

TLM 2025

18. Transformer-Life-Management Konferenz



15.-16. September 2025
Maritim Hotel
Würzburg

TLM 2025



Die TLM ist eine jährliche Konferenz rund um die Themen Leistungstransformatoren, zuverlässiger Betrieb und optimierte Wartung. Sie bietet eine Plattform für den Wissenstransfer und den Austausch von Best Practices, um die Leistungsfähigkeit von Transformatoren zu verbessern und deren Lebensdauer zu verlängern.

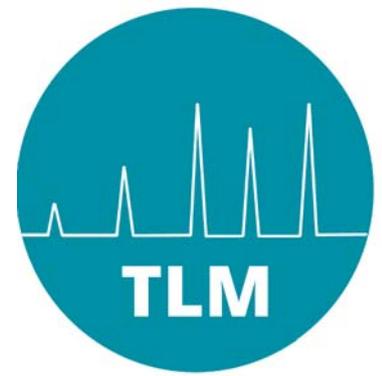
Die Veranstaltung richtet sich an Betreiber von Leistungstransformatoren, Ingenieure, Techniker, Wissenschaftler, Hersteller und Dienstleister aus der Energiewirtschaft. Durch die Vielfalt der Themen und Referenten bietet die TLM einen umfassenden Überblick über aktuelle Trends und Entwicklungen im Bereich der Leistungstransformatoren. Die Teilnehmer haben die Möglichkeit, ihr Wissen zu erweitern, sich mit Experten auszutauschen und neue Kontakte zu knüpfen.

Die Fachausstellung mit ca. 25 Ausstellern bietet zusätzliche Möglichkeiten für Diskussionen. Ergänzend finden an beiden Tagen praxisorientierte Workshops statt und eine Postersession mit aktuellen Forschungsthemen an Hochschulen und Universitäten.



Sponsoren und Aussteller





Tag 1: Montag 15. September

10:00 - 11:00	Check-in und Begrüßungssnack	
11:00 - 13:00	Themenblock I - Einleitung	Seite
	Begrüßung und Einführung Prof. Dr.-Ing. Peter Werle (Leibniz Universität Hannover, Schering-Institut)	19
	CIGRE und die Energiewende Konstantin Papailiou (Präsident CIGRE)	20
	Netzausbau infolge der Energiewende unter Berücksichtigung von neuen Systemen wie Elektrolyseuren oder Energiespeichern Michael Lukas (50 Hertz)	34
	Leistungselektronik als Schlüsseltechnologie für das Stromnetz der Zukunft Tobias Asshauer (Infinion)	38
	Vorstellung der Ausstellung und der Workshops	
13:00 - 15:30	Pause: Workshops, Postersession, Fachausstellung 13:30 Workshop A&B, 14:00 Poster, 14:30 Workshop C&D	
15:30 - 17:00	Themenblock II - Schadensfälle I	
	Design- und Schadensanalyse von Transformatoren in Windenergieanlagen Dr. Mahdi Rahmbeksch (Enercon)	53
	Fehlererkennung an betriebsgealterten Leistungstransformatoren anhand von Fallbeispielen Dr. Sebastian Schreiter (Netz Leipzig), Holger Lohmeyer (Hitachi Energy)	67
	Vorbeugung und Schadensminimierung bei Maschinentransformatoren Wolfgang Isgör (Siemens Energy)	76
17:30	Abendveranstaltung	

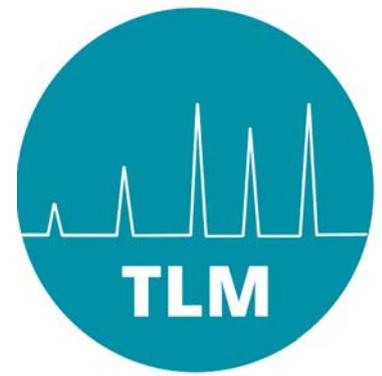
Programm



Tag 2: Dienstag 16. September

		Seite
8:00 - 9:30	Themenblock III - Schadensfälle II	
	15 Jahre Erfahrung mit Leistungstransformatoren für Offshore-Anwendungen – Lessons Learned Tobias Stirl (GE)	87
	Gut gedacht, auch gut gemacht? Schäden an Leistungstransformatoren Guntmar Gunkel (idea metrology)	100
	Vor Ort Befundung eines 400 kV Phasenschiebers Susan Klein, Oliver Derigs (Hitachi Energy)	109
9:30 - 11:30	Pause: Workshops, Postersession, Fachausstellung 9:45 Workshop A&B, 10:15 Poster, 10:45 Workshop C&D	
11:30 - 13:00	Themenblock IV - Diagnose, Monitoring und KI	
	Datengetriebenes Asset Management nach ISO 55000 Bastian Fischer, Lando Peters (MR)	117
	Nachhaltigkeit in der Trafoinstandhaltung Dr. Christoph Möller, Tobias Lemke (Koopmann)	130
	Mehr Transparenz im Verteilernetz – Optimale Auslastung durch intelligente Sensorik Torsten Legler (HOOTS Sensors)	137
13:00 - 14:00	Pause: Mittagessen, Fachausstellung	
14:00 - 15:30	Themenblock V - Isolierflüssigkeiten	
	Standards and guid lines; Recent development in Maintenance of in-service insulating liquids Dr. Behrooz Pahlavanpour (Ergon)	149
	Sustainable Transformer Liquids under IEC 60296: Alternative feedstocks and reduced product carbon footprint Dr. Hugo Campelo (Nynas)	154
	Der Einfluß der Abschlussysteme von Transformatoren auf die Ergebnisse der Gas-in-Öl Analyse Dr. Ute Sasum (Gatron)	169
15:30 - 15:45	Zusammenfassung durch Tagungsleiter - Verabschiedung - Ende der Konferenz	

Workshops



Workshop A:

Mo. 13:30-14:00
Di. 9:45-10:15

Raum A



Von Excel zu exzellent – die TESSA® APM Öl-Analyseplattform

Leonhard Link
Maschinenfabrik Reinhausen

Workshop B:

Mo. 13:30-14:00
Di. 9:45-10:15

Raum B



Ein Tag im akkreditierten Labor - testen und bewerten.

Dr. Ivanka Höhle
Siemens Energy

Workshop C:

Mo. 14:30-15:00
Di. 10:45-11:15

Raum A



Zustandsbewertung der Isolation – Im Wandel der Zeit

Lutz Hulker
Megger

Workshop D:

Mo. 14:30-15:00
Di. 10:45-11:15

Raum B



Umspannstationen in urbanen Bereichen – Lösungsansätze zur Geräuschreduktion mit Hilfe von konventionellen Lösungen und/oder Gleichstromunterdrückung

Mirko Kutzer
Hitachi Energy

Poster

Toward the Digital Twin of Transformer Aging Leveraging SOT and DGA Data
Ahmad Vosoughi, Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber (Hochschule Zittau/Görlitz)

Digitaler Zwilling - Leistungstransformator: Generisches Identifikationsverfahren für die Parameterbestimmung
Prof. Dr.-Ing. Gerd Valtin, André Müller (HTW Dresden)

Induktivitätsmatrixerweiterung für die Transientenanalyse in Leistungstransformatoren
Morteza Eslamian (Hitachi Energy), Martin Meuser, Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour (Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt)

Untersuchung der Höherbelastung von Ortsnetzstationen am Beispiel der Netz Leipzig GmbH
Erik Sommer, Dr. Sebastian Schreiter (Netz Leipzig) Prof. Dr.-Ing. Faouzi Derbel (HTWK Leipzig)

Dynamisches thermisches Verhalten von mit Ester-Flüssigkeit gefüllten Transformatoren für Offshore-Windkraftanwendungen in kalten Klimazonen
Ali Al-Abadi, Ahmed Gamil (Hitachi Energy), Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour (Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt)

Kleine (Insel-)Netze mit hohem Anteil elektronischer Einspeisung und Lasten
Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje (Hochschule Bremen)

Kosteneffizientes Online-UHF-TE-Monitoring für Leistungstransformatoren mit Spezial-Sensorik
Behnam Balali (Leibniz Universität Hannover)

Schnelle Lichtbogenerkennung in Leistungstransformatoren mittels faseroptischer Sensoren
Aref Sharifi (Leibniz Universität Hannover)

Modifizierte DGA-Analyse mit Einbeziehung höherwertiger Kohlenwasserstoffe - Untersuchung des Gasbildungsverhaltens von verschiedenen Isolierflüssigkeiten unter elektrischen Transformatorfehlern
Kristin Homeier (Leibniz Universität Hannover)

Sustainable Transformer Liquids under IEC60296
Dr. Hugo Campelo (Nynas)

Online Partial Discharge Monitoring and Localization in Power Transformers Using Fiber Optic-based Acoustic Emission Sensing Technology
Hamed Hashemi-Dezaki, Aydin Zadeh, Nikita Lebedev (Optics11)

KI-gestützte Zustandsüberwachung von Transformatoren
Miriam Laufer (Oktogrid)



Introduction

- Standard aging models need HST history, often unavailable in older power transformers.
- DP characterizes insulation aging power transformers end-of-life.
- Study Develops model using Standard oil test (SOT) indicators and Dissolved Gas Analysis (DGA) data.
- Explore effect of oil replacement in aging behavior of power transformers SOT and DGA data.

References

- [1] IEEE C5791:2011, IEEE Guide for Loading Mineral Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators.
- [2] V. Vasovic et al., "Aging of transformer insulation — experimental transformers and laboratory models with different moisture contents: Part I — DP and furans aging profiles," in IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 26, no. 6, pp. 1840-1846, Dec. 2019
- [3] Liu, Jiefeng, et al. "Aging assessment model of transformer insulation based on furfural indicator under different oil/pressboard ratios and oil change." IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 28.3 (2021): 1061-1069.

Case Studies

- Detailed analysis of 3 real power transformers, including their SOT and DGA trends over time, including PTs with and without oil replacement

Key findings

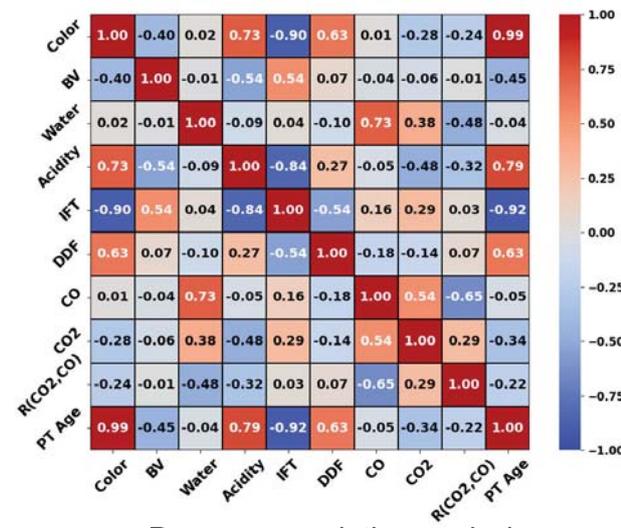
- Color, Acidity, and Interfacial Tension (IFT) Show potential as Aging Indicators for Power Transformers

Limitation

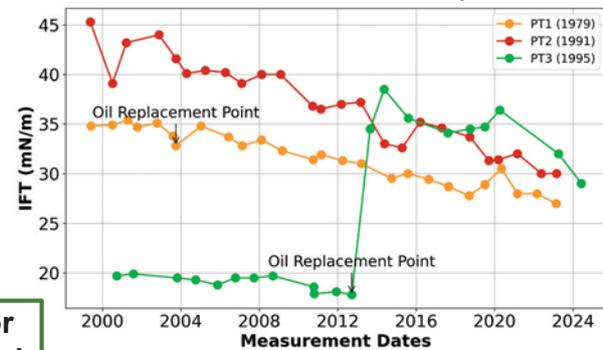
- Accurate SOT and DGA analysis requires tracking changes in DP over time.
- DP measurements in real PTs is not feasible.



Aging test setup is essential for more precise evaluation required



Pearson correlation analysis



IFT Time-based analysis

Data Analysis Strategy

- Incorporates oil replacement to avoid trend reset errors
- Create a composite ageing index for robust insulation condition evaluation
- Hybrid approach improves practical applicability and adaptability for real PTs

Normalization



Trends Transformation



Integrated Ageing Index



Models Integration

Thermal Accelerated Aging Test Setup

Insulation System:

Oil: GTL Shell Diala ZX-I
Paper: Thermally Upgraded Paper (TUP)

- 24 **unique conditions** to simulate diverse field scenarios.

Measurements:

DGA, SOT, DP, Viscosity, and Thermal Conductivity

Sampling Protocol:

Five measurement points per condition.
Oil replacement is performed after the third measurement point to assess its impact on aging dynamics.

Test condition

Temperature	Moisture	Oil:Paper Ratio
110 °C	0,7%	8
120 °C	3%	15
130 °C		22
100 °C - 140 °C		



With funding from the:

Digitaler Zwilling – Leistungstransformator

Generisches Identifikationsverfahren für die Parameterbestimmung



Motivation & Zielsetzung

Motivation

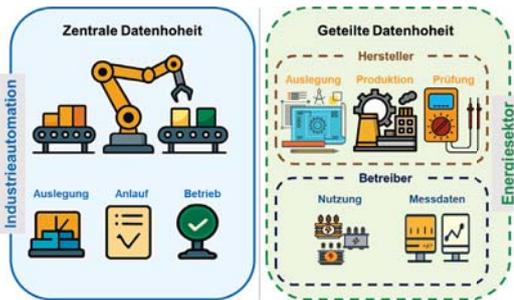
In der Industrieautomation ist die Nutzung Digitaler Zwillinge weit verbreitet.

Im Energiesektor hingegen wird diese Technologie bislang nur selten eingesetzt.

Ein wesentlicher Grund: fehlende vollständige Modell- und Parameterdaten, da Hersteller, Integratoren und Betreiber – im Gegensatz zur Industrieautomation – meist in getrennten Verantwortungsbereichen arbeiten.

Oft liegen lediglich Typenschilddaten vor, wodurch sich präzise Simulationen kaum durchführen lassen.

Ziel ist es, auch im Trafobereich Digitale Zwillinge für Predictive Maintenance und Zustandsbewertung nutzbar zu machen.



Zielsetzung

Es soll eine nutzbare Grundlage für die Überwachung, Diagnose und Lebensdauervorhersage etabliert werden. Dies geschieht durch ein Verfahren, das aus wenigen Eingangsdaten einen finalen Parametersatz ermittelt, mit dem sich physikbasierte Transformator-Modelle zuverlässig initialisieren lassen – unabhängig vom Hersteller.

Aufbau & Grundidee des Verfahrens

Durch Zusammenführen und Generalisieren verschiedener Ansätze aus Fachliteratur wurde eigens das zugrunde liegende Transformator-Entwurfsprogramm entwickelt. Die oft unvollständige Datenlage erforderte eine konsistente Aufbereitung von Näherungen und Berechnungsroutinen. Zusätzlich wurde ein genetischer Algorithmus projektspezifisch für den Trafo-Entwurfsgang weiterentwickelt und integriert.

Ausgehend von Typenschild- und Monitoringdaten erzeugt er praxisübliche Varianten von Kern- und Wicklungsparametern, führt Simulationsrechnungen aus und vergleicht Ergebnisse mit Messwerten.

Ziel ist es, Parametersätze für Lebensdauerabschätzungen zu finden, bei denen das simulierte physikalische Verhalten nahezu exakt dem realen Verhalten entspricht.

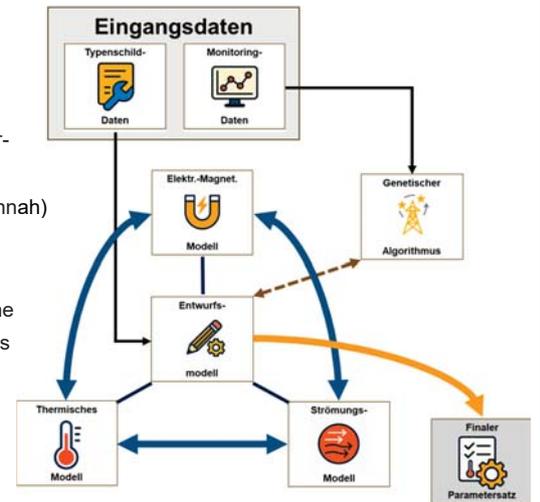
Physikbasierte Simulation

Das digitale Transformator-Modell koppelt elektromagnetische, thermische und hydraulische Teilmodelle:

- Elektromagnetisch: Netzwerke, Ströme, Spannungen, Verluste
- Thermisch: Temperaturfelder in Wicklungen und Kern, Temperaturverläufe im Öl und an der Oberfläche (Wicklungs- und Kernnah)
- Hydraulisch: vereinfachte Ölströmungsmodelle über Lookup-Matrizen für verschiedene Wicklungs- und Kühlkanal designs

Die gekoppelten Modelle ermöglichen realitätsnahe Simulationen von

Betriebszuständen, Belastungsszenarien und Alterungsprozessen – eine zentrale Basis für den Digitalen Zwilling.



Gekoppelte Modellierung elektromagnetischer, thermischer und hydraulischer Prozesse

Parameteridentifikation mit genetischen Algorithmen

Funktionsweise

1. Startpopulation mit zufällig variierten Parameterkombinationen
2. Simulation aller Varianten mit dem physikbasierten Entwurfsmodell
3. Vergleich der Simulationsergebnisse mit Messdaten
4. Auswahl der besten Lösungen (höchste Übereinstimmung)
5. Kombination & Variation zur Erzeugung neuer Generationen
6. Wiederholung bis zur Konvergenz

Erste Ergebnisse

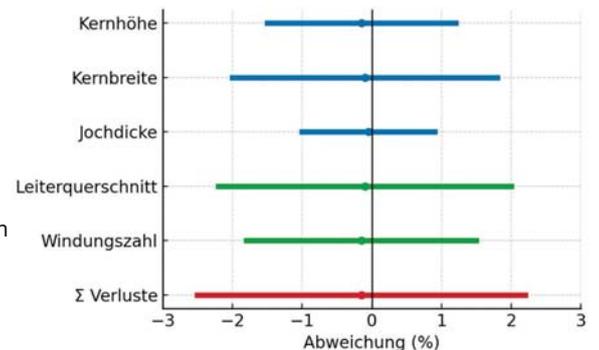
Vergleichsmessungen an einem Leistungstransformator (~40 MVA) zeigen Abweichungen unter $\pm 5\%$ bei Kern- und Wicklungsparametern sowie Verlustgrößen.

