkeit „high“ und „high-high“ Alarme flexibel zu setzen, stellen dem Asset-Management wertvolle Werkzeuge zur Verfügung und ergänzen damit die Off-line-Analytik zur Zustandsüberwachung.

In Kombination mit weiteren intelligenten Instrumenten der Transformatorenüberwachung (elektronische Luftentfeuchter, Ölstands-Melder, Öl- und Wicklungstemperatur-Überwachung und Druckentlastungs- sowie Buchholz-Relais) wurde nicht zuletzt durch die Multigas-Sensoren-Technik der Weg zum automatisierten Asset-Management System für ganze Transformatoren-Populationen geebnet [11].

Online versus Offline

Die Entscheidung zum Einsatz von Online DGA- und Feuchte-Monitoren sollte möglichst bereits in der Planungsphase der Betriebsmittel-Investition getroffen werden. Neben Wert, Bedeutung und Zugänglichkeit des Betriebsmittels und den reinen Anschaffungskosten für das System müssen laufende Betriebskosten, regelmäßige Wartung, Instandsetzung oder auch die Kalibrierung der Sensoren beachtet werden. Wie solche Entscheidungen ausfallen können soll an zwei Praxisbeispielen verdeutlicht werden.

Der Betreiber eines Windparks nutzt zwei identische GSU-Transformatoren 220 kV zur Einspeisung ins Netz, welche jeweils mit Multigas-Sensoren ausgerüstet sind. Nach kurzer Betriebsdauer fällt einer der Transformatoren mit deutlichem Wasserstoff-Anstieg auf, der durch das Begleitgas Methan und den signifikanten Anstieg von Kohlenmonoxid flankiert wird. Die daraufhin an beiden Transformatoren entnommenen offline Proben bestätigen den Befund am auffälligen Transformator, wie auch das sich am anderen Transformator einstellende unauffällige Gas-Niveau.



Grafik 1 bis 3: zeitlicher Verlauf der Gaskonzentrationen off-line

Die Grafiken zeigen die Tendenz der Gasentwicklung der letzten drei Jahre. Die abfallende Flanke nach ca. zwei Jahren geht auf eine Ölaufbereitung zurück, die ausgeführt wurde, weil der mittels Luftsacks hermetisierte Transformator mit relativ hohem Gesamtgasgehalt in Betrieb ging.

Zwischen Betreiber und Hersteller wurde vereinbart, den Transformator weiter zu betreiben und mit Hilfe des Gas-Monitorings zu überwachen. Es wurden neue Alarmlevel für die einzelnen Gase



festgelegt und die Zuverlässigkeit des Multigas-Sensors durch regelmäßige Offline DGA hinterfragt. Dabei wurden Signal-Driften und eine Fehlfunktion aufgedeckt, welche durch Re-Kalibrierung und eine Onsite-Reparatur korrigiert werden konnten.

Das inzwischen einwandfrei laufende Gas-Monitoring ermöglicht dem Betreiber den abgesicherten Betrieb des Transformators, welcher naturgemäß starken Lastschwankungen ausgesetzt ist. Dem Hersteller wird damit die Möglichkeit eingeräumt, weitergehende Diagnose-Untersuchungen zu planen und auszuführen, ohne die Nutzung des Betriebsmittels einzuschränken.

Im zweiten Beispiel wird die optimale Verfügbarkeit einer 420kV Transformatoren-Bank bei Beschaffung und Installation von vier einpoligen Netztransformatoren neben der redundanten Einheit durch eine moderne Schutzgerätekonfiguration, eine Reihe von Messungen und Prüfungen auf der Anlage sowie vorbereitende konstruktive Maßnahmen an allen Transformatoren angestrebt. Auf die Installation von Multigas-Sensoren wurde dabei zunächst verzichtet, wobei folgende Vorkehrungen getroffen wurden:

- Elektronische Schutz- Steuer, Regel- und Überwachungseinrichtungen
- Gasentnahmergerät zur Probenahme von Buchholzgasen von unten
- Luftsack zum hermetischen Abschluss der Hauptölfüllung
- Filteranlage für das Öl des Lastschalters
- Integrierte UHF-Sensoren in der Kesselwand zur TE-Detektion bei Bedarf
- Vorbereitete Flansche zur Installation eines Gas-Monitorings bei Bedarf

In umfangreichen Site Acceptance Tests, inklusive induzierter Spannungsprüfung mit TE-Überwachung wurde der fehlerfreie Zustand der Transformatoren bei Übergabe festgestellt und durch anschließende DGA verifiziert. Im Betrieb wird nun zunächst eine offline Überwachung mit regelmäßiger DGA etabliert. Bei auffälligen Messergebnissen oder Ereignissen kann der Betreiber sehr kurzfristig mit der Nachrüstung eines Multigas-Sensors und ggf. TE-Messungen bzw. der bereits integrierten HF-Ortung im Betrieb reagieren.

Zusammenfassung

Mit diesem Beitrag hat der Autor anhand 30-jähriger Praxiserfahrung bei einem lokalen „global Player“ in Neubau, Reparatur und Service von Leistungstransformatoren exemplarisch seine ganz persönliche Sicht zum Kontext der über 100-jährigen Geschichte der Transformatorenöl-Analytik im Labor und deren zunehmender Verlagerung an das Objekt selbst dargelegt.

Auch wenn sich heute noch bei weitem nicht absehen lässt, wie rasant der technische Fortschritt in den Informations-, Sensoren- und Überwachungs-Technologien das eher konservative Betreiben von Leistungstransformatoren künftig weiter automatisieren wird, werden die klassischen Instrumente der Labor-Untersuchung des Betriebshilfsstoffes Isolieröl und der Zustandsbewertung mit dessen Hilfe weiter eine wichtige Rolle spielen. Das vorliegende Papier möge deshalb auch als ein Plädoyer für die fachlich fundierte, offline ausgeführte Analyse und Beurteilung der Öl-Analytik verstanden werden.

Literaturhinweise

- [1] Ölbuch, „Betriebsanweisung für Prüfung, Überwachung und Pflege der im elektrischen Betrieb verwendeten Öle“, Dritte Auflage 1950
- [2] Dörnenburg, O.E. Gerber: „Die Analyse gelöster und abgeschiedener Gase als Hilfsmittel für die Betriebsüberwachung von Öltransformatoren“, Brown Boveri Mitteilungen 54/1976
- [3] R. Müller, H. Schliessing, K. Soldner: „Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase“, Elektrizitätswirtschaft, Sonderdruck, 1975
- [4] H. Schliessing, K. Soldner: „Die Technik der Analyse von Gasen, die im Transformatorenöl gelöst bzw. im Buchholz-Relais gesammelt sind“, Elektrizitätswirtschaft, 8/1976
- [5] R. R. Rogers: „Dissolved Gas in Oil Analysis. The use of the ratios code as an aid in interpretation of incipient transformer faults“, DDR No. 57, April 1974
- [6] R. Müller, H. Schliessing, K. Soldner: „Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse“, Elektrizitätswirtschaft 11/1977



- [7] IEC 60422:2013, "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance", Ed. 4 (2013-01-10)
- [8] IEC 60599, "Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis", Ed. 3 (2015-09-16)
- [9] CoreSense™ Hydrogen and Moisture Sensor, User guide, ABB 2018
- [10] M. Hahn; Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse"; TLM, Halle/Merseburg, 2015
- [11] H. Lohmeyer, L. Cheim, Anbindung von online DGA Sensoren in ein automatisiertes Asset-Management System, TLM Tagung 2018
- [12] M. Dahlund, H. Lohmeyer, K. Gustafsson, „Up-date on copper sulfide mitigation techniques”
- [13] Post Mortem II - Projekt, „Erwärmungslauf und Laborversuche zum besseren Verständnis der Transport und Diffusionsprozesse“, Österreich Dezember 2014
- [14] S. Schreiter, „Anwendung eines Fuzzy-Logik-Algorithmus für die Lebensdauerabschätzung von Transformatoren im Betrieb“; VDE Hochspannungstechnik 2020 online
- [15] Online dissolved gas monitoring, introducing the CoreSense™ family, transformer service, www.hitachiabb-powergrids.com

Autorenanschrift

Hitachi ABB Power Grids Germany AG
Holger Lohmeyer
Trafoweg 4, 06112 Halle
Tel.: +49 345 5686 278
Fax: +49 345 5686 165
E-mail: holger.lohmeyer@hitachi-powergrids.com

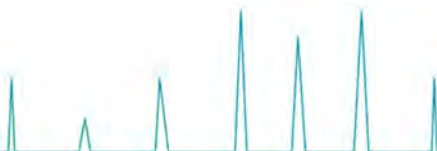


Kristin Homeier

Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut

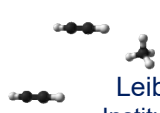
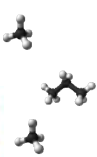


Frau Kristin Homeier hat an der Leibniz Universität Hannover Elektrotechnik und Informationstechnik studiert. Nach ihrem Masterabschluss arbeitet sie seit 2018 im Schering-Institut, dem Fachgebiet der Hochspannungstechnik und Asset Management, als Doktorandin. Dort befasst sie sich überwiegend mit dem Themengebiet der Isolierflüssigkeiten und hat sich dabei insbesondere auf das Gasungsverhalten von verschiedenen Isolierflüssigkeiten unter Beanspruchung verschiedener Fehlerarten spezialisiert.





Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen



Kristin Homeier

Leibniz Universität Hannover
Institute of Electric Power Systems



Leibniz
Universität
Hannover

Division of High Voltage Engineering and Asset Management, Schering-Institute



TLM 2021
05.10.2021



Motivation



- **Gas-in-Öl-Analyse (DGA) ist ein wichtiges Messverfahren zur Zustandsermittlung eines Transformators**
 - viele DGA-Interpretationsmethoden basieren meist auf Erfahrungen mit Mineralöl
 - der Einsatz von alternativen Isolierflüssigkeiten erfordert mehr und mehr Interpretationsansätze mit deren Fehlergasbildungsverhalten
 - Eine effiziente DGA- Interpretation erlaubt eine frühzeitige Fehlererkennung eines Transformators, sodass rechtzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können

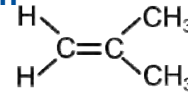


© Schering-Institut

DGA- Interpretationsschema

Interpretationsschema mit konventionellen Fehlern

- C1- bis C3- Kohlenwasserstoffe
- Niedrigere Ostwald- Koeffizienten bei kurzkettigen Kohlenwasserstoffe → mehr ungelöste Gase
- Ostwald-Koeffizient steigt mit Zunahme der Kohlenstoffatome → Kaum ungelöste Gase
- Konzentrationen der in Öl gelöste Gase entspricht nahezu den durch Fehler erzeugten Gasen



© Schering-Institut

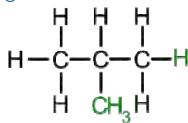
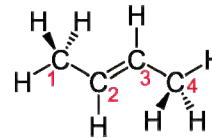


Table 1: Solubility/ partition coefficients k of gases in mineral and non-mineral oils at 20°C⁴

Gas:	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
Oil type:										
Mineral	0.0504	0.172	0.091	0.423	0.125	1.10	1.25	1.81	2.88	9.84
FR3	0.0471	0.134	0.074	0.341	0.108	1.54	2.58	1.67	2.14	7.46
Midel	0.0479	0.152	0.091	0.378	0.130	2.08	4.26	1.85	2.20	7.67
Silicone	0.0869	0.267	0.155	0.580	0.189	1.63	2.04	2.18	3.10	9.91

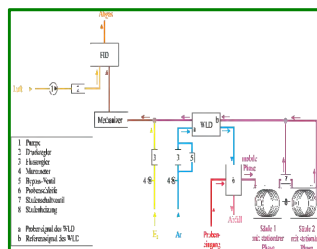


Neues DGA- Interpretationsschema mit C₁ - C₅ Kohlenwasserstoffe

Aufbau eines Prototyps zur Messung von höherwertigen Kohlenwasserstoffen



- Vollvakuumentgasung
- optimierte Entgasung




Detektoreinheit

- neue Trennsäule
- angepasste Säulens-temperaturprogramme und Säulenschaltprogramme

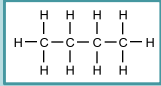
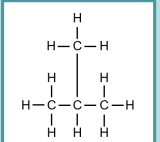
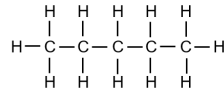
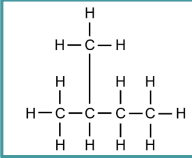
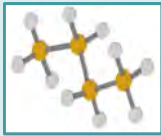
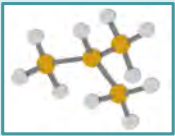
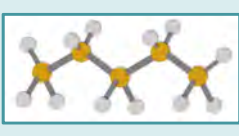
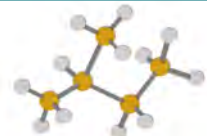


© Schering-Institut

Messung der höherwertigen Kohlenwasserstoffe sowie der konventionellen Fehlern für alle Isolierflüssigkeiten möglich


IFES **C4- und C5- Kohlenwasserstoffe** 

▪ **Ausgewählte C4- und C5- Kohlenwasserstoffe**

n- Butan (n - C ₄ H ₁₀)	i- Butan (i - C ₄ H ₁₀)	n- Pentan (n - C ₅ H ₁₂)	i- Pentan (i - C ₅ H ₁₂)
			
			
Butan	2- Methylpropan	Pentan	2- Methylbutan
Siedetemp.: -0,5 °C	Siedetemp.: -11,7 °C	Siedetemp.: 36 °C	Siedetemp.: 28 °C

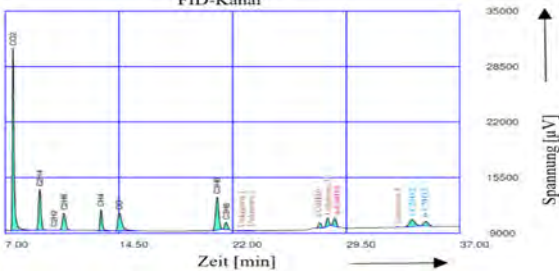
© Schering-Institut

Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen– Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021 Seite 5

IFES **Beispielmessung** 

▪ **DGA eines nachgebildeten thermischen Fehlers**

FID-Kanal

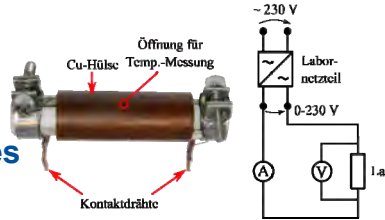


Konv. Fehlergase	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	CO
Konzentrationen	144 ppm	263 ppm	322 ppm	1 ppm	192 ppm	432 ppm	77 ppm	425 ppm
Erweiterte Fehlergase	Unknown 1	Unknown 2	i- C4H10	Unknown 3	n- C4H10	Unknown 4	i- C5H12	N-C5H12
Konzentrationen	1,1 min/µV	9 min/µV	655 ppm	198 min/µV	1182 ppm	0,85 min/µV	4480 ppm	5700 ppm

© Schering-Institut

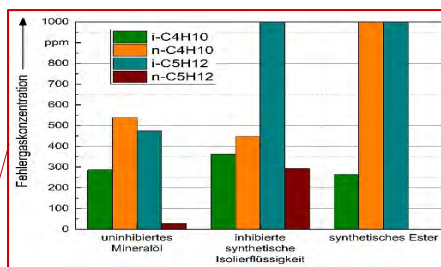
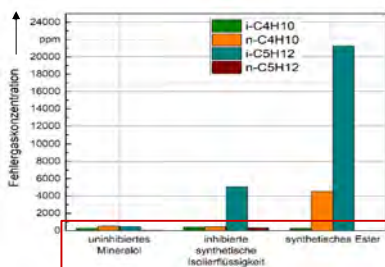
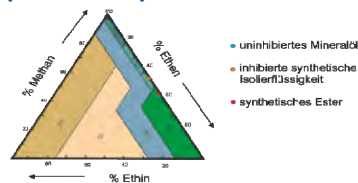
Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen– Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021 Seite 6

- **Nachbildung eines lokalen thermischen Fehlers**
 - Konzentrierte Wicklung eines Konstantandraht- Widerstandes um einen Keramikstab
 - übergestülpte Kupferhülse
 - isolierende Abstandshalter zum Widerstand bieten kleine PTFE-Scheiben
- **Messaufbau**
 - Doppelwandiges Gefäß mit eingebautem Widerstand
 - Trennstelltransformator
 - Einstellung verschiedener Ströme
 - Kälte-Umwälzthermostat

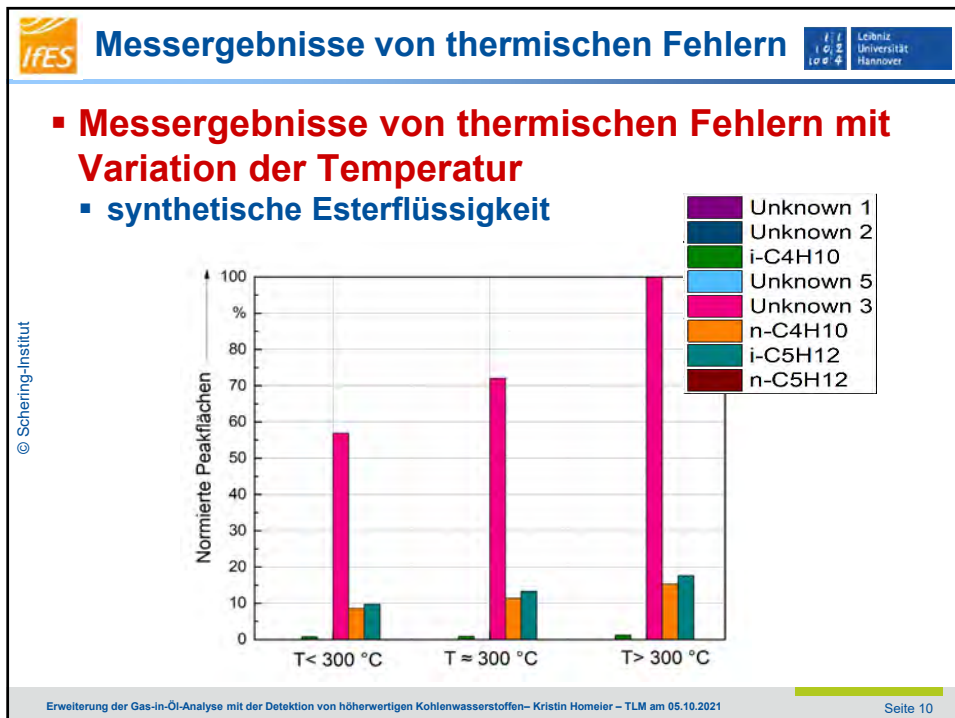
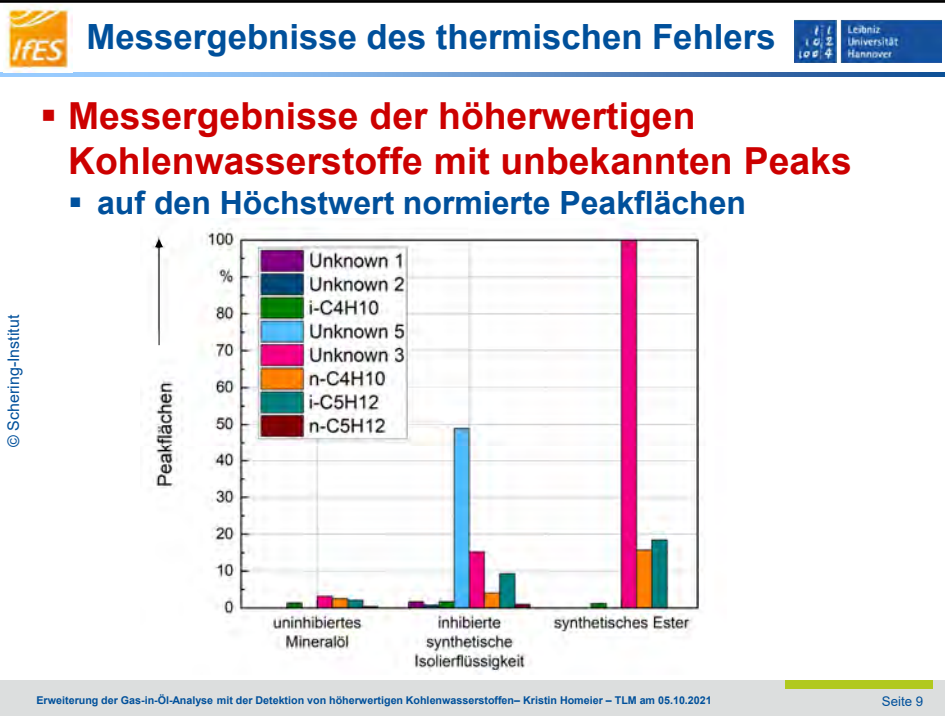


© Schering-Institut

- **Messergebnisse des thermischen Fehlers**
 - Belastung mit einem T1- Fehler (< 300 °C)
 - 1 h Belastungsdauer
 - konventionelles *Duval*-Dreieck zeigt lediglich für das Mineralöl einen T1 Fehler an
- **Messergebnisse der ausgewählten C₄- und C₅- Gase**



© Schering-Institut



Ölalterung und Papieralterung

Öl- (ÖA) und Papieröalterung (PA)

Uninhibiertes Mineralöl

Natürliche Esterflüssigkeit

© Schering-Institut

Leibniz Universität Hannover

Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen – Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021

Seite 11

Messergebnisse von elektrischen Fehlern

Nachbildung von D-Fehlern

Durchschlagspannung

DGA Messergebnisse mit uninhibierten Mineralöl

© Schering-Institut

Leibniz Universität Hannover

Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen – Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021

Seite 12

▪ D-Fehler mit synthetischer Esterflüssigkeit

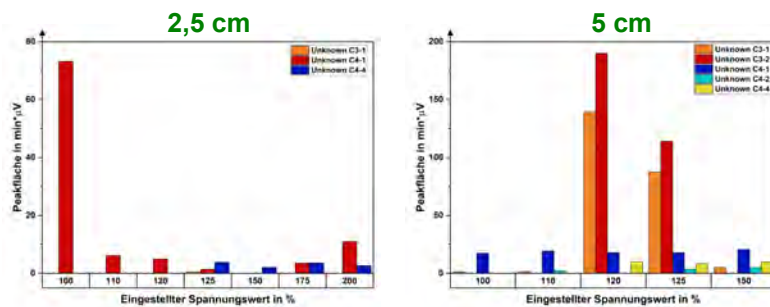
▪ Anzahl der Durchschläge bei 2,5 cm

Spannungswert	100 %	110 %	120 %	125 %	150 %	175 %	200 %
Durchschläge	2	5	5	5	5	5	5

▪ Anzahl der Durchschläge bei 5 cm

Spannungswert	100 %	110 %	120 %	125 %	150 %
Durchschläge	1	3	4	5	5

© Schering-Institut



Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen – Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021

Seite 13

▪ Entwicklung eines Prototyps inklusive Messverfahren

- Detektion höherwertiger C₄- und C₅-Kohlenwasserstoffe neben den konventionellen Fehlergasen
- Alle Isolierflüssigkeiten können vermessen werden
- Eine generelle Generation höherwertiger Kohlenwasserstoffe wird beobachtet
- Aktuell werden die unbekannt Peaks bestimmt und auch die Kalibrierung dementsprechend verbessert



© Schering-Institut

Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen – Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021

Seite 14



Zusammenfassung



- **Generation von höherwertigen C₄- und C₅-Kohlenwasserstoffen**
 - Generation von höherwertigen C₄- und C₅-Kohlenwasserstoffen bei allen Fehlerarten
 - Bei den verschiedenen Fehlerarten werden unterschiedliche aussagekräftige Fehlergase erkennbar
 - Große Unterschiede der Fehlergasbildung werden bei Einsatz verschiedener Isolierflüssigkeiten deutlich



Diese ersten Messungen zeigen vielversprechende Ergebnisse, dass ein neues DGA-Verfahren unter Einbeziehung der höherwertigen Kohlenwasserstoffe eine effiziente DGA Interpretation ermöglichen kann

© Schering-Institut

Erweiterung der Gas-in-Öl-Analyse mit der Detektion von höherwertigen Kohlenwasserstoffen – Kristin Homeier – TLM am 05.10.2021

Seite 15



**Vielen Dank für
Ihre Aufmerksamkeit!!**

Source: ETH Zürich



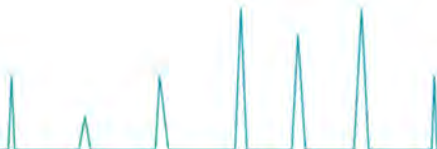
Dr. Detlef Hummes

Power Diagnostic Service Austria GmbH



Dr. Detlef Hummes received his doctorate degree in Electrical Engineering from the Gerhard-Mercator-University of Duisburg, Germany, in 1997. In his thesis he developed a Differential Mobility Analyzer for particles in the nanometer size range, known as the Nano-DMA. From 1997 until 2000 he was the technical director of a wind turbine manufacturer that produced off-grid systems. Between 2001 and 2004 he worked as a patent agent for the Fraunhofer Patentstelle and the Provendis GmbH, both in Germany. Since 2004, he has been a consultant for international companies in the power sector in several countries in middle and the far east. His clients have been international companies like Siemens, Alstom and Mitsubishi as well as power plant operators of the emerging countries like China, India and Vietnam. Before 2010, he was a part time lecture at the German University, South-Westfalia, at the department of Mechatronics and Electrical Engineering. He has several publications, in addition to US and European patents. Dr. Hummes is a member of a number of national and international scientific organizations.

In 2010, his consultancies were mainly in the state of Kuwait. Since 2013, he has been an Assistant Professor of Electrical Engineering at the ECE department, the American University of Kuwait. His research interests monitoring of high voltage rotating machine where he published several papers. In 2018 he developed with students in a capstone project a robot, which has a height of just 2,5 mm and can inspect the airgap of a motor during a shortage. Several of his student projects were awarded on international conferences.





Monitoring of Power Transformer via Cloud

Detlef Hummes and Predrag Nikolic, Power Diagnostic Service, Austria

Abstract

Unforeseen shutdowns of important components like power and distribution transformers causing high costs operational failures and repair. To reduce the risk of failure several methods to monitor the sensitive parts of the equipment were developed during the last decades. One of the most powerful tools, to detect upcoming insulation defects is the monitoring of partial discharge. This paper gives an overview of the common sensors and will focus on the UHF PD detection technique. In combination with the cloud solution, it will be shown, that even a whole factory with thousands of sensors can be monitored to avoid unforeseen shutdowns.

Introduction

To avoid an unforeseen outage of power and distribution transformer a PD monitoring system can help to detect failures at an early stage. Figure 1 published by Doble [1], gives an overview of the failure statistics of distribution transformers. Based on the statistic two major groups play the most important rule in failure, tap changer (41%) and windings, tank and oil and terminals (44%).

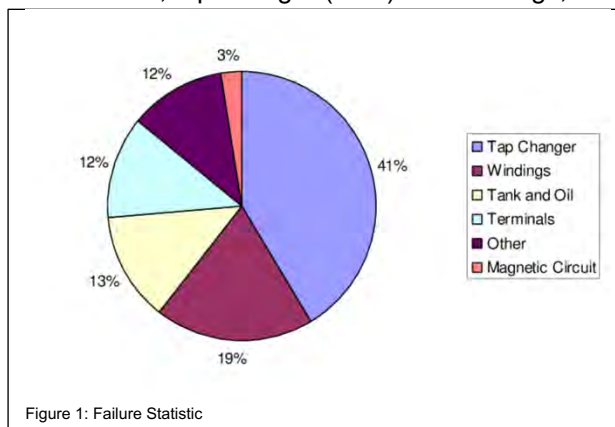


Figure 1: Failure Statistic

It is well known that insulation problems can be detected with different techniques. Dissolved gas analysis (DGA) is the most significant diagnostic techniques. But DGA is mostly used offline meanwhile up to now online DGA is costly and needs qualified stuff to detect failures at an early stage. Caused by the improvement of the semiconductor industry, which provides more powerful microcontroller and sensors by at the same time decreasing costs, online PD monitoring became a powerful technology for even every single distribution transformer as well dry transformer.

Failures in Transformers

The insulation of a transformer consists of oil itself and solid material. It subjected to an intense electric field, which causes its degradation. The stresses transformers undergo can be classified in thermal, electrical and vibration. The typical failure rate over the time is shown in figure 2.

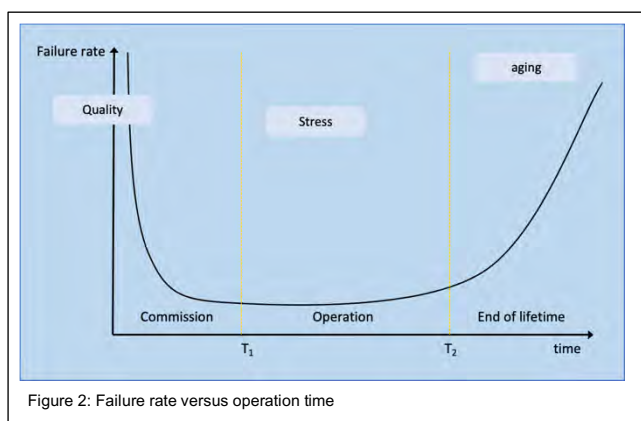


Figure 2: Failure rate versus operation time

During the operation, environmental effects by contamination or ambient temperature will reduce the lifetime and can even cause failures. In any case a degradation of the insulation can be obtained by PD.

Root causes of Partial Discharges are weak spots in the insulation where locally enhance the electric field strength. The discharge process takes place in a very short time, typically in the nano-second range. The charge with a generally small amplitude can be injected into a measuring device to monitor the condition of the transformer

over the time. Partial discharge measurement is a common procedure during the maintenance time, describes the condition of the transformer and gives a forecast about the future operation time. But it does not avoid unforeseen environment and operation stresses. Figure 3 shows a transformer which suddenly exploded even after the maintenance incl. PD measurement 2 weeks before. The transformer was less than 16 years old, had a rated power of 400 VA and



was connected to two Generators. Caused by this failure 400 MW power were missing for 2 years, because of the long delivery time for the exchange.

Partial Discharge in Transformers

Caused by the strong improvement of the sensor and microcontroller technology, an online monitoring is affordable even for lower class transformers, to avoid any unforeseen shutdowns. The partial discharge can be modeled as a small current pulse, which radiates electromagnetic waves in a large radio frequency (RF), which lies between 0 and 3 GHz. Conventional PD measurement according to IEC 60270. It measures the apparent charge flowing through the test device. But this method requires a precise calibration and a sufficient signal-to-noise ratio.

An Non-conventional PD detection is the ultra-high frequency (UHF) method which uses electromagnetic waves above several hundreds of MHz. In [3] a sensitivity check for radio frequency partial discharge detection for power transformers was performed and it was shown that the UHF technique is sensitive enough to detect partial discharges of 25-30 pC. To perform a sufficient UHF PD monitoring system the system should include a Partial Discharge Monitoring Device, UHF PD Sensors, IP65 ABS Enclosure and a local PD Data Server. In figure 4, the schematic diagram for the sensors is shown. The system should contain 3 sensors as bushing sensor, drain valve sensor and plate sensor.



Figure 3: Transformer Az Zour North Kuwait

In case of a three-phase transformer, each phase will require one TM sensor, regardless of HV side or LV side. All Sensors will be connected to the Partial Discharge Monitoring Device (PDSimply) which is shown in figure 4.

The Monitoring device identifies the existence of partial discharges in the insulation medium, the location of the PD, the magnitude of the PD and the duration of the PD. In case of a factory with multiple transformers as well motors and GIS, the PD monitoring system can

be connected to a local server which finally will be connected to the cloud (figure 4).