Dies deutet darauf hin, dass das Verfahren

physikbasierte Modelle bei eingeschränkter Datenlage präzise

initialisieren kann. Die Methodik ist herstellerunabhängig anwendbar und lässt sich

prinzipiell auf unterschiedliche Leistungsklassen übertragen. Perspektivisch könnte sie damit eine Grundlage für automatisierte Parameteridentifikation in Flottenanwendungen bilden und so die Einführung zustandsbasierter Instandhaltungsstrategien deutlich erleichtern.



Abweichungen der identifizierten Parameter in Vergleichsmessungen (Beispiel: 40 MVA)

Induktivitätsmatrixerweiterung für die Transientenanalyse in Leistungstransformatoren

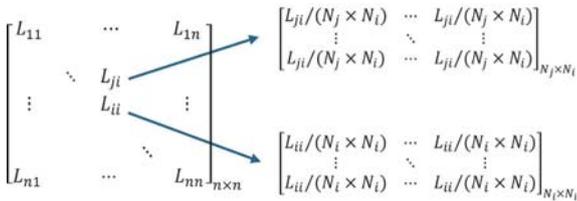
Martin Meuser, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Deutschland
 Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Deutschland
 Morteza Eslamian, Hitachi Energy, Bad Honnef, Deutschland

Einführung

- Leistungstransformatoren sind in elektrischen Energiesystemen von entscheidender Bedeutung, wobei die Isolationskoordination für die Zuverlässigkeit bei transienten Ereignissen wie Blitzstoßprüfungen von entscheidender Bedeutung ist.
- Eine genaue Analyse der Blitzstoßspannungsverteilung innerhalb der Transformatorwicklungen ist für die Beurteilung der Isolationsleistung unerlässlich.
- Das Scheibenpaar-Modell berechnet die Spannungen an den Endknoten jedes Scheibenpaares und bietet für die meisten Fälle eine ausreichende Genauigkeit.
- Für eine detaillierte Spannungsverteilung innerhalb von Scheibenpaaren, insbesondere bei hochfrequenten Schwingungen, ist ein Einwindungsmodell erforderlich.
- Hier wird ein Ansatz vorgestellt, um die Induktivitätsmatrix von einem Scheibenpaar-Modell auf ein Einwindungsmodell zu erweitern, wodurch die Parameterberechnungen auf Basis von Finite-Elemente-Methoden erheblich beschleunigt werden.

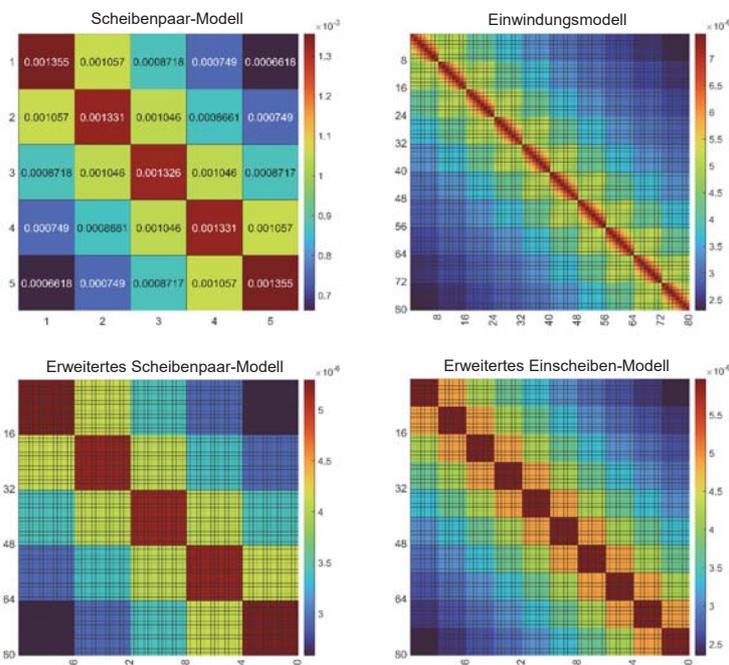
Matrixerweiterung

- Das primäre Ziel ist die Entwicklung und Validierung einer Induktivitätsmatrix-Erweiterungsmethode, die die Induktivitätsmatrix von einem Scheibenpaar-Modell in ein Einwindungsmodell umwandelt.
- Die Summe aller erweiterten Induktivitäten muss dem ursprünglich berechneten Induktivitätswert entsprechen.
- Dieser Ansatz zielt darauf ab, den Rechenaufwand für die Transientenanalyse zu reduzieren und gleichzeitig die Genauigkeit zu erhalten.



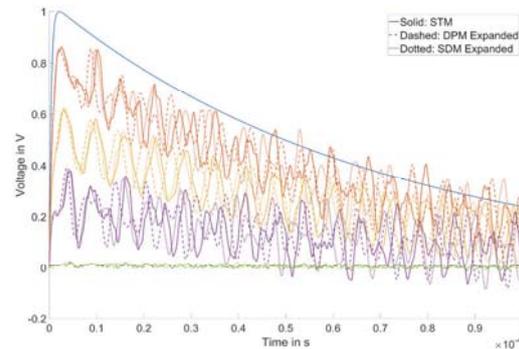
Allgemeines Konzept der Matrixerweiterung

Induktivitätsmatrizen



Vergleich im Zeit- und Frequenzbereich

- Der Vergleich der Spannungsverläufe verdeutlicht unmittelbar die Ähnlichkeit der Wellenformen hinsichtlich ihres zeitlichen Verlaufs und ihrer Resonanzstellen.
- Im Einwindungsmodell sind einige Schwingungen mit höherer Frequenz zu beobachten, die in der Wellenform des erweiterten Scheibenpaarmodells und des erweiterten Einscheibenmodells nicht vorhanden sind.
- Die dominante Resonanzfrequenz, die in der Spannungsverteilung auftritt, liegt im Bereich von etwa 160 kHz.



Zeitbereichsdarstellung der Blitzstoßspannungsverteilung nach Berechnung mit den evaluierten Ansätzen

Resonanzstelle	Einwindungsmodell [kHz] f_{EWM}	Scheibenpaarmodell erweitert [kHz] f_{SPMe}	Abweichung [%] $\frac{ f_{SPMe} - f_{EWM} }{f_{EWM}} \times 100\%$	Einscheibenmodell erweitert [kHz] f_{ESMe}	Abweichung [%] $\frac{ f_{ESMe} - f_{EWM} }{f_{EWM}} \times 100\%$
1.	50,5	51,2	1,4	50,5	0,0
2.	157,6	177,2	12,4	162,0	2,8
3.	160,9	179,7	11,7	165,4	2,8
4.	245,0	295,2	20,5	257,1	4,9
5.	251,9	303,4	20,5	264,3	4,9

Zusammenfassung

- Es wird demonstriert, wie effektiv die Verwendung einer Methode mit erweiterter Induktivitätsmatrix zur Schätzung der Induktivitäten für ein Einwindungsmodell aus einem Scheibenpaarmodell und einem Einzelscheibenmodell ist.
- Die vorgeschlagene Methode reduziert den Rechenaufwand für Induktivitätsberechnungen erheblich und gewährleistet gleichzeitig die Genauigkeit der Spannungsverteilungsanalyse.
- Zukünftige Arbeiten könnten sich auf die weitere Verfeinerung der erweiterten Induktivitätsmatrixmethode und die Untersuchung ihrer Anwendung auf andere Arten von Transformatormodellen konzentrieren.

[1] CIGRE-Arbeitsgruppe A2.63 „Transformer impulse testing“: Vorsitzender: E. Rahimpour
 [2] B. Gustavsen, E. Rahimpour, et al., „Electrical Transient Interaction between Transformer and the Power System, Part I: Expertise“, CIGRE TB 577A, ISBN: 978-2-85873272-2, S. 1-175, April 2014
 [3] „CIGRE Technical Brochure No. 900, Hochfrequenz-Transformator- und Reaktormodelle für Netzstudien, Teil A – White-Box-Modelle“, CIGRE, Gemeinsame Arbeitsgruppe A2/C4.52.
 [4] B. Gustavsen, E. Rahimpour et al., Elektrische transiente Wechselwirkungen zwischen Transformatoren und Stromversorgungssystemen. 2013.
 [5] R. Malewski, J. Douville und L. Lavallee, „Messung von Schaltübergängen in 735-kV-Umspannwerken und Bewertung ihrer Schwere für die Transformatorisolation“, IEEE Trans. Power Deliv., Band 3, Nr. 4, S. 1380–1390, 1988.
 [6] Xose M. Lopez-Fernandez; Casimiro Álvarez-Mariño, Induzierte transiente Spannungsleistung zwischen Transformatoren und VCB. Schweregradfaktoren und Fallstudien // IEEE Trans. on Power Delivery, Band 30, Nr. 3, 2015, S. 1137-1144.
 [7] Internationale Elektrotechnische Kommission, IEC 60071-2 Isolationskoordination – Teil 2: Anwendungsrichtlinien. 2023.
 [8] B. Jurisic, B. Filipovic-Grcic, T. Zupan und G. Levacic, „Statistical analysis of non-standard overvoltage waveforms measured at 220 kV terminals of a power transformer“ (Statistische Analyse von nicht standardmäßigen Überspannungswellenformen, gemessen an 220-kV-Anschlüssen eines Leistungstransformators), Electr. Power Syst. Res., Band 197, S. 107318, Aug. 2021.
 [9] B. Jurisic, T. Zupan, G. Plisic, B. Filipovic-Grcic, G. Levacic und A. Xemard, „Vor-Ort-Messung und Simulation von übertragenen Blitzüberspannungen durch Leistungstransformatoren“, in 5. Internationales Kolloquium „Transformer Research and Asset Management“, 2019.

Untersuchung der Höherbelastung von Ortsnetzstationen am Beispiel der Netz Leipzig GmbH

Erik Sommer^{1,2}, Sebastian Schreiter², Fauzi Derbel¹

¹HTWK Leipzig, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Institut für elektrische Energietechnik, Professur Smart Diagnostik und Online Monitoring

²Netz Leipzig GmbH, Assetmanagement, Grundsatzplanung Strom
Kontakt: sebastian.schreiter@netz-leipzig.de

Einleitung

- Die Integration strombasierter Wärmelösungen und Ladeinfrastruktur für E-Mobilität stellt neue Anforderungen an elektrische Netze
- Die zu erwartenden Lasten liegen bei vielen Betriebsmittel über den jeweiligen Nennleistungen, jedoch nur wenige Stunden im Jahr
- Eine Auslegung der Betriebsmittel auf die maximal möglichen Jahresspitzen erfordert einen enormen Netzausbau [1]
- Deshalb ist für θ Betriebsmittel zu überprüfen ob die Überschreitung der Nennwerte auch zu einer thermischen Überlastung führt, um so ggf. Netzausbaubedarf zu reduzieren oder zu strecken

Methode

Überprüfung der thermischen Belastbarkeit nach IEC 60076-7 (Transformer Loading Guide [2]) anhand der Öl- und Heißpunkttemperatur mit folgenden Eingangsgrößen:

- Ist-Last als skaliertes Jahresgang eines synthetisierten Lastprofils
- Jahreslastgang aus Lastzuwachs gemäß Prognose Regionalszenario [3]
- Verlauf der Umgebungstemperatur

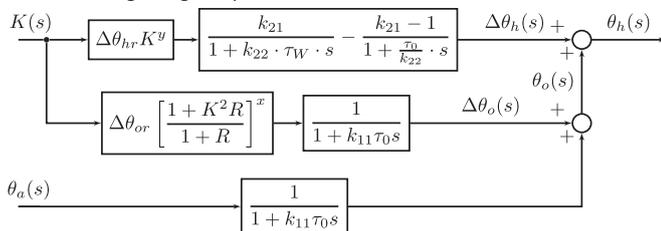


Abbildung 1: Blockschaltbild zur Berechnung der Heißpunkt- und Öl-Temperatur nach IEC 60076-7

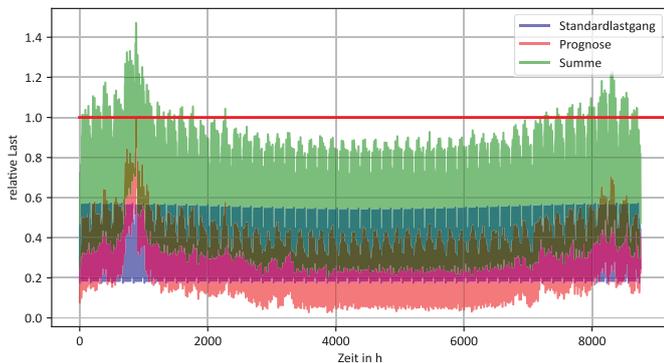


Abbildung 2: Gesamtlastgang (Worst-Case-Szenario)

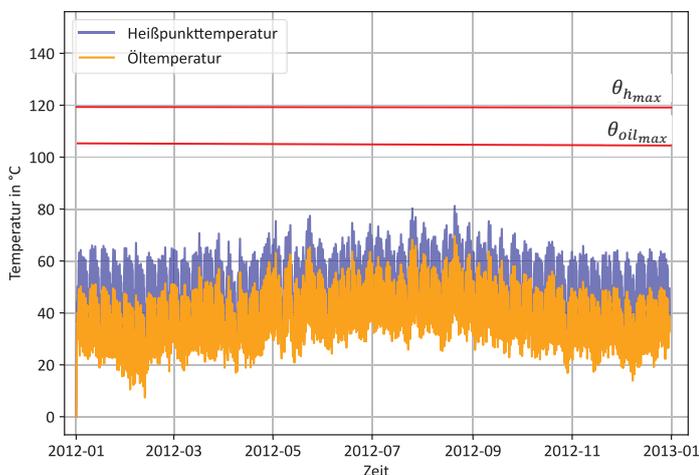


Abbildung 3: Abgeschätzter Temperaturverlauf (Öltemperatur) bei Gesamtlastgang und Jahrestemperaturverlauf

Anwendung auf Gesamtflotte:

- Dieses Model wurde auf eine Gesamtflotte von über 1000 ölgefüllten Transformatoren im Leistungsbereich von 400 bis 630 kVA angewendet
- Als Grenze zur thermischen Überlast wurde die maximale Öl- und Heißpunkttemperatur eines Jahres betrachtet

Auswertung nach Heißpunkttemperatur

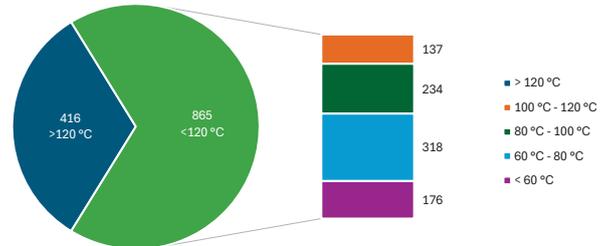


Abbildung 4: Überschreitung der thermischen Belastbarkeit (Heißpunkttemperatur) bei erwarteten Gesamtlastgang und Temperaturverlauf (Worst-Case Szenario)

Auswertung nach Öltemperatur

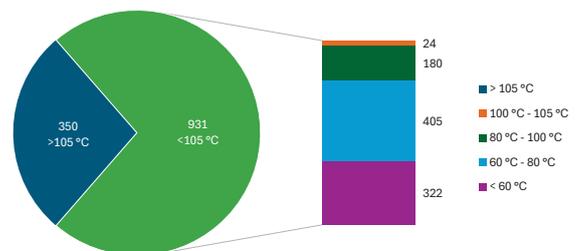


Abbildung 5: Überschreitung der thermischen Belastbarkeit (Öltemperatur) bei erwarteten Gesamtlastgang und Temperaturverlauf (Worst-Case Szenario)

Betrachtete Transformatoren	1281
Transformatoren mit Last größer als Nennleistung	578
Thermisch Überlastete Transformatoren	416
Potential zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs	162

Zusammenfassung:

- Durch die Anwendung der Methodik wird gezeigt, dass 162 von 1281 Transformatoren trotz Überschreitung der Nennleistung keine thermische Überlastung eintritt
- Diese unterstreicht die Bedeutung der Temperatur als Auslegungskriterium für die thermische Belastbarkeit anstelle des Nennstroms
- Durch eine solche Betrachtung ergeben sich Flexibilisierungsmöglichkeiten im Netzausbaubedarf

Literatur:

- Netz Leipzig GmbH: Netzausbauplanung der Netz Leipzig GmbH nach §14d EnWG – NAP 2024, Leipzig, April 2024
- DIN IEC 60076-7:2018: Power transformers – Part 7 Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers
- Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE: ABLEITUNG VON REGIONALSZENARIEN FÜR DIE PLANUNGSREGION OST FÜR DIE ERSTELLUNG DES NETZAUSBAUPLANS NACH § 14D ENWG, Kassel, Februar 2024

Dynamisches thermisches Verhalten von mit Ester-Flüssigkeit gefüllten Transformatoren für Offshore-Windkraftanlagen in kalten Klimazonen

Dr.-Ing. Ali Al-Abadi, Hitachi Energy, Brilon, Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Ebrahim Rahimpour, Technische Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Deutschland

Ahmed Gamil, Hitachi Energy, Bad Honnef, Deutschland

Ziel der Studie

Die Studie untersucht das dynamische thermische und feuchtebezogene Verhalten eines mit natürlichem Esteröl gefüllten Transformators, der für Offshore-Windkraftanlagen in kalten Klimazonen konzipiert ist. Ziel ist die Entwicklung und Kalibrierung eines erweiterten dynamischen thermischen Transformatormodells (DTTM), das temperaturabhängige Eigenschaften der Isolierflüssigkeit berücksichtigt.

Versuchsaufbau

- Transformator: 16,73 MVA / 66 kV / 50 Hz, gefüllt mit natürlichem Esteröl.
- Der Transformator wurde in einer klimatisierten Kammer auf unter 0 °C abgekühlt und anschließend unter variabler Last betrieben.
- Faseroptische Sensoren (FOS) wurden zur Temperaturüberwachung eingesetzt.