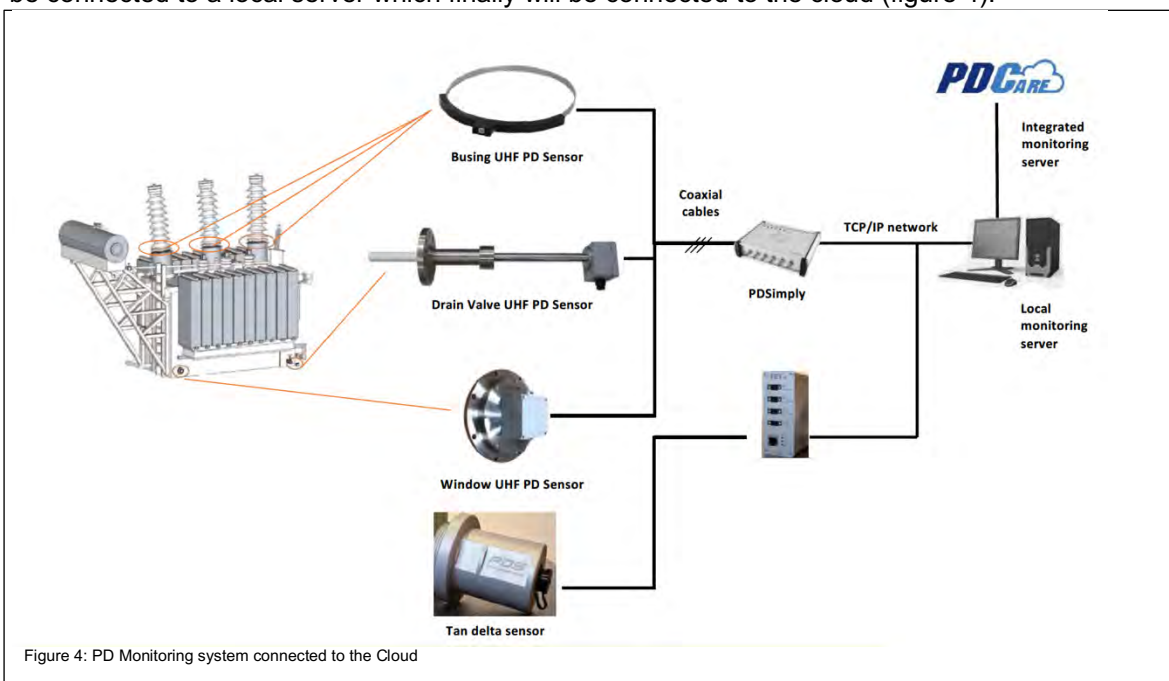


Figure 4: PD Monitoring system connected to the Cloud

This cloud a 24/7 monitoring service with online analysis and diagnosis as follows:

- View current/history condition of monitored assets, such as PD magnitude, trend, pattern and Pulse-per-second (pps) anywhere and anytime with any web-browsing device.
- Receive alert notification through preferred channel, such as email or/and text message whenever PD is verified



- Immediate risk assessment to corresponding abnormal activities
- Receive identification of specific failure mechanisms in order to take the most appropriate approach prior to a forced outage
- Online view and/or download data of any time frame
- Receive event reports and periodical reports, interpreting the current condition of all assets monitored

Case study 1

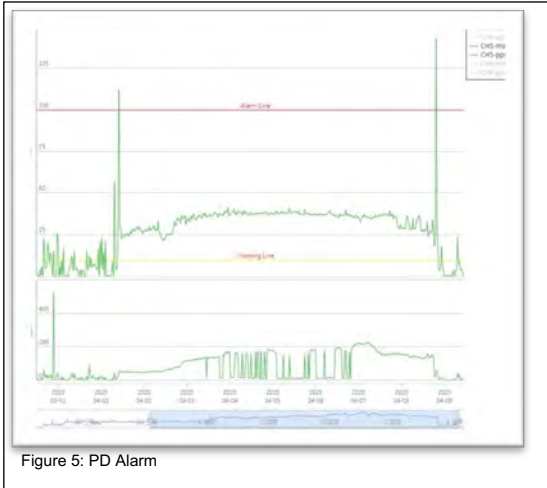


Figure 5: PD Alarm

In April 2020, a PD alarm was received at PDS Monitoring Center, triggered by a 161kV/22.8kV power transformer.

The real time analysis service evaluated the PD was at its early stage, and had a relatively low risk; however, it has caught the attention. After 6 days of continuous observation, the signal existed with increasing pulse count.

A PD location service was then conducted.

PD development

PD development may take from days to years, depending on PD type, location, material, environment, and other factors. It can be evaluated through PRPD pattern analysis, with the aid of PD magnitude and pulse-per-second (pps) count, the risk level may be assessed. From the PRPD pattern captured (figure 6) during a 6 day observation period, it shows clearly a development of pattern in terms of PD magnitude (blue box: 86.4 mV-> 105mV) and pattern area (red arrow).

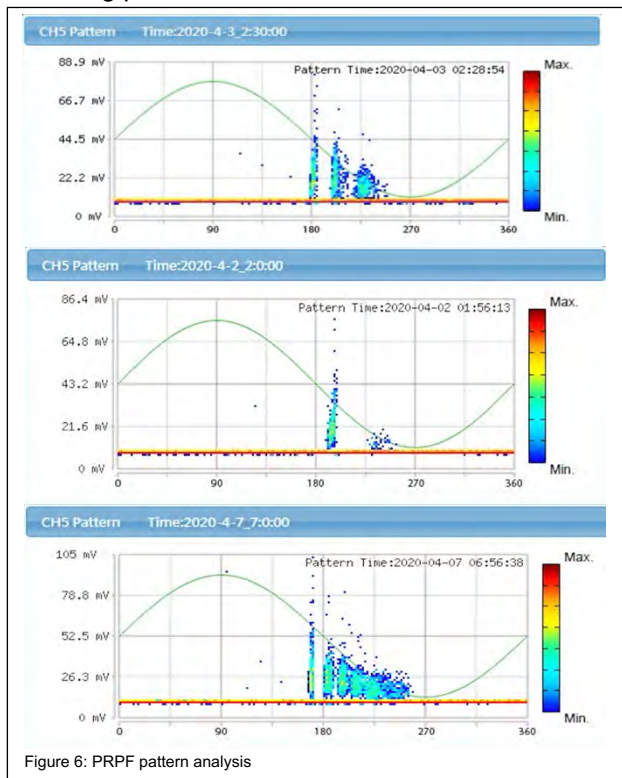


Figure 6: PRPF pattern analysis

PD Location

A service team performed an onsite PD location. By taking advantage of permanent installed (6) sensors on both primary and secondary side, the team could quickly locate the defect point. After the location, which confirmed the PD source comes from the cable termination of secondary side, the chamber cover was removed for further investigation. A sagging earth strap was caught, and the edge of the braided copper leaning on the cable caused surface discharge. A clear discharge point may be visible spotted

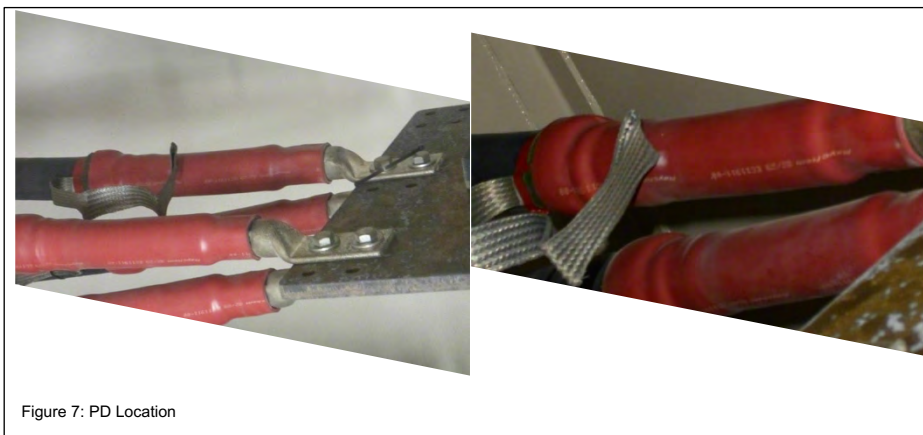


Figure 7: PD Location



Case Study 2

Figure 8 shows a 22,8 kV cast resin transformer. Due to PIP (Proprietary Information Protection) Regulation, a PD trend could not be disclosed. After a PD signal was discovered, the customer requested an on-site PD monitoring system to locate PD signal. After the UHF PD sensor TM type where installed



Figure 8: PD monitoring at a dry transformer using UHF PD sensors

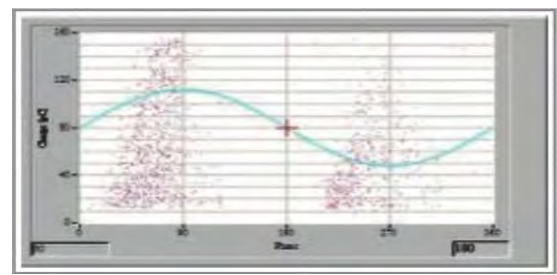


Figure 9: PD pattern

PD location

The location result pinpointed the PD source that came from the pointed area (figure 9). After a dissection was performed, it could be shown that caused by an improper degreasing process stain deposit on the surface of copper conductor. (manufacture issue)



Figure10/11: Detection of the PD location

Summary

Modern UHF sensors have proven themselves in recent years as effective sensors for monitoring Partial Discharge on oil and dry transformers. Due to the permanent reduction of installation costs, powerful systems are now available for monitoring entire manufacturing processes, as shown in our case studies from the semiconductor industry.

Literature

- [1] A. Wilson: "Condition and life Assessment: Failure Analysis in Power Transformers", The Life of A Transformer Seminar, Rome, Italy, 27-29 Oct. 2003
- [2] HUÁMAN CUENCA, W.; Caracterização dos Sinais de Descargas Parciais em Equipamentos de Alta Tensão a Partir dos Modelos Experimentais. Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2005.
- [3] S. Meijer, M. D. Judd and S. Tenbohlen: "Sensitivity Check for Radio Frequency Partial Discharge Detection for Power Transformers" International Conference on Diction Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, April 21-24, 2008



Peter Kropmeier

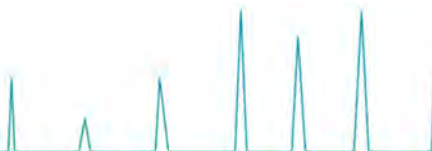
Fiso Technologies Inc. Canada



Peter Kropmeier, studierte 2008 Elektrotechnik an der OTH Regensburg und machte 2012 zusätzlich den Abschluss zum MBA an der Universität Augsburg.

Nach dem Studium arbeitete er bei Schneider Electric, SGB-SMIT, Doble Engineering und jetzte Fiso Technologies. Er ist verantwortlich für den Europäischen Vertrieb.

Parallel zu seiner jetzigen Tätigkeit Peter Kropmeier einen Lehrauftrag an der OTH Regensburg zum Thema Überwachung von Leistungstransformatoren.





Direkte Messung und Überwachung der Hot-Spot Temperatur von Leistungstransformatoren



Peter Kropmeier

CONFIDENTIAL

Temperatur, ein wichtiger Parameter



Westinghouse Transformator aus 1917
Hydropower plant Folsom, California.

CONFIDENTIAL



Temperatur und Lebensdauer

- **Die Lebensdauer des Isoliermaterials**
 - Direkte Abhängigkeit
 - → **Temperatur**

FR3™ natural ester fluid vs. Mineral oil
Sealed Tube Test - IEEE C57.100, Annex B



CONFIDENTIAL

Beispiele aus den Standards

1. IEEE Std C57.12.00-2015, Seite 35
 1. Hot Spot Temperatur 100°C → ~ 40 Jahre
 2. Hot Spot Temperatur 140°C → ~ 1 Jahr
2. IEC 60076-7:2018 ab Seite 16
 1. Hot Spot Temperatur 100°C → ~ 30 Jahre
 2. Hot Spot Temperatur 140°C → ~ 1Jahr

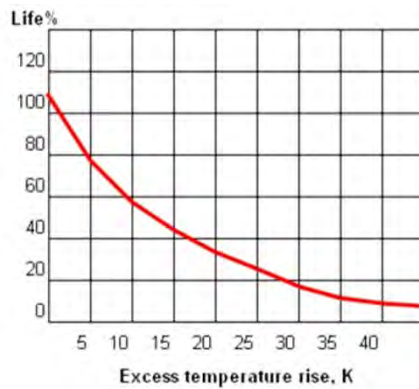


CONFIDENTIAL



Hot Spot und Lebensdauer

Einfluss der Temperatur auf die Isolierung



Eine Überhitzung von **5 °C** verkürzt die durchschnittliche Lebensdauer der Isolierung um **25%**

Eine Überhitzung von **15 °C** verkürzt die durchschnittliche Lebensdauer der Isolierung um **50%**



CONFIDENTIAL

Autopsie eines Transformators

Die schwächste Isolierstelle im Transformator:
Hot Spot der Wicklung



CONFIDENTIAL

Methoden

Die Transformator Temperaturüberwachung ist fast so alt wie der Transformator selbst.



OTI



WTI



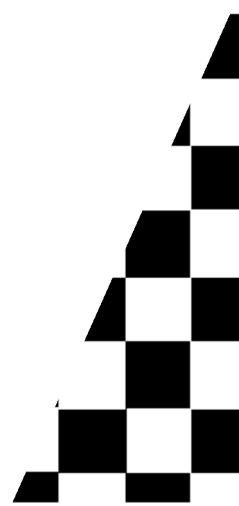
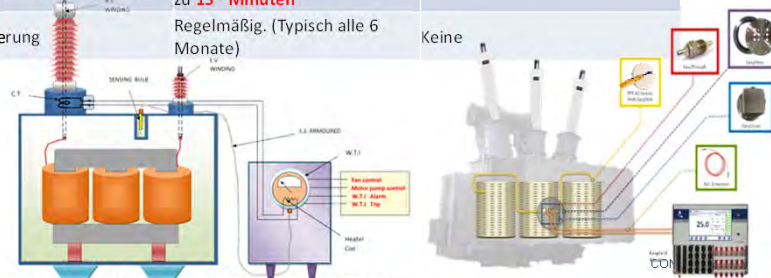
DTM LWL



CONFIDENTIAL

Vergleich WTE und DTM LWL

Criteria	WTI (eWTI)	DTM LWL
Funktionsprinzip	Indirekte Indikation über Berechnung	Direkte Messung
EMV	Keine	100%
Thermischer Lag-Effekt des Trafo Öls	Signifikant	Vernachlässigbar
Genauigkeit des gesamten Systems	Variiert. Kurzzeitig bis zu ±20°C	Variiert nicht, ±2°C
Reaktionszeit des Sensors	Zwischen paar Minuten und bis zu 15* Minuten	500ms
Kalibrierung	Regelmäßig. (Typisch alle 6 Monate)	Keine





Zwischenfazit

- *Hot Spot Temperatur ist ein wichtiger Parameter.*
- *Man kann die Hot Spot Temperatur simulieren, bzw. berechnen.*
- **Besser:** *Man kann die Hot Spot Temperatur direkt messen.*



CONFIDENTIAL

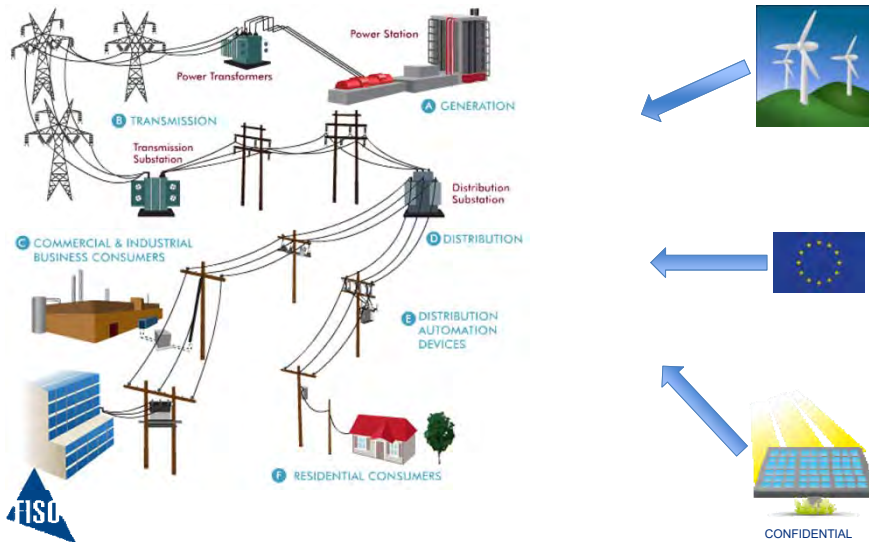
Gründe DTM LWL einzusetzen

1. Steuerung des Transformators bei dynamischen Lasten.
2. Verlängerung der Lebensdauer des Transformators.
3. Transformator Design Verifizierung.

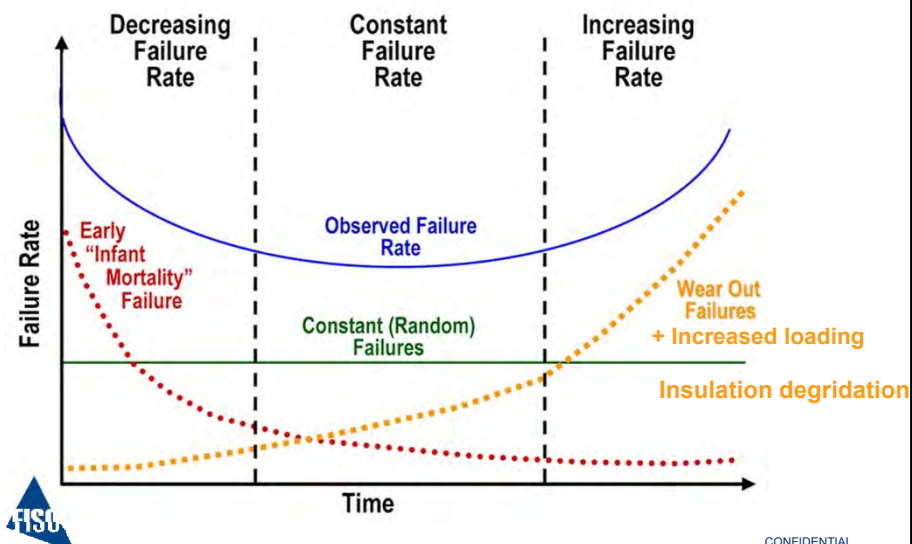


CONFIDENTIAL

1. Dynamisches Lastverhalten



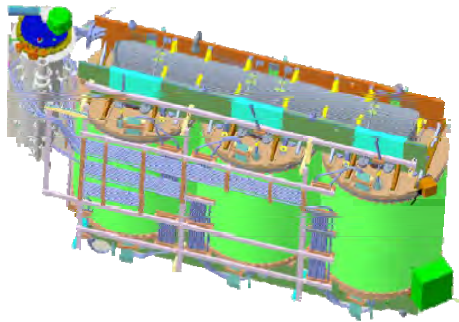
2. Verlängerung der Lebensdauer → bathtub curve





3. Während der Abnahme

- Entspricht die Berechnung der Realität?
 - Kann nur mit einer direkten Messung überprüft werden.



CONFIDENTIAL

Typische Fragen

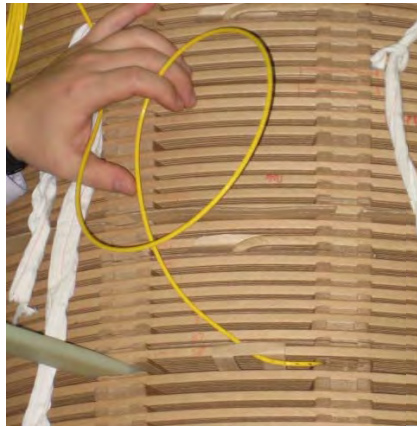
- Können wir diesen Transformator höher belasten?
 - Bei höheren Peaks
 - Oder während der Wartung eines anderen Transformators
- Wieviel zusätzliche MW können wir verkaufen?
- Wie hoch ist die reale Notfallkapazität unseres Transformators?
- Wie kann ich meinen bestellten Transformator verifizieren?



CONFIDENTIAL

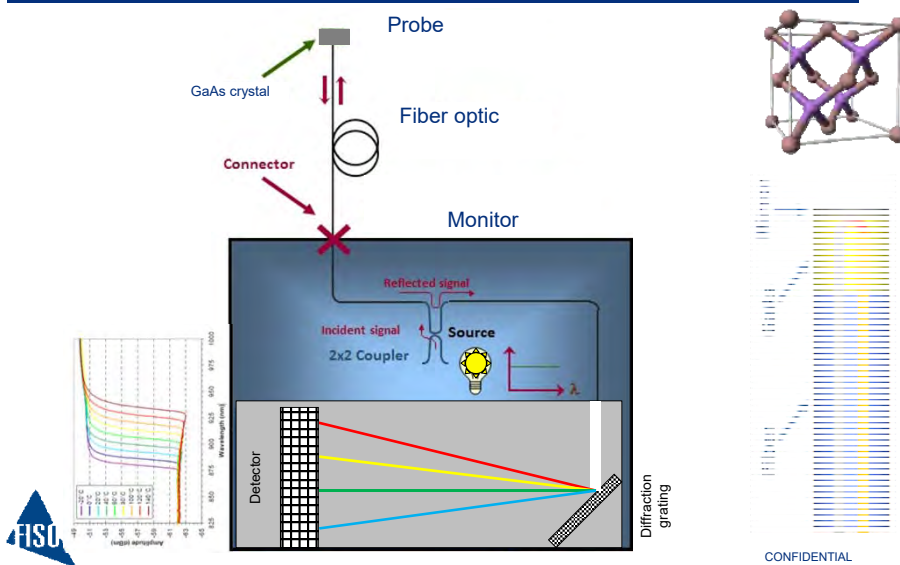


Hot Spot Temperatur Sensoren



CONFIDENTIAL

Funktionsweise





Wie spezifizieren.



INTERNATIONAL STANDARD

IEC 60076-7

Edition 2.0 2018-01

Power transformers –
Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers

"The use of fiber optic sensors to directly measure temperature of Hot Spot is now a STANDARD PRACTICE, however the number of sensors installed by transformer varies"

See page 8



CONFIDENTIAL

IEC 60076-2 ANNEX E



IEC 60076-2 ANNEX E Empfehlung

- Die Sensoren sollten in direktem Kontakt mit der Isolierung des Wicklungsleiters gebracht werden.....
- Der Sensor sollte in der Mitte des Abstandshalters platziert werden. Um Messfehler zu vermeiden, muss sich das Öl um den Sensor bewegen können.....
- Aufgrund der intrinsischen Zerbrechlichkeit von Sensoren und Glasfaserkabeln ist darauf zu achten, dass gefährliche mechanische Beanspruchungen und Vibrationen während des Herstellungsprozesses und im Betrieb vermieden werden.....
 - Z.B. 200um vs 62,5um fiber



CONFIDENTIAL



200um vs 62,5um LWL

Parameter	62.5um core	200um core
Verluste durch Biegung	Vernachlässigbar	Sehr hoch
Übertragungsverluste / km	< 3.5 dB	< 8 dB
Biegeradius für langfristige mechanische Zuverlässigkeit	> 17mm	>28mm
Biegeradius für kurzfristig Mechanische Zuverlässigkeit	> 10mm	>17mm
Beschädigung, auf Grund unsachgemäßer Handhabung	1x	10x
Kosten Kabel zu ersetzen	€	€€€€€
Robust nach IEC Standard	mehr	weniger



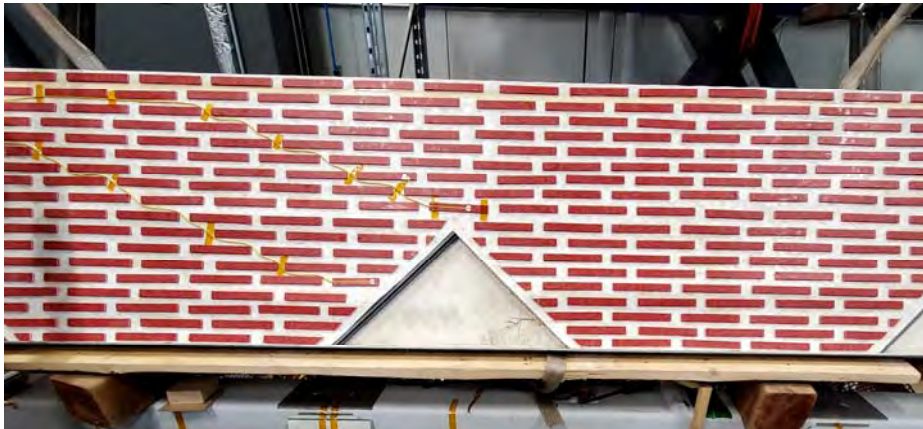
Datasheets data from:



Leading Optical Innovations

CONFIDENTIAL

Beispiel Hot Spot im Trafokern



CONFIDENTIAL



IEC 60076-2 ANNEX E



Application of Optical Fibre Sensors for the Winding Hot-Spot Measurements

Table E.1 – Minimum recommended number of sensors for three-phase transformers

Rated Power MVA	Cooling System	Number and phases of installation				
		Total	On central phase		On each lateral phase	
			HV Winding	LV Winding	HV Winding	LV Winding
≥ 100	All system	8	2	2	1	1
From ≥ 20 to < 100	ON.. – OF..	6	1	1	1	1
	OD..	8	2	2	1	1

Table E.2 – Minimum recommended number of sensors for single-phase transformers

Rated Power MVA	Cooling System	Number of sensor		
		Total	HV Winding	LV Winding
≥ 50	All system	4	2	2

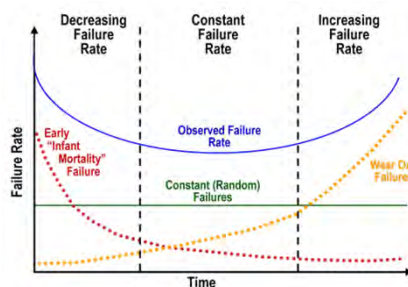


CONFIDENTIAL

Trends: Dark Sensors

Sensoren, welche ohne einer Auswerteeinheit verbaut wurden

- ✓ Geringe Investition
- ✓ Vorteil während der Abnahme
- ✓ Aufnahme einer Baseline
- ✓ Können jederzeit die Auswerteeinheit nachrüsten



CONFIDENTIAL



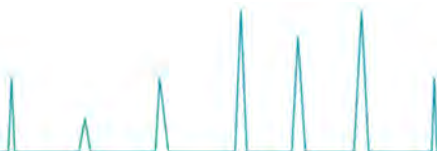
Tobias Münster

TenneT TSO GmbH



Tobias Münster, geboren am 20.02.1991, studierte Elektro- und Informationstechnik an der Leibniz Universität in Hannover. Ab Februar 2017 war er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management an der Leibniz Universität Hannover tätig. Sein Forschungsschwerpunkt lag im Bereich des Alterungsverhaltens von Öl-Papier-Isolierungen für Transformatoren und der Entwicklung einer Sensorik zur Zustandsbewertung von Isolierpapier.

Seit Oktober 2021 ist Herr Münster als Ingenieur bei der TenneT TSO GmbH im Team Power Electronics Systems tätig und ist hierbei für Transformatoren im Netzgebiet der TenneT TSO GmbH zuständig.





Innovative Sensorik zur Zustandsbewertung der Papierisolierung in Transformatoren



Tobias Münster, M.Sc.
Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management - Schering-Institut



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**



Kooperation



In Kooperation mit:



GRIDINSPECT
ENERGY IS OUR KNOW HOW

© Schering-Institut



Gliederung



- Motivation
- Messprinzip der Sensorik
- Auswirkung mehrerer Papierlagen
- Einfluss der Papiersorte, -stärke und -dichte
- Beeinflussende Faktoren auf die Messung
- Weiterentwicklung der Sensorik
- Fazit



© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 3



Einleitung und Motivation



- **Öl-Papier-Isolierung**
 - Häufigste Isolierung im Transformator
 - Stetiger Alterungsprozess
 - Abnahme der mechanischen Stabilität
 - Ausfall oder Zerstörung des Betriebsmittels
- **Derzeitige Zustandsbestimmung**
 - Direkte offline Methode
 - Viskosimetrische Messung (IEC 60450)
 - Indirekte online Methode
 - Dissolved-Gas-Analysis (DGA) (IEC 60599)
 - Furananalyse

→ Bedarf für Online-Monitoring des DP-Werts



Quelle: electrical-engineering-portal.com



Quelle: Oilcheck.com



Quelle: europepmc.org

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 4

IFES

Leibniz
Universität
Hannover

© Schering-Institut

Messprinzip der Sensorik

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 5

IFES

Leibniz
Universität
Hannover


© Schering-Institut

Messprinzip


- **Faseroptischer Sensor**
 - **Optische Methode**
 - **Nutzung einer Lichtquelle**
 - **Lichtwellenleiter für die mögliche Messung in Transformatoren**
 - **Direkte und zerstörungsfreie Messung**
 - **Ermittlung in Sekunden**

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

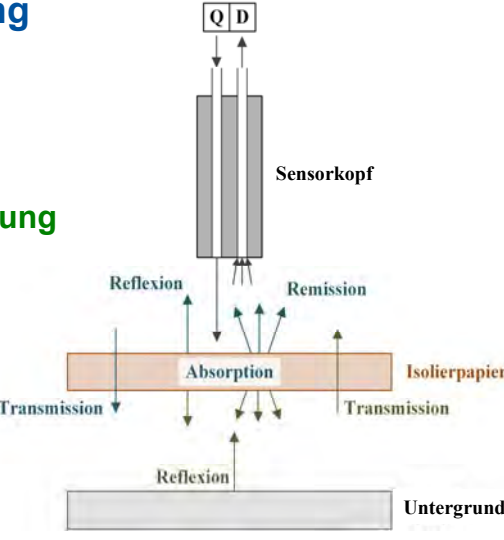
Seite 6

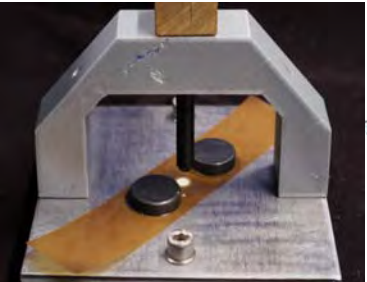


Messprinzip



- **Spektrale Vermessung**
 - Aufnahme des Reflexionsspektrums
 - Auswertung der Intensitätsänderung
 - Möglichkeit zur Ermittlung des DP-Werts







© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

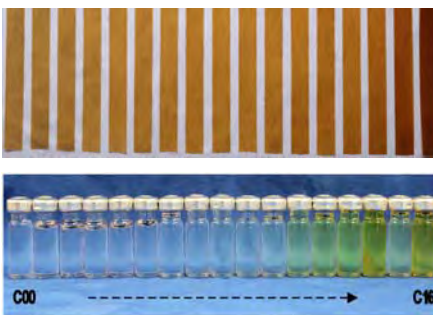
Seite 7



Untersuchte Proben



- **Flüssigkeit-Papier-Isolierung**
 - Kraft-Papier
 - Dichte 0,75 – 0,85 g/cm³
 - 0,1 mm Papierstärke
 - 160 cm² Kupferstab
 - Versch. Öle und Ester
 - Freiatmendes System
 - Hermetisch geschlossenes System



Öl	Eigenschaft
Öl A	nicht-inhibiert
Öl B	inhibiert
Öl C	inhibiert

Ester	Eigenschaft
Ester A	Synthetischer Ester
Ester B	Natürlicher Ester
Ester C	Natürlicher Ester

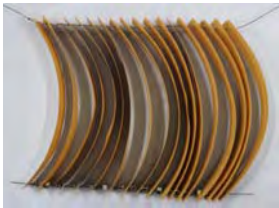
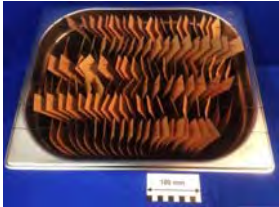
© Schering-Institut


TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 8

IFES Leibniz
Universität
Hannover

Untersuchte Proben

- Vorbereitung**
 - Isolierpapier**


 - Isolierflüssigkeit**

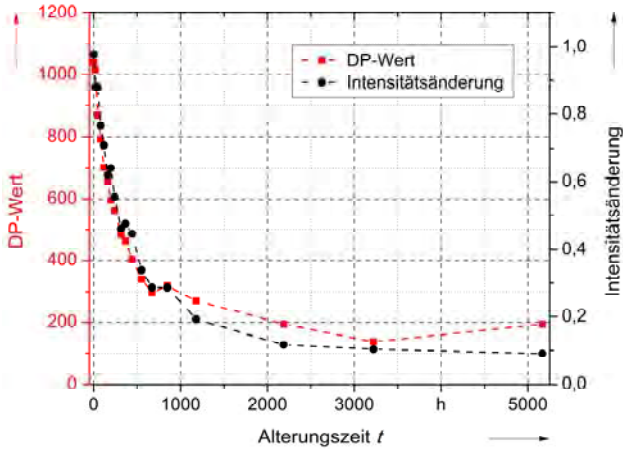

 - Imprägnierung**



TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 9

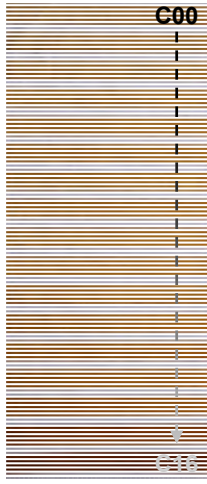
IFES Leibniz
Universität
Hannover

Untersuchte Proben

- Verlauf des Sensor- und DP-Werts – Öl C**
 - Sensor- sowie DP-Wert ändern sich exponentiell mit der Alterungszeit t (homogen, offen)**



Alterungszeit t (h)	DP-Wert	Intensitätsänderung
0	1000	1.0
1000	300	0.3
2000	200	0.15
3000	180	0.1
5000	180	0.1

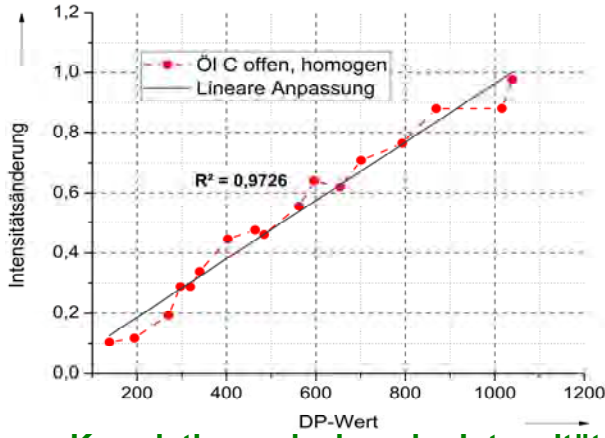


TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 10

IFES Leibniz
Universität
Hannover

Untersuchte Proben

- **Korrelationsanalyse**



Lineare Korrelation zwischen der Intensitätsänderung und dem DP-Wert des Isolierpapiers