Thermisches Modell (DTTM)

- Herkömmliche Modelle verwenden eine konstante Zeitkonstante, was unter dynamischen Bedingungen zu Ungenauigkeiten führt.
- Das neue Modell nutzt zwei Exponentialfunktionen zur Darstellung von:
 - Flüssigkeit Trägheit
 - Kühlverhalten
- Die Viskosität der Isolierflüssigkeit steigt bei niedrigen Temperaturen stark an, was die Wärmeübertragung erheblich beeinträchtigt.
- Bei Temperaturen unter 0°C wird das Esteröl halbfest, was die Kühlleistung drastisch reduziert.

$$\tau_{L(t)} = \frac{mc \mu^n(t)}{C_1 \Delta\theta_{L(t)}^n A}$$

$$\Delta\theta_{L(t)} = \Delta\theta_{L,inertia} e^{-\frac{t}{\tau_{Li}}} + \Delta\theta_{L,cooling} e^{-\frac{t}{\tau_{Lc}}}$$

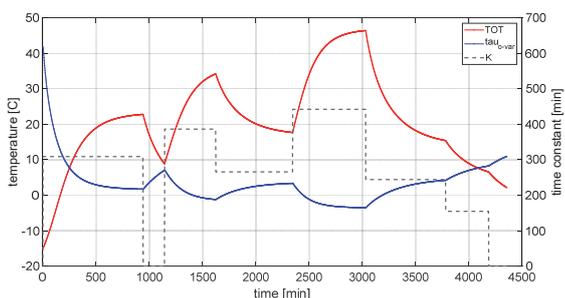
Modellkalibrierung

- Kalibrierung erfolgte anhand experimenteller Daten und Wärmeübertragungstheorie.
- Es wurden dimensionslose Kennzahlen wie Nusselt-, Grashof- und Prandtl-Zahlen verwendet.

$$Nu = C \cdot (Gr \cdot Pr)^n$$

variable Belastungsstufen

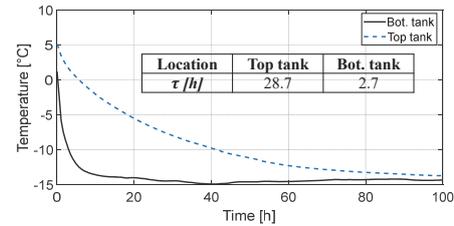
Load [%]	100	0	125	86	143	76	50	0
Duration [min]	940	202	480	722	686	750	404	972



Obere Flüssigkeitstemperatur und die entsprechende Zeitkonstante bei der Belastung bei Temperaturen unter Null umgebung.

Thermisches Verhalten bei Kälte

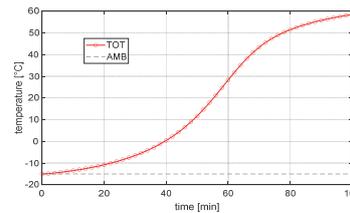
- Abkühlung auf -15°C dauerte etwa 4 Tage, mit einer Zeitkonstante von 28,7 Stunden im oberen Tank.



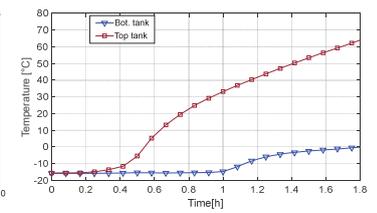
Cooling transformer to sub-zero temperature in a cold chamber

Belastung des Transformators bei Minustemperaturen

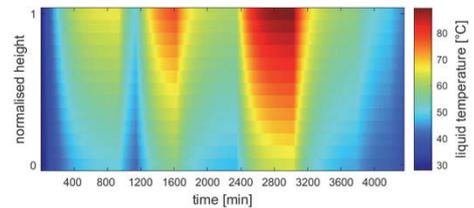
- Bei Belastung aus einer kalten Umgebung reagierte die obere Flüssigkeitsschicht schnell.
- Die untere Flüssigkeitsschicht zeigte eine verzögerte Reaktion (ca. 1 Stunde), was auf eine eingeschränkte Zirkulation hinweist.



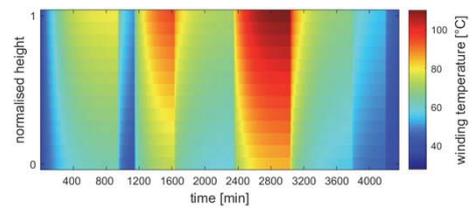
Berechnete obere Flüssigkeitstemperatur auf Belastung bei unter Null umgebung.



Gemessene obere Flüssigkeitstemperatur auf Belastung bei unter Null umgebung.



Temperaturverteilung der Flüssigkeit



Temperaturverteilung der Wicklung

Zusammenfassung

Die erweiterten Modelle ermöglichen eine präzisere Vorhersage des Verhaltens von Transformatoren mit alternativen Isolierflüssigkeiten in kalten Klimazonen.

Sie sind entscheidend für die Zustandsbewertung, Lebensdauerprognose und den sicheren Betrieb.

Besonders bei natürlichen Estern ist eine exakte Modellierung wichtig, da diese unter Kälte besondere Herausforderungen mit sich bringen.

[1] A. Al-Abadi and A. Gamil, "Dynamic Thermal Behavior of Natural Ester Liquid-Filled Transformer for Offshore Wind Turbine in Cold Climate" Journal of Physics: Conference Series, Volume 2767, 2024. DOI 10.1088/1742-6596/2767/6/062037.

[2] A. Al-Abadi, A. Gamil, P. Klys, R. Daszkiewicz "New Concepts on Dynamic Thermal Behavior of Ester Liquid-Filled Distribution Transformers". Cigre SC A2 & 6th International Colloquium. Transformer Research and Asset Management, November 29 - December 2, 2023, Split, Croatia.

Kleine (Insel-)Netze mit hohem Anteil elektronischer Einspeisung und Lasten

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje
Fakultät 4 Elektrotechnik & Informatik, Hochspannungslabor, Hochschule Bremen



Motivation

Im Zusammenhang mit einem eingeladenen Besuch an der Neumayer-Station sollten verschiedene Aufgaben bearbeitet werden:

- heutige Netzeigenschaften vor dem Umbau charakterisieren,
- Netzrückwirkungen erfassen,
- EMV im Frequenzbereich von 50 kHz bis 30 MHz verbessern, um neue Experimente zu ermöglichen.



Bild 1: Deutsche Antarktis-Station Neumayer III (Januar 2025)

Eigenschaften des kleinen Insel-Netzes NM3

Netzeigenschaften

- 400 V-Netz, 50 Hz, TNC-S; (Klinik: IT-System mit Transformator)
- Leistung im Mittel ~110 kVA mit 7° induktiv (nahezu rein ohmsch),
- Spitzenlasten bis über 300 kVA,
- Speisung aus elektrisch geführten BHKW-Dieselmotoren (je 160 kW),
- paralleler Betrieb mehrerer Generatoren ($S = 188 \text{ kVA} \times d = 8,8 \times d = 14,7 \times d = 301$)
- 1,5 km entfernte Observatorien über 400/1000 V, 50 kVA-Trafo gespeist,
- nähere Betriebsstätten und Observatorien direkt auf 400 V-Ebene versorgt.
- Da die Station auf 250 m dickem Eis steht, gibt es keine Erde!
- Da es keine Gewitter gibt, existiert kein Blitzschutzkonzept.

Netzlaster

- 2 USV-Anlagen mit je 15 kVA,
- Laborgeräte und Computer, zumeist 1-phasig,
- Fahrstuhl, mechanische Werkstatt, Küche, Klima, Lüfter, Schneeschmelze.

Besonderheiten

- keine Transformatoren zur Übertragung der Gesamtleistung,
- Symmetrierung der Phasen durch Generatoren (und 3-phasige Lasten).

geplante Weiterentwicklung

um den Verbrauch fossiler Energieträger zu vermindern ist geplant

- bis zu 5 Windgeneratoren mit je 50 kVA,
- elektrischer Batteriespeicher mit 0,5 MWh,
- PV-Anlagen mit mehreren 10 kVA.

Messung der Netzfrequenz und -spannung

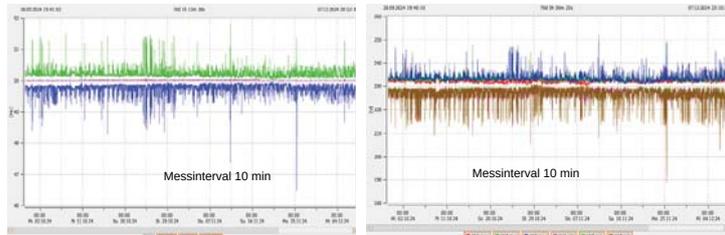


Bild 2: Frequenzverlauf

Bild 3: Spannungsverlauf

Beobachtete Abweichungen im Betrieb:

- Frequenzabweichungen: +1.8, -3.5 Hz, jedoch Mittelwert 50 Hz,
- Betriebsbereich Spannung ($U_{\text{rms,LE-10ms}} = \{ 260 \dots 185 \text{ V} \}$),
- Verzerrungen müssen von den Generatoren aufgefangen werden.

Generatoreigenschaften Kurzschluss

- $I_{k'} = 1843 \text{ A}$ (größter KS-Strom)
- $I_{k''} = 3079 \text{ A}$
- $I_{k0} = 90 \text{ A}$

Werte erhöhen sich bei parallelgeschalteten Generatoren

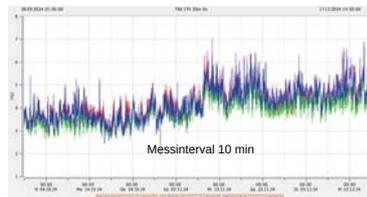


Bild 4: gewichteter THD

extreme Lastsprünge

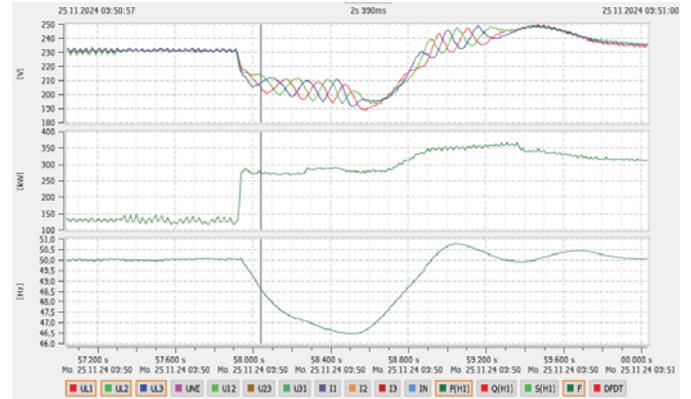


Bild 5: nicht zuordenbarer Lastsprung am 25. Nov. 2024 09:50:57.920

Bestimmung der Netzimpedanz Z_N

Herausforderungen

- einfache Messmittel,
- keine Belastungsimpedanz,
- Blackoutrisiko,
- Risiko für Betriebsmittel,
- Oberschwingungshaltige Spannung.
- Annahme: Z_N überwiegend induktiv.

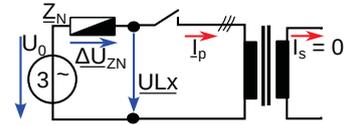


Bild 6: einphasiges Ersatzschaltbild des Meßaufbaus

Vorgehensweise

1. Anwendung Induktionsgesetz $\Delta U_{Z_N}(t) = -\mathfrak{L} Z_N \cdot \frac{\partial I_p(t)}{\partial t}$
2. Netzlast zumindest kurzzeitig const.
3. $\Delta U_{L3}(t) = U_{L3}(t) - U_{L3}(t + a \cdot T)$
4. Erwartung: $\mathfrak{L} Z_N(t) = L(t) = \text{const.}$

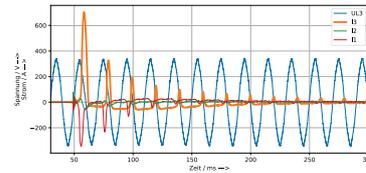


Bild 7: Messung Einschaltvorgang an Lasttrafo. $S_N = 50 \text{ kVA}$; $I_N = 72 \text{ A}$

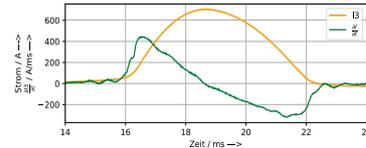


Bild 8: Phasenstrom und dessen zeitliche Ableitung

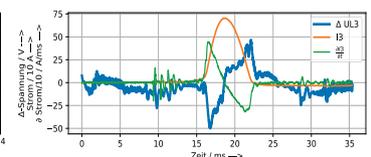


Bild 9: Differenzspannung ΔU_{L3}

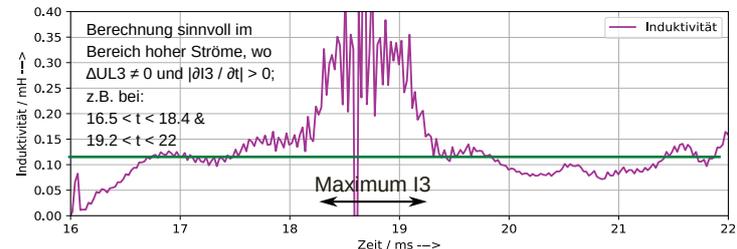


Bild 10: Berechnung der Induktivität $L = \text{Im}(Z_N)$; $Z_N = 0.12 \text{ mH}$

Zusammenfassung

An der Neumayer Station befindet sich ein kleines Inselnetz in der Transformation von klassischen Erzeugern hin zu leistungselektronischen Quellen (Wind, PV, Speicher). Durchgeführte Messungen zeigen:

- kleine Netze werden von gelegentlichen großen Lastsprüngen dominiert,
- kleine Inselnetze können erhebliche Frequenz- und Spannungsschwankungen aufweisen; hier: $\Delta F = \{+1.8, -3.5 \text{ Hz}\}$,
- Quellen übernehmen die Symmetrierung der 1-phasigen Verbraucher,
- leerlaufende Lasttransformatoren weisen je nach Remanenzinduktion in einzelnen Phasen Einschaltströme in Höhe mehrfacher Nennströme auf.
- Hohe Einschaltströme eignen sich zur Bestimmung der vorgelagerten Netz- und Erzeugerimpedanzen; Ergebnis hier: $Z_N = 0.12 \text{ mH}$ bei $S_K = 2,1 \text{ MVA}$.
- Kurzschlüsse sind "generatornah", die Kurzschlußleistung ist hier deutlich geringer, als in einem hierarchischen EVU-Netz im Verbundnetz.

Kosteneffizientes Online-UHF-TE-Monitoring für Leistungstransformatoren mit Spezial-Sensorik

Behnam Balali, Moritz Kuhnke¹, Peter Werle¹, Asghar Akbari²

¹ Leibniz University Hannover, Institute of Electric Power Systems

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

² Electrical Engineering Department, K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

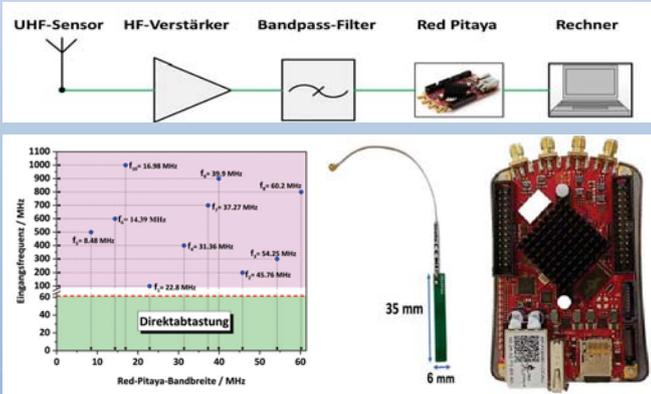
Hintergrund & Ziel

- Teilentladungen (TE) sind Schlüsselindikatoren der Isolationsalterung in Leistungstransformatoren
- UHF-Detektion ($\approx 100\text{--}1000$ MHz) ist EMV-robust und für Online-Monitoring geeignet
- Ziel ist Bewertung des Red-Pitaya SDRlab 122 als kosteneffiziente, flexible Einheit für Online-UHF-TE-Monitoring

Systemaufbau

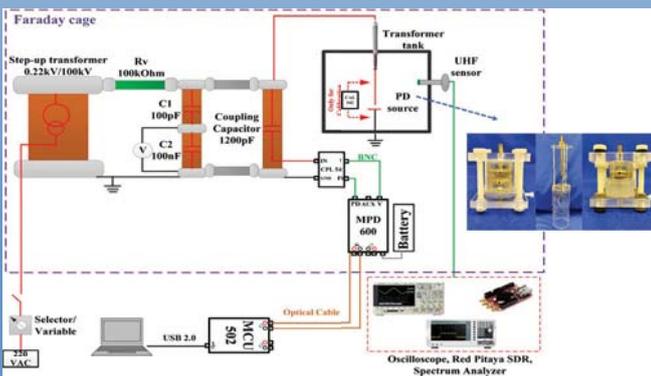
- Signalweg: PCB-UHF-Antenne \rightarrow LNA ($\sim 17,5$ dB) \rightarrow Bandpass 130–900 MHz \rightarrow Red Pitaya (14 Bit, 122,88 MS/s, kontrolliertes Undersampling) \rightarrow PC
- Frequenzabbildung (Aliasing):

$$f_{\text{downsampled}} = |f_{\text{input}} - N \cdot f_{\text{sampling}}|$$



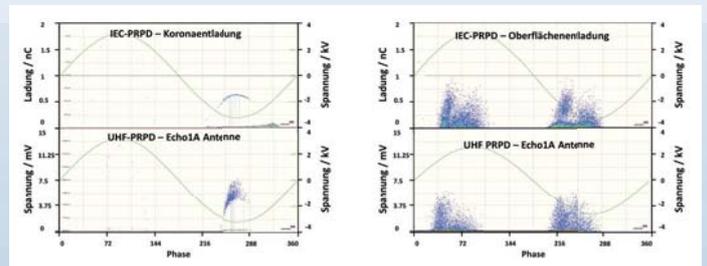
Messaufbau

- TE-Quellen: intern, Korona (Nadel-Platte), Oberfläche
- Parallel-Validierung: IEC 60270 (PRPD) (z. B. Omicron), Oszilloskop 2 GS/s, Spektrumanalysator



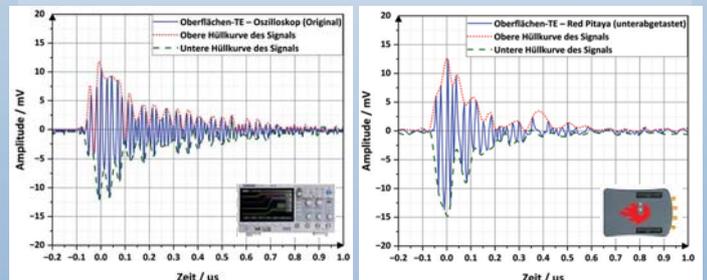
Ergebnisse

PRPD Pattern gemäß IEC 60270 und IEC TS 62478



Zeitbereich

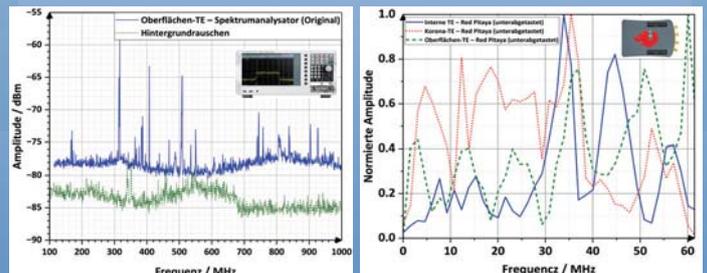
- UHF-TE-Impulse werden mit Red Pitaya formtreu erfasst (trotz geringerer Abtastrate).
- Pulsbreite: $\approx 300\text{--}400$ ns, Totzeit: ≥ 10 μ s.



Frequenzbereich

Der Red Pitaya zeigt aliasierte Frequenzen im Abtastband. UHF-Komponenten außerhalb werden nach

- Original UHF-Resonanz \rightarrow im Red-Pitaya-Spektrum (Alias)
- $310 \rightarrow 58,56$; $407 \rightarrow 36,98$; $382 \rightarrow 13,80$; $743 \rightarrow 3$ MHz



Validierung

- Gute Übereinstimmung zwischen Red-Pitaya-Messungen, Oszilloskop und Spektrumanalysator

Mitigating Transformer Explosion Risks Through Fast Arc Detection Using Optical Cable Sensors

Aref Sharifi¹, Moritz Kuhnke¹, Peter Werle¹, Asghar Akbari²

¹ Leibniz University Hannover, Institute of Electric Power Systems

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

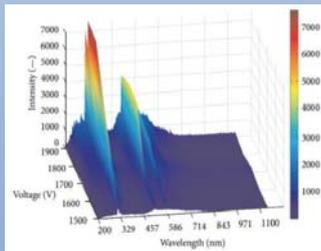
² Electrical Engineering Department, K.N. Toosi University of Technology, Tehran, Iran

Abstract

Power transformers face explosion risks from internal electrical arcs in oil-filled tanks. Such arcs can raise pressure dangerously within milliseconds, while Buchholz and differential relays may react too slowly to detect faults. Therefore, Ultra-fast microsecond detection is essential to prevent gas bubble formation and explosions reliably caused by the arc.

Optical Properties of Electrical Arcs in Transformer Oil

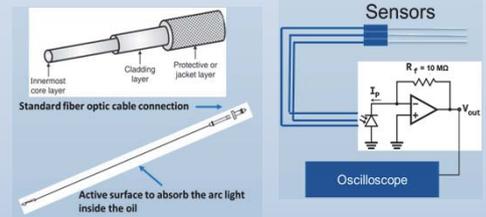
Electrical arcs in transformer oil emit intense white-blue light, influenced by voltage, current, oil quality, and impurities. While oil partially absorbs and scatters light, the glow remains visible, especially in dark conditions. Arcs generate a broad spectrum (200–1100 nm), including UV, visible, and near-IR. Although UV intensity can exceed visible light, oil—particularly aged—absorbs UV more strongly. Therefore, this study focuses on detecting visible light, which suffers less attenuation, offers greater reliability for arc monitoring in oil-filled transformers, and uses more cost-effective sensor components.



Sensor Design and Detector Circuit

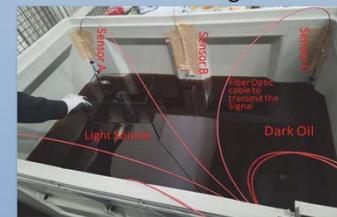
Fiber optic sensors offer key advantages for transformer use, including resistance to high temperatures, immunity to electromagnetic interference (EMI), and ease of installation without affecting insulation integrity. A fiber optic cable consists of a core, cladding, and protective coating. Glass fibers, preferred for high-temperature tolerance, guide light via total internal reflection due to a slightly higher refractive index in the core (1.45–1.48) than in the cladding (1.42–1.47). Because transformer oil has a refractive index similar to the cladding, removing the cladding allows the oil to act as a reflective medium, improving arc light capture. Precision stripping and microscopic inspection ensure quality removal.

The sensors connect to dual-channel detector circuits with transimpedance amplifiers (10 MΩ, 4.5 MHz bandwidth), each linked to three fibers per photodiode. Fully shielded detector enclosures and battery operation eliminate EMI influence, ensuring that only arc-generated light is measured with high accuracy.



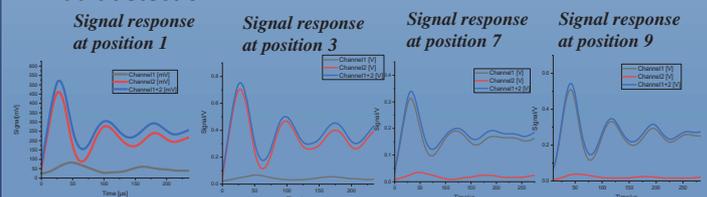
Test Setup

Sensor and circuit validation was performed in a 1130 × 725 × 690 mm container half-filled with dark insulating oil to mimic worst-case optical conditions. Six fiber optic sensors—four at corners, two at mid-sides—maximized light coverage. A transparent glass vessel held a 65,000-lumen white flashlight with an arc-like spectrum for direct and reflected light testing. Sensors (A–F) connected to two photodiodes on separate channels, while nine fixed light source positions (1–9) enabled structured evaluation of signal strength and sensitivity across different distances and geometries.



The Results

- The optical detection system demonstrated a consistent and stable signal output, even under challenging test conditions such as aged insulating oil and low reflectivity. This highlights its potential for practical use in real-world applications.
- Optical system detects arc light in microseconds, far faster than Buchholz or differential relays, enabling rapid internal fault detection.



Modifizierte DGA-Analyse mit Einbeziehung höherwertiger Kohlenwasserstoffe - Untersuchung des Gasbildungsverhaltens von verschiedenen Isolierflüssigkeiten unter elektrischen Transformatorfehlern

Kristin Homeier^{1*}, Peter Werle¹, Dorit Wilke², Michael Hahn²

¹ Leibniz Universität Hannover, Institut für Elektrische Energiesysteme IfES
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management – Schering-Institut

² Elektrochemie Halle GmbH, ECH

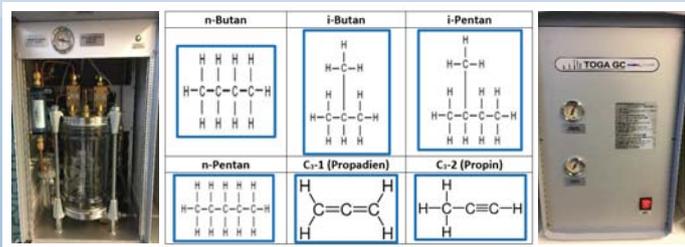
*homeier@ifes.uni-hannover.de

Kurzfassung

Neben den konventionellen Fehlergasen werden infolge von Transformatorfehlern auch höherwertige Kohlenwasserstoffe (KW) in den verschiedenen Isolierflüssigkeiten generiert. Beispielsweise bei der Nachbildung von elektrischen Fehlern, wie TE und D-Fehler im Labor, werden Fehlerart-, aber auch isolierölspezifische KWs ermittelt. Zudem werden auch Einflussparameter wie Stoßenergie und TE-Energie untersucht.

Modifizierte Gas-in-Öl-Analyse

Es wurde ein DGA-Messsystem mit Vollvakuumgasungseinheit entwickelt und aufgebaut, mit dem neben den konventionellen Fehlergasen noch weitere höherwertige C₃- bis C₅-KW detektiert werden können.



Prüfaufbau

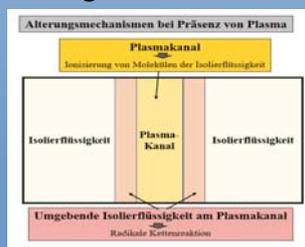
Die TE-Fehler werden mittels zweier Rillenelektroden mit 2 PTFE-Scheiben ($\phi=1\text{mm}$) mit der zu untersuchenden Isolierflüssigkeit nachgebildet.



Zur Simulation von D-Fehlern im Labor werden die Isolierflüssigkeiten mit Blitzstoßspannung belastet. Gemäß IEC 60897 erfolgt der Test mittels Nadel-Kugel-Anordnung bei 25 mm Elektrodenabstand mit 10 Stößen.

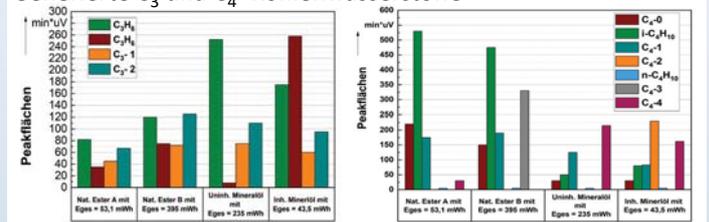
Alterungsmechanismen unter Lichtbogen

- **Plasmakanal (hohe Energie):**
Ionisierung der Teilchen, zufällige Reaktionen
- **Umgebende Isolierflüssigkeit**
Ausbildung radikaler Kettenreaktionen aufgrund erhöhter Temperatur



Fehlergasbildungsverhalten unter TE

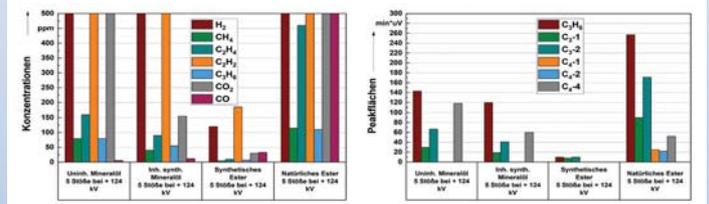
Generierte C₃ und C₄- Kohlenwasserstoffe



Fehlergasbildungsverhalten unter Blitzstoßspannung

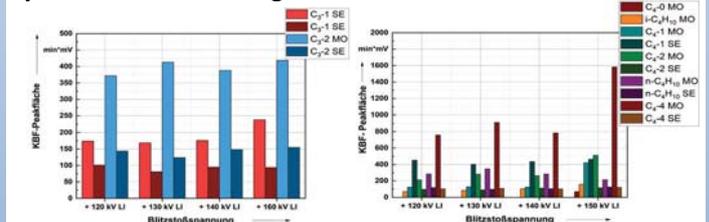
❖ Verschiedene Isolierflüssigkeiten

Generierte konv. Fehlergase und C₃ und C₄- Kohlenwasserstoffe

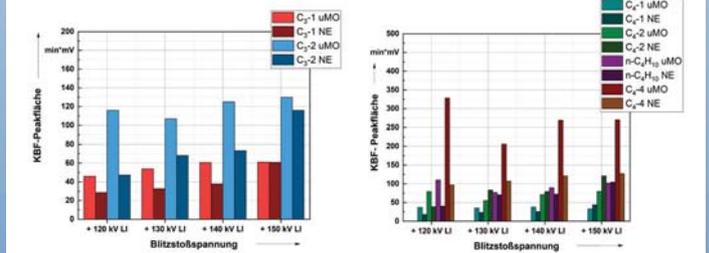


❖ Einfluss Stoßenergie

Generierte C₃ und C₄- Kohlenwasserstoffe in synthetische Esterflüssigkeit und inhierte Mineralöl



natürliche Esterflüssigkeit und uninhierte Mineralöl



Zusammenfassung

Es wurden für elektrische Fehler spezifische höherwertige KWs generiert, insbesondere C₄-4 und C₃-1, C₃-2. Dabei zeigen die Isolierflüssigkeiten unterschiedliches Gasbildungsverhalten. Die Einbeziehung dieser höherwertigen KWs in die DGA-Analyse scheint eine vielversprechende Optimierung der Zuverlässigkeit der DGA-Interpretation darzustellen.

Towards a structured sustainability evaluation framework

The Dutch government introduced Environmental Cost Indicators (ECI) to foster Green Public Procurement back in 2004 by using a 'language' everybody knows and is used to communicating in: MONEY.

Now is being applied in multiple sectors from ICT equipment to transformers



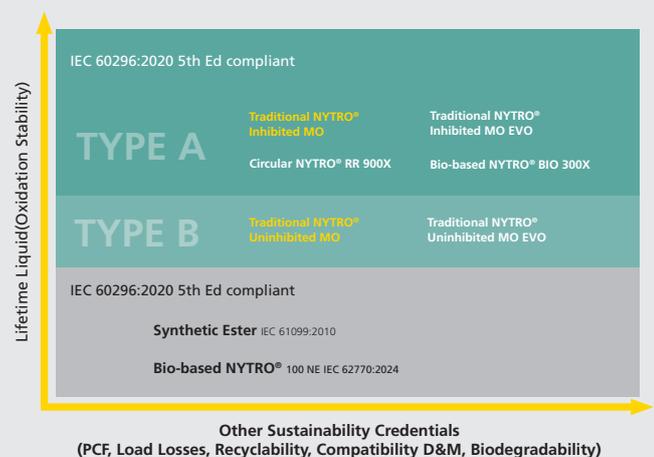
Published in December 2024.



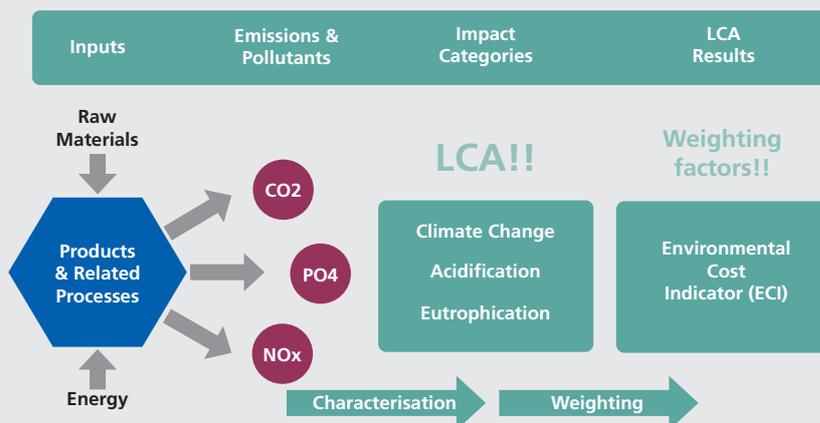
- Joint Industry Project led by DNV
- Nynas participated along with other players of our industry
- Scope of this first report: Enhanced tendering of high-voltage Power Transformers
- ECI framework explained, debated and consensualized. For the time being is purely cradle-to-gate.
- Basis for the subsequent groups and evolutions
- Certainly an important reference for the topic and for the industry practices

The different transformer liquids

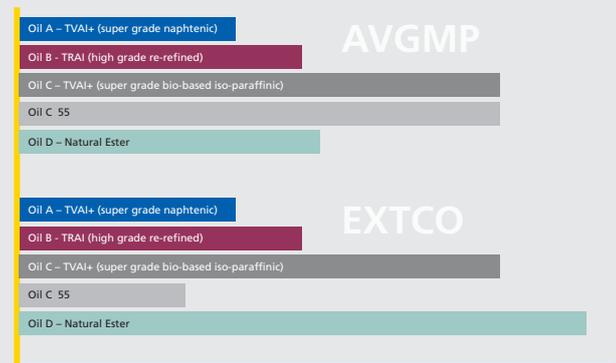
<ul style="list-style-type: none"> Mineral Insulating Oils (benchmark) Naphthenic Recycled (Re-refined) new! Paraffinic (incl. Isoparaffinic) Recycled (Reclaimed) 	<ul style="list-style-type: none"> Ester Oils/Liquids (niche) Synthetic Natural Blended (ultra niche)
<ul style="list-style-type: none"> Other Hydrocarbon Oils (growing) Bio-based new! Gas-to-Liquid (GTL) High-M-W-Hydrocarbons (ultra niche) 	<ul style="list-style-type: none"> Other Oils (legacy) Silicone-based (up to 80s) Synthetic aromatic (being phased out) Polychlorinated Biphenyls (up to 70s) Fluorinated Liquids (being phased out)



ECI then...How it works?



How to extend ECI? How to include Load Losses?



Outlook

- Multiple transformer liquids are already available allowing increased environmental and operational performances. Comparing them is not a straightforward exercise.
- IEC 60296 standard includes multiple sustainable options such as bio-based hydrocarbon liquids and re-refined oils.
- ECIs can be a valuable framework to assess and compare in a structured way different materials and different transformer designs including those materials.
- In any case including parameters in advanced ECIs - beyond cradle-to-gate LCA datasets - is key to be able to capture all the relative benefits of each material for the right application.

Online Partial Discharge Monitoring and Localization in Power Transformers Using Fiber Optic-based Acoustic Emission Sensing Technology

Hamed Hashemi-Dezaki
Optics11, Netherlands

Aydin Zadeh
Optics11, Netherlands

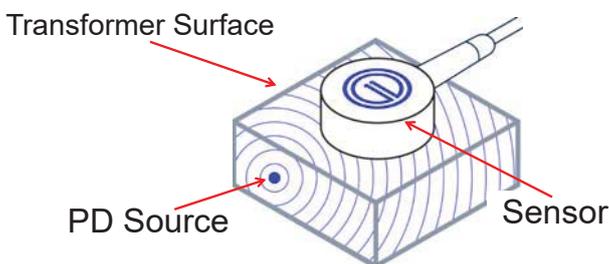
Nikita Lebedev
Optics11, Netherlands

Introduction

This paper introduces effective and precise methods for online detecting and pinpointing partial discharge (PD) in power transformers using a novel industrial Fiber Optic-Based Acoustic Emission (FOAE) technology. One of the main contributions of the introduced technology is simultaneous online PD monitoring and PD localization.

Proposed PD Sensing Technology

The proposed FOAE sensing technology is based on Michelson interferometry, which facilitates its high sensitivity.

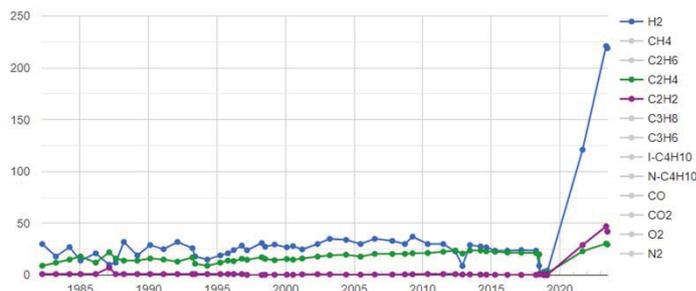


Case Study

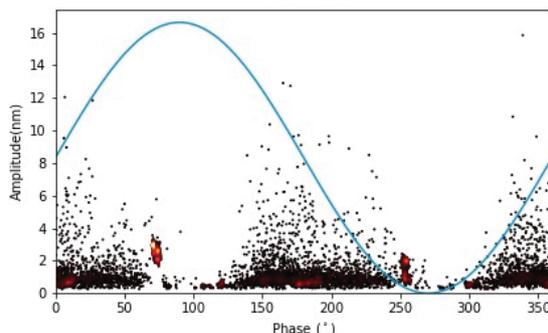
A 380/150/50kV power transformer has been tested in 2023 and 2024.