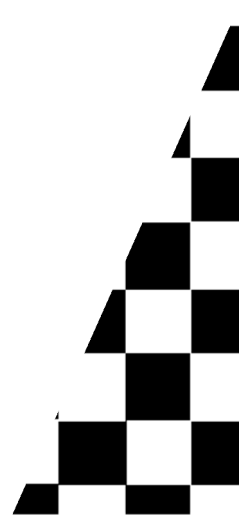
- **Einfache Ermittlung des Alterungszustands**

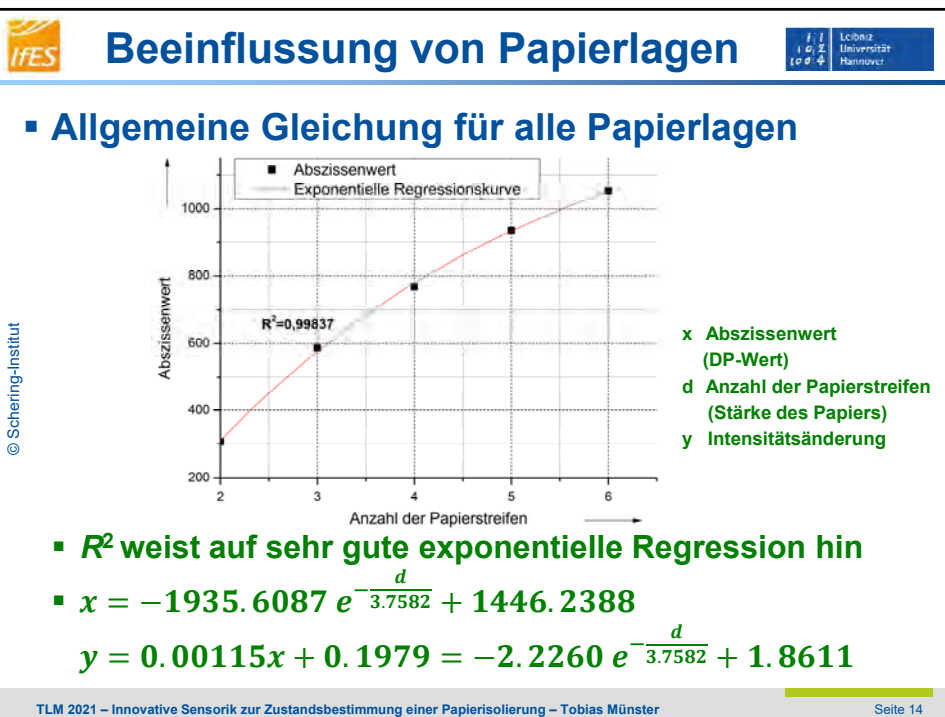
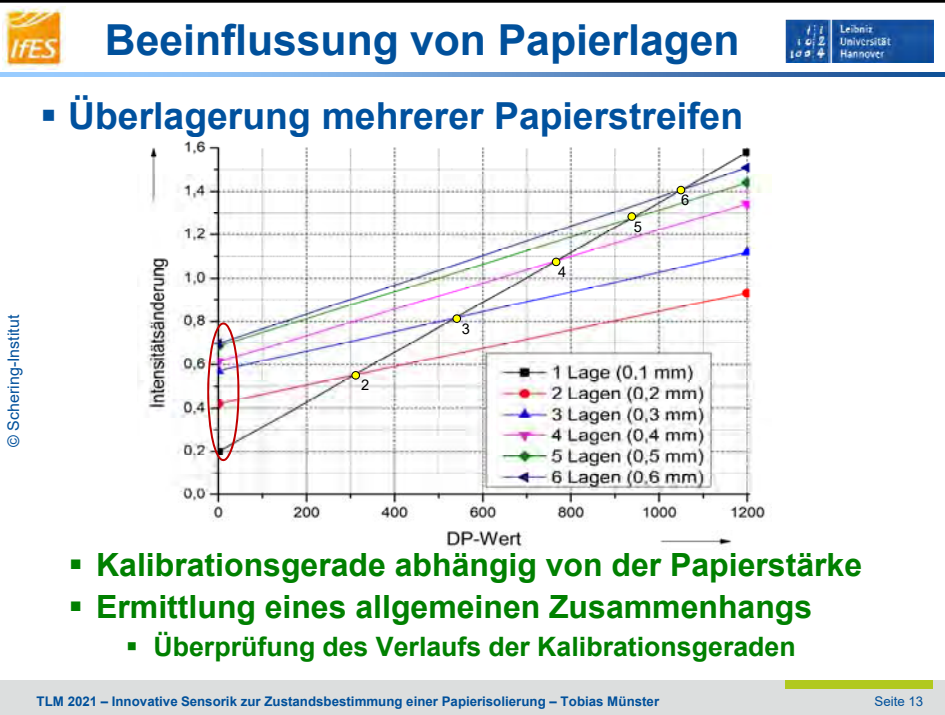
© Schering-Institut TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 11

IFES Leibniz
Universität
Hannover

Auswirkung mehrerer Papierlagen

© Schering-Institut TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 12



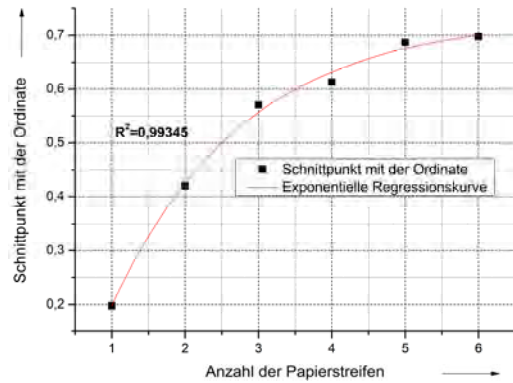




Beeinflussung von Papierlagen



▪ Allgemeine Gleichung für alle Papierlagen



- x Abszissenwert (DP-Wert)
- d Anzahl der Papierstreifen (Stärke des Papiers)
- y Intensitätsänderung (Schnittpunkt mit Ordinate)

▪ R^2 weist auf sehr gute exponentielle Regression hin

▪ $x = 0$

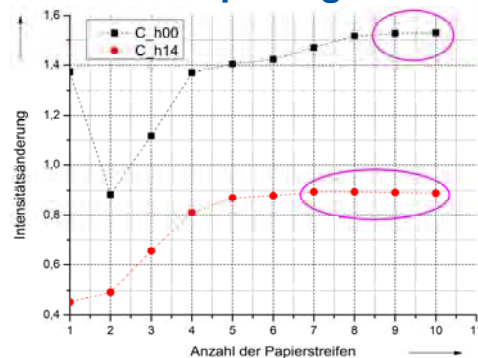
$$y = -0.9326 e^{-\frac{d}{1.8017}} + 0.7322$$



Beeinflussung von Papierlagen



▪ Einfluss der Papierlagen auf die Messung



C_h00



C_h14

▪ Optisch hellere Probe C_h00 (DP = 1039)

- Keine Änderung ab 9 Papierlagen (0,9 mm)

▪ Optisch dunklere Probe C_h14 (DP = 270)

- Keine Änderung ab 7 Papierlagen (0,7 mm)



© Schering-Institut

IFES

Leibniz Universität Hannover

Einfluss der Papiersorte, -stärke und -dichte

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 17

© Schering-Institut


IFES

Einfluss verschiedener Parameter

Leibniz Universität Hannover

■ Proben

Papiersorte	Stärke in mm	Dichte in g/cm ³	Abkürzung
Isovolta Paper 3688	0,05	0,75 - 0,85	I
Krempel PSP 3055 SL	0,05	1 - 1,2	K005
Krempel PSP 3055 SL	0,125	1 - 1,2	K0125
Krempel PSP 3055 SL	0,15	1 - 1,2	K015
Krempel PSP 3055 SL TU	0,125	1 - 1,2	TU



■ TU-Papier enthält zusätzliche Stickstoffverbindungen

I K005 K0125 K015 TU

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 18



IFES Einfluss verschiedener Parameter Leibniz
Universität
Hannover

- **Linearer Zusammenhang zwischen dem Sensor- und DP-Wert bleibt erhalten**
 - **Einfluss der Dichte und Stärke erkennbar**

DP-Wert	I	K005	K0125	K015	TU
200	1.2	0.8	0.3	0.2	0.1
400	1.7	1.4	0.4	0.3	0.2
600	2.2	2.0	0.5	0.4	0.3
800	2.7	2.6	0.6	0.5	0.4
1000	3.2	3.2	0.7	0.6	0.5
1200	3.7	3.8	0.8	0.7	0.6

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 19

IFES Leibniz
Universität
Hannover

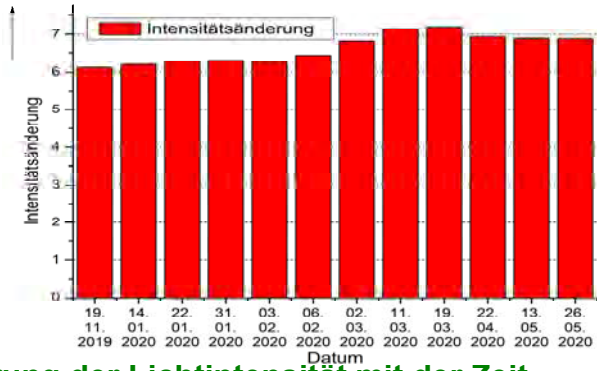
Beeinflussende Faktoren auf die Messung

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 20

IFES **Beeinflussung der Messung** Leibniz Universität Hannover

- Alterung der Lichtquelle



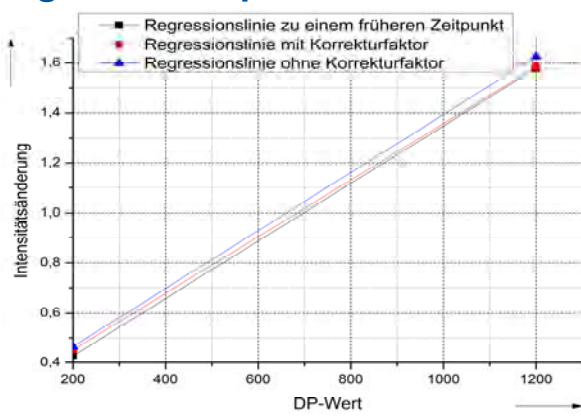
- Änderung der Lichtintensität mit der Zeit
- Berechnung eines Korrekturfaktors
 - Erzielung vergleichbarer Ergebnisse und Nutzung einer einheitlichen Kalibrationslinie möglich

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 21

IFES **Beeinflussung der Messung** Leibniz Universität Hannover

- Alterung der Lichtquelle



- Abweichender Verlauf der Kalibrationsgeraden ohne Korrekturfaktor
- Umrechnung mittels Korrekturfaktor möglich

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 22

IFES **Beeinflussung der Messung** Leibniz Universität Hannover

- **Öl A**


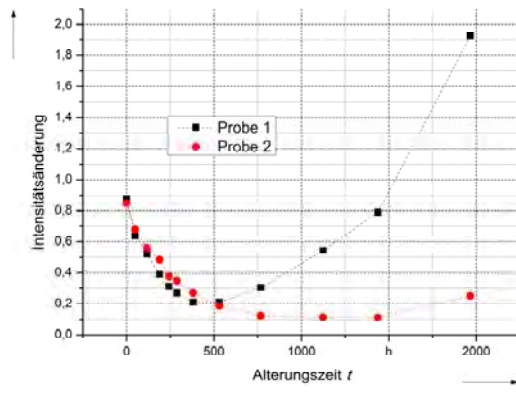


- **Starke dunkle Verfärbung des Isolierpapiers und -öls**
- **Bildung von Ruß und Ölschlamm in dem Isolieröl**

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 23

IFES **Beeinflussung der Messung** Leibniz Universität Hannover

- **Ruß und Ölschlamm**
- **Beeinflussung des Sensorwerts**
- **DP-Wert wird zu hoch ermittelt**
- **Nur bei nicht-inhibiertem Öl**

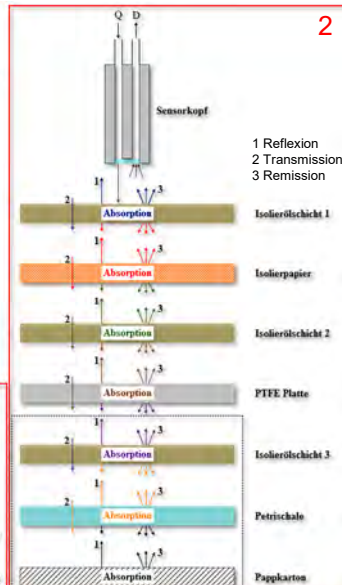
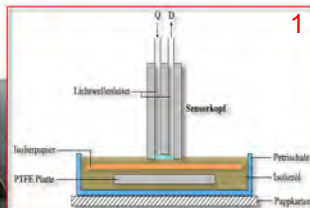
TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 24

Weiterentwicklung der Sensorik

Weiterentwicklung der Sensorik

- **Spektrales Messkonzept**
 - **Korrelation der DP-Werte mit der optischen Veränderung des Isolierpapiers**
 - Messung des Reflexionsspektrums
 - **Bestrahlung des Isolierpapiers**
 - Auftreten von optischen Effekten
 - Reflexion an Isolieröl konstant
 - **PTFE als Untergrund**

- 1 Quarzglas
- 2 Quellstrahlungslichtwellenleiter
- 3 Detektierender Lichtwellenleiter





Weiterentwicklung der Sensorik

IFES Leibniz Universität Hannover

- Lineare Zusammenhänge
 - Offen und homogen gealterter Probensatz C
 - Sehr gute Linearität → lineare Korrelation bestätigt
 - Unabhängig von der Stärke des Untergrunds

© Schering-Institut

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 27

Weiterentwicklung der Sensorik

IFES Leibniz Universität Hannover

- Berechnung des Vorhersagefehlers
 - Validierung des linearen Regressionsmodells
 - Leave-One-Out-Kreuzvalidierung
 - Erstellung einer verminderten Kalibrationsgeraden
 - Vorhersage des ausgelassenen Probensatzes
 - Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme

$$RMSECV = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (DP_{i,Vorhersage} - DP_{i,Labor})^2}$$

Wertebereich:	DP ≤ 300	300 < DP ≤ 500	500 < DP ≤ 800	800 < DP	Total
Vorhersagefehler:	48	120	64	89	92,4

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster Seite 28



IFES **Weiterentwicklung der Sensorik** Leibniz Universität Hannover

■ **Vergleich mit vorherigem Sensorkonzept**

Offen homogen
Öl C
neu

© Schering-Institut

Offen homogen
Öl C
alt

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 29

IFES **Weiterentwicklung der Sensorik** Leibniz Universität Hannover

■ **Vergleich der Kalibrationsgeraden**

© Schering-Institut

■ **Vergleich der Vorhersagefehler**

Wertebereich:	DP ≤ 300	300 < DP ≤ 500	500 < DP ≤ 800	800 < DP	Total
Vorhersagefehler: (neu)	48	120	64	89	92,4
Vorhersagefehler: (alt)	46	100	90	156	99,8

TLM 2021 – Innovative Sensorik zur Zustandsbestimmung einer Papierisolierung – Tobias Münster

Seite 30



Fazit



- **Faseroptisches Sensorkonzept**
 - **Bestimmung der spektralen Änderung des Reflexionsspektrums von Isolierpapier möglich**
 - Lineare Korrelation der Intensitätsänderung mit dem DP-Wert
 - **Einsatz innerhalb von Transformatoren möglich**
 - Möglichkeit des Online-Monitorings
 - Zerstörungsfreie Messung
 - Bei der Installation im Transformator keine Entnahme von Isolierpapierproben notwendig
 - Verlängerung der Lebensdauer des Assets
 - **Berechnung einer universellen Kalibrationsgeraden**
 - Vermessung verschiedener Papierstärken möglich
- **Weiterentwicklung des Sensorkonzepts**
 - **Reduzierung der Kosten**
 - Gleichbleibend hohe Genauigkeit

© Schering-Institut



Vielen Dank!

Source: ETH Zürich

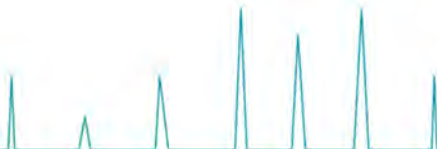


Sebastian Schreiter

HTWK Leipzig



Sebastian Schreiter studierte an der HTWK Leipzig und an der Fernuniversität Hagen Elektrotechnik. Nach dem Studium arbeitete er bei der ABB AG im Bereich Engineering Solutions, wo er sich vor allem mit den unterschiedlichen Aspekten der Diagnostik von Leistungstransformatoren beschäftigte und für die ABB Gruppe als Projektleiter für verschiedene Forschungs- und Entwicklungsprojekten wirkte. Danach wechselte er zur 50 Hertz Transmission GmbH, wo er im Bereich Asset Management tätig war. Seit Januar 2016 ist er Mitarbeiter am Institut für Elektrische Energietechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der HTWK Leipzig. Herr Schreiter ist ein externer Doktorand des Schering-Instituts.





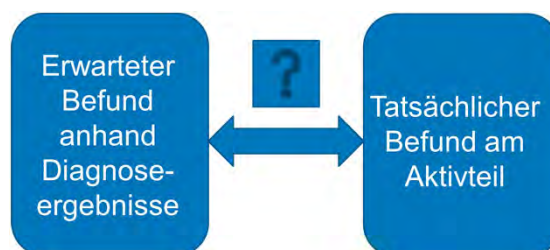
HTWK Hochschule für Technik,
Wirtschaft und Kultur Leipzig



Aussagekraft diagnostischer Verfahren anhand von Fallbeispielen

M.Sc. S. Schreiter, Dipl. Phys. H. Lohmeyer, Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Hintergrund



HITACHI **ABB**



HTWK

Leipzig University
of Applied Sciences

HTWK

Zusammensetzung der untersuchten Flotte

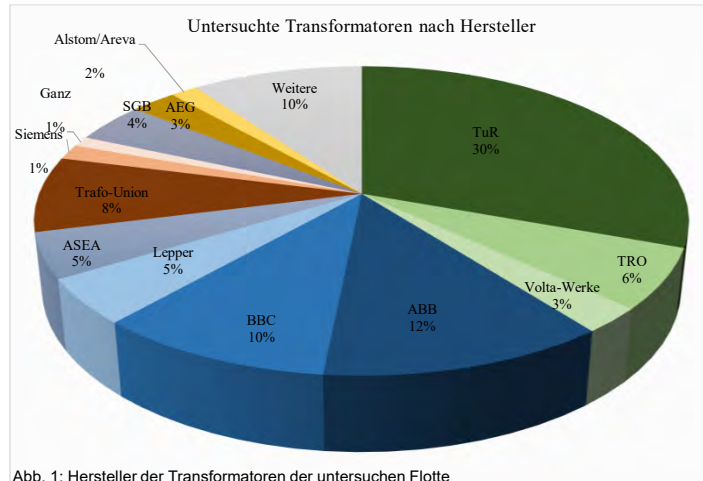


Abb. 1: Hersteller der Transformatoren der untersuchen Flotte

Zusammensetzung der untersuchten Flotte

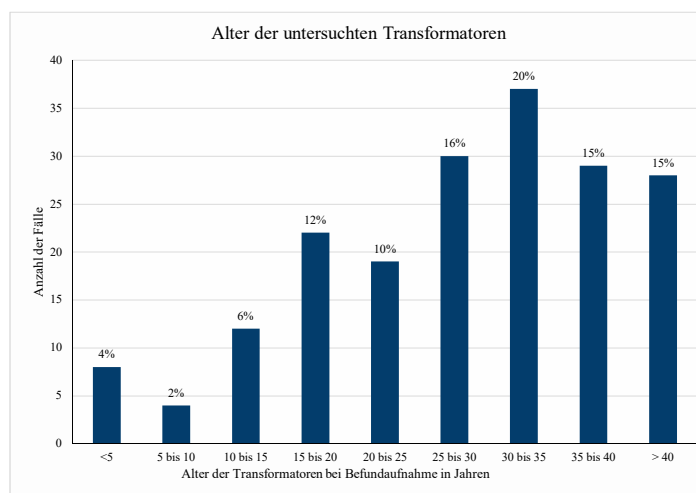


Abb. 2: Altersverteilung der untersuchen Flotte zum Zeitpunkt der Befundaufnahme

Fehlerarten

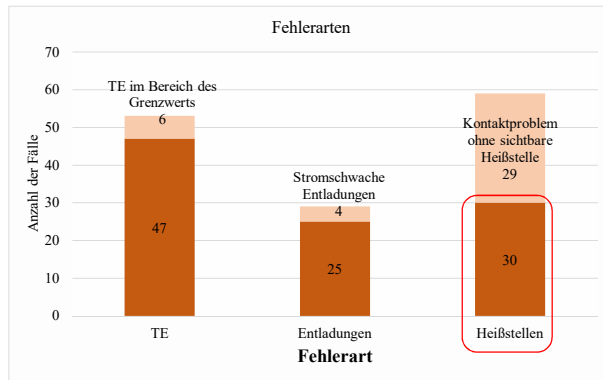


Abb. 3: Verteilung der Fehlerarten (Markierung: Heißstellen)

Heißstellen: Fehlerorte

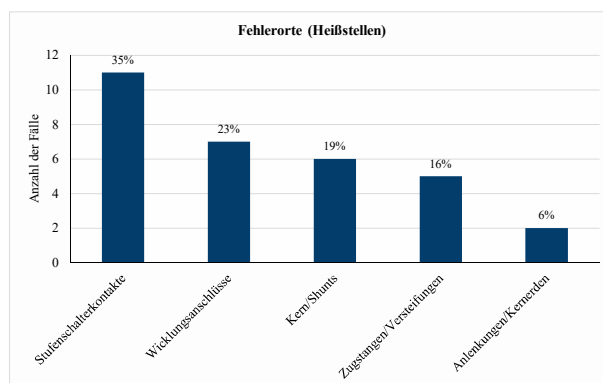


Abb. 4: Orte der Heißstellen



Heißstellen angezeigt durch

Tabelle 1: Heißstellen indiziert durch diagnostische Verfahren

Fall	DGA	Rw	SOT	Ein. Prüf	Über-	Isolations-	Kurzschluss-	TE
Nr	OK/Auf.	OK/Auf.	OK/Auf.	OK/Auf.	setzung	widerstand	spannung	OK/Auf.
Fall 1	Auf.	Auf.	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 2	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 3	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.
Fall 4	Auf.	Auf.	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK
Fall 5	Auf.	Auf.	OK	Auf.	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 6	OK	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 7	Auf.	Auf.	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK
Fall 8	Auf.	Auf.	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK
Fall 9	Auf.	Auf.	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK
Fall 10	Auf.	ohne Bezug	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK
Fall 11	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 12	n.d.	Auf.	n.d.	n.d.	OK	OK	OK	n.d.
Fall 13	Auf.	OK	gering	n.d.	OK	OK	OK	n.d.
Fall 14	Auf.	n.d.	OK	n.d.	OK	OK	OK	n.d.
Fall 15	Auf. (!)	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.
Fall 16	Auf.	ohne Bezug	n.d.	OK	OK	OK	OK	n.d.
Fall 17	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine	Keine
Fall 18	ohne Bezug	Vergl.werte	OK	n.d.	OK	OK	OK	n.d.
Fall 19	Auf.	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 20	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 21	Auf.	Auf.	n.d.	n.d.	OK	OK	OK	OK
Fall 22	Auf.	n.d.	gering	n.d.	OK	OK	OK	OK
Fall 23	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Auf.
Fall 24	Auf.	ohne Bezug	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 25	Auf.	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	n.d.
Fall 26	Auf.	Auf.	OK	n.d.	Auf.	Auf.	OK	n.d.
Fall 27	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug
Fall 28	Auf.	Auf.	Auf.	n.d.	Auf.	OK	OK	n.d.
Fall 29	Auf.	Auf.	gering	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 30	Auf.	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	n.d.

7 Institut für Elektrische Energietechnik, Fakultät Ingenieurwissenschaften
Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig

HTWK

Heißstellen: Beispiele



Beispiel für einen Fehler an den Grobwählerkontakten:
Sowohl in Gas-in-Öl-Analyse als auch in Wicklungswiderstandsmessung erkennbar

Abb. 5: Beispiel: Heißstelle an Feinwählerkontakt
Institut für Elektrische Energietechnik, Fakultät Ingenieurwissenschaften
Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig

8

HTWK

Heißstellen: Beispiele



Abb. 6: Beispiel: Heißstelle am Kern

Beispiel für einen Fehler der **nur** durch die **Gas-in-Öl-Analyse** erkennbar ist:

Heißstellen: Beispiele



Beispiel für einen Fehler der **nur** durch die Messung der **Wicklungswiderstände** erkennbar ist: **Verbindungskontakte des Lastschalters** außerhalb Haupt-Ölraum

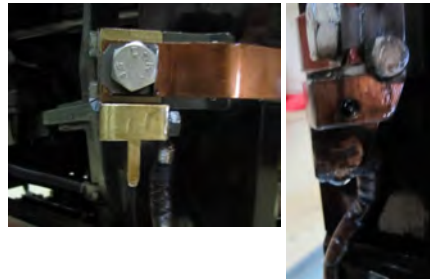


Abb. 7: Beispiel: Kontaktproblem an einem Kontakt am Lastschaltersatz

Heißstellen: Beispiele



Abb. 8: Beispiel: Kontaktproblem im Kabelanschlusskasten

Beispiel für einen Fehler der (hier) weder durch die Messung der Wicklungswiderstände noch durch die Gas-in-Öl-Analyse erkennbar ist: Kontaktproblem im Kabelanschlusskasten eines Einphasigen Betriebsmittels

Heißstellen: Zusammenfassung

Tabelle 1: Heißstellen indiziert durch diagn. Verfahren

Fall Nr.	DGA		Rw		SOT		Ein. Prüf.		Über- setzung		Isolations- widerstand		Kurzschluss- spannung		TE	
	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf	OK/Auf	Auf
Fall 1	Auf.	Auf.	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 2	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 3	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 4	Auf.	Auf.	OK	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 5	Auf.	Auf.	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 6	OK	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 7	Auf.	Auf.	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 8	Auf.	Auf.	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 9	Auf.	Auf.	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 10	Auf.	ohne Bezug	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 11	OK	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 12	n.d.	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 13	Auf.	OK	gering	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 14	Auf.	n.d.	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 15	Auf. (I)	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 16	Auf.	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 17	ohne Bezug	OK	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 18	Auf.	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 19	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 20	Auf.	Auf.	n.d.	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 21	Auf.	n.d.	gering	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 22	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	Auf.	OK	OK
Fall 23	Auf.	ohne Bezug	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 24	Auf.	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 25	Auf.	Auf.	OK	n.d.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 26	OK	ohne Bezug	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	ohne Bezug	OK	OK
Fall 27	Auf.	Auf.	Auf.	n.d.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 28	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
Fall 29	Auf.	Auf.	gering	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	n.d.	OK	OK
Fall 30	Auf.	Auf.	Auf.	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

- Allein mit Gas-in-Öl-Analyse waren 83% Heißstellen erkennbar
- Allein mit Wicklungswiderstandsmessung waren 60% der Fehler erkennbar
- Mit beiden Messungen waren gemeinsam 93% der Fälle erkennbar
- Durch verbesserte Sensibilität wären 100% der Fälle erkennbar gewesen
- Mit Gas-in-Öl-Analyse und Wicklungswiderstandsmessung sind Heißstellen sicher erkennbar

Anzeige von Heißstellen durch weitere diagnostische Verfahren

- **bersetzungsmessung** zeigt in wenigen Fällen ebenfalls Fehler an, jedoch keine neue Erkenntnis
- **Isolationswiderstände** können im Falle einer Heißstelle am Kern, wo Schmelzprodukte zu einer Überbrückung einer Isolierstrecke führen, Auffälligkeiten anzeigen (hier keine Beispiele), in diesem Fall ist jedoch eine großer Schaden vorhanden
- **TE-Messung** kann Aussagen unterstützen, wenn Heißstelle schon zu TE geführt hat oder TE zur einer Heißstelle „geworden“ ist
- **Verlustmessung** kann Aussagen unterstützen, da abgeleitete Eigenschaften gemessen werden
- => In allen Fällen wurde die Heißstelle trotzdem von Wicklungswiderstandsmessung, von der Gas-in-Öl-Analyse oder von beiden Verfahren angezeigt

Erhöhte Wicklungswiderstände ohne sichtbaren Heißstellen:

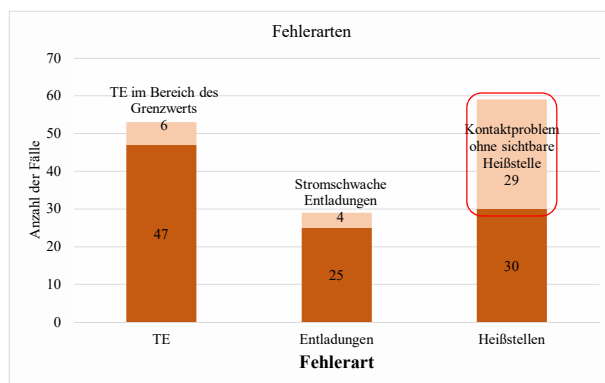


Abb. 9: Verteilung der Fehlerarten (Markierung: Kontaktprobleme ohne sichtbare Heißstellen)

Heißstellen: Beispiele



Abb. 10a: Beispiel: Grobwählerkontakt, zeigt keine Heißstelle oder Auffälligkeiten

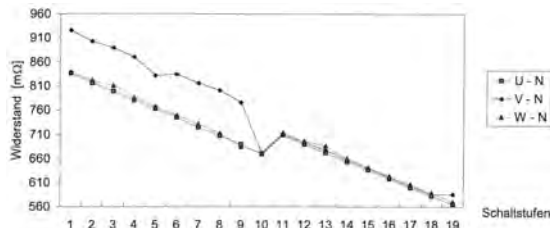


Abb. 10b: Ergebnisse der Widerstandsmessung: Messstrecke V-N zeigt deutliche Widerstandserhöhung auf Grobwählerkontakt

Wicklungswiderstandserhöhungen ohne Heißstellen

$$P_{Verl} = R_{zus} I^2$$

$$P_{Verl} = 18m\Omega * (200A)^2 = 720W$$

$$P_{Verl} = 18m\Omega * (0,5 * 200A)^2 = 180W$$

$$P_{Verl} = 18m\Omega * (0,2 * 200A)^2 = 28,8W$$

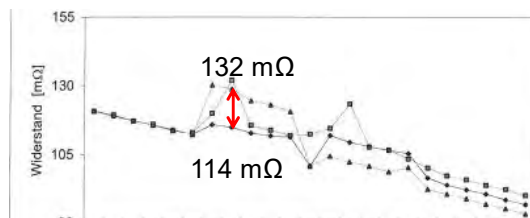


Abb. 11: Ergebnisse der Widerstandsmessung: Widerstandserhöhungen

Orte der Widerstandserhöhungen ohne Heißstellen

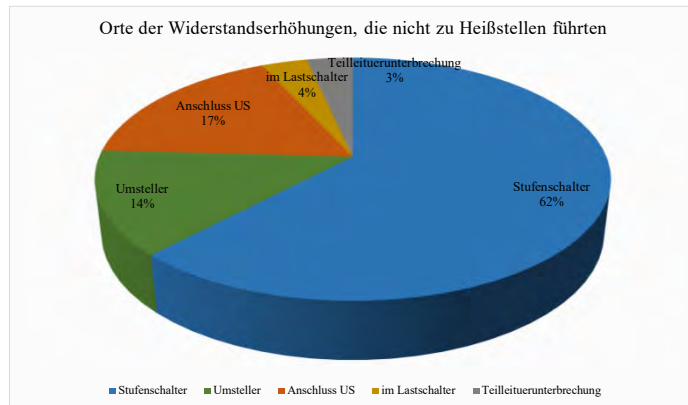


Abb. 12: Orte der Widerstandserhöhungen

Erhöhte Wicklungswiderstände ohne sichtbaren Heißstellen:

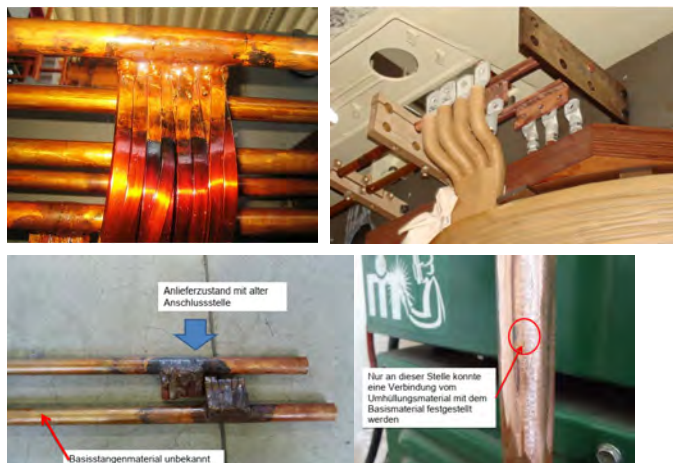


Abb. 13: Beispiel: Unvollständige Lötstelle führte zu Widerstandserhöhung



Zusammenfassung: Widerstandserhöhungen ohne erkennbare Heißstellenbildung

- In (fast) ebenso vielen Fällen, in denen Heißstellen beobachtet wurden, traten auch Widerstandserhöhungen auf, welche jedoch (noch) nicht zu einer sichtbaren Heißstelle führten
- Entwickeln sich daraus Heißstellen, sind die meisten davon später in der Gas-in-Öl-Analyse nachweisbar
- Es wurden jedoch auch Fälle beobachtet, in denen die Widerstandserhöhung zu einer signifikanten Einschränkung oder sogar Gefährdung des Betriebs werden konnte/könnte, ohne dass dies in der Gas-in-Öl-Analyse sichtbar geworden wäre
- Dies unterstreicht die Notwendigkeit der Kombination dieser beiden Verfahren

Vielen Dank für ihre
Aufmerksamkeit



Jan-Hendrik von Auer

GE Grid GmbH



Jan-Hendrik von Auer studierte bis 2005 an der Technischen Universität Berlin.

Nach dem Studium arbeitet er bei Areva, Alstom und General Electric.

Seit 2021 Vertriebsleiter Service in Russland + CIS und Zentraleuropa (GE Grid Solutions)

2014 - 2020 Vertriebsleiter Service in Zentraleuropa (Alstom Grid, ab 2015 GE Grid Solutions)

Ersatzteile, Wartungen, Reparaturen, Umbauten, Wartungsverträge bei Hochspannungsgeräten und Leistungstransformatoren

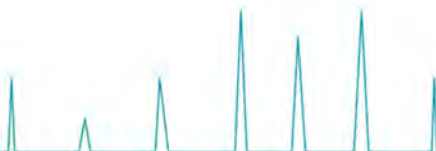
Geschäftsentwicklung Asset Performance Management

2011 – 2014 Abteilungsleiter Berlin - Gleichrichtersysteme für Elektrolyseanlagen (Alstom Grid)

2010 – 2011 Projektleitung Retrofit eines Gleichrichtersystems in Finnland (Alstom Grid)

2005 – 2010 Vertrieb und Tendering für Hochstrom-Gleichrichtersysteme weltweit (Areva T&D)

2005 Diplom-Ingenieur Elektrotechnik (TU Berlin)





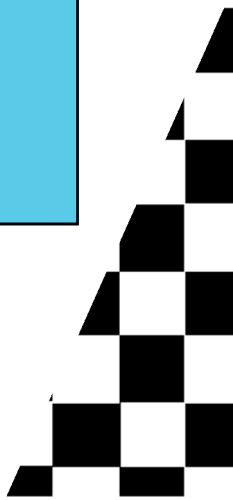
Effiziente Verknüpfung von Monitoringdaten und mittelfristigem Lebenszyklusplan von Leistungstransformatoren



Jan-Hendrik von Auer
TLM - Nürburgring, 5. Oktober 2021



—
What is Asset Performance
Management





Managing Electrical Assets

What's at stake?



ASSET HEALTH



CAPEX-OPEX



CRITICALITY



ASSET
PERFORMANCE
MANAGEMENT
PERSPECTIVE

- How to develop the best maintenance strategy?
- How to develop the best replacement strategy?



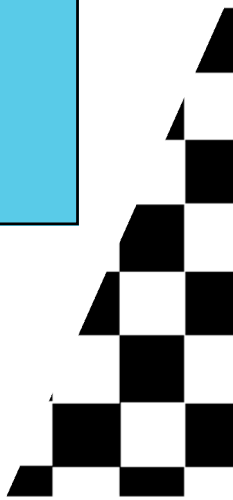
OPERATIONS
PERSPECTIVE

- How to maximize the use of the existing assets?
- How to operate with a risk management vision?

Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

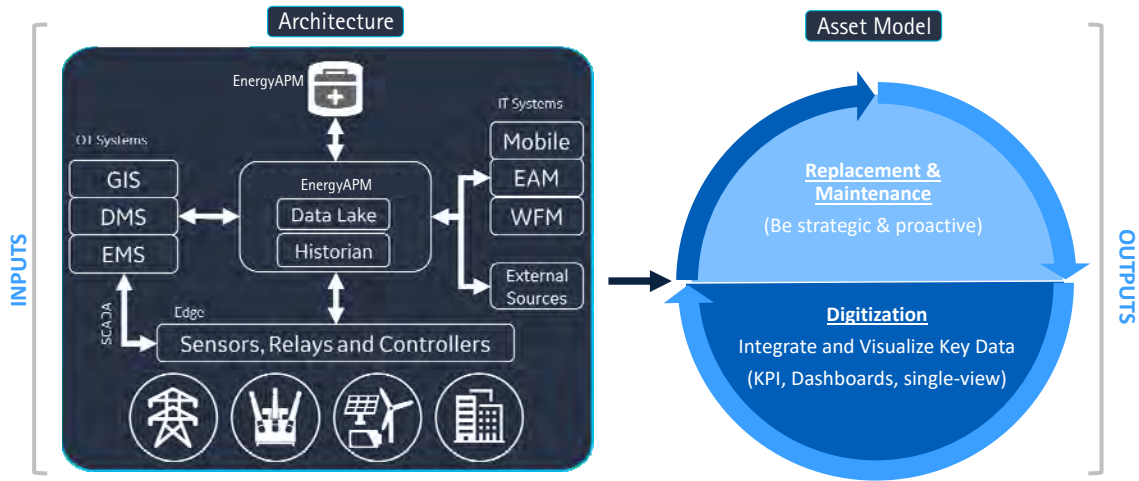
3

—
How does it work?





Unifying Data







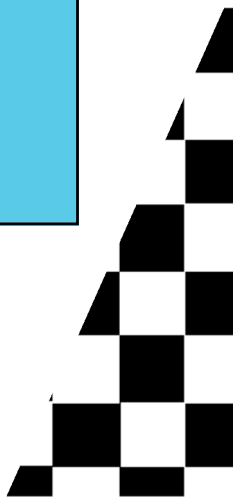
Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

5



Data Collection Portfolio

-  Site Inspections & Tests
-  Oil Analysis in Labs
-  Advanced Non-Intrusive Methods
-  Online Monitoring Solutions





EnergyAPM FIT

Supporting safe, efficient and high-quality inspections data capture



GE's Field Inspection Tool designed by T&D maintenance specialists

- Easy form creation with 17 field types
- Standard library of inspection forms that can be customized
- Standardized and normalized data for automatic integration in Asset Performance Management tools
- Automatically uploaded and analyzed in EnergyAPM

Reduces planned maintenance cost by up to 10%



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

7

EnergyAPM FIT

Supporting safe, efficient and high-quality inspections data capture



Asset Manager

Developing maintenance plan supported by a simplified process

- Maintenance procedure with valid data range, instructions, variations per model all in one location
- Updates automatically shared with Operations and Maintenance teams



Field Work coordinator

Increasing planning efficiency

- No form printing, email sending, finding the right forms
- Accelerated overall process with fast review and reporting



Maintenance Engineer

Reviewing field data efficiently

- Problematic data highlighted automatically in the report for review
- Recommendations generated in EnergyAPM for review
- Easy process to review, comment, approve or ask for re-do – ALL in FIT BackOffice



Field technician

Working safely with greater quality

- Mandatory safety notes to be reviewed before moving on
- Tooltips available for integrated guidance
- Automatic notification on bad data entry
- Color codes highlighting critical issues with conditional actions when required
- New assets can be added directly in the field

Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

8



Why Install Online Monitoring?



Continuous monitoring allows for earlier identification of incipient faults

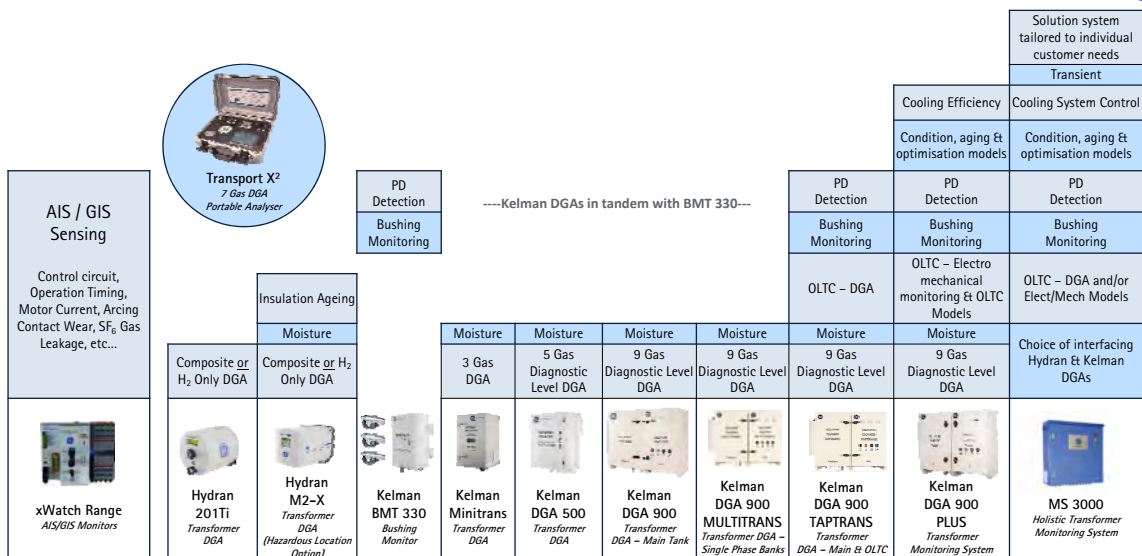


Automatization of data collection with a high frequency for critical assets



Workforce efficiencies
Improved planning
Enhanced accuracy of asset health status
Reduced maintenance

GE HV Asset Monitoring Portfolio



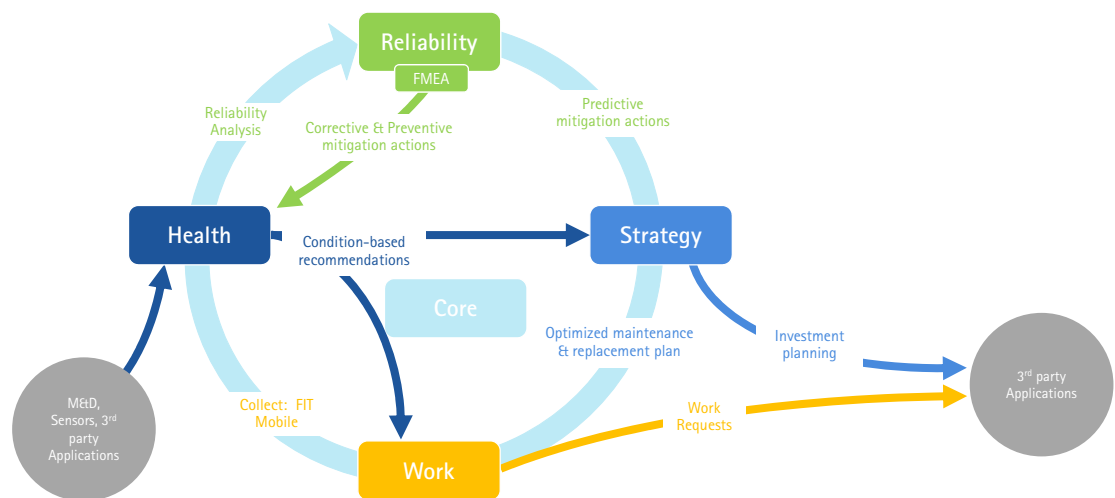
Increasing Risk & Consequence of Failure

Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.



EnergyAPM

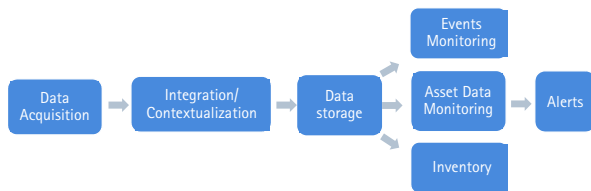
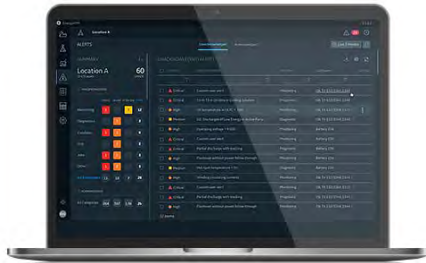
EnergyAPM Workflow





Core Services

Providing Rich User Features



Core Services

- Data Fabric
- Logging, Cyber Security Services
- Navigation, Search and Filtering Services

Core Modules

- Asset Data Monitoring
 - Expert View
 - Actual/Historical Table View
 - Trend View
- Events Monitoring
- Alerts Services
- Inventory Services
 - Installed base of assets
 - Installed base of parts
 - Spare parts

Lab

Providing Advanced Diagnostics and Prognostics



• Product Experts | Analyze root cause



Optional expert tools to perform advanced diagnostics and prognostics based on:

- Industry standards
- Proprietary models
- Data science analytics

LAB Engines:

- Transformer advanced diagnostics
 - Active parts
 - Oil-DGA
 - Bushing
 - Cooling system
 - Tap Change
- Dynamic loading for transformers, cables and overhead lines
- Advanced diagnostic for cables, GIS and others



Asset Reliability

Predicting Failures – Preventing Outages



- Data Analysts | Improve models
- Asset Managers | Validate models



Failure Mode and Effect Analysis – FMEA

- Failure modes with Probability Of Failure – POF
- Weight in risk analysis
- Mitigation actions
 - Data collection and inspections
 - Condition based maintenance

Reliability Analysis – statistical indicators

- FMEA
- MTBF
- POF in time
- Date of predicted failure

Criticality Management

- By location
- By asset

Asset Health

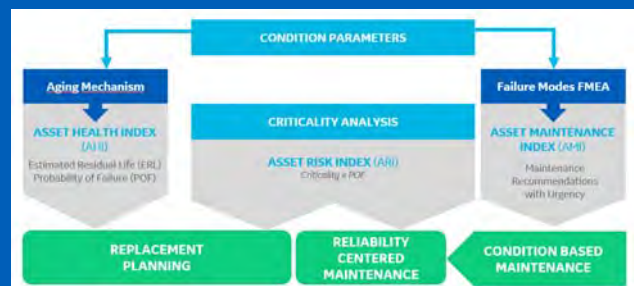
Increasing asset availability – Optimizing replacement planning



- Asset Managers | Assess replace/repair decisions & prioritize the actions
- Operations Managers | Monitor & understand urgent issue
- Product Experts | Investigate issues
- Top Management | View and Analyze the situation



Index	Description
ASSET HEALTH INDEX - AHI	• Health status of assets in a replacement/end of life perspective
ASSET MAINTENANCE INDEX - AMI	• Time to most urgent recommended condition-based maintenance
COMPLETENESS INDEX - CPI	• Ratio of data populated in EnergyAPM vs. a full set of data to calculate the health index
ESTIMATED RESIDUAL LIFE - ERL	• The number of actual years of life left as calculated from the health index
PROBABILITY OF FAILURE - POF	• Probability of a major failure happening during the next 12 months
ASSET CRITICALITY INDEX - ACI	• The monetary impact of a major failure
ASSET RISK INDEX - ARI	• The monetary exposure of failure during the next 12 months = ACI x POF





Strategy

Supporting a reliability centered investment and maintenance strategy



- Asset Managers | Define Strategy
- CFO | Justify spending
- Operations Managers | Understand strategy



- Repair or replace decision: Comparison of projects' lifecycle costs and risks analysis
- Define a reliability centered maintenance strategy based on assets' criticality
- Prioritize and plan replacement and maintenance investments

▶ Finding the right balance between Financial information and Risk

17

Work

Managing Maintenance Actions



- Asset Managers | Define Maintenance/repair strategy and send requests to Operations
- Operations Managers | Plan maintenance/replacement actions
- Operations Coordinator | Assign work forms to Field Technician
- Field Technician | Perform work using forms on tablets



Recommendations

- Automatic Condition based maintenance recommendations
- Manual Expert recommendations created from any EnergyAPM module

Work Requests

- Created from one or several recommendations
- Sent to 3rd party workforce management applications
- Work orders can be created in EnergyAPM – FIT using work request

EnergyAPM FIT BackOffice

- Form creation tool
- Work order and activity template creation
- Work orders configuration and form assignments
- Forms review and approval
- Report generation

18



Knowledge Of 80+ Asset Models

Leveraging 100+ years of experience in T&D equipment development



HV	MV	Others	Lines	Typical for Industrials	SYSTEMS
Oil Transformers	MV Switchgear	HV CT, VT and CVT Oil Insulated	HV Overhead Line	Electrical Motors (LV & MV)	HV & MV Synchronous Condenser (SC)
On Load Tap Changer	MV Cells	Inductive CT Air Insulated	Towers	Pumps	Static VAR Compensator (SVC)
HV AIS Circuit Breakers	MV AIS Circuit Breakers	Lightning/Surge Arrester	Cable Poles	Diesel Generator	Fixed Series Compensation (FSC)
Generator Circuit Breaker	Resin Insulated Transformer	Oil Voltage Regulator	HPFF cables	LV & MV Power Inverter	STATCOM
HV Disconnectors	Dry Potential Transformer	Protection Relays Electromechanical & Digital	XLPE cables	Central Air Treatment	HVDC
GIS - Circuit Breaker Compartment	Terminal Box	UPS		Industrial Heater	
GIS - Busduct Compartment	MV Disconnectors	Batteries		Heating Ventilation & Air Conditioning	
GIS - LV Control Cabinet		AC Air Bushing		Cooling Unit Exchanger	
GIS - Earthing/Disconnector Compartments		MV & HV Oil Capacitors		Boiler	
Hybrid Circuit Breakers (HYPACT)		Oil Bushing		Cooling Fans	
		DC Inverter			



Customer Outcomes

Edit Presentation Title in [Insert Tab > Header & Footer] |

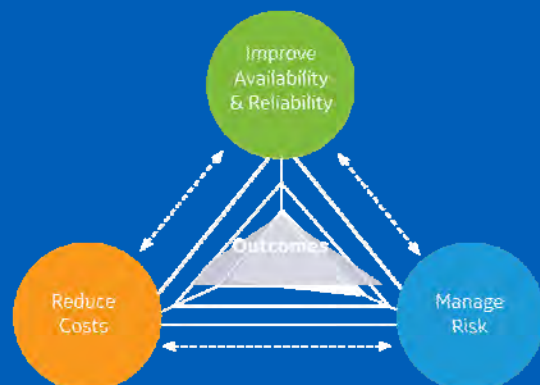
21

Committed To Customer's Result Balancing traditionally competing priorities



Possible outcome commitments

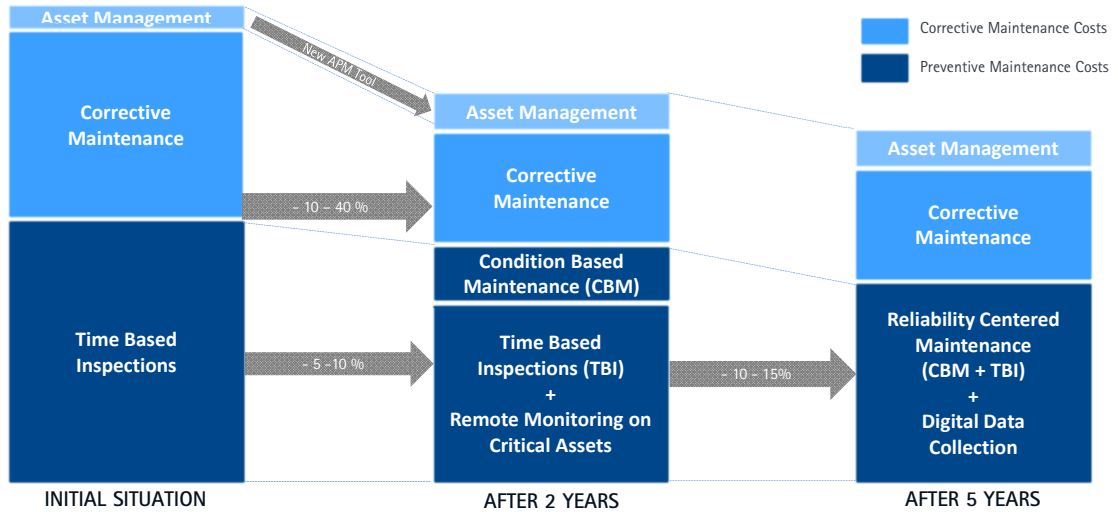
- Failure rate reduction
- Optimized maintenance (OPEX)
- Extended Asset life / amortization period (CAPEX)



22



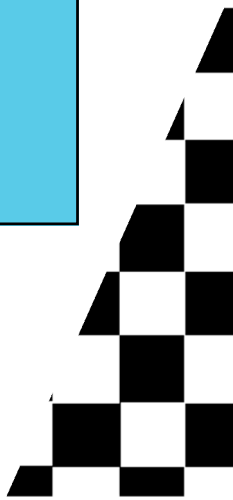
Benefit Breakdown On Expenditure



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

23

References





FLEET MANAGEMENT WITH APM SOLUTION

T&D Utility – 11,300 distribution substations – Qatar

CHALLENGE

Kahramaa had an ambitious business goal to identify and prioritize maintenance and asset replacement based on risks related to the current condition of electrical assets across of their distribution substations.

SOLUTION

An APM solution providing consistent analytics for all assets, recommendations for action based on condition and risk, and provide comprehensive, fleet-wide reporting, including:

- ✓ Site inspection with tablet-based data collection application
- ✓ Oil test and analysis in GE Lab
- ✓ On premises analytics related to health, risk, residual life...
- ✓ Periodic reports and recommendations from subject matter GE experts

BENEFITS

With the system in place, Kahramaa is now able to analyze the condition of their grid-wide assets:

- ✓ The number of substation faults have been reduced by more than 50%
- ✓ ROI on the APM solution of 180% after 2 years of implementation.



150K assets from GE and other OEMs

12 types of asset

50% failure reduction

180% ROI after 2 years



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

GRID EFFICIENCY

Power Generation – 16 power plants – USA

CHALLENGE


NYPA is the largest state-owned public power organization with more than 70% of its electricity production from clean renewable hydropower. NYPA is accelerating its 5 year digital transformation plan and aiming to provide customers with low-cost, clean, reliable power with industry-leading infrastructure.

SOLUTION

NYPA is working with GE to provide a digital program to monitor their system-wide assets to drive more efficiency, reliability & cost-effective operations. GE's APM solution will capture key intelligence to improve operations & sustainability of its generation & transmission infrastructure to increase grid availability, reliability, efficiency and profitability.

BENEFITS

Integrating NYPAs gas & hydro turbines with edge device sensors to supply data will enable predictive alerts & analytics to forecast possible failures weeks before they'd appear in the control room. This will result in increased efficiencies, productivity, reduction of unplanned downtime, lower maintenance costs & lower operational risks.



16 statewide generating facilities

>1,400 circuit miles of transmission lines

1/3rd of NY's HV lines included



Grid assets

- Power transformers
- Circuit breakers (SF6 & oil type)
- Lead batteries



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.



EXTENDED LIFETIME WARRANTY

Utility – Synchronous VAR Compensator – North America

CHALLENGE

A Static Var Compensator (SVC) system which comprises over 900 components and more than 40 asset types was integrated into the utility's electrical network. The utility wanted to secure the performance of the critical power electronics system and required the SVC system's operation and maintenance to be managed during its entire life.

SOLUTION

GE implemented a 30-year lifetime system warranty enabled by GE's Asset Lifecycle Management Services. The project scope included:

- ✓ Installation of a remote monitoring solution on critical assets
- ✓ Deployment of a reliability centered maintenance approach
- ✓ Implementation of an advanced data collection techniques
- ✓ Supply and configuration of Grid APM application including optimal and systematic data analytics

BENEFITS

With the extended lifetime warranty, the utility operator knows the cost covering all planned and unplanned maintenances including parts and labor for the next 30 years. The FACT system reliability centered maintenance is optimized and delivered by the OEM avoiding obsolescence surprise.

SVC substation with high obsolescence risk components

900 components

44 asset types

30 years of extended warranty



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

National Condition Monitoring Center

6 x 400kV Substations – Oman

CHALLENGE

OETC have the ambitious business goal to create a National Condition Monitoring Center for all the 400KV substations of the country and prioritize the online monitoring of the 400KV assets in addition to the manual condition monitoring of the remaining assets.

SOLUTION

GE's Grid APM is the masterpiece of the Condition Monitoring Center and includes:

- Interconnection to customer's other Enterprise systems: SCADA, EAM & GIS
- Substations' upgrade to connect existing transformer monitoring and add new ones from GE Grid Automation.
- Site inspections using EnergyAPM FIT mobile tablet-based application
- A Digital Lab historian for data ingestion, storage, monitoring and reporting
- Oil sample test and analysis in GE Lab
- Periodic reports and recommendations from GE's subject matter experts

BENEFITS

- ✓ With the system in place, OETC will be able to perform Online monitoring of their critical assets and digitize their existing ISO 55 000 process for asset management.
- ✓ GE's ALM digital solution will help OETC optimize their operation and maintenance process and decision-making approach



20 x 400kV PTR
MS3000 Online Condition Monitoring

14 x 220kV PTR
202 x GIS Bays
20 x 33kV Switchgears
Regular inspections using EnergyAPM FIT

Project ongoing



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.



Asset Performance Management

Power Transmission – HV network – Chile – 2020

CUSTOMER CHALLENGE

Transelec plays a critical role by providing power to over 96% of the population of Chile. To ensure an uninterrupted power supply, the operator invests in digital solutions reducing the unforeseen failure risk of electrical substation and line equipment, improving the availability of the network in the most populated area of the country.

SOLUTION

The EnergyAPM solution implementation and support:

- EnergyAPM application deployed to gather operation and condition asset data
- Risk assessment and operation and maintenance planning tools
- Integration with other systems in the customer IT environment: interface with the ERP, with a maintenance planning application, line inspections database and geographic information system
- 10 years of change management and maintenance support

CUSTOMER BENEFITS

- ✓ The consolidation and analysis of data in a unique location will help the operators to predict behavior of 14,800+ assets and 13,500 km of HV lines and implement an efficient maintenance and replacement strategy provided through digital technology.
- ✓ The proven health models developed by GE product and field experts cover all asset types including lines, and are further customized in partnership with the customer to ensure they are well adapted to the operational environment



14,800 critical assets monitored
(Transformers, circuit breakers)

13,500 km of HV lines

10 years of support

Up to 50% failure risk reduction



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

EnergyAPM with full SAP integration

Distribution – Spain

CHALLENGE

Viesgo would like to make a strategic move to a predictive and risk-based asset management approach to optimize their 15,000 assets management and fleet operations reducing OPEX and CAPEX and complying with the regulatory environment.

SOLUTION

GE's solution includes the supply and implementation of EnergyAPM software, including:

- Interfaces to SAP and ADMS (non-GE)
- Asset Health and Strategy modules in addition to the Core Service – starting with transformers and underground cables

BENEFITS

- ✓ Automatic consolidated view of asset condition, alerts, recommendations
- ✓ Using standard analytic models (IEEE, CIGRE)
- ✓ Simplified business processes: maintenance strategy, alert management
- ✓ Scalable solution to at least 500k assets in 2023 based on additional asset models



15,000 assets from various OEMs

SAP full integration

Scalable solution to up to 500,000 assets

EnergyAPM with options for a customized software solution



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.





SMART NETWORK & ASSET MANAGEMENT

Transmission Utility – 40k+ assets – India

CHALLENGE

The operator needed an effective solution to improve visualization and observability of the health status of the state transmission network composed of 535 AIS and GIS high voltage substations from various OEMs.

SOLUTION

GE supplies a Smart Transmission and Asset Management System for the state control center including:

- ✓ Design, supply and implementation of SCADA/EMS, ADMS, WAMS, GIS and EnergyAPM
- ✓ Data transfer into EnergyAPM
- ✓ Visual Asset Management console in main and backup control station
- ✓ Automatic data synchronization between the two control systems
- ✓ EnergyAPM training for control center's engineers

BENEFITS

With the system in place, the utility can control and monitor the electrical State grid and manage a stable and safe operations across the transmission network including:

- Real time data acquisition
- Efficient health assessment & diagnostics on all critical asset
- Maintenance & replacement optimized strategy improving network reliability and efficiency

535
transmission substations

40,000 +
HV assets

2 control centers
equipped with **GridAPM**

100% connected
with SCADA, SAP, GIS, Historian



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.

Flexible Service Agreement powered by EnergyAPM

Offshore Wind Farm– UK

CUSTOMER CHALLENGE

The Sofia project will be one of the largest offshore wind farms in the world as well as one of the farthest from shore with a 1,4 GW installed capacity delivering power to the equivalent of over 1,2 M people. RWE needs to ensure a maximum availability of the offshore and onshore HVDC converter stations and safe operations from the start of the energization planned for 2025.

SOLUTION

A 2-year services agreement based on GE's Asset Performance Management solution:

- FlexSA covering offshore and onshore converter stations **primary** equipment including power transformers, circuit breakers and HVDC systems
- EnergyAPM deployment on dedicated cloud and connected to the HVDC eLumina control system providing condition data from other assets of the scheme
- EnergyAPM FIT services supporting safe, efficient and high-quality offline data capture

CUSTOMER BENEFITS

- ✓ With a single integrated solution from data collection to planning, the implementation is rapid and the update is facilitated
- ✓ Using health models developed by GE HVDC system matter experts and big data technology, the solution will provide reliable insights and diagnostics
- ✓ The EnergyAPM solution can be scalable and easy to upgrade for further customer business requirement

RWE

1,4 GW Installed capacity

220 Km between off and on shore substations

2 years of support

Up to 2000 HV assets covered



Placeholder confidentiality disclosure. Edit or delete from master slide if not needed.



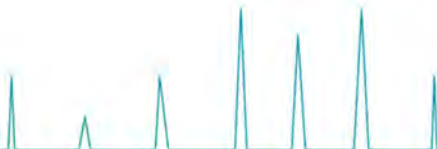


Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber

Hochschule Zittau/Görlitz



Stefan Kornhuber studierte Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Graz. Er erhielt sein Diplom in 2005 und promovierte 2007. Bis 2006 arbeitete er an der Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH an der Technischen Universität Graz im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Berechnung und Untersuchung transienter Vorgänge in der Energietechnik. Zwischen 2006 bis 2013 arbeitet er für Lemke Diagnostics GmbH und Doble Lemke GmbH in verschiedenen Bereichen. Ab Februar 2013 war er für ABB AG im Transformatorwerk in Halle tätig und leitet den Bereich Zustandsbeurteilung von Transformatoren und ab März 2014 die Prüffelder im Bereich Engineering Solutions. Im Oktober 2014 folgte er den Ruf an die Hochschule Zittau / Görlitz - Professur für Hochspannungstechnik / Theoretische Elektrotechnik. Die Forschungsschwerpunkte setzt er auf äußeren und inneren Grenzflächen von polymeren Isolierstoffen, deren Prüf- und Messmethoden und deren technischen Diagnostik. Er ist Mitglied von verschiedenen Arbeitsgruppen bei der CIGRE, IEC und dem DKE und leitet die Arbeitsgruppe DKE 451.0.2, CIGRE D1.58 und IEC TC 112 WG 3.





UNTERSTÜTZUNG DER ZUSTANDBEWERTUNG VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN DURCH NUTZUNG EINES GRAPHENBASIERTEN WISSENSMANAGEMENTS

S. Kornhuber, S. Kittan, G. Valtin, M. Weise, P. Kästel, G. Nitsche

Kurzfassung

Transformatoren sind wichtige Bestandteile des elektrischen Versorgungssystems. Ein Transformatorausfall kann zu schweren Schäden an der Anlage und dessen Umfeld führen und ist daher mit hohen Kosten verbunden. Hinzu kommt, dass ein großer Teil der Transformatorenflotte in Deutschland bereits seit Jahrzehnten in Betrieb ist. Um diese Situation zu bewältigen, ist eine zuverlässige Zustandsbewertung erforderlich. Die Fokussierung auf den Transformator-Diagnoseprozess mit einem systemtheoretischen Ansatz ermöglicht die Entwicklung neuartiger Diagnose- und Zustandsbewertungsmodelle. Ein diagnostischer Ansatz, der eine grafische Wissensdarstellung verwendet, ist ein wichtiger Teil dieses Entwicklungsprozesses. Dieser Beitrag beschreibt die Erstellung der Wissensbasis und ihre Anwendung in der Transformatorendiagnose.

Im Rahmen von Routineprüfungen werden viele Messdaten über den Zustand von Transformatoren gesammelt. Die meisten bestehenden Diagnosemethoden konzentrieren sich jedoch auf bestimmte Messmethoden wie beispielsweise die Analyse der gelösten Gase. Dies bedeutet, dass die verfügbaren Informationen in den Diagnoseverfahren ungenutzt bleiben. Einzig und allein Health-Index-Methoden neigen dazu, so viele Informationen wie möglich zu nutzen. Die Health-Index-Methoden können nicht mit fehlenden Informationen umgehen, wodurch dieser Ansatz unflexibel erscheint.