DGA Results



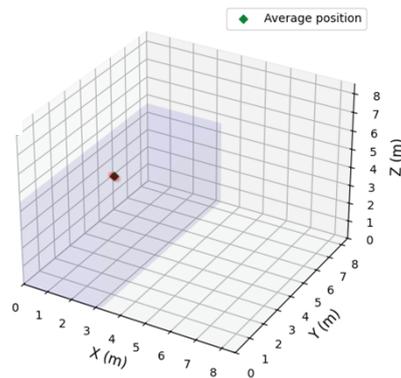
Test Results



Typical FOAE-based PRPD

PD localisation 3D visualisation

- $X=0.97\pm 0.20\text{m}$
- $Y=4.43\pm 0.24$
- $Z=3.49\pm 0.09$



Conclusion

A high level of PD magnitude and also significant increase in PD have been observed according to the 2023 and 2024 monitoring results.

This paper illustrated that the proposed online FOAE-based PD monitoring and localization could be an effective solution.

TLM 2025

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15. - 16. September 2025
Maritim Hotel
Würzburg

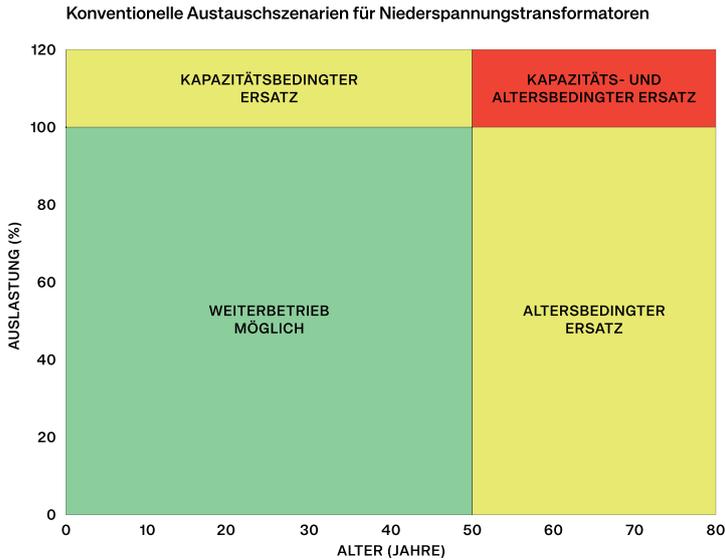


Vorhersage der Restlebensdauer von Niederspannungs- transformatoren durch Kombination von CNAIM und dem Netzentwicklungsplan 2037/2045



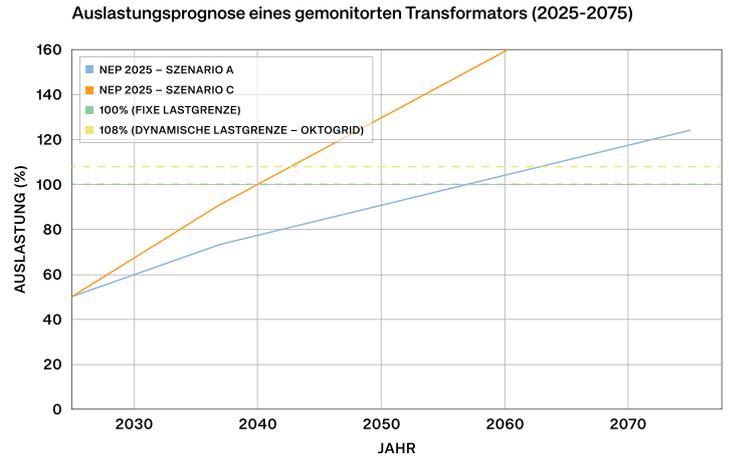
EINLEITUNG

Niederspannungstransformatoren haben eine Lebensdauer von 50–80 Jahren. Ihr Lebensende hängt vom Zustand und Erreichen der Kapazitätsgrenze ab. Da jedoch keine Echtzeit-Zustandsüberwachung existiert, bleibt der aktuelle Zustand den Betreibern meist unbekannt. Zudem verhindern starre Auslastungsgrenzen eine flexible Nutzung, wenngleich mit Echtzeitdaten oft eine höhere, sichere Auslastung möglich wäre. Dadurch werden Transformatoren entweder zu früh oder erst nach einem Ausfall ersetzt.



2. Netzprognose

Im zweiten Schritt wurde die zukünftige Auslastung der Transformatoren prognostiziert. Grundlage waren die Szenarien A (leichter Anstieg) und C (starker Anstieg) des Netzentwicklungsplans 2037/2045 der Bundesnetzagentur [2], extrapoliert bis 2075. Während Betreiber die Austauschgrenze bei 100 % Last ansetzten, konnte sie durch OktoGrids Berechnung der oberen Öl- und Hotspot-Temperatur (IEC 60076-7) um mindestens 8 % und maximal 26 % angehoben werden.



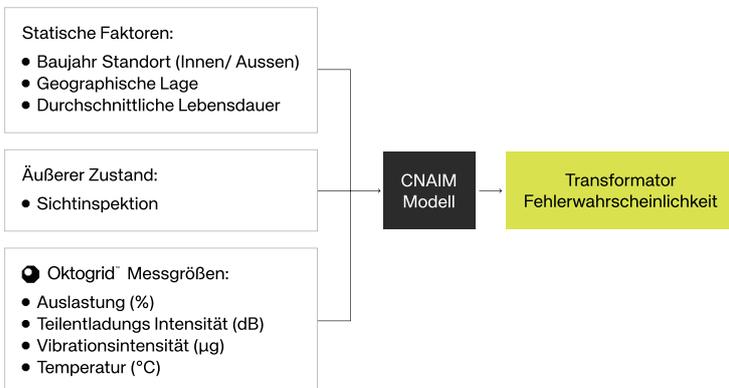
3. Kombination von CNAIM und Netzprognose

Die finalen Austauschzeitpunkte wurden durch die Kombination von CNAIM-basierten Zustandsprognosen und der Netzlastprognose bestimmt. Maßgeblich ist dabei das jeweils frühere Austauschjahr.

VORGEHEN

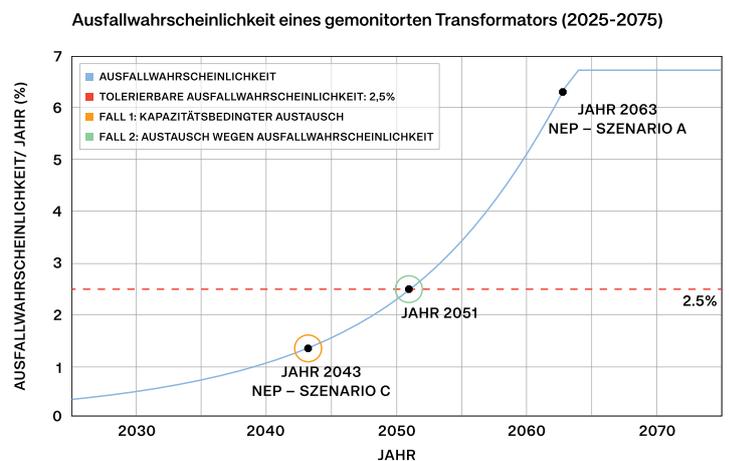
1. CNAIM

In einem Pilotprojekt mit einem deutschen Netzbetreiber wurden 10 Niederspannungstransformatoren mit OktoGrids Data Collector ausgestattet und 8 Monate lang überwacht. Die über den Zeitraum erfassten 2,7 Mio. Messdaten lieferten Informationen zum aktuellen Zustand. Mit dem CNAIM-Modell, ergänzt durch statische Faktoren und Sichtinspektionen, wurde daraus die zukünftige Fehlerwahrscheinlichkeit berechnet [1].



ERGEBNISSE

Unter Szenario C konnten über alle 10 Transformatoren hinweg insgesamt 141 zusätzliche Lebensjahre gewonnen werden. Grundlage ist die Differenz zwischen dem konventionell bestimmten Austauschjahr (Alter bzw. 100 % Last) und dem durch die Methode prognostizierten Austauschjahr.



QUELLEN

- [1] Energy Networks Association (2025): Proposed CNAIM v2.0 Methodology Changes Explained. Final v1.1.
- [2] Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) (2024): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf. Juni 2024.

DISKUSSION

Die Ergebnisse gelten unter der Annahme einer Zustandsentwicklung nach dem CNAIM-Modell. Eine kontinuierliche Zustandsüberwachung sowie die regelmäßige Aktualisierung der Lastprognosen anhand neuer Netzszenarien sind erforderlich, um die Vorhersagen zu validieren und anzupassen.

Tagungsleitung

Prof. Dr.-Ing Peter Werle

Leibniz Universität Hannover - Schering-Institut

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

Von 2003 bis 2014 war er bei ABB Transformer Service in verschiedenen nationalen und internationalen Positionen insbesondere im Bereich der Diagnose und Prüfung von Leistungstransformatoren tätig. Von 2010 bis 2014 war er Geschäftsführer des Transformer Service in Deutschland und verantwortlich für die Servicewerkstätten in Halle (Saale), Neusäss (bei Augsburg) und Nauen (bei Berlin) mit über 200 Mitarbeitern. Seit Oktober 2014 ist er als Professor für Hochspannungstechnik und Asset Management und Direktor des Schering-Instituts an der Leibniz Universität Hannover.

Er ist Mitglied im VDE, IEEE, DKE K 182 (Isolierflüssigkeiten) und aktiv in CIGRÉ als Liaison Officer A2-IEC TC 10 (A2: Transformer; IEC TC 10: Fluids for electrotechnical applications), sowie in der Advisory Group AG A2.4 und in verschiedenen CIGRÉ Working Groups. Er ist Erfinder von mehr als 20 Patenten und Autor oder Mitautor von mehr als 300 Veröffentlichungen in den Bereichen Asset Management, Zustandsüberwachung, Teilentladungsdiagnose, Isolierflüssigkeiten und Hochspannungsprüfung.



Prof. Dr.-Ing. Habil Hossein Borsi

Leibniz Universität Hannover - Schering-Institut

Prof. Borsi hat Elektrotechnik an der Universität Hannover studiert und promovierte 1976 im Bereich Hochspannungstechnik und erhielt 1979 seine *venia legendi* an der Universität Hannover, Deutschland.

Im Jahr 1979 begann er an der Ferdowsi-Universität von Mashhad, Iran, an der Fakultät für Ingenieurwesen, wo er bis 1986 als Professor für Energietechnik und Dekan der Fakultät für Ingenieurwesen tätig war. Er gründete die Transformatorenfabrik "Reza Transwerk" in Mashhad und war dort bis 1985 technischer Direktor. Neben seiner Tätigkeit an der Universität wurde er zum wissenschaftlichen Berater des iranischen Energieministers ernannt. Seit 1987 ist er als Professor und akademischer Direktor an der Universität Hannover im Bereich der Hochspannungstechnik tätig. Er ist Mitglied im VDE, arbeitete in verschiedenen CIGRE Task Forces und nationalen Arbeitsgruppen für Normung. Er ist Autor und Co-Autor von mehr als 350 wissenschaftlichen Veröffentlichungen in verschiedenen Sprachen und Co-Autor von drei wissenschaftlichen Büchern und hält mehr als 30 Patentanmeldungen. Er war als Sachverständiger für verschiedene Hochspannungsanlagen tätig und arbeitete als Sachverständiger für Fehlerursachenanalysen bei großen Leistungstransformatoren in verschiedenen Ländern der Welt.





CIGRE und die Energiewende



Konstantin O. Papailiou
www.cigre.org

Anzeige in der FAZ vom 1. März 1975



Die GEA gehört zu den führenden Montageunternehmen ihrer Branche. Über 1700 Mitarbeiter sind vorwiegend auf den Gebieten der elektrischen Anlagen, z. B. im Leitungs- und Stationsbau tätig. Neben der eigentlichen Montage bearbeiten wir die Projekterstellung und liefern im Bedarfsfall auch das Anlagematerial. Für das im Aufbau befindliche Auslandsgeschäft suchen wir den

Leiter der Auslandsabteilung

Wir erwarten einen Exporthmann, der Erfahrung im Leitungs- bzw. Anlagenbau oder auch im allgemeinen Bauwesen mitbringt. Englisch in Wort und Schrift und gute technische Kenntnisse setzen wir genauso voraus wie Initiative, Verhandlungsgeschick und Führungsqualitäten. Die Aufgabe umfasst unter anderem die Angebotsstellung einschließlich aller damit verbundenen Verhandlungen sowie die

Kontaktpflege mit den Kunden und beratenden Ingenieuren.

Wir bieten Ihnen eine interessante und verantwortungsvolle Aufgabe im Innen- wie Außendienst. Die Konditionen sind darauf abgestimmt.

Bitte, wenden Sie sich zur ersten Kontaktaufnahme an die Geschäftsführung

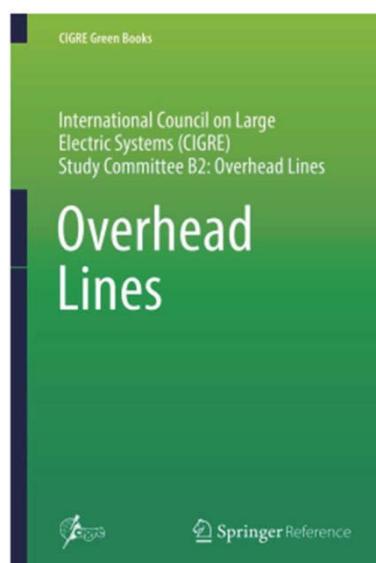
Gesellschaft für elektrische Anlagen mbH
7012 Fellbach, Beumachulweg 2, Postfach 1449
Telefon 07 11 / 58 90 08-08

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Electrifizierung von Aqaba in Jordanien



50 Jahre im Leitungsbau



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Meine CIGRE Reise



1980 – 1986	Member, then Secretary of Working Group 22-04 (Endurance Capability of Conductors)
1987 – 2004	Member then Convenor of WG 22-11 (Mechanical Properties of Conductors and Fittings)
1990 – 2002	Member of WG 22-03 (Insulators)
1996 – 2002	Member of SC23-03 ESCC TF (Effects of Short Circuit Currents)
2000 – 2008	Observer, then Regular Member of SC 22 (now B2), Overhead Lines
2002 and 2004	Special Reporter for SC B2 Session in Paris
2010 – 2106	Chairman of SC B2 (Overhead Lines)
2013, 2016, 2019	Chairman of the CIGRE - IEC Colloquium on EHV and UHV (AC and DC)
August 2024	CIGRE President

Monitoring von Seilschwingungen



VIBREC

N° 63

ELECTRA



RECOMMANDATIONS POUR L'ÉVALUATION DE LA LONGEVITÉ DES CONDUCTEURS DE LIGNES DE TRANSPORT AÉRIENNES

par le Groupe de Travail 04
du Comité d'Études N° 22
(Lignes aériennes)

Chef de File : Walter Büchner

Rapport publié à la demande
du Président du Comité :
M.V. Bourgardorf

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

RECOMMENDATIONS FOR THE LIFETIME OF TRANSMISSION LINE CONDUCTORS



N° 63

ELECTRA

103



Walter Bückner

RECOMMANDATIONS POUR L'ÉVALUATION DE LA LONGEVITÉ DES CONDUCTEURS DE LIGNES DE TRANSPORT AÉRIENNES

par le Groupe de Travail 04 du Comité d'Études N° 22 (Lignes aériennes)

Chief de File : Walter Bückner
Rapport publié à la demande du Président du Comité : M.V. Bourgedorf

RECOMMENDATIONS FOR THE EVALUATION OF THE LIFETIME OF TRANSMISSION LINE CONDUCTORS

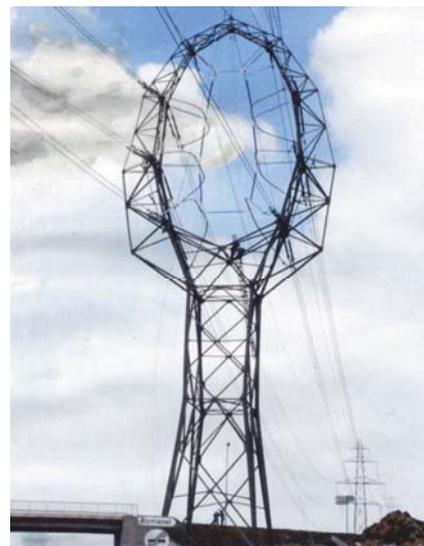
by Working Group 04 of Study Committee No. 22 (Overhead Lines)

Convener : Walter Bückner
Paper published at the request of the Chairman of the Committee Mr. V. Bourgedorf



Philip Dulhunty

Verbundisolatoren

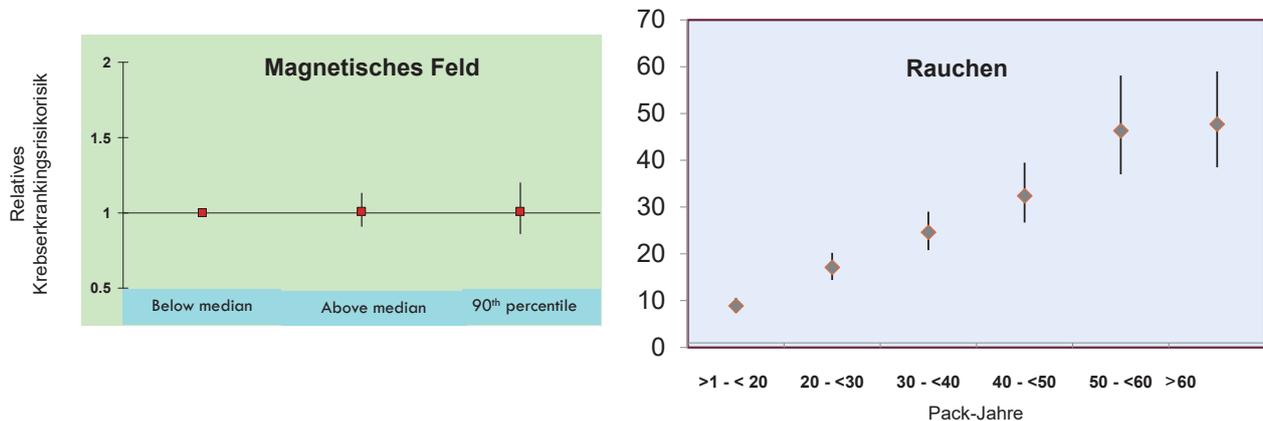


18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Krebsfälle beim EMV-exponierten Personal