Eine graphbasierte Wissensrepräsentation ermöglicht eine flexible und allgemein anwendbare Zustandsbewertung. Die Flexibilität wird durch die Bestimmung von Vertrauenswerten für die diagnostischen Aussagen erreicht. Jeder Konfidenzwert wird durch mehrere Aspekte bestimmt, wie z.B. die Anzahl und Eignung der verfügbaren Messverfahren zur Erkennung eines bestimmten Fehlers. Die Zusammenhänge, die sich auf diese Aspekte beziehen, werden durch Wissensgraphen bereitgestellt. Eine graphenbasierte Wissensdarstellung bietet zwei wesentliche Vorteile. Der erste ist die leichte Lesbarkeit und Überschaubarkeit für den Menschen. Dies ist die Voraussetzung für die Erweiterung und Verbesserung der Wissensbasis und damit der Diagnosequalität. Ein zweiter Vorteil ist die computerbasierte Interpretierbarkeit. Letztere ist wichtig, um durch geeignete Algorithmen zu effizienten diagnostischen Aussagen zu gelangen. Der vorgestellte Ansatz ist somit ein notwendiger Entwurfsschritt in der Entwicklung leistungsfähiger Diagnosemodelle zur Unterstützung von Versorgungsexperten.

1 Einleitung

Die Zuverlässigkeit und Stabilität des Stromnetzes wird heutzutage durch verschiedene Faktoren beeinträchtigt:

- Stagnierender Stromnetzausbau
- Steigende Last
- Veränderung des Lastflusses durch regenerative Energiequellen



Leistungstransformatoren sind wichtige Knotenpunkte der Übertragungs- und Verteilungsnetze. Sie sind daher essentiell für eine hohe Qualität der Stromversorgung. Daher kann auch unter den verschärften Randbedingungen eine sichere Stromversorgung durch eine zuverlässige Transformatorenüberwachung gewährleistet werden. Zu diesem Zweck wird derzeit eine entsprechende Überwachungssoftware entwickelt. Ein wesentlicher Bestandteil dieser Überwachungssoftware ist die Transformatorzustandsbewertung.

In die Zustandsbewertung von Transformatoren fließen viele verschiedene Messverfahren und Betriebsdaten ein. Die tatsächlich verfügbaren Daten sind jedoch sehr unterschiedlich. Aus diesem Grund muss ein Diagnosewerkzeug in Bezug auf die Eingabedaten flexibel sein. Diese Flexibilität wird durch einen graphenbasierten Wissensrepräsentationsansatz erreicht, der in diesem Beitrag vorgestellt wird.

2. Wissensbasierender Diagnosealgorithmus

Eine Wissensbasis für die Transformatorendiagnose muss die wesentlichen Informationen in übersichtlicher, erweiterbarer und automatisch auswertbarer Form bereitstellen. All diese Anforderungen werden durch gerichtete Graphen erfüllt. Das folgende Kapitel beschreibt den Ansatz zur Erstellung und Analyse solcher Graphen.

2.1 Fehlermöglichkeits- und Auswirkungs-Analyse

Zunächst wurden die Primärinformationen der Wissensbasis durch eine Literaturstudie gewonnen. Weitere Anpassungen wurden auf der Grundlage von Experteninterviews vorgenommen. Für die Transformatorendiagnose bieten die CIGRE Guides 270, 343, 445 und 630 eine geeignete Grundlage [1, 2, 3, 4].

Der CIGRE Guide 630 empfiehlt für die Untersuchung der technischen Zusammenhänge in einem Transformator eine Fehlermöglichkeits- und Einflussanalyse (FMEA). Dazu wird der Transformator in fünf Hauptkomponenten eingeteilt, die in Bild 1 dargestellt sind. Die Analyse wird für jede Hauptkomponente durchgeführt. Eine FMEA wird in Tabellenform dargestellt und besteht aus den folgenden Angaben [4]:

1. Hauptfunktion (wesentliche Funktionen der Hauptkomponenten)
2. Fehlermodus (Ausfälle im Zusammenhang mit einer Hauptfunktion)
3. Unterkomponenten (Teile einer Hauptkomponente, die mit einer Ausfallart zusammenhängen)
4. Fehlerursachen (Ursachen im Zusammenhang mit einem Fehlermodus)
5. Symptome (Folgen eines Fehlerzustands)
6. Messung (Online-Messverfahren, die für die Erkennung von Fehlern oder Defekten geeignet sind).

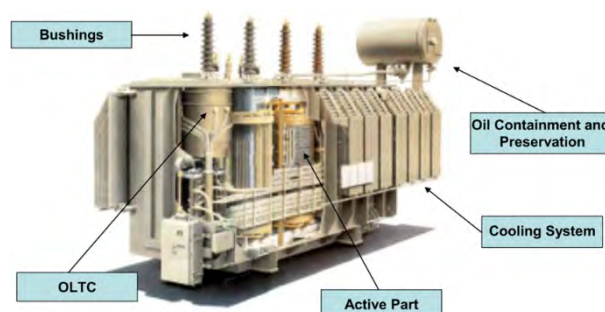


Bild 1: Hauptkomponenten eines Transformators für diagnostische Untersuchungen [4]



Die FMEA liefert eine detaillierte Zustandsanalyse eines Transformators. Die Festlegung einer klaren Reihenfolge für die FMEA-Details ist jedoch nicht möglich. Daher kann eine FMEA nicht durch einen gerichteten Graphen abgebildet werden. Für eine diagnostische Wissensbasis muss die FMEA daher auf die wesentlichen Informationen reduziert werden.

2.2 Ausfalls und Fehler Analyse

Für die Bewertung eines technischen Systemzustands ist es notwendig, Begriffe zu definieren, die einen anormalen Zustand beschreiben. Gemäß CIGRE Guide 227 [1] können Transformatoren Defekte und Ausfälle haben, wobei ein Defekt bedeutet, dass es keine Auswirkungen auf die kurzfristige Zuverlässigkeit gibt. Ein fehlerhafter Zustand kann jedoch zu einem Ausfall führen. In diesem Fall sind der Betrieb und die Zuverlässigkeit des Transformators zumindest eingeschränkt. Außerdem sind Defekte reversibel und Ausfälle irreversibel. Da die Diagnose das Ziel hat, Defekte zu finden, bevor sie zu Ausfällen werden und ernsthafte Schäden an der Anlage verursachen.

Eine FMEA bietet eine detaillierte Untersuchung eines technischen Systems. Sie ist jedoch zu komplex für eine diagnostische Wissensbasis. Daher ist eine verkürzte Version erforderlich. Für die Diagnose eines technischen Systems sind die folgenden Fragen relevant:

- Welche Komponente ist betroffen?
- Welche Art von Defekt/Fehler ist aufgetreten?
- Wie kann der Defekt/Fehler erkannt werden?

Die Antworten auf diese Fragen sind die notwendigen Fakten für die Wissensbasis: Hauptkomponenten (MC) / Subkomponenten (SC) des Transformators, alle relevanten Fehler (D) und Ausfälle (F) sowie Messverfahren (MP) zur Erkennung. Durch die Fokussierung der FMEA auf die Defekte und Ausfälle (Defect and Failure Analysis - DaFA) ist es also möglich, eine Wissensbasis für die Transformatordiagnose zu schaffen. Zwischen den DaFA-Teilkomponenten besteht eine eindeutige Beziehung. Daher ist es konstruktiv, gerichtete Graphen mit den DaFA-Komponenten als Knoten zu entwickeln. Die resultierenden Graphen werden DaFA-Schemata genannt und bilden die erforderliche Wissensbasis. In Bild 2 ist dieses Konzept anhand eines generischen DaFA-Schemas dargestellt.

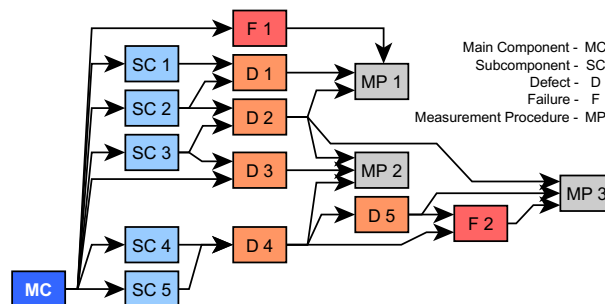


Bild 2: Generisches DaFA-Schema zur Veranschaulichung der Struktur der Wissensbasis

3. Vertrauensintervall und Rangfolge der Diagnoseaussagen

Diagnosezustände können aus dem DaFA-Schema durch inverse Suche gewonnen werden. Das bedeutet, dass der tatsächliche Systemzustand durch alle Pfade im DaFA-Schema beschrieben wird, beginnend bei den Messverfahrensknoten, über die Fehler- und Defektknoten bis hin zu den Komponentenknoten. Es sind jedoch nur die Messverfahren relevant, die auffällige Messwerte aufweisen. Das bedeutet, dass vor dem eigentlichen Diagnoseschritt eine Interpretation aller verfügbaren Messwerte notwendig ist.



Die Diagnoseaussagen entsprechen den relevanten Pfaden des DaFA-Schemas. Aufgrund der Komplexität der technischen und diagnostischen Zusammenhänge in einem Transformator sind die resultierenden DaFA-Schemata sehr umfangreich. Trotz der Filterung der relevanten Messverfahren durch die Messwertinterpretation kann die resultierende Liste der Diagnoseaussagen unübersichtlich sein. Daher ist eine Priorisierung der Aussagen nach Relevanz notwendig. Zu diesem Zweck werden Vertrauensintervalle (cf) eingeführt. Die Vertrauensintervalle reichen von minus eins bis eins, wobei negative Werte widersprüchliche Aussagen bedeuten. Der absolute Wert impliziert die Relevanz einer Aussage. Es ist wichtig zu beachten, dass die Vertrauensintervalle ein Instrument zur Bewertung und Priorisierung von diagnostischen Aussagen sind. Rückschlüsse auf die Auftretenswahrscheinlichkeit sind nicht zulässig.

3.1 Bewertung von Messverfahren

Nicht alle Messverfahren sind für die Diagnose einzelner Fehler gleichwertig. Da ist es notwendig, die Angemessenheit eines Messverfahrens mit einem entsprechenden Vertrauenswert ($cf_{AdequacyMP}$) zu bewerten. Anhang 8 des CIGRE Guide 227 [1] gibt einen Überblick über mögliche Fehler in Transformatorenkomponenten sowie eine Zuordnung von Messverfahren zu deren Erkennung. Weiterhin wird für jedes Messverfahren eine Bewertung der Empfindlichkeit und der diagnostischen Eignung gegeben. Basierend auf dieser Bewertung wurde der $cf_{AdequacyMP}$ unter folgenden Annahmen definiert:

- Das bestmögliche Ergebnis wird mit eins bewertet.
- Das schlechtestmögliche Ergebnis kann nicht Null sein.
- Eine gleichmäßige Verteilung der Konfidenzwerte ist sinnvoll.
- Wenn keine Bewertung angegeben ist, wird der durchschnittliche Konfidenzwert (0,5) verwendet.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die möglichen Bewertungen der Eignung des Messverfahrens sowie die Einschätzung der angemessenen Vertrauenswerte.

Tabelle 1: Geeignete Konfidenzwerte nach den CIGRE-Bewertungen von Messverfahren

Bewertung	Beschreibung	$cf_{AdequacyMP}$
1	Gute Identifikation	1.0
2	Zufriedenstellende Identifikation	0.9
3	Gutes Ergebnis und ausreichende Identifikation	0.75
4	Zufriedenstellendes Ergebnis	0.5
5	Ausreichendes Ergebnis	0.25
6	Ergänzende Messung	0.1
-	Keine Bewertung	0.5

3.2 Konfidenzwert zur Interpretation von Messwerten

Da die Interpretation von Messwerten nicht immer eindeutig ist, ist auch die Bewertung der Interpretation anhand von Vertrauenswerten ($cf_{InterpretationMV}$) notwendig. Für die Interpretation von Vertrauenswerten müssen folgende Regeln angewendet werden

- positive Werte bedeuten eine Validierung einer diagnostischen Aussage
- negative Werte bedeuten eine Diskrepanz zu einer diagnostischen Aussage
- Nullwerte implizieren nicht interpretierbare Messwerte
- absolute Werte unter eins bedeuten Unsicherheit bei der Interpretation von Messwerten



3.3 Vertrauenswert für die Bewertung einer Diagnoseaussage)

Um eine Diagnoseaussage für ein Messverfahren zu ermitteln, müssen die Vertrauenswerte $cf_{AdequacyMP}$ und $cf_{InterpretationMV}$ zu einem Vertrauenswert ($cf_{DiagnosisMP}$) zusammengefasst werden. Eine nachvollziehbare Möglichkeit zur Berechnung des Konfidenzwertes für ein Messverfahren ist die Multiplikation:

$$cf_{DiagnosisMP} = cf_{AdequacyMP} \cdot cf_{InterpretationMV} \quad (1)$$

Bei dieser Gleichung wird die Eignung eines Messverfahrens als Gewichtungsfaktor berücksichtigt.

4. Automatisieren des Diagnoseverfahrens

4.1 Algorithmus für graphbasierte Diagnose

Mit den DaFA-Schemata und den Vertrauenswerten sind die Voraussetzungen für einen Diagnosealgorithmus gegeben. Nun wird ein Algorithmus benötigt, der die gewünschten Diagnoseaussagen entsprechend zusammenstellt. Für jede relevante Aussage muss ein endgültiger diagnostischer Vertrauenswert ($cf_{Diagnose}$) berechnet werden. Da die technischen Korrelationen aus den inversen DaFA-Schemata ermittelt werden, sind die $cf_{InterpretationMV}$ -Werte die Eingangsinformationen des Algorithmus. Darüber hinaus ist es sinnvoll, das Vorgehen von Experten mit einem Diagnosealgorithmus zu imitieren. Ein Experte sieht sich die verfügbaren Daten einzeln an. Auf der Grundlage der ersten Daten wird er eine Fehlervermutung aufstellen. Um diese Vermutung zu bestätigen, schaut sich der Experte dann die nächsten Daten an. Dieses Verfahren wird so lange wiederholt, bis

- ein Defekt/Fehler ausgeschlossen werden kann oder
- ein Defekt/Fehler entdeckt wird oder
- keine weiteren Messinformationen vorliegen.

Die Auswertung der Messwerte und die Festlegung der Vertrauenswerte $cf_{InterpretationMV}$ sind vorgelagerte Prozesse.

Ein Algorithmus zur Ermittlung priorisierter Diagnoseaussagen durch Nachahmung des Expertenverfahrens ist der folgende:

1. Analysieren Sie den Konfidenzwert $cf_{InterpretationMV}$ der ersten Messung.
 - Es wird eine Liste von Diagnoseaussagen erstellt. Für jede Aussage wird der entsprechende Vertrauenswert ($cf_{Diagnose}=cf_{DiagnosisMP}$) nach Gleichung (1) berechnet.
2. Prüfen Sie, ob weitere Messdaten vorhanden sind.
 - Ja: weiter zu 3.
 - Nein: Erstellen Sie eine Liste der priorisierten Diagnoseaussagen. Alle resultierenden Konfidenzwerte sind auf den Wertebereich von minus eins bis eins begrenzt.
3. Auswertung der nächsten Messgröße. Die Konfidenzwerte der Diagnoseaussagen werden entsprechend modifiziert. Dabei sind die folgenden Alternativen zu berücksichtigen:
 - Bestätigung bestehender diagnostischer Aussagen (entsprechende $cf_{Diagnosen}$ werden erhöht).
 - Widerspruch zu bestehenden diagnostischen Aussagen (entsprechende $cf_{Diagnosen}$ werden erniedrigt).
 - Keine neuen Erkenntnisse zu bestehenden diagnostischen Aussagen (entsprechende $cf_{Diagnosen}$ bleiben unverändert).
 - Neue diagnostische Aussagen werden erstellt (wie bei Schritt 1).



Der dritte Schritt des Diagnosealgorithmus besteht in der Änderung eines bestehenden Diagnosesicherheitswerts im Hinblick auf neue Messinformationen. Für diese Änderung eignet sich die folgende Gleichung:

$$c_{f_{\text{Diagnosis,new}}} = c_{f_{\text{Diagnosis,old}}} + c_{f_{\text{AdequacyMP}}} \cdot c_{f_{\text{InterpretationMV}}} \quad (2)$$

Daher werden die Konfidenzwerte der diagnostischen Aussagen iterativ über alle verfügbaren Messungen berechnet. Der Ausgangswert wird beim ersten Auftreten einer Aussage durch Gleichung (1) ermittelt. Durch die Addition während des Iterationsprozesses können die resultierenden Konfidenzwerte beliebige Werte ergeben, auch jenseits des Wertebereichs -1 bis 1. Diese Tatsache ermöglicht die Priorisierung verschiedener möglicher Diagnoseaussagen im Hinblick auf alle verfügbaren Eingangsinformationen. Während der iterativen Berechnungen hängt die Veränderung von $c_{f_{\text{Diagnose}}}$ ab:

- Das Ergebnis der Messwertinterpretation entscheidet durch Erhöhen von $c_{f_{\text{Diagnose}}}$ (Bestätigung) oder Senken von $c_{f_{\text{Diagnose}}}$ (Widerspruch) um das Vorzeichen der entsprechenden $c_{f_{\text{InterpretationMP}}}$.
- Die Veränderungsstärke ist abhängig von der Interpretationsqualität (Wert des entsprechenden $c_{f_{\text{InterpretationMV}}}$) sowie von der Eignung des betrachteten Messverfahrens zur Erkennung des tatsächlichen Fehlers / Ausfalls (Wert des entsprechenden $c_{f_{\text{AdequacyMP}}}$).

5. Automatisierte Interpretation von Messungen

Aufgrund der vielfältigen Messverfahren zur Transformatorendiagnose ist eine vollautomatische Interpretation der Messungen eine Herausforderung. Zunächst müssen die Messverfahren anhand der Interpretationsmethode der Messwerte unterschieden werden. Es gibt Messverfahren mit einfachen und mit komplexen Interpretationsmethoden.

Die Dissolved Gas Analysis (DGA) und die Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) sind Beispiele für letztere Verfahren. Für die Beurteilung solcher Messverfahren ist eine ausreichende praktische Erfahrung notwendig. Darüber hinaus kann auch eine Vorverarbeitung der Messdaten erforderlich sein. Entsprechend angepasste Algorithmen können daher nur eine Automatisierung dieser komplexen Verfahren leisten. Da Expertenwissen implementiert werden muss, bietet die Fuzzy Logic einen geeigneten Ansatz. Eine weitere Möglichkeit ist die Definition von Merkmalen, die eine eindeutige Interpretation der Messwerte ermöglichen. In diesem Fall können Klassifikationsverfahren wie Support-Vektor-Maschinen oder künstliche neuronale Netze zur automatisierten Auswertung eingesetzt werden.

DUKARM stellt eine Fuzzy-Rogers-Methode zur Interpretation von DGA-Werten vor [5]. Dies ist ein anschauliches Beispiel für einen angepassten Algorithmus. Darüber hinaus verwendet DUKARM auch Konfidenzwerte für die Bewertung der diagnostischen Aussagen. Daher passt ein solcher Ansatz gut zu dem in dieser Arbeit vorgestellten Algorithmus.

Im Falle des einfach interpretierbaren Messverfahrens genügt es, einen Vergleich mit einem vorgegebenen Grenzwert durchzuführen. Die Herausforderung besteht dabei in der Auswahl eines geeigneten Grenzwertes. Ist der Wert zu niedrig angesetzt, besteht die Gefahr von Fehlalarmen. Wird der Wert hingegen zu groß gewählt, besteht die Gefahr von verspäteten Alarmen. Durch das Prinzip der Konfidenzwerte lässt sich das Risiko ungeeigneter Grenzwerte verringern. Es ist möglich, einen Konfidenzwert für die Messinterpretation zu berechnen, indem eine untere und eine obere Grenze verwendet werden. Die Berechnung ist eine einfache lineare Interpolation zwischen den Grenzwerten, wie in Gleichung (3) dargestellt. Für die Werte, die außerhalb des Bereichs liegen, werden die resultierenden Konfidenzwerte auf Null bzw. Eins gesetzt.



$$c_{f_{\text{InterpretationMV}}} = \begin{cases} 0 & \text{for } MV < MV_{ll} \\ \frac{MV - MV_{ll}}{MV_{ul} - MV_{ll}} & \text{for } MV_{ll} < MV < MV_{ul} \\ 1 & \text{for } MV > MV_{ul} \end{cases} \quad (3)$$

wobei:

MV = Gemessener Wert

MV_{ll} = Untere Alarmgrenze

MV_{ul} = Obere Alarmgrenze

Die resultierende Kurve ist in Bild 3 dargestellt. Da diese Methode einen Vertrauenswert liefert, kann das Ergebnis im Diagnosealgorithmus weiterverarbeitet werden.

Die vertrauenswertbasierte Messwertinterpretation erweitert die Möglichkeiten im Diagnoseprozess wie folgt:

- Eine Anzeige von auffälligen Transformatorenzuständen erfolgt ohne sofortige Alarmauslösung.
- Die Einbindung in den Diagnosealgorithmus ist möglich.
- Durch den Vergleich von Konfidenzwerten zu verschiedenen Zeitpunkten kann eine Wandlerzustandsentwicklung ermittelt werden.

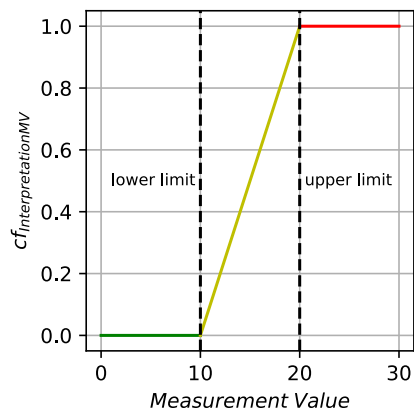


Bild 3: Zweigrenzwertbasierte Vertrauenswertauswertung zur Messwertinterpretation

6. Validierung der DaFA - Methode

Der graphbasierte Diagnosealgorithmus verwendet ein Schema, welches die Zusammenhänge zwischen den Transformatorkomponenten, möglichen Defekten bzw. Fehlern sowie geeigneten Messverfahren zur Detektion der Defekte bzw. Fehler enthält. Aufgrund der hohen technischen Komplexität des Betriebsmittels Transformators ist das DaFA-Schema sehr umfangreich. Daher ist eine händische Beurteilung aller Zusammenhänge sehr schwer. Aus diesem Grund ist ein automatisiertes Bewertungsverfahren zur Diagnosequalität, basierend auf realen Transformatordaten, besser geeignet, um die Qualität des DaFA-Schemas zu beurteilen. Anhand eines solchen Validierungsverfahrens können die Testfälle identifiziert werden, für welche ungenaue Diagnoseergebnisse bestimmt werden. Anschließend können die betroffenen Teile des DaFA-Schemas analysiert und verbessert werden. Die automatisierte Validierung erlaubt an-



schließlich ein schnelles Durchrechnen aller Testfälle und die Überprüfung der durchgeführten Anpassungen.

6.1 Bewertung der Validierungsergebnisse

Um ein geeignetes Bewertungsschema zu entwickeln, müssen zunächst die Bewertungskriterien sowie die Menge der möglichen Bewertungsergebnisse identifiziert werden. Hauptkriterium der Diagnose ist das Erkennen eines korrekten Defektes / Fehlers im Transformator anhand der gegebenen Messwertinformation bzw. -interpretation. Darüber hinaus ist eine Lokalisation der Fehlerstelle von Bedeutung. Da jedoch der Fehlerort nicht für jeden Fall eindeutig bestimmt werden kann, sollte die Bewertung der Lokalisierung bei der Gesamtbewertung der Diagnosequalität einen geringen Einfluss haben. Daher wird bei der Bewertung die Qualität des Lokalisierungsergebnisses nur als Zusatzinformation ausgegeben:

1. Fehlerort stimmt mit durch den Algorithmus gefundenen Fehlerort überein.
2. Es wurden mehrere Fehlerorte gefunden und der tatsächliche Fehlerort ist mit in der Auflistung.
3. Es wurden mehrere Fehlerorte gefunden aber der tatsächliche Fehlerort ist nicht mit in der Auflistung.

Da das DaFA-Schema für eine unbekannte, große Menge verschiedener Transformatorfehler gute Aussagen treffen muss, muss der Aufbau generisch sein. Daher sind sowohl die Lokalisierungsergebnisse 1 und 2 als sehr gut zu bewerten. Lediglich bei Ergebnis 3 ist eine Überprüfung des Schemas im Validierungsprozess ratsam.

Kern der Bewertung der Diagnosequalität ist der Vergleich der tatsächlich vorhandenen Fehler mit den durch den Algorithmus gefundenen Fehlern. Um hierbei die Vergleichbarkeit sicherzustellen, müssen zunächst die tatsächlichen Fehler den zutreffenden Fehlertexten im DaFA-Schema zugeordnet werden. Hierbei ist es wichtig, dass diese Zuordnung ohne Berücksichtigung der Messverfahren geschieht, da diese Verbindungsschicht Schwerpunkt der Diagnose ist. Damit wird bei der Validierung vor allem dieser Teil des Schemas überprüft. Lässt sich jedoch ein tatsächlicher Fehler nicht zuordnen, muss zunächst das DaFA-Schema so erweitert werden, dass

- der in der Praxis vorkommende Fehler durch das Schema erkannt wird und
- der generische Charakter des Schemas nicht verfälscht wird.

Als Eingangsgrößen verwendet das Tool die bewerteten Ergebnisse der Diagnosemessungen in tabellarischer Form. Weiterhin muss die Diagnose des Betreibers im Wortlaut der DaFA vorliegen. Dadurch kann ein automatisierter Vergleich der Aussagen erfolgen und nachfolgenden Regeln bewertet werden:

- **4 Punkte:** alle Diagnosen des Betreibers wurden mit der höchsten Priorität ermittelt
- **3 Punkte:** alle Diagnosen des Betreibers wurden gefunden, aber nicht mit der höchsten Priorität ermittelt
- **2 Punkte:** Nicht alle Diagnosen wurden gefunden, die gefundenen haben höchste Priorität
- **1 Punkt:** ein Teil der Diagnosen wurden gefunden und nicht mit höchster Priorität dargestellt, ein weiterer Teil wurde nicht gefunden
- **0 Punkte** keine Diagnose wurde gefunden

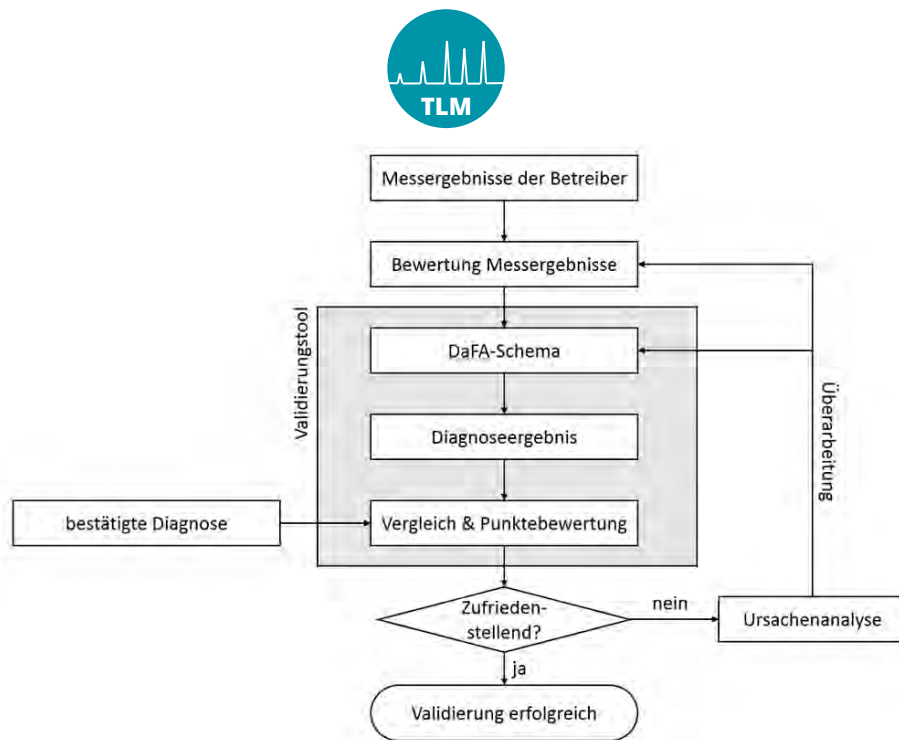


Bild 4: Beschreibung des Validierungs.- und Überarbeitungsprozesses

6.2 Durchführung der Validierung

Es werden Messdaten der Projektpartner aus im Netz und in Betrieb befindlichen Transformatoren mit tatsächlich bestätigten Diagnosen genutzt, um das DaFA – Schema zu validieren.

Die vorliegenden Messwerte stammen vor allem aus periodisch durchgeführten Isolierölanalysen und daraus abgeleiteten weiteren Diagnosemessungen zur Schärfung der Diagnose. Zur Durchführung dieser Messungen muss der zu diagnostizierende Transformator aus dem Betrieb genommen werden. Nahezu alle Messungen sind offline durchzuführen.

Diese Diagnoseaussage wird anschließend mit der bestätigten Diagnose des Betreibers verglichen und in einem Punktesystem bewertet.

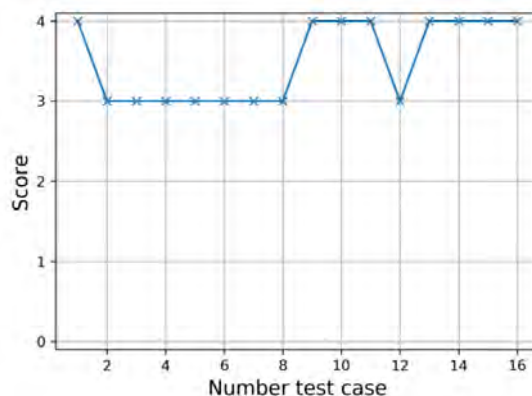


Bild 5: Übersicht der Transformator-Testfälle und die erreichte Punktezahl im Validierungstool



In Bild 5 sind die Ergebnisse bei der Zuführung der Testfälle dargestellt. Insgesamt 16 dokumentierte und nachgewiesene Fälle konnten von den Industriepartnern zur Verfügung gestellt werden. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass

- bei 8 Fälle alle Diagnosen des Betreibers erkannt und mit der höchsten Priorität ermittelt wurde
- bei 8 Fälle alle Diagnosen des Betreibers gefunden, aber nicht mit der höchsten Priorität ermittelt wurden

Diese finalen Analyseergebnisse zeigen, dass der entwickelte Ansatz vielversprechend und nutzbar ist.

7. Zusammenfassung und weitere Arbeiten

Die vorliegende Arbeit zeigt den Aufbau einer Wissensbasis für die Transformatorendiagnose. Durch die graphbasierte Wissensrepräsentation wird eine übersichtliche, erweiterbare und automatisch auswertbare Wissensbasis geschaffen. Zusätzlich ermöglicht die Idee der Vertrauensintervalle einen Diagnosealgorithmus, der das Vorgehen von Transformatorenexperten nachahmt.

Bislang besteht die Möglichkeit, dass eine eindeutige Diagnose aufgrund fehlender Messdaten nicht möglich ist. In diesem Fall ist ein zusätzlicher Algorithmus zur Empfehlung von weiteren Messungen sinnvoll. Dieser Algorithmus muss berücksichtigen, dass das empfohlene Messverfahren geeignet ist, bestehende Diagnoseaussagen zu präzisieren. Da jede Messung auch mit Aufwand und Kosten verbunden ist, muss dies ebenfalls berücksichtigt werden. Der benötigte Algorithmus muss also das effizienteste Messverfahren unter den gegebenen diagnostischen Aussagen finden. Weitere Entwicklungsmöglichkeiten sind auf die Erweiterung auf weitere Betriebsmittel aber auch der direkten Verwendung der Vertrauensintervalle der einzelnen Knoten für Verlaufsanalysen möglich.

Bei der Validierung an Betriebsdaten konnte durch den Vergleich von Diagnoseaussagen des Algorithmus mit bekannten Problemen an Transformatoren die technischen Zusammenhänge der Wissensbasis verifiziert und verbessert werden. Bei der Validierung im Rahmen des Projektes wurden bei allen Testfällen die Diagnosen erkannt.

7. Danksagung

Das Projekt „Zustandsbewertung von Leistungs- und Verteiltransformatoren in der elektrischen Energietechnik (Smart Grid – Smart Monitoring)“ wird aus Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung im Rahmen des Programms Forschung an Fachhochschulen (SC03FH026PB5) gefördert.



Literaturverzeichnis

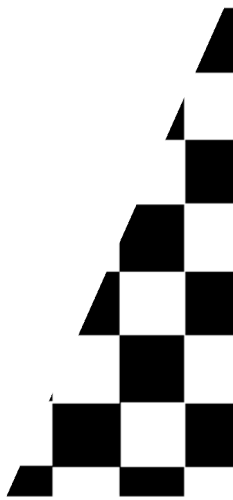
- [1] CIGRE_WG_A2.18, Guide 227: Life Management Techniques For Power Transformers, CIGRE, 2003.



- [2] CIGRE_WG_A2.27, Guide 343: Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers, CIGRE, 2008.
- [3] CIGRE_WG_A2.34, Guide 445: Guide for Transformer Maintenance, CIGRE, 2011.
- [4] CIGRE_WG_A2.44, Guide 630: Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) Systems, CIGRE, 2015.
- [5] J. J. Dukarm, „Transformer oil diagnosis using fuzzy logic and neural networks,“ in *Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, Vancouver, BC, , 1993.

Autorenanschrift

Hochschule Zittau / Görlitz
Prof. Dr. techn. Stefan Kornhuber, MBA
Hochwaldstr 2a, 02763 Zittau
Tel.:+49 3583 612 4365
Fax.:+49 3583 612 54365
E-mail: s.kornhuber@hszg.de
Web: <https://www.hochspannung-zittau.de>





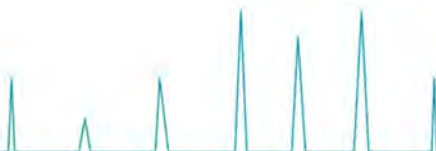
Guido Schulze

Hitachi ABB Power Grids



Guido Schulze studierte Elektrische Energietechnik an der Fachhochschule Magdeburg sowie Betriebswirtschaftslehre an der FernUniversität Hagen.

Nach dem Studium arbeitete er in verschiedenen, vorrangig technischen, Positionen bei Hitachi ABB Power Grids. Als Engineering Manager ist er heute verantwortlich für die Konstruktion, Entwicklung und Service an Leistungstransformatoren und Drosselspulen.

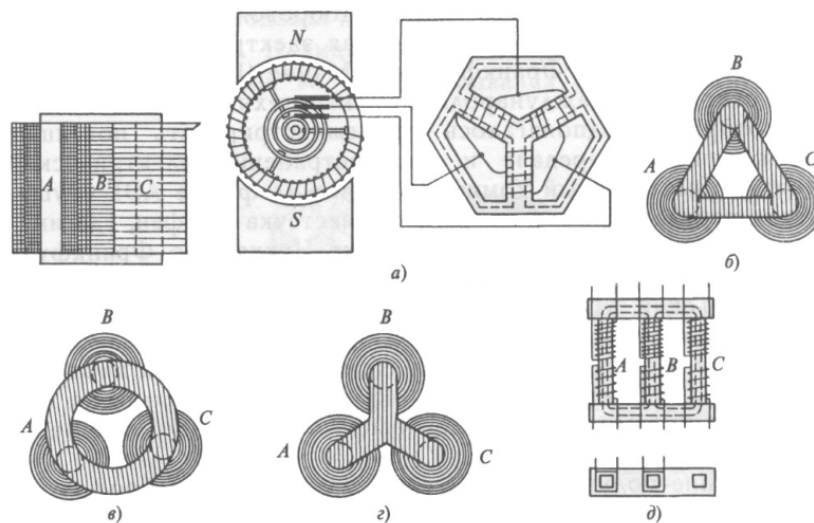


Tempeldrosseln, seit über 40 Jahren zuverlässig im Netz

Guido Schulze

Historie

Die als Tempeltyp bezeichnete Kernanordnung mit drei um 120° versetzten Säulen, ist prinzipiell schon seit der Entwicklung des Drehstroms Ende des 19. Jahrhunderts bekannt. Die Verbindung der Schenkel erfolgt durch sternförmige, ringförmige oder dreieckige (deltaförmige) Joche. [1] [2]



Patent von Michał Doliwo-Dobrowolski zugeteilt 22. Mai 1891

a) in einem Drehstromsystem von Michał Doliwo-Dobrowolski: Generator zur Speisung eines Transformators mit radialer Anordnung der Kerne, mit säulenförmiger Anordnung von Kernen und Joch:

b) dreieckig, c) ringförmig, d) sternförmig, e) geradlinig

Bei Leistungstransformatoren hat sich diese Bauform nicht durchsetzen können. Bei modernen Transformatoren kommt aus Gründen der Eisenverluste, der Geräusche und des Magnetisierungsbedarfes hauptsächlich die Überlappung der Magnetbleche in den Eckpartien zur Anwendung [3]. Im Tempeldesign ist diese Überlappung je nach Bauart gar nicht oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand herzustellen. Ausnahmen bilden kleinere Transformatoren, in jüngster Zeit meist mit amorphen Kernen.

Bei Kompensations-Drosselpulen mit Eisenkern fällt der Nachteil des stumpfen Stoßes zwischen Säulen und Jochen wegen der notwendigerweise vorhandenen Spalte in der Magnetsäule weg. Deshalb bietet die Tempelbauart für dreiphasige Kompensations-Drosselpulen einige Vorteile [4].

Gegenüber der normalen Kernbauart führt die Tempelbauart zu vollkommen symmetrischen, magnetischen Verhältnissen im Eisenkern und den davon abhängigen elektrischen Werten. Die magnetische Dreieckschaltung der Joche ergibt eine Phasenverschiebung zwischen dem Magnetfluss in den Säulen und in den Jochen um 120° und vermindert den Betrag des Flusses in den Jochen um den Faktor $\sqrt{3}$. Die Joche können also bei gleicher spezifischer Belastung mit um 42% kleinerem Querschnitt ausgeführt werden. Dadurch verringert sich die Bauhöhe der Joche; das Bauvolumen, der Werkstoffeinsatz und die Eisenverluste fallen geringer aus.



Weder bei den Säulen noch bei den Jochen sind Vorrichtungen zum Aufbringen von Presskräften quer zur Schichtichtung erforderlich [5]. Der entscheidende Vorteil der Tempelbauart ist jedoch der statisch bestimmte mechanische Aufbau des Eisgestelles in Form eines Dreibeines.

Die BROWN, BOVERI & CIE AG in Mannheim hat ab Ende der 50er Jahre wieder verstärkt auf das Tempel-Design bei dreiphasigen Kompensationsdrosselspulen gesetzt. Bis zur Schließung des ABB Werkes 1996 wurden Projekte in dieser Bauform ausgeführt.



Bild 1: Aktivteil einer Delta-Drossel im Werk Mannheim

Netzsituation

Kompensationsdrosselspulen werden zur Verbesserung des Blindleistungshaushaltes der Netze beim stationären Lastfluss und der Stabilisierung der Energieübertragung eingesetzt [3]. Angeschlossen werden die Kompensations-Drosselspulen entweder an die Tertiärwicklung vorhandener Netzkoppel-Transformatoren oder direkt an das Netz.

Zur Kompensation der Blindleistung von Kabel- und Freileitungsnetzen in Zeiten schwacher Netzbelastung schloss man die Kompensations-Drosselspulen in der Bundesrepublik Deutschland meistens an die Tertiärwicklung der Netzkoppel-Transformatoren an.

Kompensations-Drosselspulen vermindern die Überspannungen in den Netzen. Dies trifft vor allem für die betriebsfrequenten Überspannungen zu, also den 50-Hz-Anteil, der bei gewissen Netzzuständen, z.B. bei leerlaufenden Leitungen, Lastabwurf und unsymmetrischen Fehlern auftritt. Dies gilt aber auch für die transienten Überspannungen als Folge von Schalthandlungen. Die Amplitude der betriebsfrequenten Überspannungen steht in enger Beziehung zur Amplitude der transienten Überspannungen und alle Maßnahmen, die betriebsfrequente Überspannungen



reduzieren, vermindern auch die transienten. Da die Überspannungen das allgemeine Isolationsniveau der Netze und die Wahl der Überspannungsableiter maßgeblich bestimmen, ist die Verringerung der Überspannungen von großer wirtschaftlicher Bedeutung für Netze mit hohen Spannungen. Überspannungen treten bei allen Belastungszuständen der Netze auf. Kompensations-Drosselspulen für lange Freileitungen mit hohen Spannungen, die in erster Linie Überspannungen dämpfen sollen, werden deshalb trotz des höheren Aufwandes direkt an die Netze angeschlossen [6].

Die durch die Energiewende notwendige dezentrale Energieversorgung, vorrangig mit regenerativer Energieerzeugung und den damit verbundenen schwankenden Lasten, führen verstärkt zu der Notwendigkeit, bestehende Netzkapazitäten in Schwachlastzeiten zu kompensieren. Verstärkt wird diese Notwendigkeit weiterhin durch den Ausbau des Energienetzes mit Kabelstrecken.

Dies führte in den vergangenen Jahren zu einer verstärkten Belastung von Kompensationsdrosselspulen. Historisch wurden in Deutschland fast ausschließlich unregelmäßige Kompensationsdrosselspulen im Mittel- und Hochspannungsnetz eingesetzt.

Anders als bei Transformatoren folgt daraus, dass Drosseln immer nahezu bei 100% ihrer Nennleistung betrieben werden. Abweichungen in der Leistung werden nur durch die Betriebsspannung des Netzes verursacht. Da schwach belastete Netze in der Regel eine höhere Spannung aufweisen als ihre eigentliche Nennspannung, werden Drosseln meist in Überlast betrieben. Dem trug schon in der Vergangenheit auch die IEC 60076-6 (und Vorläufer) Rechnung, nach welcher die Grenztemperaturen nicht für die Nennspannung, sondern für die maximale Betriebsspannung einzuhalten sind.

Hierbei ist jedoch festzustellen, dass Drosselspulen meist mit einer U_{max} spezifiziert wurden, die etwa 10% über der Nennspannung lag, z.B. $U_N = 30 \text{ kV} / U_{max} = 33 \text{ kV}$. In den meisten aktuellen Spezifikationen trägt man der wachsenden Belastung Rechnung, indem die Maximalspannungen häufig mit der U_m des Netzes gleichgesetzt werden, z.B. $U_N = 30 \text{ kV} / U_m = U_{max} = 36 \text{ kV}$. Im Betrieb der Drosseln ist dies jedoch nicht unkritisch, da die Kompensationsleistung quadratisch mit der Spannung steigt. Hierbei werden nicht nur die Drosseln höher belastet, sondern auch alle anderen Netzkomponenten.

Durch vermehrte Schwankungen der Last hat auch die Anzahl der Schaltvorgänge deutlich zugenommen. Dies bedeutete für die in Betrieb befindlichen Kompensationsspulen eine Zunahme der dynamischen Belastungen.

Reparatur und Retrofit im Werk Halle

Aufgrund dieser Beanspruchungen kam es bei den seit Jahrzehnten in Betrieb befindlichen Drosseln zunehmend zu Problemen. Diese betrafen sowohl Tempel- als auch Liniendrosseln:

- Schäden an Kontaktstellen und Ableitungen
- Thermische Alterung der Isolation
- Mechanische Schäden an den Zugstangen
- Schäden an den Kernsäulen
- Kernbrand insbesondere an den Verspannungen gebolzter Joche

Im Gegensatz zu den, zur damaligen Zeit, mit inneren Jochbolzen versehenen Lineardrosseln zeigten sich die gewickelten Joche der Tempeldrosseln als erstaunlich robust. Dies bewirkte, dass sich Reparaturen und Retrofitmaßnahmen an diesen Drosseln als wirtschaftlich interessant darstellten. Bei den aufwendigen Designs der historischen Lineardrosseln war dies meist nicht gegeben.

Am Standort Halle begann man daher ab Anfang der 2000er Jahre verstärkt Retrofitmaßnahmen an Tempeldrosseln zu entwickeln. Wurden anfangs nur defekte Teile ausgetauscht, begann man nun mit der Verbesserung und Optimierung der einzelnen Komponenten.



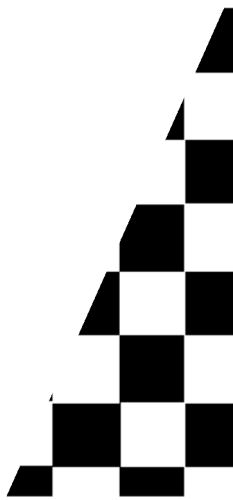
Zum Beispiel kamen beim Ersatz von Kernsäulen, welche bei Tempel- und Lineardrosseln identisch sind, moderne Fertigungstechniken zum Einsatz, wie sie heute üblich sind.

Beim Ersatz von Wicklungen wurden moderne Designprogramme eingesetzt, sodass man sowohl Verluste reduzieren konnte als auch die Wicklungen thermisch optimiert ausgelegt hat. Weiterhin konnten Anpassungen an die sich ändernden Netzbedingungen, wie Nennspannungsanpassungen, ausgeführt werden.

2015 wurde durch einen Säulenschaden an einer Tempeldrossel das Oberjoch so schwer beschädigt, dass es ausgetauscht werden musste. Man begann nun unter Verwendung der alten Presskonstruktion die Wickeltechnologie wieder aufleben zu lassen. Da nun die Voraussetzungen gegeben waren, alle Komponenten der Tempeldrosseln neu herzustellen, war es nur konsequent neue Designs zu berechnen und zu konstruieren. Hierbei wurde insbesondere darauf geachtet die aus den Service und Retrofitmaßnahmen bekannten Schwachstellen zu eliminieren.

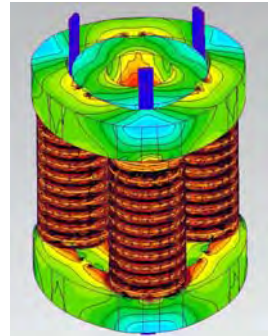


Bild 2: Aktivteil einer Delta-Drossel im Werk Halle





Unter Verwendung dreidimensionaler „Finite Elemente Modelle“ wurden die alten, analytischen Berechnungsverfahren überprüft, korrigiert und verbessert. Hierbei wurden die Designs hinsichtlich magnetischer, thermischer und mechanischer Beanspruchung untersucht. Zudem wurden dreidimensionale Modelle und Messverfahren implementiert, um eine akustische Optimierung zu ermöglichen. Zweidimensionale FE-Modelle, wie sie heute in der Berechnung von Drosseln Standard sind, wurden angepasst und in die routinemäßige Auslegung übernommen. Damit ist es heute wieder möglich neue, moderne Tempeldrosseln bis zu einer Leistung von ca. 100 MVA und einer Nennspannung von 123 kV im Werk Halle zu fertigen.



Die sich ändernden Netze erfordern heute zunehmend die Notwendigkeit variabler Reaktanzen. Aus diesem Grund wird heute verstärkt in regelbare Drosseln investiert. Konzepte zur Umsetzung variabler Drosseln im Tempeldesign bestehen bereits und werden aktiv weiterentwickelt.

- [1] R.Küchler; Die Transformatoren, Springer Verlag Berlin/Göttingen/Heidelberg, 1956
- [2] Deutsches Patent - 56359 eingetragen am 29. August 1889, genehmigt am 22. Mai 1891 Stromumwandler für Wechselströme mit verschobenen Phasen; Michal_Doliwo-Dobrowolski, Quelle: Stowarzyszenie Elektryków Polskich
- [3] J.Hill; Kompensations-Drosselspulen in Tempelbauart; Druckschrift Nr. D TR 51096 D Brown Boveri & Cie Aktiengesellschaft Mannheim
- [4] R. Baehr; 100-MVA-Kompensations-Drosselspule neuer Bauart. BBC-Nachrichten Bd. 52 (1970), H. 7, S. 218 - 220.
- [5] A. Goldstein; Neue Wege im Bau von Transformatorkernen. ETZ-A Bd. 81 (1960), H. 2, S. 53 - 59.
- [6] H. Glavitsch; Über die Verwendung von Drosselspulen mit begrenzter linearer magnetischer Charakteristik zur Kompensation von Höchstspannungsleitungen. Diss. RWTH-Aachen, 1974.

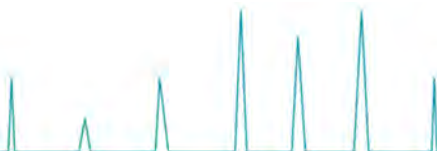


Javier Torres

Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut



Javier Torres, geboren am 07.01.1994, studierte im Bachelor Elektrotechnik an der Nationalen Universität von Kolumbien. Er absolvierte sein Masterstudium im Bereich Elektro- und Informationstechnik an der Leibniz Universität Hannover. Seit Januar 2020 ist er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Schering Institut für Hochspannungstechnik und Asset Management an der Leibniz Universität Hannover tätig. Sein Forschungsschwerpunkt liegt im Bereich der nichtsinusförmigen Beanspruchungen an festen Isolierstoffen.





Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren mit einer hohen mechanischen Belastbarkeit



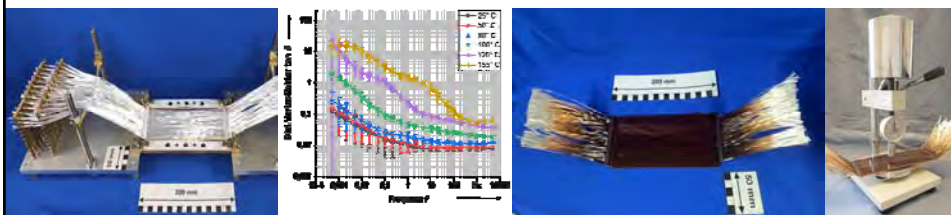
Javier Torres



Leibniz Universität Hannover

Institut für Elektrische Energiesysteme

Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management – Schering-Institut



05.10.2021



Übersicht



1. Motivation
2. Technologie
3. Möglichkeiten
4. Prüf- und Messanordnungen
5. Ergebnisse
6. Zusammenfassung und Ausblick

© Schering-Institut

▪ Relevanz der Trockentransformatoren

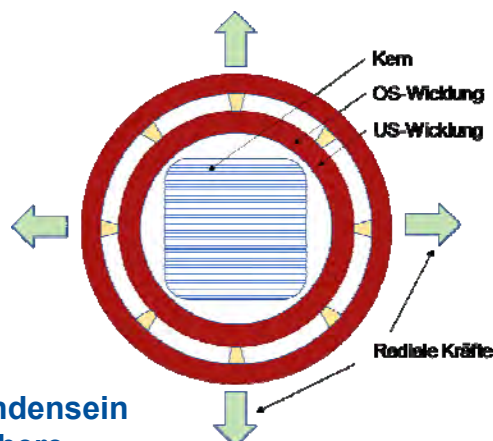
- Durch Energiewende bedingte abruptere Lastwechsel
- Sicherheitskriterien bzgl. Brand- und Grundwassergefahr
- Besondere Eignung für mobile Anwendungen



Quelle: Hitachi ABB Power Grids

▪ Herausforderungen

- Hohe mechanische Belastung
- Schnell wechselnde Temperaturzyklen
- Zunehmendes Vorhandensein von Umrichtern → höhere dielektrische Beanspruchung





Technologie



▪ Vacuum Cast Coil (VCC)

- Am meisten verwendete Technologie
- In Harz vergossene Spulen
- Fühler werden hinzugefügt
- Fühler sind in der Regel Quarzderivate → Fühler beeinflussen die Qualität der Isolation



Quelle: Longgong Vacuum Technology

© Schering-Institut



Technologie



▪ Faserwickelverfahren

- Harzverstärkte Glasfaser
- Glasfasern werden in Harz imprägniert und gewickelt
- Entstehung eines Verbundstoffes
- Keine zusätzlichen Fühler

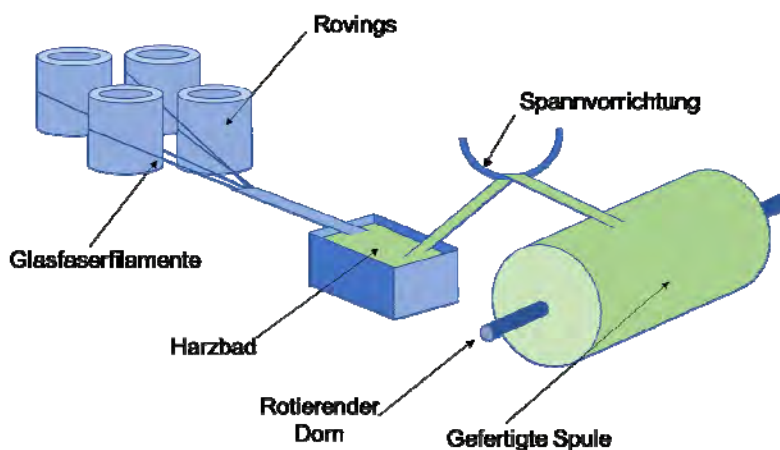


Quelle: Hitachi ABB Power Grids

© Schering-Institut

IFES **Technologie** Leibniz-Universität Hannover

▪ **Faserwickelverfahren**



© Schering-Institut

Labels in diagram: Glasfaserfilamente, Rovings, Harzbad, Rotierender Dorn, Spanvorrichtung, Gefertigte Spule

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres Seite 7

IFES **Technologie** Leibniz-Universität Hannover

▪ **Eigenschaften**


- Auslegungsflexibilität → keine Gießform nötig
- Sehr hohe mechanische Belastbarkeit → Kräfte treten senkrecht zum Faserverlauf auf
- Harte und thermostabile Struktur




Quelle: Hitachi ABB Power Grids

© Schering-Institut

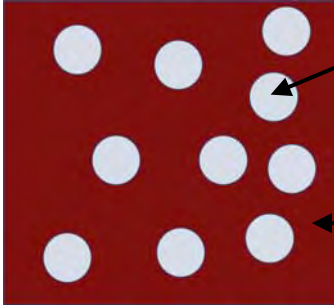
Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres Seite 8



Möglichkeiten

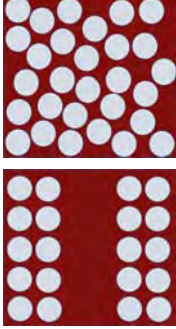


- **Anpassung der dielektrischen Eigenschaften**



Glasfaser:
 $\tan \delta \sim 1 \times 10^{-3}$
 $\epsilon_r \sim 3$ bis 5

Harz:
 $\tan \delta \sim 1 \times 10^{-4}$
 $\epsilon_r \sim 7$ bis 10




- Die zwei Komponenten weisen unterschiedliche dielektrische Werte auf
- Mögliche Anpassung durch Mischverhältnis oder Wickelart


© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

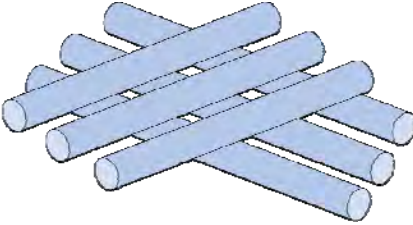
Seite 9

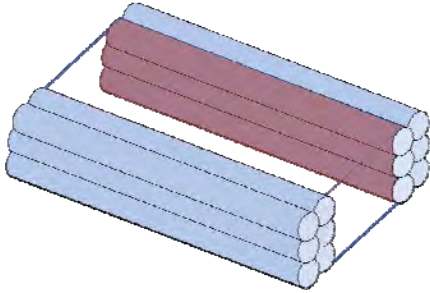


Möglichkeiten



- **Anpassung der dielektrischen Eigenschaften**






- Möglich durch Steuerung vom Mischverhältnis und Wickelform


© Schering-Institut

Masterarbeitsvortrag – Untersuchungen zu Teilentladungen in Gießharztransformatoren – Javier Torres

Seite 10



Möglichkeiten



- **Anpassung der dielektrischen Eigenschaften**

$$\epsilon_r^k = \sum_{i=1}^n V_i \cdot \epsilon_{ri}^k$$

$$\tan \delta = \frac{\sum_{i=1}^n V_i \cdot \epsilon_{ri}^k \cdot \tan \delta_i}{\sum_{i=1}^n V_i \cdot \epsilon_{ri}^k}$$

- $-1 \leq k \leq 1 =$ **Mischformexponent**
- $k = -1$ für Reihenschaltung, $k = 1$ für Parallelschaltung

© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 11



Möglichkeiten



- **Anpassung der dielektrischen Eigenschaften**
- Ein zunehmender Anteil von Glasfasern erhöht auch die Anzahl von Grenzflächen pro Volumeneinheit
- Grenzflächen begünstigen Polarisationsvorgängen → Verluste können erhöht werden
- Leerstellen zwischen den Faser können Luft einschließen



Grenzflächen

© Schering-Institut

Masterarbeitsvortrag – Untersuchungen zu Teilentladungen in Gießharztransformatoren – Javier Torres

Seite 12



Prüfanordnung



- **Prüfmöglichkeiten**





- **Tests an Transformatorenspulen technisch ideal**
- **Dennoch sehr kostenintensiv aufgrund der Prüfanzahl und Belegung von industriellen Wickelmaschinen**

© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 13



Prüfanordnung



- **Prüfmöglichkeiten**



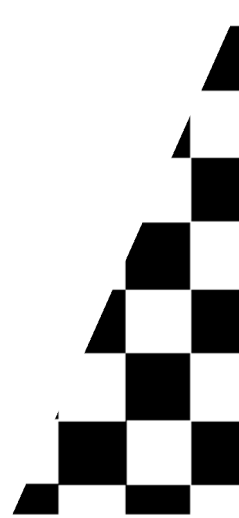



- **Alternativen sollten realitätsnachbildend aber auch kostengünstig sein**
- **Variation der Parameter und Reproduzierbarkeit der Ergebnisse als Hauptziel**

© Schering-Institut


Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 14

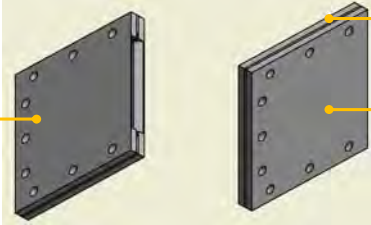




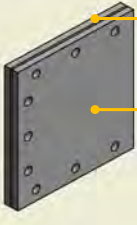
Prüfanordnung



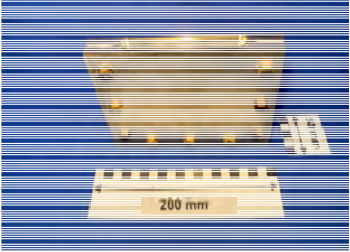
- Prüfen von reinen Harzen
 - Temperaturbeständig bis 200 °C
 - Realisierung von dünnen Prüfkörpern



Abstandshalter aus PTFE



Grundplatten aus Messing



© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 15



Prüfanordnung



- Prüfen von reinen Harzen



- Hohe Reproduzierbarkeit der Prüfkörper

© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 16



IFES **Prüfanordnung** Leibniz-Universität Hannover

- **Prüfen von Verbundstoffen**
 - Temperaturbeständig bis 200 °C
 - Komponentenverhältnis einstellbar
 - Faseranordnung sollte das Herstellungsverfahren nachbilden
 - Herstellung der Prüfkörper sollte im Labor möglich sein

© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres Seite 17

IFES **Prüfanordnung** Leibniz-Universität Hannover

- **Merkmale des Aufbaus**
 - Bis zu 240 Glasfaserstränge
 - Prüfkörperstärke und Glasfasergehalt variabel
 - Berechnung erfolgt über das Gewicht

Spannvorrichtung Gewindestange zum Spannen der Glasfasern
Glasfaserhalter Gießform

© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres Seite 18



Prüfanordnung



- Prüfen von Verbundstoffen
 - Glasfasern liegen unter Spannung und unidirektional ausgerichtet



© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 19



Prüfanordnung



- Prüfen von Verbundstoffen
 - Prüfkörper weisen eine glatte Oberfläche und homogene Stärke auf



© Schering-Institut

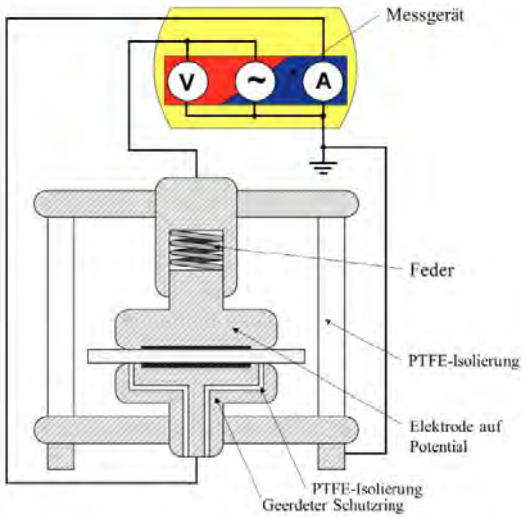
Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 20

Prüfanordnung

Leibniz-Universität Hannover

▪ **Messung der dielektrischen Parameter**



© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 21

Prüfanordnung

Leibniz-Universität Hannover

▪ **Wechselspannung**

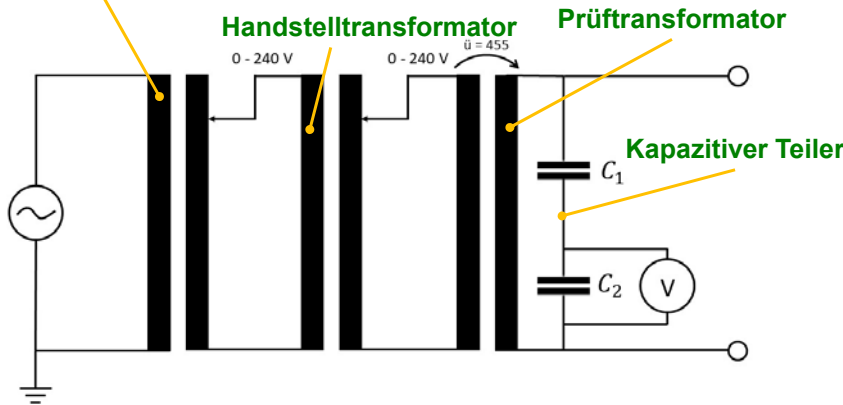
▪ $dU/dt = 1 \text{ kV/s}$

Motorstelltransformator

Handstelltransformator 0 - 240 V

Prüftransformator 0 - 240 V $\bar{u} = 455$

Kapazitiver Teiler C_1 , C_2



© Schering-Institut

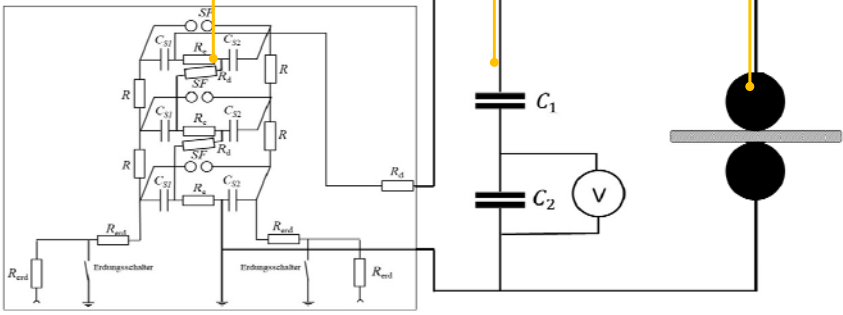
Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 22

Prüfanordnung

■ **Stoßspannung**
 ■ **3-stufiger Marx-Generator**

Stoßgenerator **Kapazitiver Teiler** **Kugelelektroden**



© Schering-Institut

Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

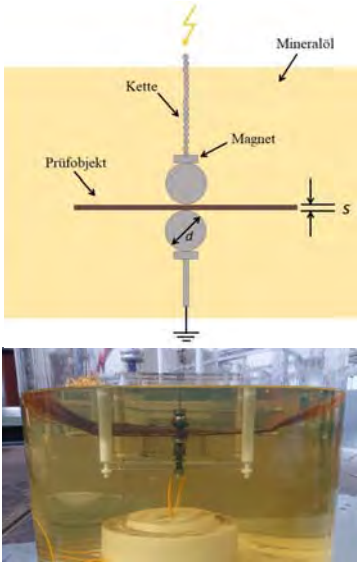
Seite 23

Prüfanordnung

■ **Kugelelektrodenanordnung**
 ■ **Edelstahlkugel**
 ■ **$d = 20\text{ mm}$**
 ■ **Nach *DIN EN 60243-1***

■ **Magnete an den Kugeln**
 ■ **Vereinfacht vertikale Ausrichtung**
 ■ **Fixiert den Prüfling**