- Électricité de France; Ontario Hydro; Hydro-Québec workers (n = 225 000)
- Based on the analysis of 4151 cases vs 6106 controls



ELECTRA 287 – August 2016: CIGRE WG C3.01

50-60 Hz magnetic fields and cancer, forty years of research: it is time to reassure

Mehr Kabel



18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

100 Jahre CIGRE



- 1921: Die CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Electriques = Internationale Konferenz für große elektrische Netze) wird von IEC ins Leben gerufen, um die Normung in dem durch die Nachkriegswirtschaft stark wachsenden Elektrizitätssektor voranzutreiben
- CIGRE ist die weltweit führende internationale Organisation in elektrischer Energie und fördert den Austausch und die Zusammenarbeit zu aktuellen Themen:
 - ✓ Elektrifizierung von grossen Gebieten (1920 – 1950)
 - ✓ Übertragung und Vernetzung (1950 – 1990)
 - ✓ Elektrizitätsmärkte (1990 – 2010)
 - ✓ **Energiewende** (2010 – 2030)
- CIGRE zählt mehr als 20000 Mitglieder und organisiert über 100 Anlässe jährlich. In der Haupttagung 2024 in Paris nahmen fast 10000 Personen teil
- CIGRE ist immer aktuell

CIGRE zu Resilienz



- **ELECTRA 316 – Juni 2021:** WG C4.47 Resilience of interdependent critical infrastructure
- **ELECTRA 320 – Februar 2022:** WG C2.25 (TB 833) Operating strategies and preparedness for system operational resilience
- **ELECTRA 334 – Juni 2024:** Evaluation of grid operational resilience stressed by energy transition and by climate change: new metrics (SIRI) and countermeasures



Figure 1 -Vaia WindStorm (2018) and SnowStorm (2019) in Alpine Italian region (Trentino Alto-Adige)

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

Megatrend künstliche Intelligenz



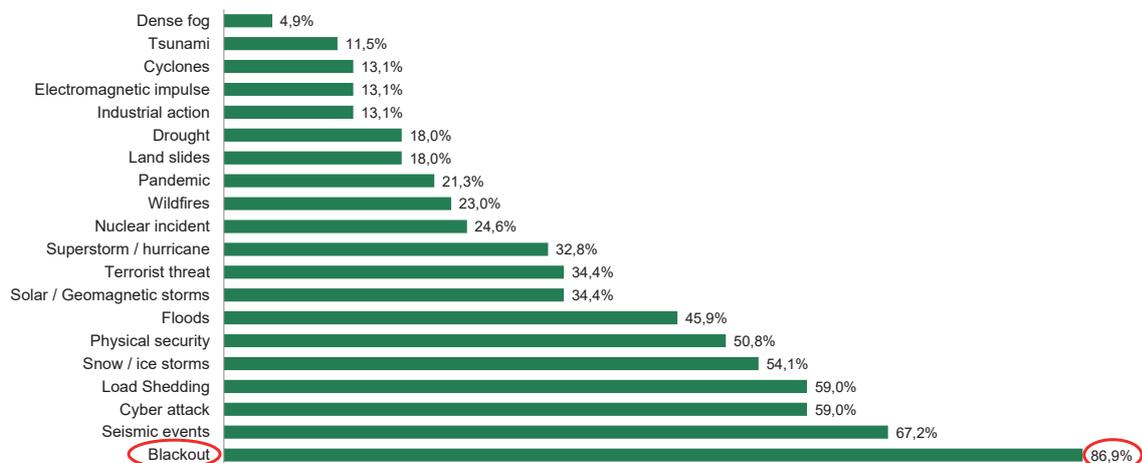
The impact of the growing use of machine learning/artificial intelligence in the operation and control of power networks from an operational perspective

cigre TECHNICAL BROCHURES
November 2024 - Reference 946

Was bewegt die Netzbetreiber?



Which of the extreme threats/scenarios are actively being evaluated to boost resilience of electricity infrastructure?



18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg



Wiederaufbau vom Iberischen Blackout



- 12:33 Uhr: Sofortiger Start des Wiederaufbaus
- Protokolle aktiviert, externe Partner informiert, Personal mobilisiert
- Beginn über AC-Verbindungen: Frankreich (Norden) & Marokko (Süden)
- Bildung und Stabilisierung von Inselnetzen nach Wiederanlaufplänen
- Großflächige Versorgung nach 2 Stunden wiederhergestellt
- Alle Umspannwerke bis 03:00 Uhr (14 Std. nach dem Vorfall) betriebsbereit
- 14:36 Uhr: Verbindung mit Balearen – vollständige Normalisierung
- Kritische Systeme jederzeit aktiv: SCADA/EMS, Telecontrol, Schutzsysteme (>99 % Verfügbarkeit)
- Sprachkommunikation stabil dank dediziertem Netz & Satellitentelefonen
- Unterstützt durch Instandhaltungs- & Telekommunikationsleitstellen

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg



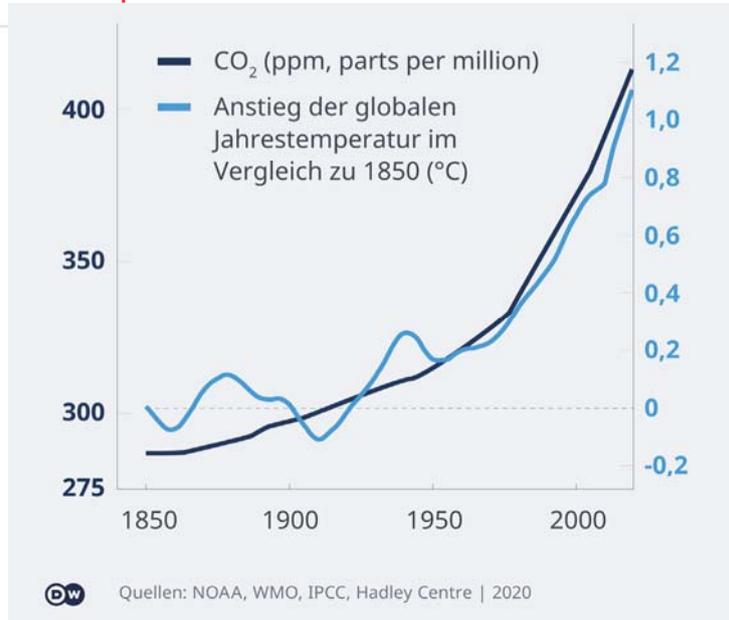
World Energy Outlook (IEA) 2022



- Ungefähr 20 % der Weltbevölkerung haben keinen Zugang zu elektrischer Energie.
- Der weltweite Strombedarf steigt bis 2030 um zwischen 6000 und über 7000 TWh, was dem heutigen Nachfrageniveau der Vereinigten Staaten und der Europäischen Union entspricht.
- Stromnetze sind das Rückgrat von Stromsystemen und müssen ausgebaut und modernisiert werden, um Energiewenden zu unterstützen.
- Die Gesamtlänge der Netze mehr als verdoppelt sich von 2021 bis 2050. Die jährlichen Investitionen steigen von rund 300 Mrd. USD in den vergangenen Jahren auf rund 600 Mrd. USD bis 2030 und betragen im Durchschnitt 800 Mrd. USD pro Jahr bis 2050.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Houston, we have a problem!



Kraftwerkskapazität, um den Planeten zu 100% zu elektrifizieren



- Der Gesamtbedarf für das Null-Emissionen-Szenario beträgt ca. 25000 – 40000 GW
- Heute sind weltweit ca. 3300 GW aus erneuerbaren Energien - und 400 GW Kernkraft - installiert
- Das bedeutet, dass zusätzliche 20000 – 35000 GW bis 2050 installiert werden müssen, das entspricht dem Equivalent von mehr als tausend 1000 MW AKW pro Jahr, das sind drei jeden Tag!

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg



Riesenbedarf an Übertragungsleitungen



- Weltweit gibt es ca. 8 – 10 Millionen km Übertragungsleitungen; das sind vorrangig Freileitungen (Quelle: Internationale Energieagentur, IEA). Davon sind ca. 1,3 Millionen km für hohe und sehr hohe Spannung (220 – 765 kV)
- Zusätzlich zu den bestehenden 8 – 10 Millionen km Freileitungen werden ca. 1,1 – 2,5 Millionen km neue Leitungen benötigt, davon 400.000 km HG
- Von den bestehenden 8 – 10 Millionen km Freileitungen MÜSSTEN bis 2050 ca. 40 – 60 % erneuert oder ertüchtigt werden müssen, d.h. ca. 3,2 – 6,0 Millionen km
- Somit ist der Gesamtbedarf bis 2050 an Übertragungsleitungen ca. 4,3 – 8,5 Millionen km

CIGRE befasst sich intensiv mit der Energiewende



<https://www.cigre.org/GB/knowledge-programme/cigre-and-the-energy-transition>

 Digitalisation VIEW	 Solar PV and Wind VIEW
 Storage VIEW	 Hydrogen VIEW
 Grids and Flexibility VIEW	 Consumers, Prosumers and Electric Vehicles VIEW
 Sustainability and Climate VIEW	 Sector Integration VIEW

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Wie sonst kann die CIGRE zur Energiewende beitragen?



- Ihre Stimme erheben und das Problem auch bei einem nichttechnischen Publikum, insbesondere bei Politikern, bekannt zu machen
- Junge Menschen ansprechen, begeistern und ausbilden
- Das ihr zur Verfügung stehende Humankapital besser nutzen

Die neue CIGRE Stiftung



The future starts now

CIGRE is investing in innovation and expertise for the global future of power systems. Introducing the CIGRE Innovation & Education Fund, a worldwide programme providing grants for research, scholarships and educational initiatives for the energy transition, and more.



You are invited today to help shape the ideas and people of tomorrow

The CIGRE Innovation & Education Fund, is the perfect vehicle to shape the future of innovative ideas and talent.

The Fund will provide grants for R&D, education and humanitarian projects, to support the energy transition and enable sustainable electricity for all.



Our goal

We will fund projects and programs to advance the global future for the energy transition and the emergence of electricity in every facet of society.

About the endowment fund

CIGRE will seed initial capital from the CIGRE community. We are seeking your support adding to pledges already made. The Fund retains CIGRE's altruistic and non-profit values and will be run independently. Grants proposed by the CIGRE community will be funded by the annual earnings of the Fund.

Who will receive the grants?

- Research & development projects and programs, and potential funding of graduate scholarships within those initiatives.
- Educational projects and programs focusing on future growth for power systems expertise in STEM (Science, Technology, Engineering, Mathematics).
- Humanitarian projects and programs to enable sustainable electricity for all.

Add your pledge today!

Get involved by contacting the Fund Chair, our CIGRE President or the Fund Developer, the CIGRE Treasurer:



Konstantin Papaliou
Fund Chair & CIGRE President
e: konstantin.papaliou@cigre.org



Michael Heyeck
Fund Developer & CIGRE Treasurer
e: michael.heyeck@cigre.org

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Die Energiewende ist alternativlos

Die Zukunft gehört der Elektrizität – CIGRE wird dabei sein

Helfen Sie mit, diese grosse Aufgabe zu meistern

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

Netzausbau infolge der Energiewende unter Berücksichtigung von neuen Systemen wie Elektrolyseuren oder Energiespeichern

Michael Lukas

Energiewende und Netzausbau

Die Energiewende bringt grundlegende Veränderungen im deutschen und europäischen Stromsystem mit sich.

Der massive Ausbau erneuerbarer Energien wie Wind- und Solarenergie führt zu einer dezentraleren, volatileren Erzeugung und verändert die traditionellen Stromflüsse. Gleichzeitig steigt der Bedarf an elektrischer Energie in vielen Bereichen wie Mobilität und Industrie. Um diese Herausforderungen zu meistern und Versorgungssicherheit sowie Systemstabilität zu gewährleisten, ist ein ambitionierter und intelligenter Netzausbau notwendig. Die Stromnetze müssen leistungsfähiger, flexibler und digitaler werden, damit sie den Anforderungen einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung gerecht werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben im Systemstabilitätsbericht 2025 (SB2025) mehrere Aspekte der Stabilität des deutschen Übertragungsnetzes untersucht. Insgesamt zeigen die Ergebnisse erheblichen Handlungsbedarf in verschiedenen Bereichen, den die Übertragungsnetzbetreiber in 37 Handlungsempfehlungen ausdifferenzieren. Die Bundesnetzagentur hat diese Handlungsempfehlungen zu acht Handlungsfeldern zusammengefasst. [1]



Bild 1: Die acht Handlungsfelder der Handlungsempfehlungen der Bundesnetzagentur [2]

Neue Stromverbraucher und Erzeuger

Die Energiewende bringt neben neuen Stromerzeugern wie Wind- und Solaranlagen auch neue Systeme und Akteure ins Netz.

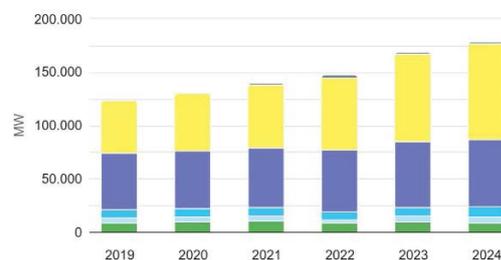


Bild 1: Entwicklung der Nettonennleistung der Erneuerbaren Energiesysteme in Deutschland 2019 - 2024 [3]

Elektrolyseanlagen werden das zukünftige Systemverhalten des Stromnetzes maßgeblich beeinflussen. Bereits bei der hier noch geringen Durchdringung mit Elektrolyseanlagen sind deutliche Auswirkungen auf das Systemverhalten zu erkennen. Daher werden aktuell verschiedene Systemanforderungen an Elektrolyseure diskutiert. Konkret wird seitens der ÜNB eine robuste FRT-Fähigkeit (also das Durchfahren von netzseitigen Spannungseinbrüchen ohne Trennung der Anlagen vom Netz) sowie nach Fehlerklärung eine Wirkleistungswiederkehr innerhalb einer Sekunde auf den Vorfehlerleistungswert gefordert [4].

Elektrolyseure wandeln überschüssigen Strom aus erneuerbaren Quellen in grünen Wasserstoff um und reagieren flexibel auf die schwankende Energieerzeugung. Energiespeicher – wie Batterien oder Pumpspeicherkraftwerke – nehmen Energie bei Überschuss auf und stellen sie bei Bedarf wieder bereit. Gemeinsam sorgen diese Technologien für mehr Flexibilität im Netz, helfen Schwankungen auszugleichen und ermöglichen die bestmögliche Nutzung von Wind- und Sonnen-

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

strom. So werden sie zu zentralen Bausteinen einer sicheren, stabilen und nachhaltigen Stromversorgung.

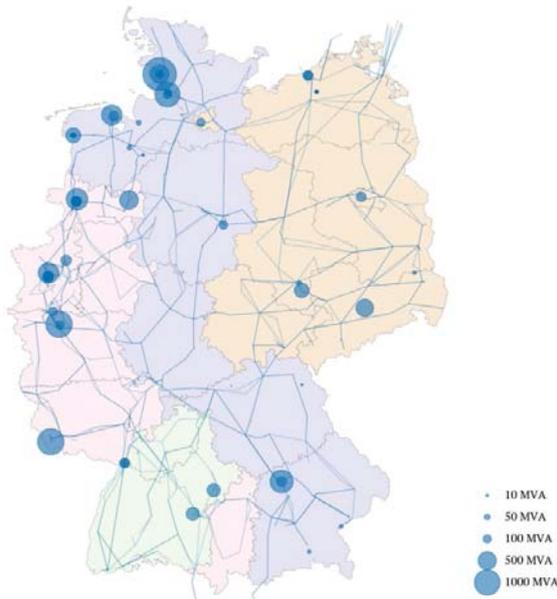


Bild 2: Verteilung und Größe von Elektrolyseanlagen im Modell [5]

Auswirkungen auf das Netz

Die verstärkte Einspeisung erneuerbarer Energien und der Einsatz neuer Technologien wie Elektrolyseure und Energiespeicher verändern die Anforderungen an das Stromnetz grundlegend. Netze müssen flexibler werden, um den stärker schwankenden Einspeisungen und Verbrauchern gerecht zu werden. Engpässe in den Leitungen können häufiger auftreten, da Strom oft über weite Strecken transportiert wird. Gleichzeitig helfen Energiespeicher und zukünftig Elektrolyseure, solche Engpässe abzuschwächen, indem sie Energie aufnehmen oder gezielt verbrauchen, wenn sie im Netz gerade verfügbar ist. Für Netzbetreiber entsteht die Aufgabe, zur Sicherstellung der Netzstabilität neue Steuerungs- und Managementansätze einzuführen – etwa durch den gezielten Einsatz von Flexibilitäten und digitale Überwachung. Damit bleibt das Stromnetz auch in einem zunehmend erneuerbaren und dezentralen Energiesystem stabil und zuverlässig.

Praxisbeispiel aus der Elia Group / 50Hertz

Die Elia Group und 50Hertz setzen gezielt auf innovative Technologien zur Unterstützung der Energiewende. In Pilotprojekten werden Elektrolyseure in das Stromnetz integriert, um überschüssigen erneuerbaren Strom flexibel zu nutzen und so das Netz zu entlasten. Auch Batteriespeicher und weitere Energiespeicherlösungen kommen bei der Sicherstellung der Netzstabilität zum Einsatz. Die gewonnenen Praxiserfahrungen zeigen, wie Flexibilitäten und neue Marktteilnehmer dabei helfen, Netzengpässe zu verringern und die Versorgungssicherheit zu stärken. Diese Projekte liefern wichtige Erkenntnisse dafür, wie ein modernes Stromsystem gestaltet und erfolgreich betrieben werden kann, während die Transformation zur Klimaneutralität vorangetrieben wird.

Handlungsempfehlungen und Ausblick

Die Integration neuer Stromverbraucher und Speichertechnologien bringt technische, organisatorische und regulatorische Herausforderungen mit sich. Das Stromnetz muss stetig überwacht und flexibel gesteuert werden, um auf volatile Einspeisung und Lastverschiebungen reagieren zu können. Gleichzeitig steigen die Anforderungen an die Systemstabilität und Netzsicherheit.