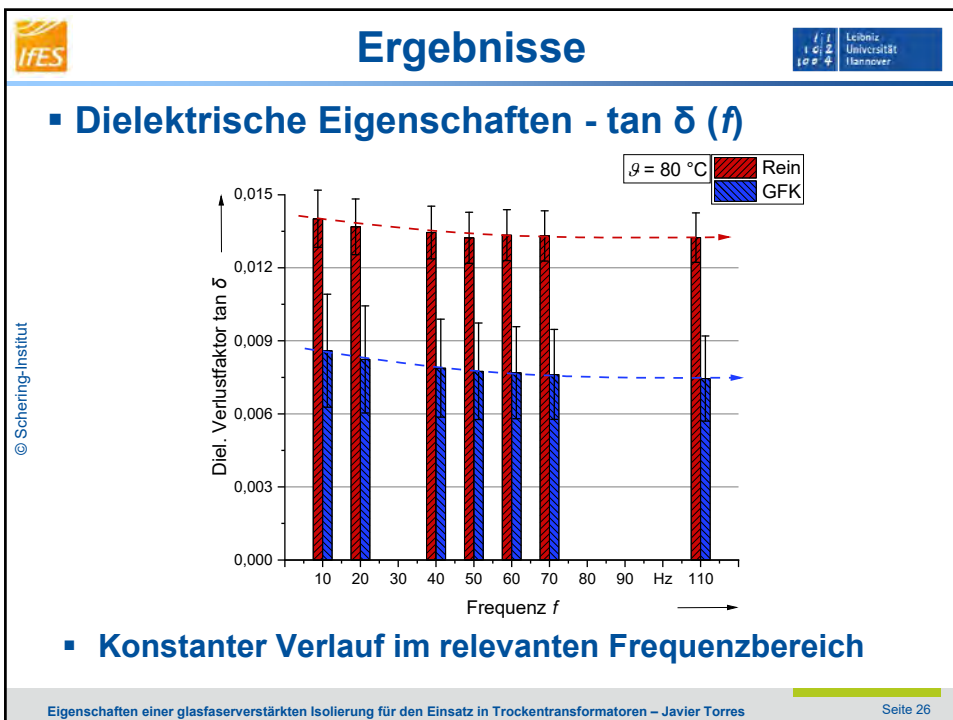
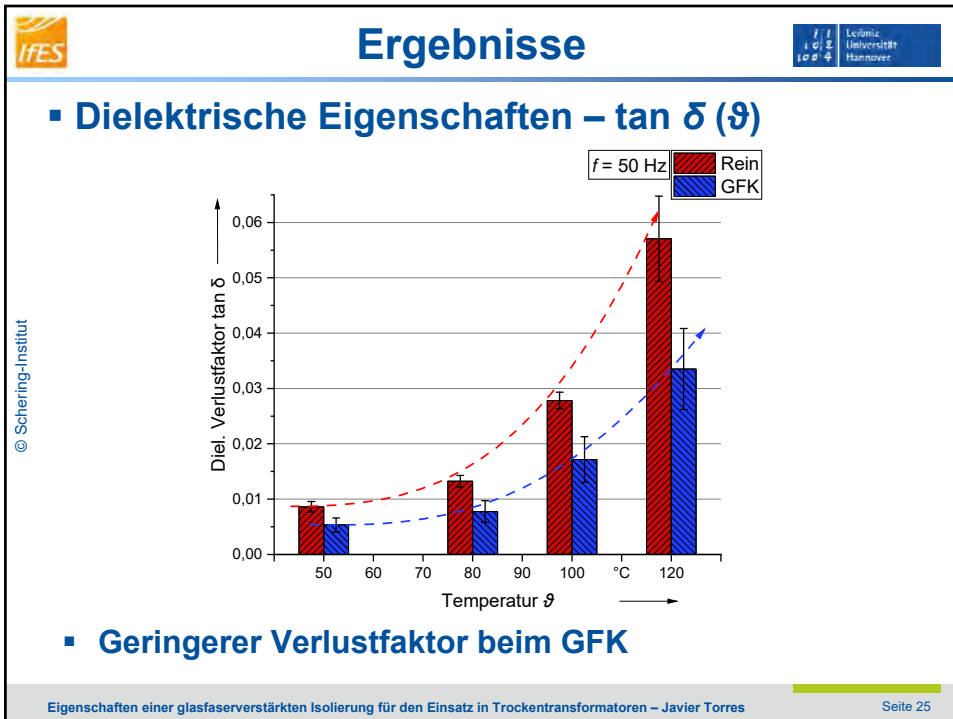
■ **Mineralölbad eingebettet**
 ■ **Verhindert Überschlag**

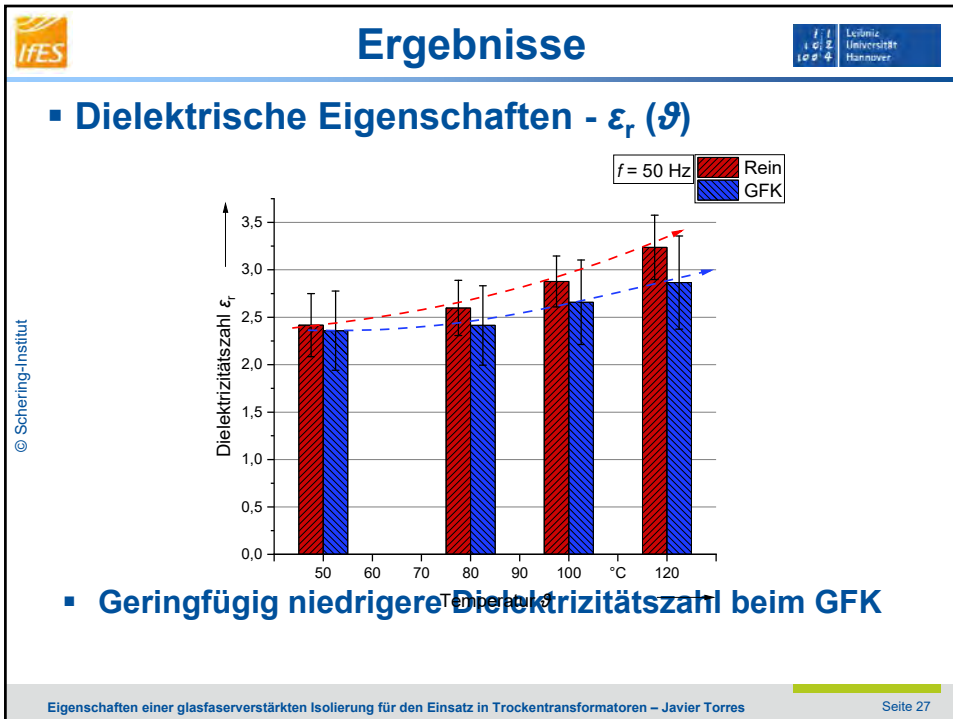


© Schering-Institut

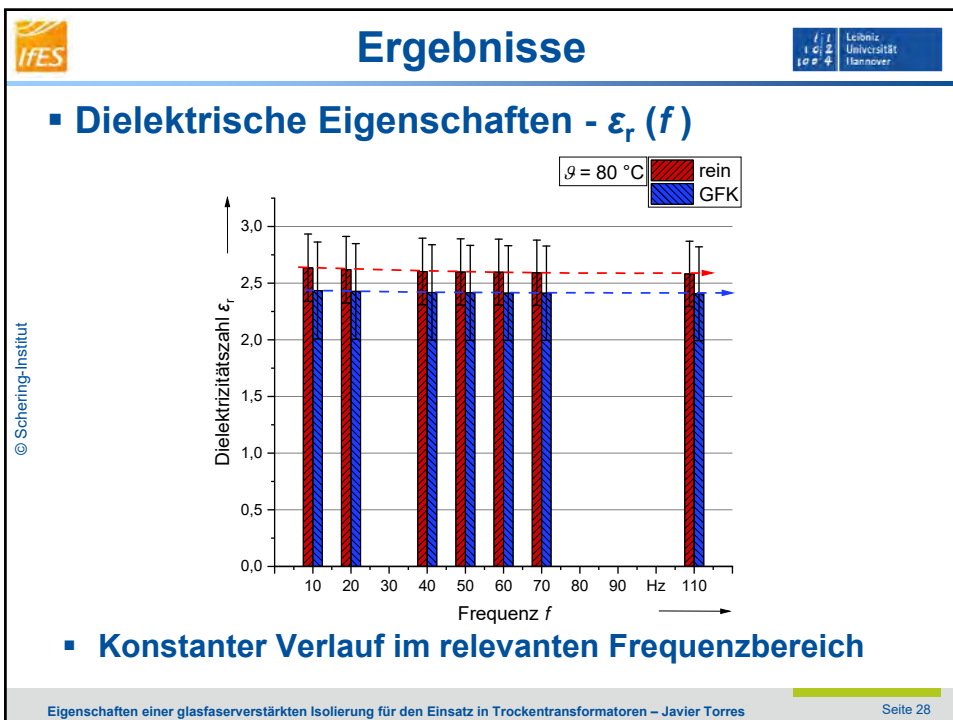
Eigenschaften einer glasfaserverstärkten Isolierung für den Einsatz in Trockentransformatoren – Javier Torres

Seite 24

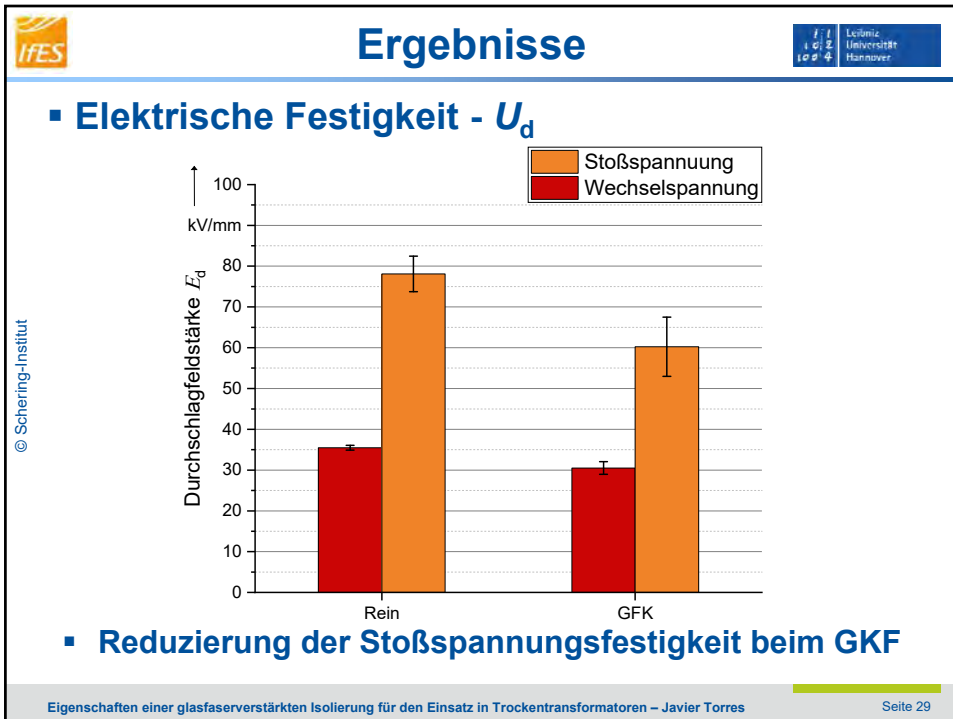




▪ Geringfügig niedrigere Dielektrizitätszahl beim GFK



▪ Konstanter Verlauf im relevanten Frequenzbereich





Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

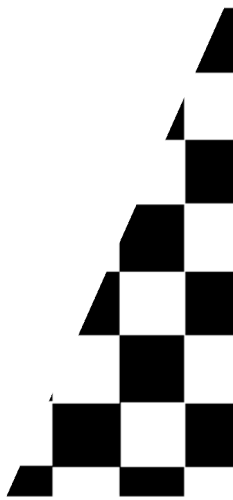
- **Glasfaserverstärkte sind mechanisch hoch belastbar und werden im Rahmen der Energiewende relevanter**
- **Eine Anpassung der dielektrischen Eigenschaften ist durch das Komponentenverhältnis möglich**

Kontakt

Javier Torres
torres@ifes.uni-hannover.de



Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme (IFES)
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management
Schering-Institut ♦ Callinstr. 25 A ♦ D-30167 Hannover





Dr. Olaf Schmidt

Karberg & Hennemann GmbH & Co. KG



Studium: Studiert an der Universität in Hamburg
Fachschwerpunkt: Analytische Chemie

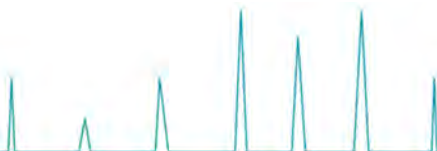
Promoviert am Institut für anorganische und analytische Chemie
in Hamburg

Firma: Karberg & Hennemann GmbH & Co. KG seit 1998 bis heute

Abteilung: Vertrieb

Position: Technical Application Manager

Aktueller Tätigkeitsschwerpunkt Technische Projektleitung





Wolfgang Sorgatz

Energy Support GmbH



Wolfgang Sorgatz ist Geschäftsführer der Firma ENERGY Support GmbH.

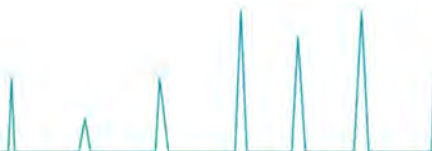
Bevor er zu Energy Support kam, führte er eine neue Marke im Test- und Messgeschäft auf dem europäischen Markt ein.

Bei Null angefangen, ist diese Marke heute eine der bekanntesten auf dem deutschen Markt.

Er hat einen Abschluss in Marketing und Ingenieurwesen.

Wolfgang Sorgatz hat Erfahrung in der Vermarktung von Investitionsgütern in Europa.

Seit 18 Jahren ist er verantwortlich für Vertrieb, Service, Training und Entwicklung bei ENERGY Support.





NUTZUNGSDAUER UND BETRIEBSSICHERHEIT ALTERNDER TRANSFORMATOREN MAXIMIEREN - DAS GEHEIMNIS STECKT IN DER ZELLULOSE-ISOLIERUNG

**Dr. Olaf Schmidt, Karberg & Hennemann - Wolfgang Sorgatz ENERGY
Support**

Die Nutzungsdauer von Transformatoren sowie Isolieröl und Komponenten zu maximieren, rückt nicht zuletzt aufgrund des Drangs nach mehr Ressourcen- und Umweltschutz verstärkt in den Fokus. Bessere Lösungen sind gesucht, die Instandhaltungsprozesse optimieren und für einen zuverlässigen, sicheren sowie vor allem langen Transformatorbetrieb sorgen.

Herkömmliche Methoden wie die Transformarentrocknung mit einem temporären Vakuumverfahren oder gar Ölwechsel sollten dabei ganz besonders auf dem Prüfstand stehen. Sie erzielen nur kurzfristig die gewünschten Ergebnisse. Durchschlagfestigkeit und Ölreinheit verschlechtern sich innerhalb kurzer Zeit wieder, häufige Ölwechsel und/oder Öltrocknungen sind erforderlich, Ausfälle und erhöhte Altölmengen sind die Folge.

Ein weiterer Grund, der bessere Trocknungs- und Pflegemaßnahme erforderlich macht, ist das Alter der zurzeit betriebenen Transformatoren - ein Großteil ist über 35 Jahre, manche sind sogar über 50 Jahre alt.

Die Herausforderung bei alternden Transformatoren

Die steigende Anzahl an Teilentladungen mit zunehmendem Alter der Transformatoren stellt das größte Problem dar. Hauptursache dieser lokalen Kurzschlüsse ist die chemische Alterung der Isolierstoffe (Öl und Zellulose). Die chemischen Reaktionen der Alterung werden neben Sauerstoff und Säuren in erster Linie durch Wasser bewirkt und beschleunigt.

Wasser entsteht in jedem Transformator im Zuge der Alterungsprozesse der Zellulose. Die Zellulose, u. a. die um die Wicklungen der Transformatorenkerne, zerfällt im Laufe der Zeit. Bei dem Zerfall der Zellulosemoleküle (Depolymerisation) werden Wassermoleküle freigesetzt. Das Wasser sammelt sich in den Wicklungen und beschleunigt den Zerfall der Zellulose-Isolierung noch weiter. Die Wassermoleküle binden sich zudem an die im Öl schwimmenden Zellulosefasern und Schwebstoffe. Ein hoher Feuchtigkeits- und Partikelgehalt im Öl birgt für die Betriebssicherheit des Transformators somit ein zusätzliches Risiko, da die Wassermoleküle im Isoliersystem als Leitfähigkeitsbrücken wirken. Als Folge sinkt die Durchschlagfestigkeit des Transformators. Ganz unabhängig davon, welcher Öltyp verwendet wird.

Das primäre Ziel für eine nachhaltige Transformatorenpflege und hohe Betriebssicherheit: die dauerhafte Trocknung der Zellulose-Isolierung und die Entfernung von Wasser, Schwebstoffen und Alterungsprodukten aus dem Isolieröl.

Warum ein Ölwechsel nicht die optimale Lösung ist

Bei einem Ölwechsel wird mit dem Öl nur ein Bruchteil des Wassers entfernt, das sich im Isoliersystem befindet. Denn in der Zellulose-Isolierung (Wicklungen) kann bis zu 130-mal mehr Wasser gebunden sein als die Feuchtigkeitssensoren im Isolieröl messen. Bsp. Transformator mit 20.000 Liter Ölvolumen, 3 Tonnen Zellulose-Isolierung und 40 ppm Feuchtigkeit im Öl bei 60 °C: Nur 0,8 Liter Wasser ist im Öl enthalten. In der Zellulose-Isolierung dagegen befinden sich noch rund 100 bis 120 Liter Wasser.



Auch ein Ölwechsel aufgrund hoher partikulärer Verschmutzung ist meist vermeidbar, da mit einer Feinfiltration von 3 µm absolut und dem entsprechenden Filtermaterial das Öl gereinigt werden kann und für viele Monate und sogar Jahre weiterhin einsetzbar ist.

Warum eine temporäre Öltrocknung nicht die optimale Lösung ist

Die vollständige Trocknung der Zellulose-Isolierung dauert sehr lange, denn die Diffusion der Wassermoleküle aus der Zellulose-Isolierung an das umgebende Öl erfolgt sehr langsam. Abhängig davon, an welcher Stelle in der Zellulose-Isolierung sich das Wasser gebildet und angesammelt hat, kann die Diffusion länger dauern, da das Wasser durch zahlreiche Zellulosefasern hinein und wieder hinaus diffundieren muss. Die Diffusionsgeschwindigkeit bzw. das nur schleppend aus der Isolierung kommende Wasser lässt sich aus dem Bild 1 gut ablesen. Hier wird ein Transformator mit 20 Tonnen Ölgewicht mit einer kontinuierlichen Trocknungsanlage (Durchfluss: 270 Liter/Stunde) gepflegt.

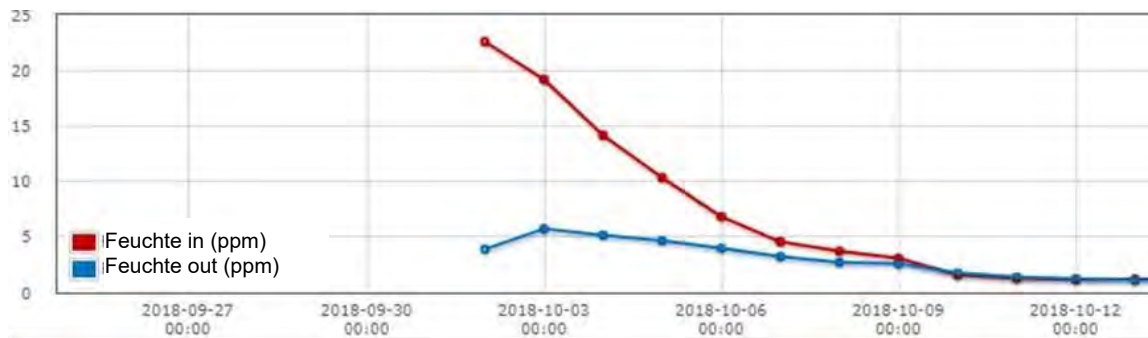


Bild 1: Feuchtigkeitsverlauf während der Transformatorentrocknung mit dem kontinuierlichen Filtersystem ES 2000. Filtereintritt: rote Kurve, Filteraustritt: blaue Kurve

Die Effizienz der Trocknung hängt daher von der Zeitdauer der Trocknung ab. Temporäre Öltrocknungsprozesse senken nur kurzfristig den Wassergehalt, die dielektrische Leitfähigkeit sinkt schnell wieder ab. Die kontinuierliche Trocknung am laufenden Transformator dagegen sorgt für (Vgl. Bild 2 und 3):

- dauerhaft hohe Durchschlagfestigkeit und damit Betriebssicherheit
- längere Lebensdauer von Isolieröl und Zellulose-Isolierung

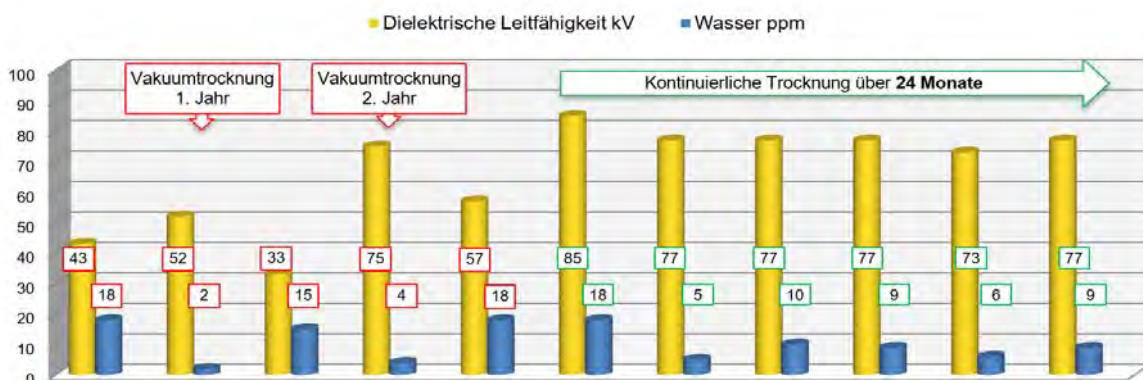


Bild 2: Entwicklung der dielektrischen Leitfähigkeit und des Wassergehalts mit der temporären Vakuumtrocknung und im Anschluss mit dem kontinuierlichen Filtersystem ES 2000.



Nachteile der temporären Vakuumtrocknung

Zeit und Kosten stellen bei den Vakuumverfahren die kritischen Eckpunkte dar. Je länger der Transformator unter Vakuum getrocknet wird, desto teurer wird der Prozess – insbesondere durch den entstehenden Nutzungsausfall. Häufig findet die Trocknung nicht vor Ort statt, so dass zusätzlich hohe Transportkosten anfallen.

Wird die Zeitdauer der Trocknung allerdings verkürzt, sinkt die Effizienz der Trocknung. Denn die Zellulosefasern der Isolierung geben aufgrund des Ölfilms die Wassermoleküle nur langsam an das umgebende Vakuum ab. Nach einer temporären Trocknung mit einem Vakuumverfahren befinden sich daher immer noch Wasseranteile in der Zellulose-Isolierung. Die Wasseranteile können weiter die Alterungsprozesse und den Zerfall der Zellulose beschleunigen und damit das Isoliersystem schädigen.

Darüber hinaus belastet das Vakuumverfahren die ohnehin durch Alterungsprozesse angegriffene Zellulose-Isolierung noch zusätzlich. Denn durch die Vakuumtrocknung wird die Kompression der Zellulose-Isolierung reduziert, so dass die Wicklungen beim weiteren Betrieb Schaden nehmen können.

Die Gas-in-Öl-Analyse ist für die Beurteilung der Funktionstüchtigkeit und Sicherheit eines laufenden Transformators entscheidend. Dazu wird die genaue Zusammensetzung vorhandener Gase im Transformator analysiert. Vakuumverfahren entfernen Gase, so dass eine weitere Einschätzung des Sicherheitszustands des Transformators problematisch wird.

Die Lösung: ES 2000 Filtersystem zur kontinuierlichen Online-Trocknung

Das Filtersystem ES 2000 (Bild 3) ist ein stationäres Trocknungssystem, das schnell und einfach an jedem Transformator installiert und modular modifiziert und digitalisiert werden kann.



Bild 3: ES 2000 Filteranlage

Das Filtersystem ES 2000 arbeitet online am laufenden Transformator in einem unabhängigen Kreislauf. Im Gegensatz zur Vakuumtrocknung oder zum Ölwechsel entsteht so kein Nutzungsausfall.

Die Entwässerung erfolgt indirekt über das Öl. Weder Vakuum noch hohe Temperaturen strapazieren die Zellulose-Isolierung.

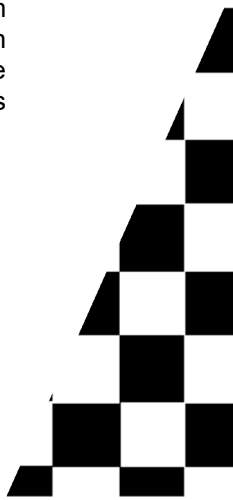
Aufgrund der kontinuierlichen Trocknung im Dauerbetrieb (24/7) wird die Zellulose-Isolierung vollständig getrocknet und damit geschützt. Die Wassermoleküle erhalten die notwendige Zeit aus der Zellulose zu diffundieren.

Das System passt sich selbstständig an die aktuellen Betriebszustand des Transformators an. Für die Trocknung ist kein Personalbedarf vor Ort erforderlich.

Das Filtersystem ES 2000 entfernt nicht nur Wasser, sondern minimiert gleichzeitig den Anteil an Schwebstoffen und Alterungsprodukten im Öl (Partikel, Fasern, Oxidationsrückstände, Säuren).

Die Zusammensetzung des Gasgemischs im Transformator und die Gas-in-Öl-Analyse bleiben von der kontinuierlichen Filtration unbeeinflusst. Die

durchgängige Vergleichbarkeit der Werte zur Beurteilung der Betriebssicherheit des Transformators ist gewährleistet.





Die Vorteile kontinuierlicher Transformatorentrocknung:

- höhere und stabilere Durchschlagfestigkeit und Betriebssicherheit
- höherer Wirkungsgrad, weniger unerwartete Störungen im Energienetz
- längere Lebensdauer für Zellulose-Isolierung und Transformator
- weniger Ölaustausch und Altölmengen und damit CO₂-Emissionen
 - 1 Liter Altöl verursacht 2,6 CO₂
- kein Nutzungsausfall während der Trocknung
- weniger und kürzere Reinigungsarbeiten



Bild 4: Blick in das Innere nach Inbetriebnahme des Filtersystems ES 2000. Die Vorzüge bei der Inspektion des Systems sind klar ersichtlich. Die Schleifringe des Schalters sind, auch im Öl eingetaucht, sehr gut sichtbar. Aufwändiges Spülen und mechanisches Reinigen entfällt.



Bild 5: Ölproben vor (links) und nach (rechts) Inbetriebnahme des Filtersystems ES 2000. Das dunkle, schmutzige Öl wies einen hohen Gehalt an Schmutzpartikeln auf (Abrieb von Schleifringen) und führte zu Ablagerungen im Isoliersystem (Kerne etc.).



Das Prinzip für höchste Ölreinheit: Fein- und Tiefenfiltration

Die in dem Filtersystem ES 2000 integrierten Filterelemente zeichnen sich durch das einzigartige Design in Kombination mit dem Filtermaterial aus. Das Design als Tiefenfilter sorgt für ein extrem hohes Aufnahmevermögen und das Filtermaterial aus 100% Naturfasern besitzt die Fähigkeit alle Verunreinigungen im Isolieröl in nur einem Prozess zu entfernen. Ein entscheidender Vorteil gegenüber der Vakuum-Trocknung:



Bild 6: Die in dem Filtersystem ES 2000 integrierte Fein- und Tiefentechnologie

WASSER

Via Kapillarwirkung wird sowohl freies als auch gelöstes Wasser von den Naturfasern absorbiert.

PARTIKEL

Feststoffpartikel und andere Schwebstoffe werden zwischen den Naturfasern dauerhaft zurückgehalten. 75 % des Volumenkörpers bilden ein Hohlraumgefüge. Die Filterfeinheit beträgt 3 absolut mit einer Rückhalterate von bis 1 Mikrometer (optional auch Filterfeinheiten im Submikronbereich möglich).

ÖLALTERUNGSPRODUKTE

Oxidationsrückstände lagern sich mittels Adsorption und Absorption dauerhaft an den polaren Stellen der Zellulosefasern an.

SAURE BESTANDTEILE

Anorganische Säuren (Salpetersäure, schwefelige Säure etc.), die im Wasser gelöst sind, werden mit dem Wasser von den Naturfasern absorbiert. Der Bildung von organischen Säuren wird durch die Minimierung der Ölalterungsprodukte (Vorstufe) vorgebeugt

PRINZIP TIEFENFILTRATION

Verunreinigungen werden nicht nur auf der äußeren Oberfläche des Filterelements zurückgehalten, sondern wandern viele Zentimeter in die Tiefe des Filtermaterials. So wird eine lange Kontaktzeit zwischen Filtermaterial und Öl gewährleistet, wodurch die Effizienz steigt. Da die Naturfasern pro Gramm eine Oberfläche von 120-150 m² bietet, besitzt das Filterelement eine zusätzliche innere Oberfläche, die der Fläche von ca. 60 Fußball-Feldern entspricht (siehe Bild 6 und 7). Das bedeutet enorm viel Platz für Wasser und Schmutz.

Querschnitt - neue Filterpatrone



Querschnitt - gebrauchte Filterpatrone

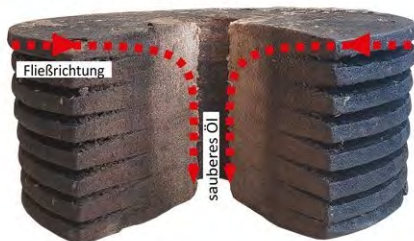


Bild 7: Querschnitt der integrierte Fein- und Tiefentechnologie.



100 % NATURFASERN

Das Filtermaterial besteht zu 100 % Naturfasern, das bedeutet keine Metalle, keine Plastik. Dadurch kann das komplette Filterelement nach Gebrauch gemäß Abfallschlüssel 150202 "Aufsaug- und Filtermaterialien (einschl. Ölfilter, a. n. g.), Wischtücher und Schutzkleidung, die durch gefährliche Stoffe verunreinigt sind" entsorgt werden. Damit entsprechen sie auch den Forderungen der DIN EN ISO 14001 Umweltmanagementsysteme“ und des Kreislaufwirtschaftsgesetzes. Da sie frei von Metallen oder

Plastik sind entsteht bei der thermischen Entsorgung keine zusätzliche Belastung für die Umwelt durch Schadstoffe.

Zusammenfassung:

Um die Nutzungsdauer von älteren Transformatoren zu verlängern und die Betriebssicherheit zu erhöhen ist es also entscheidend die Feuchtigkeit aus der Zellulose-Isolierung vollständig zu entfernen. Das benötigt Zeit, da dort der Großteil der Wasseranteile gebunden ist und gleichzeitig die Diffusionsgeschwindigkeit aus der Zellulose in das Öl sehr gering ist. Die Effizienz der Trocknung ist damit abhängig von der Zeit, was dazu führt, dass temporäre, kurze Trocknungsmethoden suboptimal sind. Genauso wie Ölwechsel. Bei beiden Verfahren verbleiben Wasseranteile in der Zellulose-Isolierung, die nach und nach wieder an das Öl abgegeben werden. Nur mit einer kontinuierlichen Trocknung und Entwässerung von Öl UND Zellulose-Isolierung am laufenden Transformator kann dauerhaft die Durchschlagsfestigkeit stabilisiert und die Lebensdauer beider Isolierstoffe und letztendlich auch des Transformator verlängert werden. Eine simple Lösung, die sich infolge der Reduktion von Störungen und Ausfällen sowie der längeren Ölstandzeit bereits innerhalb des ersten Betriebsjahres amortisiert und dabei gleichzeitig Ressourcen und Umwelt schont. Sie haben Fragen? Schreiben Sie uns oder rufen Sie uns an.

Autorenanschrift

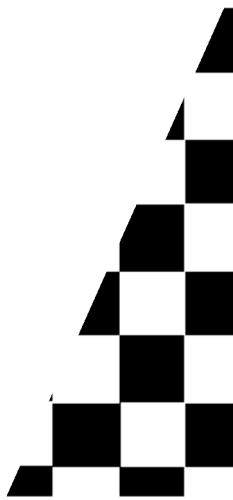
Karberg & Hennemann GmbH & Co. KG
Dr. Olaf Schmidt
Technical Application Manager
Marlowring 5
22525 Hamburg

Tel.: +49 40 855 04 79-26
Fax: +49 40 855 04 79-20

ENERGY Support GmbH

Wolfgang Sorgatz
Geschäftsführung
Sperberweg 47
41468 Neuss

Tel.: +49 2131 4039607
Mail: w.sorgatz@energy-support.de





Francis Fisher

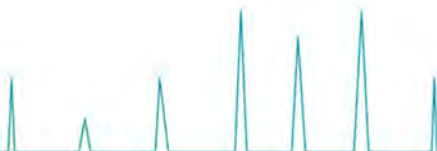
Weidmann Electrical Technology AG

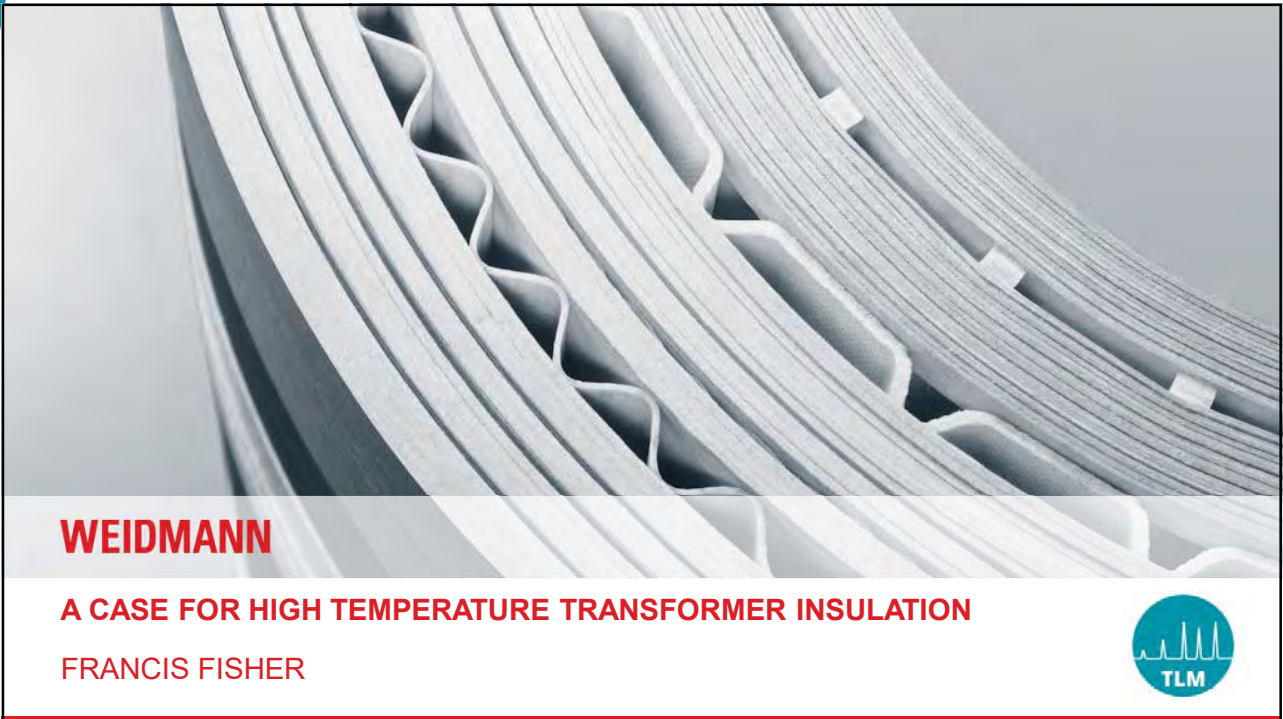


Nach Abschluss einer Marketingausbildung bei Hewlett Packard in Schwedenländern war Francis in den letzten 20 Jahren im Energiesektor tätig, insbesondere bei Unternehmen, die Netzautomatisierungslösungen für die Strom-, Verteilungs- und Erzeugungsmärkte entwickeln.

Francis war direkt an den ersten Implementierungen von Smart Grid"- und Distribution Automation"-Produkten in Nordamerika beteiligt und war für die Verwaltung von Transformator-Überwachungsprogrammen im Wert von mehreren Millionen Dollar bei Florida Power & Light und Pennsylvania Power & Light verantwortlich.

Heute ist er bei Weidmann Electrical Technology für das globale Marketing verantwortlich und Mitglied des Senior Leadership Teams.





WEIDMANN

A CASE FOR HIGH TEMPERATURE TRANSFORMER INSULATION


FRANCIS FISHER



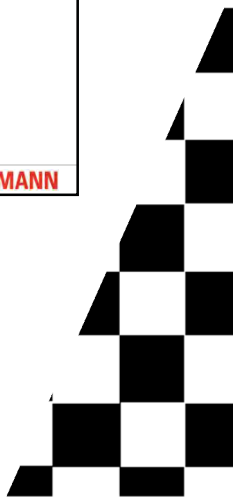
1

AGENDA

01	Introduction
02	Trends driving change
03	Not a power demand crisis
04	High temperature examples
05	What's next
06	Conclusion

 2 | **WEIDMANN**

2





INTRODUCTION



- ⚡ 20 years experience in the energy sector
- ⚡ Marketing, sales & product focused
- ⚡ Application & innovation interest
- ⚡ Substation & distribution automation experience
- ⚡ 8 years with Weidmann Electrical Technology



- ⚡ Headquarters in Rapperswil, Switzerland
- ⚡ World's largest supplier of transformer insulation
- ⚡ World's first production line for Transformerboard
- ⚡ Largest diagnostic lab operator in NA
- ⚡ Production locations on all major continents
- ⚡ Producer of aramid based insulation solutions



TRENDS DRIVING CHANGE?





TRENDS DRIVING CHANGE

Renewable Generation	<ul style="list-style-type: none">• Expansion of renewable generation• Lessons learned with more 'history' available• New business models
Transportation	<ul style="list-style-type: none">• Need to predict future power load needed to address EV• Increase in lower carbon energy generation pushing more electrification of railways
Climate Change	<ul style="list-style-type: none">• Increasing outages caused by weather related events• Focus on the creation of 'grid resilience'



TRENDS / IMPACT

Renewable Generation

Windpower
ENGINEERING & DEVELOPMENT

ABB paper: The problems connecting renewable energy sources and solutions.

<https://www.windpowerengineering.com/abb-paper-the-problems-connecting-renewable-energy-sources-and-solutions/>

20 February 2017

Transformer Failure Analysis: Solar Power Plant

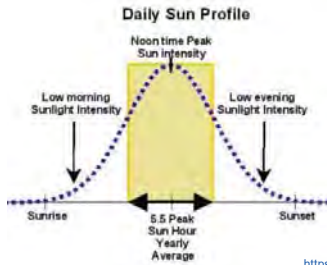
<https://www.weidmann-electrical.com/transformer-failure-analysis-solar-power-plant>





TRENDS / IMPACT

Renewable Generation



<https://transformers-magazine.com/transformers-academy/transformer-enhanced-performance-through-innovative-insulation-systems>



Transformer thermal performance in typical PV system

7 | WEIDMANN

7

TRENDS / IMPACT

Transportation

Driving Change on the Grid— The Impact of EV Adoption

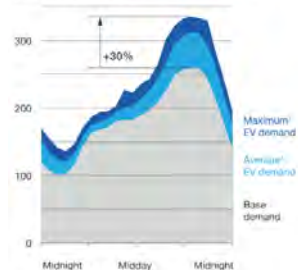
<https://www.powernag.com/driving-change-on-the-grid-the-impact-of-ev-adoption>

Electric vehicles are unlikely to create a power-demand crisis but could reshape the load curve. Here's how to bend that curve to your advantage.

<https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/the-potential-impact-of-electric-vehicles-on-global-energy-systems>

When local electric-vehicle penetration hits 25 percent, peak circuit loads can grow 30 percent.

Feeder circuit load,¹ 150 homes with 2 vehicles per household,² with 25% electric-vehicle (EV) penetration, kilowatts



8 | WEIDMANN

8



TRENDS / IMPACT

Climate Change

Thousands Left in the Dark in Germany as Floods Cut Power Supply

United States

Power outages from Nicholas disrupt energy production, vessel activity

Power could be out for weeks in Louisiana. Avoiding long outages will be incredibly expensive

TRENDS / IMPACT

Climate Change

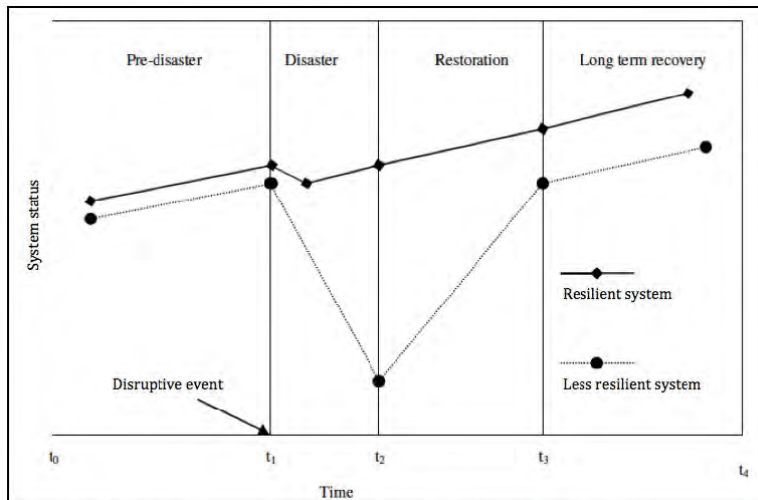


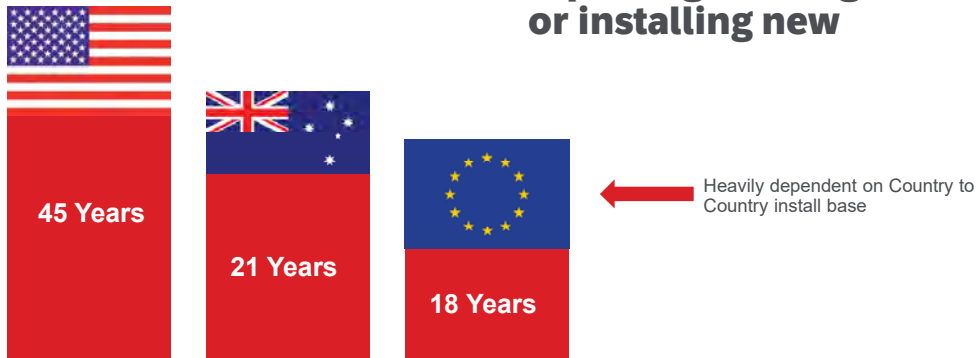
Figure 1: A resilient versus less resilient system (modified from Mayunga, 2007)





AVERAGE AGE OF INSTALLED POWER TRANSFORMER FLEET AGING CRITICAL INFRASTRUCTURE

Today energy networks have more to consider than ever when replacing existing infrastructure or installing new



NOT THE ONLY AGING CRITICAL INFRASTRUCTURE CONTRIBUTING





NOT A POWER DEMAND CRISIS CHANGING LOAD CURVE / MANAGEMENT



TRANSFORMER A CRITICAL COMPONENT



Failure of a single unit can lead to service interruption and significant collateral damage



Custom designed equipment, not interchangeable or quick to source replace



Logistical issues due to weight and bulk make transportation problematic



Lengthy lead time, makes procuring a replacement a time consuming process



Designed for 25+ years operation, needs accurate planning and forecasting





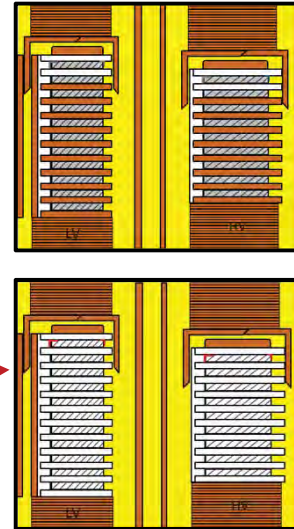
IEC & IEEE STANDARDS GUIDANCE HIGH TEMPERATURE INSULATION SYSTEMS

IEC 60076-14 Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials

IEEE Std C57.154 Standard for the Design, Testing, and Application of Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers Using High-Temperature Insulation Systems and Operating at Elevated Temperatures

	Conventional insulation system	Full hybrid insulation winding			
		Mixed hybrid insulation winding	130	140	155
Minimum required solid high-temperature insulation thermal class	105	130	130	140	155
Top liquid temperature rise (K)	60	60	60	60	60
Average winding temperature rise (K)	65/70	65	85	95	105
Hot-spot temperature rise for solid insulation (K)	78	100	100	110	125

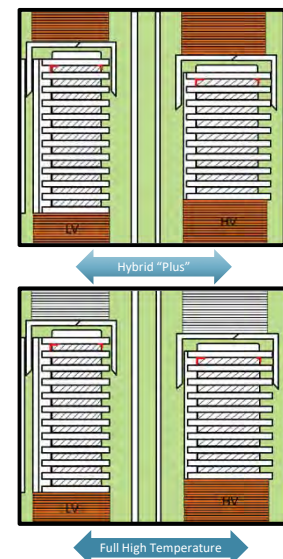
IEC Std Guidance



HIGH TEMPERATURE INSULATION SYSTEMS ALTERNATIVE FLUIDS

	Conventional insulation system	Hybrid insulation systems				
		Semi-hybrid insulation winding	Mixed hybrid insulation winding	Full hybrid insulation winding		
Minimum required solid high-temperature insulation thermal class	105	120	130	130	140	155
Top liquid temperature rise (K)	60	60	60	60	60	60
Average winding temperature rise (K)	65/70	75	65	85	95	105
Hot-spot temperature rise for solid insulation (K)	78	90	100	100	110	125

	Ester liquid				Silicone liquid			
	130	140	155	180	130	140	155	180
Minimum required high-temperature solid insulation thermal class	130	140	155	180	130	140	155	180
Top liquid temperature rise (K)	90	90	90	90	115	115	115	115
Average winding temperature rise (K)	85	95	105	125	85	95	105	125
Hot-spot temperature rise (K)	100	110	125	150	100	110	125	150





HIGH TEMPERATURE EXAMPLES



MOBILE SUBSTATIONS MANUFACTURER: DELTA STAR (USA)

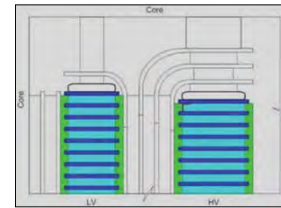


Hybrid Insulation System



MOBILE SUBSTATIONS MANUFACTURER: DELTA STAR (USA)

	Unit	Hybrid insulation	Class A insulation
Rating	MVA	36	
Cooling		ONAN	
Primary voltage	kV	63	
Secondary voltage	kV	21	
On load regulation		± 8 x 1.75 % on primary	
Reference temperature for losses	°C	105	75
Temperature rises (top-oil / average winding / hot-spot)	K	60/85/110	60/65/78
Load losses in nominal tap	kW	142	109
No-load losses	kW	16	17
Impedance @ 36 MVA, nominal tap		17	
Sound pressure level at 0.3 m	dBA	57	
Sound power level	dBA	76	
Dimensions as installed:			
- length	mm	5800	6000
- width	mm	3000	3000
- height	mm	4700	4900
Mass as installed	kg	57600	65000
Mass for transport	kg	56300	63500
Initial investment cost	%	100	100



Hybrid Insulation System

MOBILE SUBSTATIONS OPERATOR: PG&E (USA)

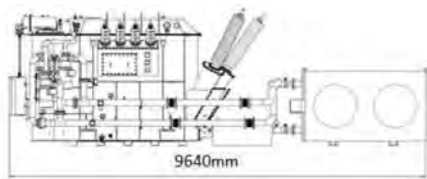
	Design with Hybrid Insulation	Cellulose design with same power	Cellulose design with same weight
Rated power (MVA)	45	45	31.5 (-30%)
Weight (ton)	44.1	57.5 (+30%)	44.1
Ratio (MVA/ton)	1.020	0.782 (-23%)	0.714 (-30%)
IZ (%)	19.1	10.0	10.0
No load losses (kW)	11.9	10	8
Load losses (kW)	752	225	110
Temperature rise (°C)	95	65	65



Data and photos by PG&E

MOBILE SUBSTATIONS OPERATOR: CPFL ENERGIA (BRAZIL)

	Standard Mobile Unit	Full Nomex® Mobile Unit
Rated power (MVA)	25	32 (+28%)
Transformer weight (ton)	40.1	36.0
Ratio (MVA/ton)	0.623	0.889 (+43%)
Liquid rise (K)	60	80
Winding rise (K)	75	105
Solid insulation	Hybrid (TUK + Nomex®)	Full Nomex®
Fluid insulation	Mineral Oil	Natural Ester



FAST DEPLOYABLE SUBSTATION MANUFACTURER: ABB (OPERATOR: RED ELÉCTRICA)



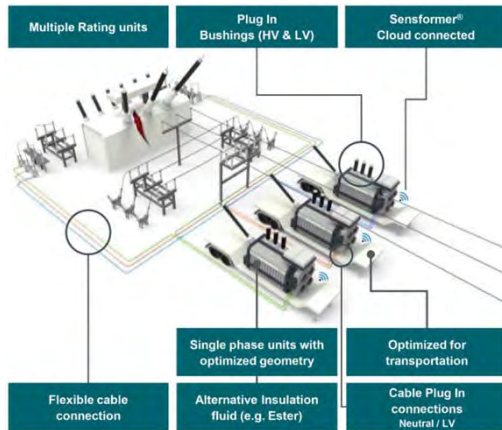
	Standard Substation transformer	Conventional fast-deployable transformer	Hybrid insulation fast-deployable transformer
Rated Power (p.u.)	1	0.6	1.25
Load losses (p.u.)	1	0.87	1.74
No load losses @100% exc. (p.u.)	1	0.60	0.77
Shipping weight (p.u.)	1	0.53	0.62
Ratio Ton/MVA	0.57	0.51	0.28
Shipping dimensions kwsh (p.u.)	1 x 1 x 1	1.17 x 0.68 x 0.75	1.32 x 0.69 x 0.71
Overall dimensions kwsh (p.u.)	1 x 1 x 1	0.94 x 0.85 x 0.80	0.93 x 0.76 x 0.79



Source: ABB – "Fast-deployable HV network transformer with hybrid insulation: a solution against major events", CIGRE Colloquium, Zurich, 2013



FAST DEPLOYABLE SUBSTATION MANUFACTURER: SIEMENS (OPERATOR: CONSOLIDATED EDISON)



Graphic: Siemens Energy AG

Reduced Installation Time

- Three single-phase units simplify transportation
- Hybrid NOMEX® insulation system reduce shipping size and weight
- FOA coolers on the transformer with all piping and wiring pre-assembled
- Synthetic ester fluid, biodegradable - ship and transport fluid filled, no fluid processing required on site
- Two-part, plug-in RIP bushings and cable terminations
- Containerized accessories for quick modular installation

Operational Flexibility

- Dual rating and impedance: 345/138 kV, 300 MVA and 138/69 kV, 150 MVA
- (6.7 % @ 112 MVA base and 4.25 % @ 70 MVA)
- De-energized tap changer for dual ratings
- Rapid restoration
- High overload capability, 170 % summer
- Low noise design, 70 dB(A)
- Load tap changer (+/- 12 %) in main tank
- Secondary connection via bushing to open air bus or cable plug connection
- Accessories for quick modular installation

WHAT'S NEXT?





AREA STATION TRANSFORMERS MANUFACTURER: SIEMENS (OPERATOR: CON EDISON, USA)



Flexibility in application & site installation



Reduced assets (number of spare transformers & parts)



Reduced footprint / increased power output



Environmentally friendly (Natural Ester fluids)



Full compliance to necessary technical requirements

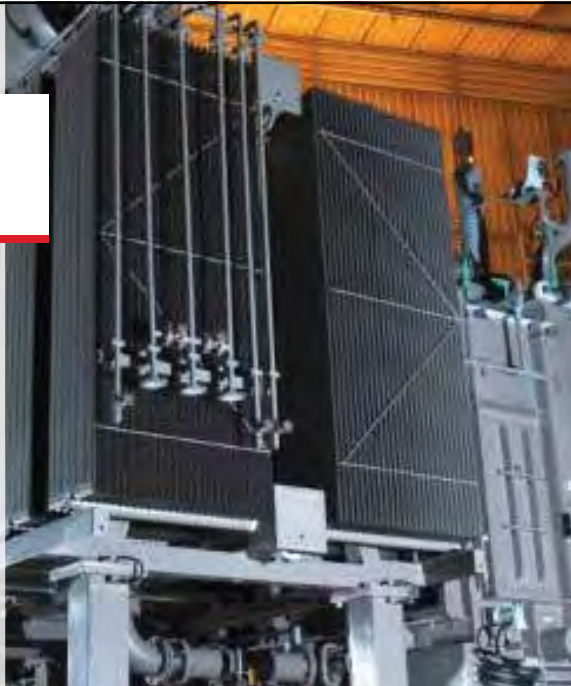


Photo:
Siemens Energy AG



25

ULTRA COMPACT TRANSFORMERS NUMEROUS OPERATORS INTERESTED



Need to replace or upgrade aging transformers within physical station constraints



Need for higher capacity to meet growing demand



Desire for sustainable solutions – environmentally friendly insulating liquid



Use of high temperature insulation system with K-Fluids for higher output and compact



26



ULTRA COMPACT TRANSFORMER CHICAGO, USA: TRANSFORMER OPERATOR



Willis Tower - Size constraint



Requirement to increase transformer power output



Price sensitive



ULTRA COMPACT TRANSFORMER EUROPEAN ALPS (HYDRO GENERATION)



SIZE CONSTRAINTS



INCREASED POWER



A CASE FOR HIGH TEMPERATURE TRANSFORMER INSULATION IS IT TOO EXPENSIVE?

90 MVA base case	K/MO	HY/MO	HY/SE	HT/SE
Rating (MVA)	90	108	108	130.5
price (\$)	1'300'000	1'367'200	1'517'000	1'955'600
Price increase(%)		5.2%	16.7%	50.4%
MVA price (\$)	14'440	12'660	14'050	14'980
insulation cost (\$)	26'400	82'000	82'000	317'000
oil cost (\$)	52'000	52'000	202'200	202'200

* Does not take into consideration additional coat related to new technologies (e.g. plug-in cables, OLTC inside tank)
** Prices given as example and may vary



CONCLUSION





A CASE FOR HIGH TEMPERATURE TRANSFORMER INSULATION CONCLUSION

- ⚡ High temperature insulation systems enable making designs more compact and lighter
- ⚡ Appropriate selection of adequate insulation system is necessary to meet application requirements
- ⚡ HT insulation systems using aramid insulation combined with ester liquids can be an important tool in developments of new grid resilience
- ⚡ New developments will enable the HT system concept expansion towards Ultra-Compact HT affordable designs
- ⚡ *Various design concepts can be applied to both distribution and power transformers - only selected examples presented here. More studies on-going and prototypes under evaluation for addressing various current issues.*



THANK YOU

QUESTIONS?

Equipment für die Transformatorölanalyse



Kontaminationsfreies Ölprobenentnahmeset

- Um eine zuverlässige Ölprobe gemäß IEC/ASTM zu erhalten, vermeiden Sie Fehlinterpretationen Ihrer Laborergebnisse
- messen Sie gleichzeitig die Öltemperatur
- vermeiden Sie Verunreinigung mit der Umgebungsluft oder Schmutzpartikel



MobileGC

- tragbare DGA-Geräte zur Analyse von 9/11 Gasen
- gemäß ASTM D3612 / IEC 60567
- direkte Analyse von Buchholzgasen
- mit Vakuumentgasungseinheit
- mit Software-Package-Expertsystem zur sofortigen Analyse der ermittelten Ergebnisse

TOP TOGA

- DGA-Analyse nach ASTM D3612 / IEC 60567
- mit Autosampler 16/32 und Spritze 50 / 100ml
- vollautomatische Vakuumentgasung
- Analyse von 11 Gasen mit hoher Empfindlichkeit
- mit Software Package Expertsystem zur sofortigen Analyse der ermittelten Ergebnisse



SIGMA 2000

- Grenzflächenspannungs-Messgerät
- Vollautomatische Messung ihrer Ölprobe
- Gemäß ASTM D971/IEC 60422



Pocket TitratorKF

- Messung des Wassergehalts unter Verwendung der Karl-Fisher-Methode
- vollautomatische Messung von niedrigen Konzentrationen mit hoher Präzision



TDM 4000

- Automatische dielektrische Tan Delta & Widerstandsmessung
- Heizkammer mit automatischer Temperaturkontrolle
- automatische Entleerung der Messzelle
- mit Drucker und Kalibrator



www.energy-support.de

Kontaminationsfreies Ölprobenentnahme-Set



Vermeiden Sie Fehlinterpretationen ihrer Laborergebnisse

ENERGY Support hat das kontaminationsfreie Ölprobenentnahme-Set mit Temperaturkontrolle entwickelt, damit Fehlinterpretationen von Ölproben vermieden werden

Die Ergebnisse hängen stark von den Temperatur- und Ölalterungsbedingungen ab.

Temperatur in C°	80	15	46
Spannungsfestigkeit (kV/mm)	13	70	45
Wasser in Öl (mg/kg)	48	10	20

- Woher kommt das Wasser?
- Bei der Lieferung ab Werk kann sich Feuchtigkeit in der Isolierung befinden.
- Wenn der Transformator zur Inspektion geöffnet wird oder ein Leck aufweist, kann die Isolierung Feuchtigkeit aus der Atmosphäre aufnehmen (z.B. kann Feuchtigkeit auch durch die Alterung der Isolierung gebildet werden).
- Zusätzlicher Vorteil ist die Probennahme mit gasdichten Spritzen gemäß der Norm IEC 60475 / ASTM D 923.
- Durch eine ordnungsgemäße Probennahme ist sichergestellt, dass eine Verunreinigung mit der Umgebungsluft und mit Schmutzpartikeln in der Ölprobe ausgeschlossen werden kann. Dadurch wird das Ergebnis nicht verfälscht und es kommt zu keinen Fehlinterpretationen der Analyse.
- Dies garantiert eine zuverlässige und genaue Analyse von gelösten Gasen. Sie bildet somit eine solide Entscheidungsgrundlage für die weitere Behandlung Ihres Transformators.

In diesem Sinne organisieren wir unsere jährlichen TLM-Konferenzen. Ziel ist es, eine optimale Nutzung und eine Verlängerung der Lebensdauer bei Transformatoren, sowie eine Verringerung von unplanmäßigen Ausfällen zu erreichen

Sind Sie daran interessiert mehr zu erfahren und Ihr Wissen auf der Transformer Life Management Conference zu teilen?

Ebenso organisieren wir In-House Seminare zum Thema Ölanalysen und Vermeidung von Fehlinterpretationen von Isolierölproben. Sprechen Sie uns an, wir helfen Ihnen sehr gerne weiter.

www.energy-support.de



Plus im Service

Analyse und Prüfung

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

HITACHI
ABB



High-Tech im Werk

Tradition und Technik

100 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.hitachiabb-powergrids.com/transformers

HITACHI
ABB



Fachgebiet

Hochspannungstechnik und Asset Management

Schering-Institut

Prof. Dr.-Ing. Peter Werle

Leistungsangebot

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

Technische Ausstattung

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

Ihr Trafo in guten Händen

Monitoring und Diagnose ihrer HS-Transformatoren /
Zustandsbewertung von Isolation und Durchführungen /
Consulting / Schulungen vor Ort



BUSHINGS

- Isolations-Monitoring
- TanDelta/C-Veränderung
- Zeigerdiagramme/Alarmer

PARTIAL DISCHARGE

- Online TE-Monitoring
- PRPD Pattern-Darstellung
- TE-Lokalisierung

DRY TYPE

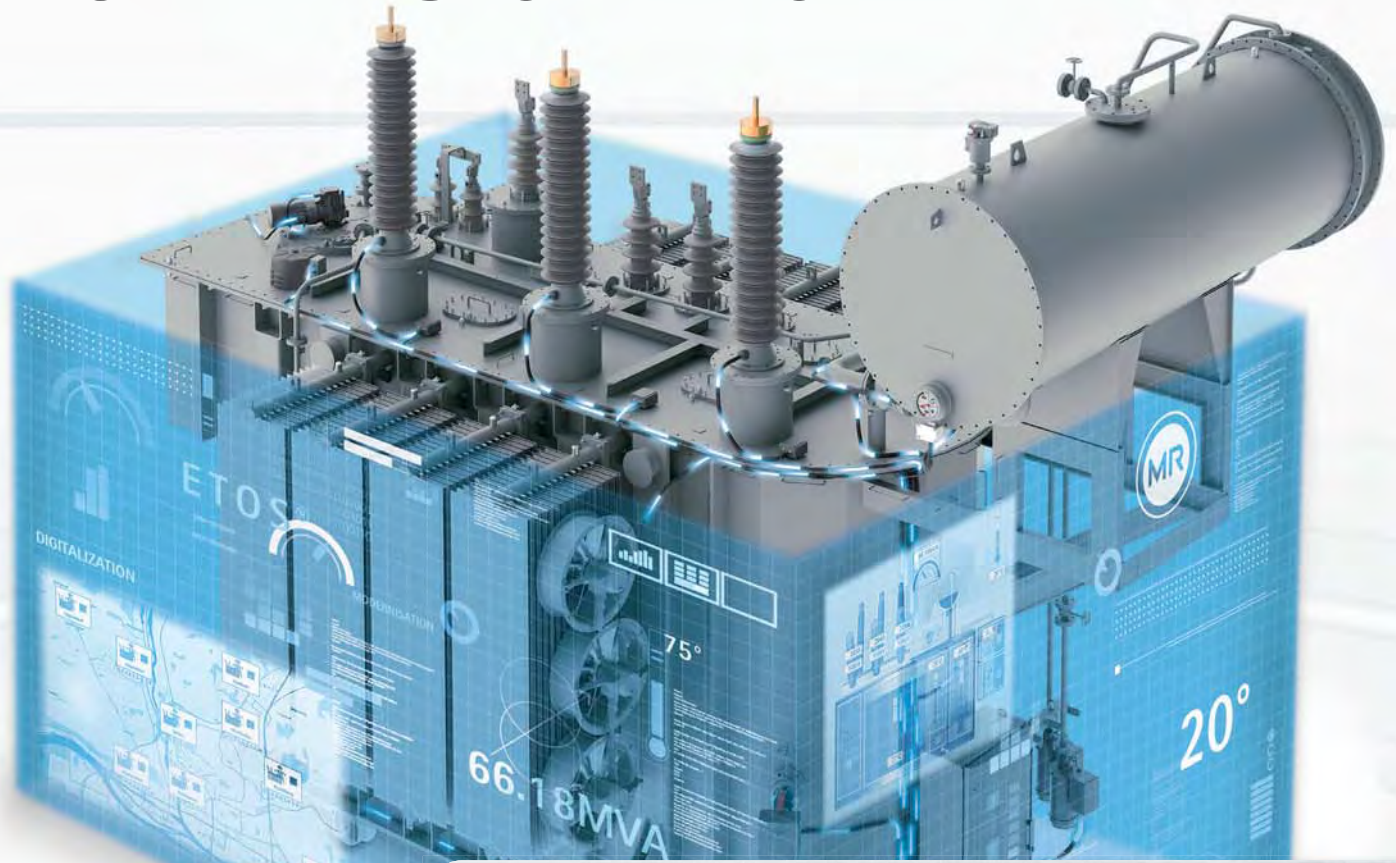
- Online TE-Monitoring
- Windungsschlüsse
- Lokalisierung, Heissstellen



Ihr Ansprechpartner:
Predrag Nikolic / +43 676 40 20 799

ETOS®

DAS OFFENE BETRIEBSSYSTEM FÜR TRANSFORMATOREN



EIN SYSTEM. VIELE VORTEILE.

ETOS® (Embedded Transformer Operating System) ist das weltweit erste offene Betriebssystem zur Überwachung, Steuerung, Regelung und Digitalisierung von Leistungstransformatoren.

IHRE VORTEILE AUF EINEN BLICK

- 1 System aus 1 Hand
- Herstellerunabhängig und systemkostenneutral
- Anbindung von Dritt-Anbietern möglich (Sensoren und Daten)
- Maximal offen: in jede Umgebung integrierbar
- Maximal modular: Baukasten aus Hardware und Software
- Hoher Cyber Security-Standard
- Auch als Retrofit-Lösung erhältlich

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Falkensteinstr. 8

93059 Regensburg/Germany

Email: etos@reinhausen.com

www.reinhausen.com



THE POWER BEHIND POWER.

Outages Happen 24/7. So Should Monitoring.

Reliable and maintenance free solutions
for online measurements for transformers

- Dissolved gas analysis
- Hydrogen in oil
- Moisture in oil
- Temperature
- SF6 density
- Dew point
- Pressure

Vaisala Optimus™ OPT100 DGA
monitor for transformers

- Gives the best long-term
stable measurements on
the market - with no maintenance
- Completely eliminates false alarms



MHT410 moisture,
hydrogen and
temperature
transmitter for
online transformer
condition monitoring

- Gives reliable alerts
of transformer fault
situations
- Minimizes
unexpected
outages



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

EMB SMART BUCHHOLZ RELAY



Gas volume sensor (NM-series):

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

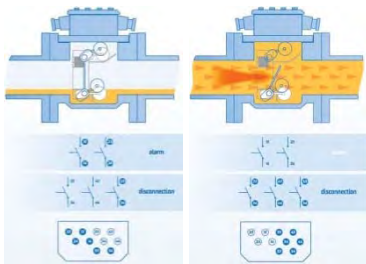
Temperature sensor:

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

Moisture-temperature sensor:

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

BUCHHOLZ RELAY WITH SEPARATE SIGNALS TO IDENTIFY THE DIFFERENT FAILURE TYPES



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

Monitoring relay ÜRF for tap changer with automatic degassing



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

Buchholz gas tester BGT 4.2



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

A photograph of a transformer submerged in a large, clear block of ice. The transformer is positioned in the center, with its top terminals and a cylindrical component visible. The ice is thick and textured, with some smaller ice chunks scattered around the base. The background is a soft, light blue gradient, suggesting a cold environment. The overall image conveys the concept of cooling and temperature control.

Probably the world's coolest transformer fluid

With the introduction of NYTRO® BIO 300X, Nynas adds the first product in its new bio-based range, completing its portfolio of high-performance transformer fluids. NYTRO® BIO 300X is the result of years of intensive research. We are now able to offer a 100% renewable hydrocarbon with superior performance according to IEC 60296. A true innovation. For more information visit our website or contact your local Nynas sales office.
www.nynas.com/en/product-areas/transformer-oils

NYNAS



Save the Date

TLM 2022

19.-20. September 2022

The Monarch Hotel

Bad Gögging