Zu den Lösungen zählen der konsequente Ausbau und die Digitalisierung der Netzinfrastruktur, effiziente Engpassbewirtschaftung und der Einsatz automatisierter Systeme. Flexible Marktmechanismen und neue Dienstleistungen unterstützen die optimale Nutzung von Flexibilitäten durch Verbraucher und Erzeuger. Enge Zusammenarbeit zwischen Netzbetreibern, Politik und Marktakteuren ist erforderlich, um innovative Ansätze umzusetzen und das Stromsystem zukunftssicher zu gestalten.

Fazit

Die Energiewende setzt einen schnellen und intelligenten Netzausbau sowie die Integration moderner Technologien wie Speicher und Elektrolyseure voraus. Nur durch die gezielte Zusammenarbeit von Netzbetreibern, innovativen Marktakteuren und der Politik kann das Energiesystem flexibel, effizient und stabil gestaltet werden.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg



Investitionen in Digitalisierung, Flexibilität und neue Geschäftsmodelle sind entscheidend, um die Herausforderungen von morgen zu meistern und eine nachhaltige Energiezukunft zu sichern. Der Weg ist ambitioniert, aber mit Zusammenarbeit, Innovation und nachhaltigen Lösungen bleibt das Ziel erreichbar.

Literaturhinweise

[1] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Referat 624, Energieregulierung, Bewertung des Systemstabilitätsberichts 2025, S.3

[2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Referat 624, Energieregulierung, Bewertung des Systemstabilitätsberichts 2025, S.7

[3] Bundesnetzagentur / Energiedaten kompakt
<https://www.smard.de/page/home/topic-article/211972/212382/entwicklung-der-nettonennleistung>

[4] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW. „Technische Anforderungen für den Anschluss von Elektrolyseanlagen.“, 2024, abgerufen am 6. März 2025, https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/%C3%BCber%20uns/studien%20und%20positionspapiere/anforderungen%20an%20elektrolyseanlagen/2024_technische_anforderungen_f%C3%BCr_den_anschluss_von_elektrolyseanlagen.pdf

[5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Referat 624, Energieregulierung, Bewertung des Systemstabilitätsberichts 2025, S.26

Anschrift

50Hertz Transmission GmbH
Michael Lukas
Heidestraße 2, 10557 Berlin
T +49305150 4827
M +4915111634818
E-Mail: michael.lukas@50hertz.com

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Power electronics as a key technology for the power grid of the future

Tobias Asshauer – Infineon Technologies AG
Global Application Manager for commercial & utility Photovoltaic / Energy Storage

September, 2025



restricted



Power electronics as a key technology for the power grid of the future

September 2025

Tobias Asshauer
Global Application Manager for
commercial & utility Photovoltaic / Energy Storage

2

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Table of contents

1	Infineon at a glance	4
2	Global renewable energy growth	7
3	Reliable grid infrastructure	11
4	The role of transformers in DC Grid topologies	15
5	Summary	23



Infineon at a glance

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Infineon at a glance

Growth areas



Energy
green and efficient



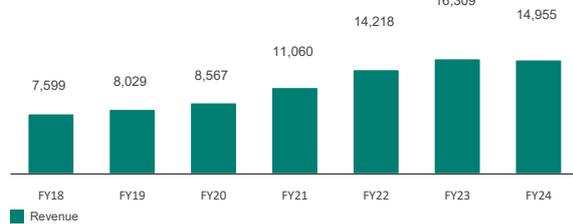
Mobility
clean and safe



IoT
smart and secure

Financials

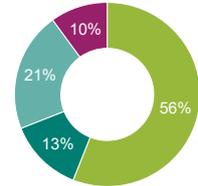
[EUR m]



2025-09-15 restricted

FY24 revenue by segment¹

- Automotive (ATV)
- Green Industrial Power (GIP)
- Power & Sensor Systems (PSS)
- Connected Secure Systems (CSS)

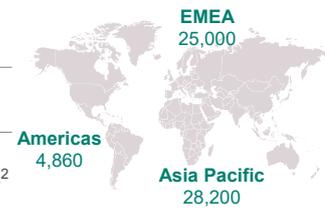


Employees¹

58,060
employees worldwide

71
R&D and

15
manufacturing locations²

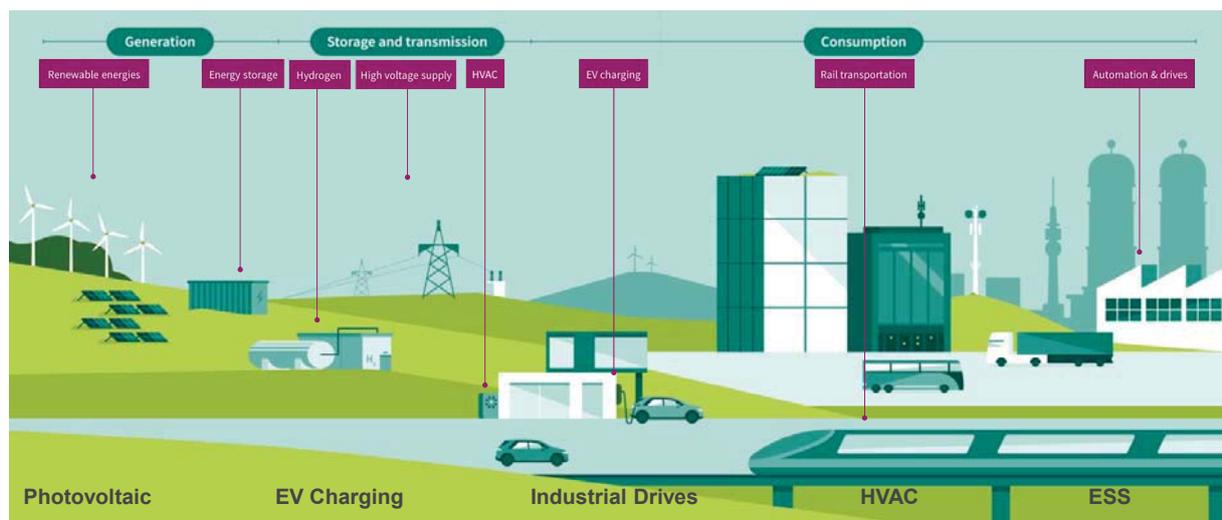


For further information: [Infineon Annual Report](#).
1 2024 Fiscal year (as of 30 September 2024) | 2 As of 30 September 2024

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

5

Infineon GIP – Green Industrial Power - has the unique opportunity to serve customers along the entire green energy value chain



2025-09-15 restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

6

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

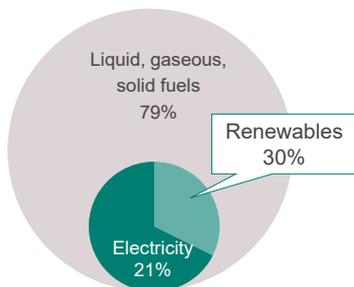


Global renewable energy growth

Global energy and electricity demand is increasing – renewable energies play a central role and will grow to 73% until 2050



Energy consumption 2023: ~ 447 EJ
Thereof electricity: 94 EJ ≈ 26.100 TWh



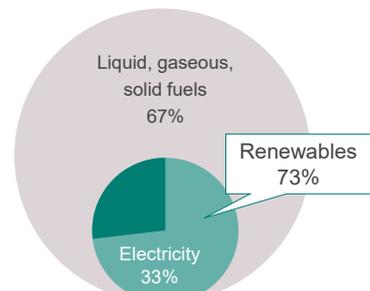
Efficiency gain through electrification >

Smart grid through digitalization >

Green electricity >

Energy consumption 2050: ~ 533 EJ
Thereof electricity: 179 EJ ≈ 50.000 TWh

1EJ ≈ 278 TWh



All numbers based on IEA STEPS scenario.
Source: IEA World Energy Outlook

18. Transformer-Life-Management Konferenz

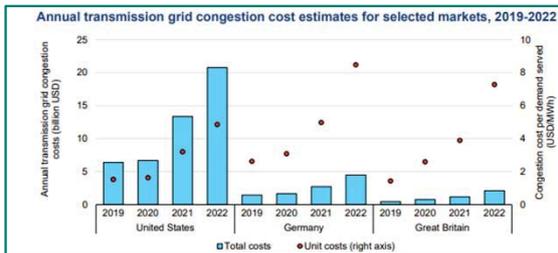
15.-16. September 2025, Würzburg

Grid is becoming the bottleneck - capacity increase, system resilience and network flexibility are driving global grid initiatives



Current grid challenges

- **Generation:** 3 000 gigawatts (GWac) of renewable power projects are waiting in grid connection requests
- **Demand:** Terawatts of new datacenters and industrial load await connection approval on a grid suffering from **chronic transmission and distribution grid underinvestment** globally
- **Grid congestion (e.g. redispatch)** is increasing **system operation costs and renewable curtailment:**
 - E.g. US: ~ **USD 21 billion** in 2022
 - E.g. Germany: > **EUR 4 billion** per year in 2022, (3.3b€ in 2023)



Source: IEA grid strategies 2023; Bundesnetzagentur 2023 (Netzengpassmanagement)

Regional initiatives

Focus application

Transmission & Distribution

- HVDC
- Statcom
- MVDC

Energy Storage

- BESS

Renewables

- Photovoltaic
- Wind

DC Power Grids

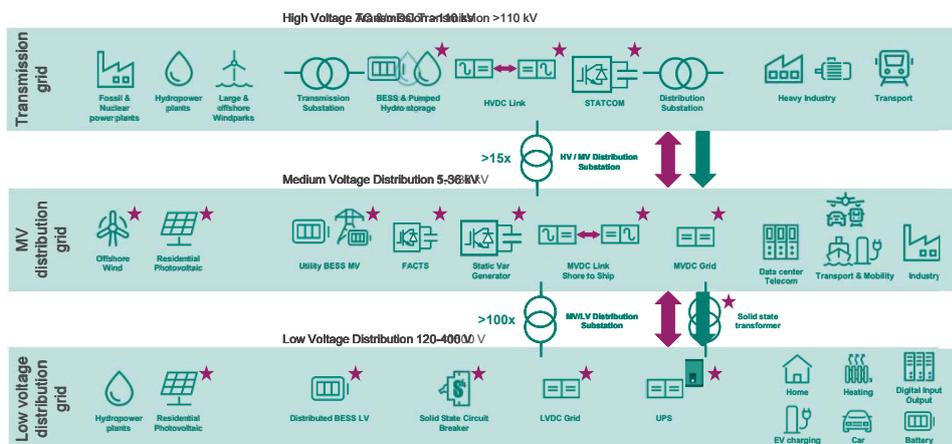
- Solid state transformer
- Solid state circuit breakers

2025-09-15 restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

9

A reliable grid infrastructure is crucial for balancing energy flows, especially as the integration of renewables increases



★ Application with semiconductor share

Source: IEA World Energy Outlook 2024

2025-09-15 restricted

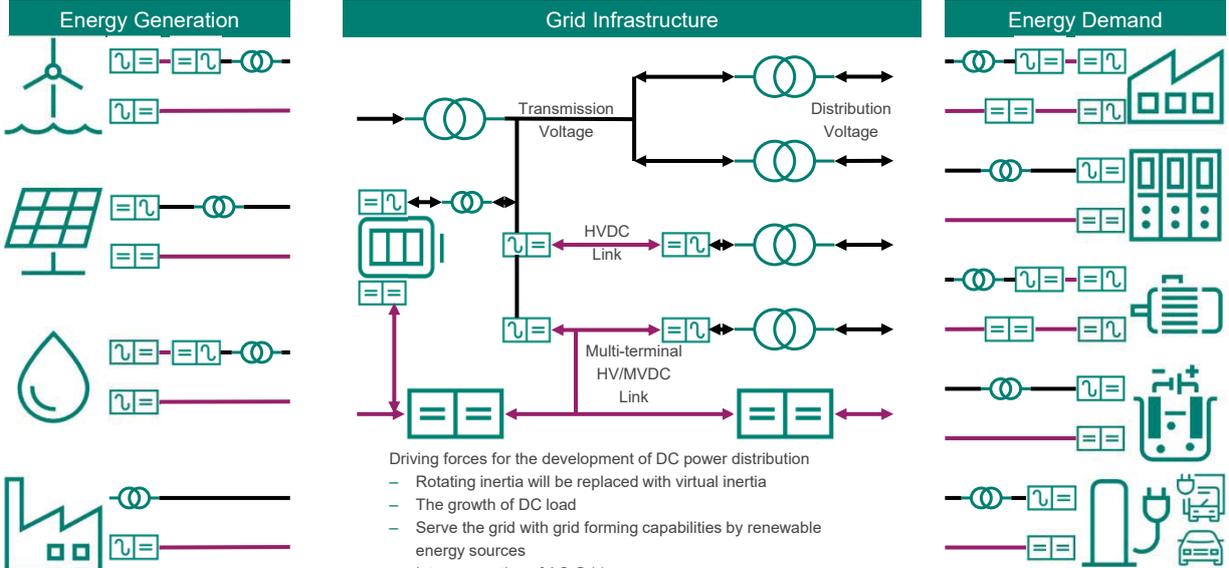
Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

10

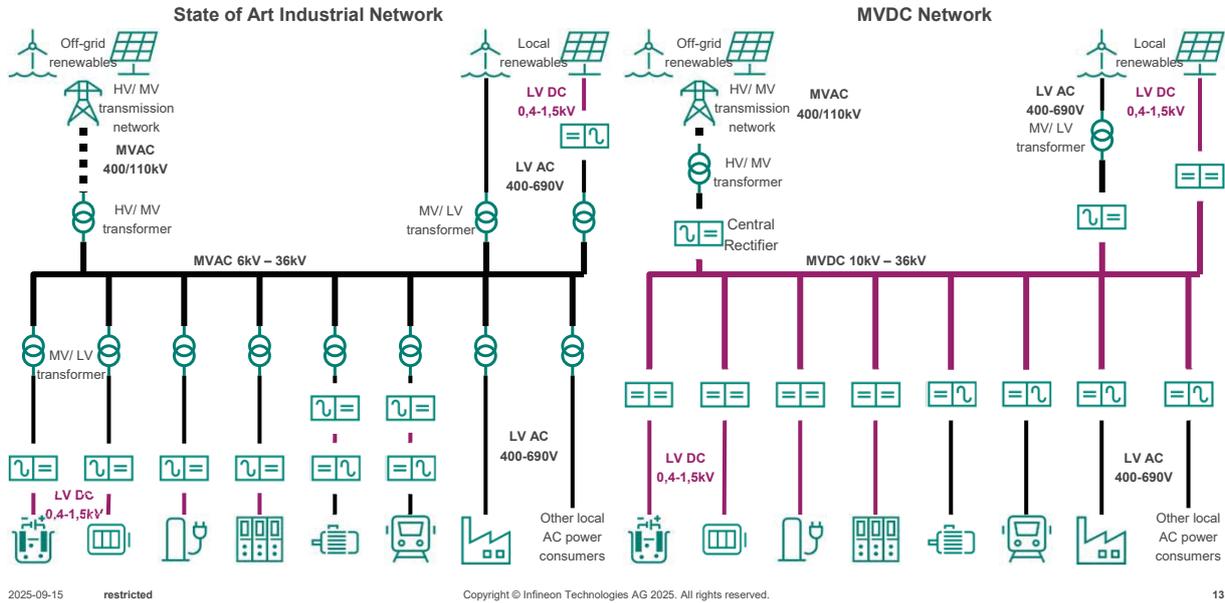
18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg

Reliable grid infrastructure

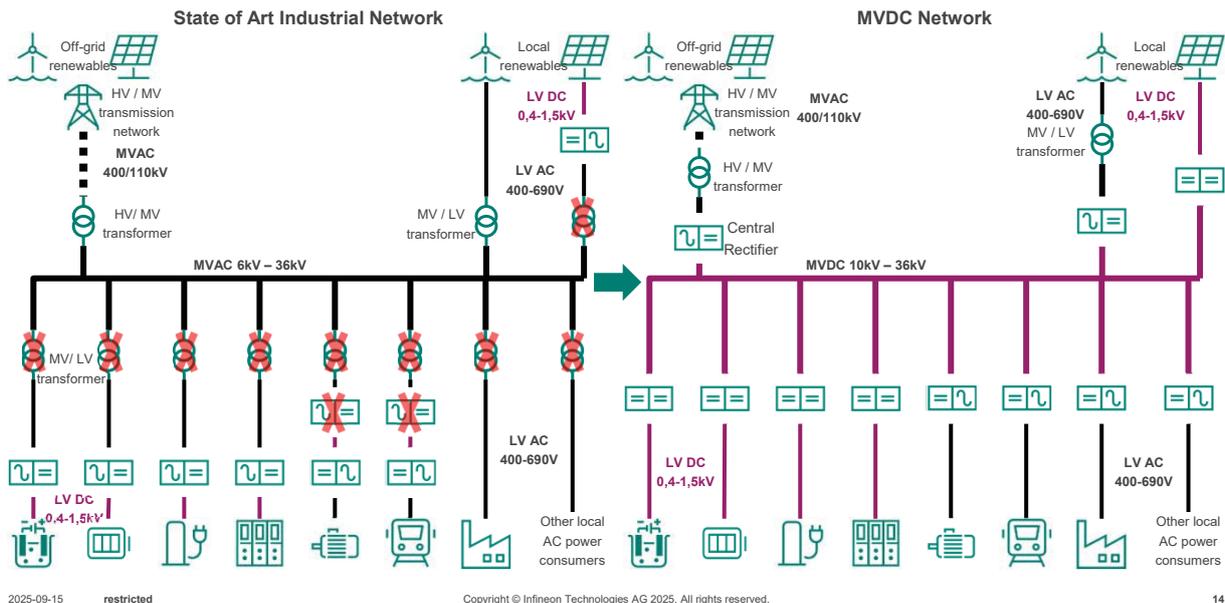
Reliable grid infrastructure is essential for balancing energy generation and demand, especially as the integration of renewables increase



Medium Voltage DC Grid topologies support the direct link between renewables energy generation and DC applications



MVDC Grids allow the elimination LF transformers, which could be substituted by Solid State Transformer topologies



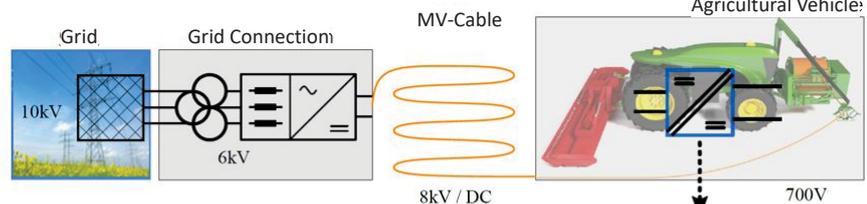
18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

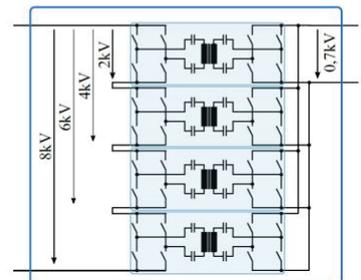
The role of transformers in DC Grid topologies

Modular Scalable Medium-Voltage Converter based on SiC Components for electrified agricultural and construction machines

MUSiCel



- DCDC MW Stack converting 8kV AC to 700V DC Grid based on a modular DC/DC MW stack
- Comprised of four power blocks with 2 kV input voltage, 3.3 kV SiC-power modules and Solid State Transformer
- Total output power 1 MW
- Modular scalable solution



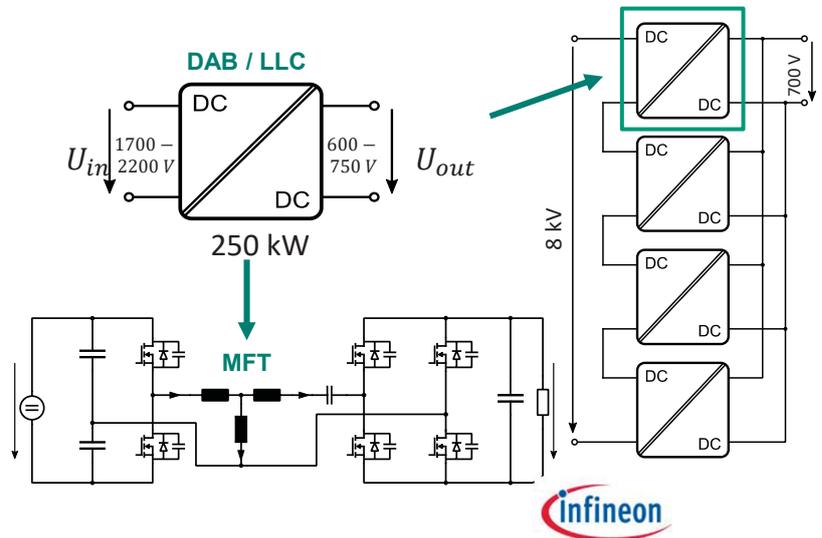
Source: Founding project MuSiCel with consortialpartners Infineon, Hochschule Bonn-Rhein-Sieg, Fraunhofer

Cascaded medium voltage topologies uses medium frequency transformer (MFT) in different topologies like DAB or LLC



Power block requirements

- Nominal Power: 250 kW per unit
- Switching Frequency ≥ 50 kHz
- Efficiency $> 98\%$
- Galvanic Isolation
- Bidirectional power flow
- Suited for medium voltage grid requirements
- Liquid cooled

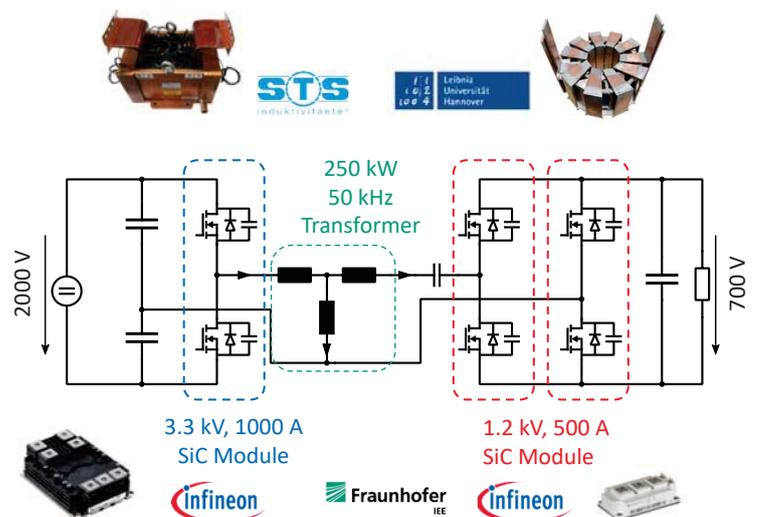


Key interacting components in the converter stage are the SiC semiconductor modules and the medium frequency transformers

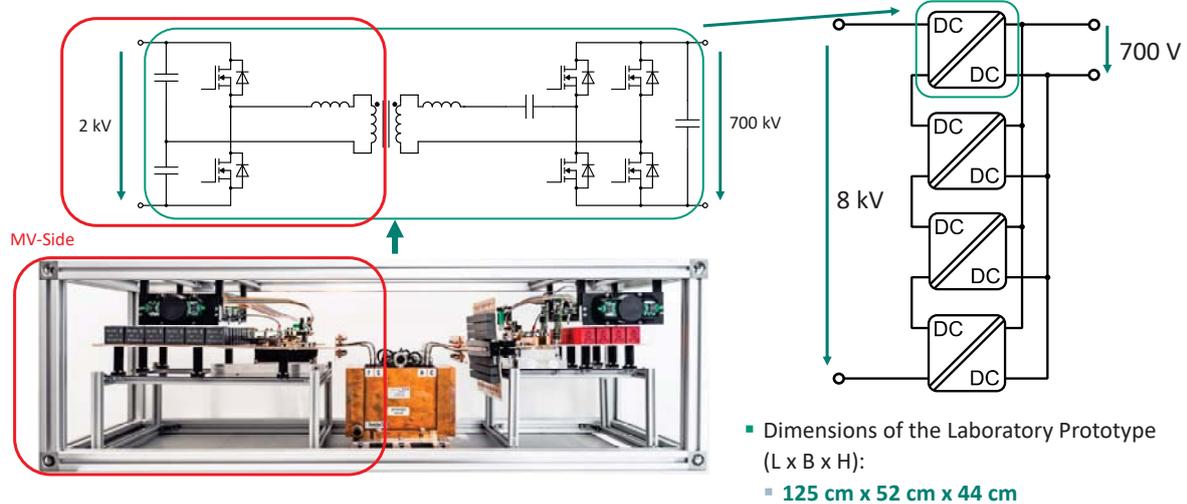


Transformer ratio and swf

Input voltage (DAB)	V_{in}	2000 V
Output voltage (DAB)	V_{out}	700 V
Output power (DAB)	P_{out}	250 kW
Resonance frequency	f_{res}	58 kHz
Switching frequency	f_{sw}	50 kHz
Transformer turns ratio (MV : LV)	n	10 : 7



Four power blocks, primary serial connected and secondary parallel connected, were realized on requested dimensions



2025-09-15 restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

19

Testing and validation in the MV laboratory meet the required functional performance as well the safety and security standards



- Testing and validation measurements in a back-to-back topology of two 250kW units.

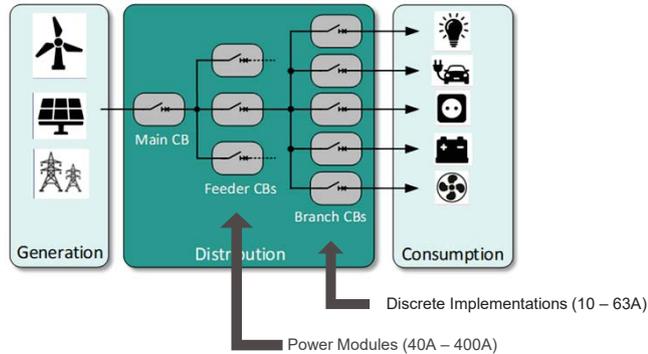
2025-09-15 restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

20

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

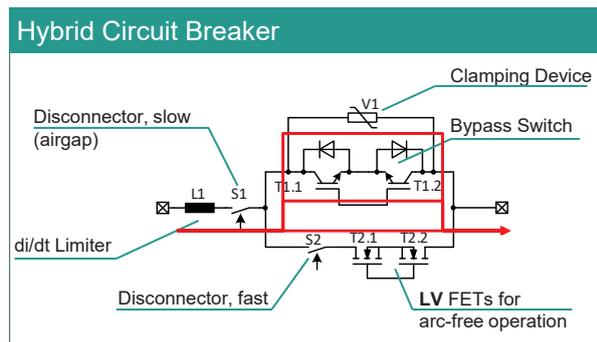
Industrial power distribution systems request Solid State Circuit breaker for functional safety requirements



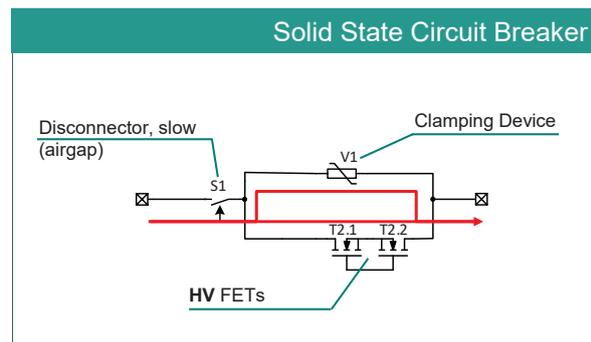
- Industrial power distribution systems typically feature 2 – 3 stacked layers with increasing current levels.
- For SSCBs, the entry level (highest benefit) is on branch CBs, followed by feeder CBs.
- SSCBs combine all required functions into one single device
- While branch CBs can be implemented using discrete devices, feeder CBs will be based on power modules.

Power Stage: Hybrid vs. Solid-State Implementations

Hybrid implementations as complementary technology to full solid state solutions



- Mechanical bypass enables high current (> 200 A)
- High complexity setup
- Typical actuation time < 1 ms → di/dt limitation required
- Power opportunities for
 - High current LV FETs (30 V, > 500 A)
 - High current IGBTs (750 V, 1.2 kV ... 3.3 kV)



- Continuous current flow thru solid state switch
- Low complexity setup
- Typical actuation time < 2 μs
- Power opportunities for
 - Very low $R_{DS(on)}$, highly robust HV switches



TLM 2025



Summary

These segments primarily require smart power distribution

Efficiency, reliability and availability as key technology drivers



2025-09-15 restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

24

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Key take-aways

- 1 – Energy transition **requires significant improvements** in power distribution systems and grid infrastructure in regards to **DC architectures**
- 2 – Most industrial setups **will transition to a microgrid structure** with distributed energy resources (DER) combining grid supply, PV, battery storage, local generators, etc.
- 3 – There will be changes in the power conversion stages applying **Solid State Transformer concepts** with direct conversion from medium voltage AC-Grid to DC-Grid levels
- 4 – Innovation in device **technology** is key for continuous efficiency improvement. **Infineon** has any technology needed in various voltage classes to support the **power conversion solutions for future DC-Grid requirements**



2025-09-15

restricted

Copyright © Infineon Technologies AG 2025. All rights reserved.

25

“Power electronics as a key technology for the power grid of the future”

Any questions?



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



ENERCON

Design- und Schadensanalyse von Transformatoren in Windenergieanlagen

Dr. Mahdi Rahmbeksch

15. September 2025, TLM 2025 Würzburg



ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD



AGENDA



1 | Zahlen und Fakten

2 | Anlagentechnologie

3 | Trafodesign

4 | Validierungsprozess

5 | Schadensanalyse

TLM 2025 Würzburg © Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

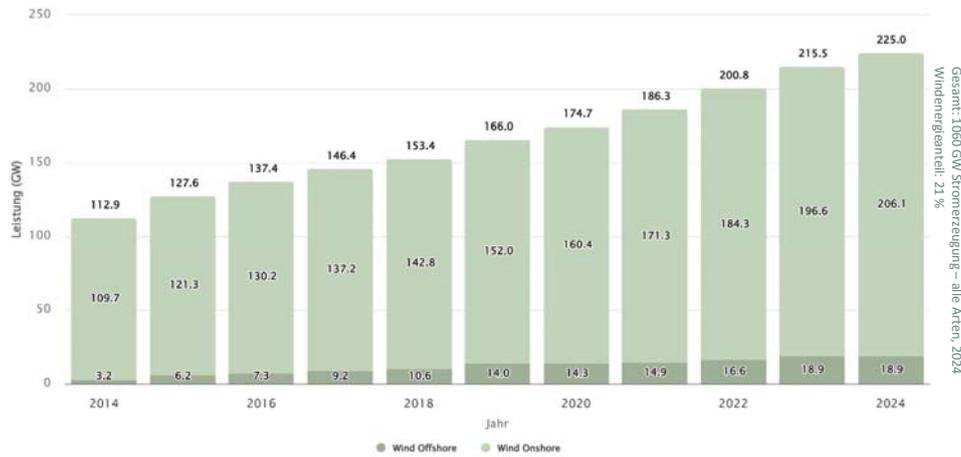
18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



ZAHLEN UND FAKTEN



Installierte Nettoleistung Wind in der EU



Energy-Charts.info; Datenquelle: ENTSO-E. Letztes Update: 08/15/2025, 5:02 AM GMT+2

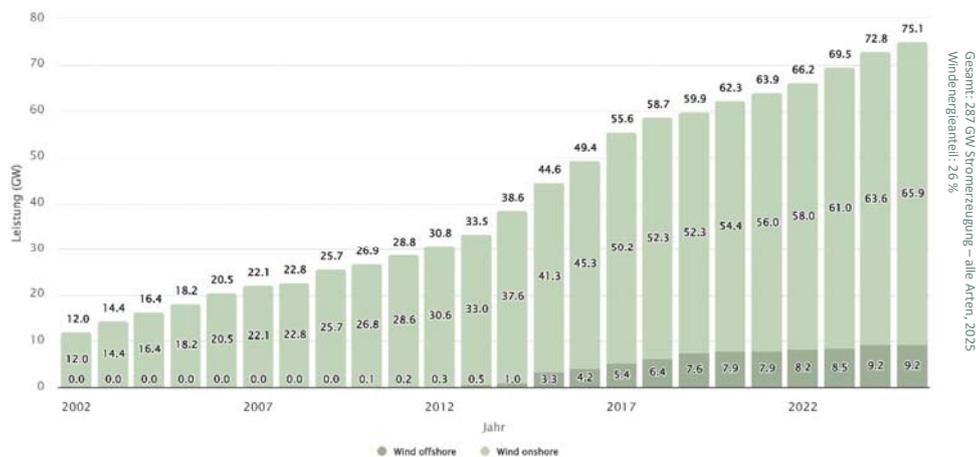
TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

ZAHLEN UND FAKTEN



Installierte Nettoleistung Wind in Deutschland



Energy-Charts.info; Datenquelle: BMWI, Bundesnetzagentur; Letztes Update: 08/14/2025, 4:42 PM GMT+2

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg



TLM 2025



ZAHLEN UND FAKTEN

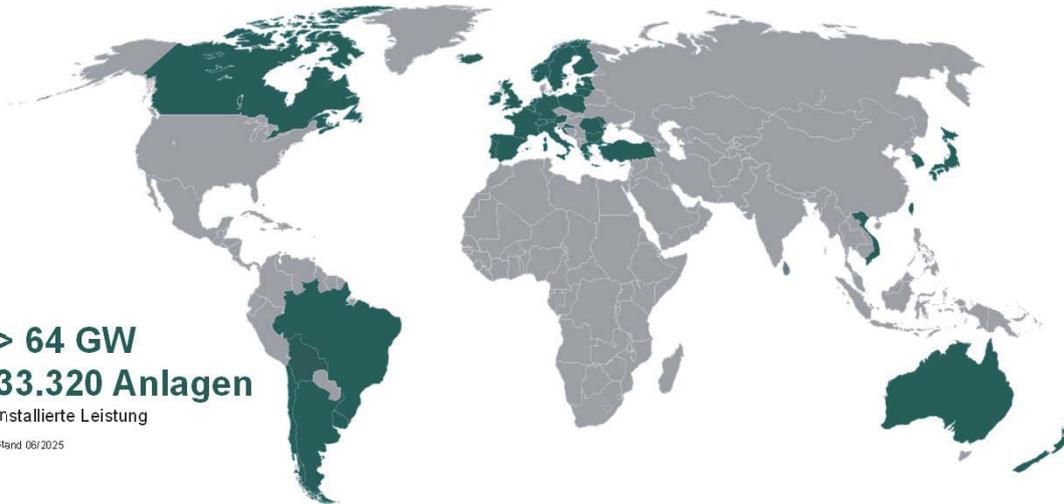


ENERCON WELTWEIT

> 64 GW
33.320 Anlagen

Installierte Leistung

Stand 06/2025



TLM 2025 Würzburg

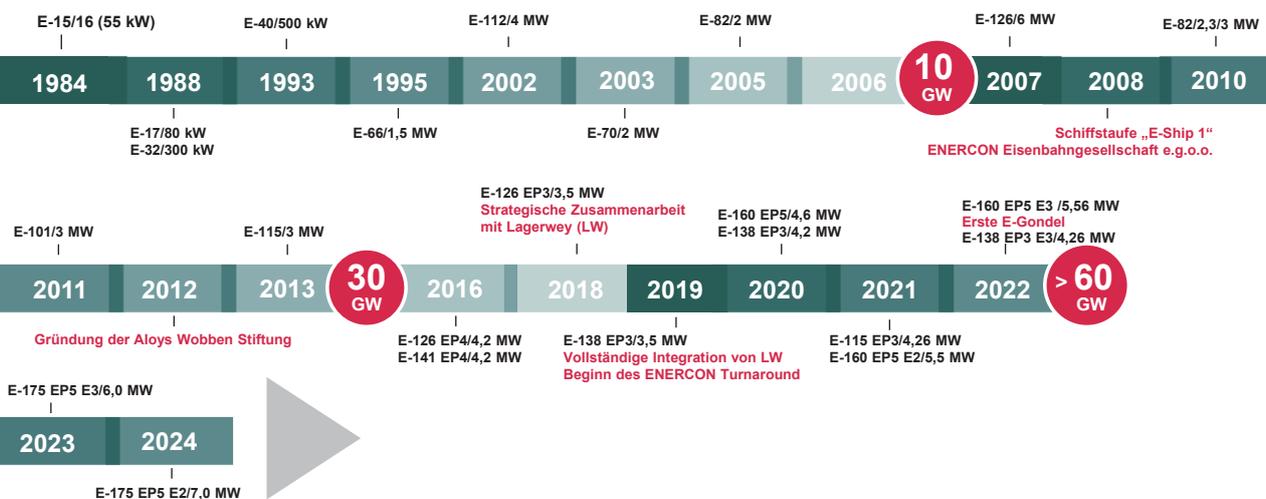
© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

ZAHLEN UND FAKTEN



ENERCON – ZAHLEN

Gründung der ENERCON GmbH durch Aloys Wobben



TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

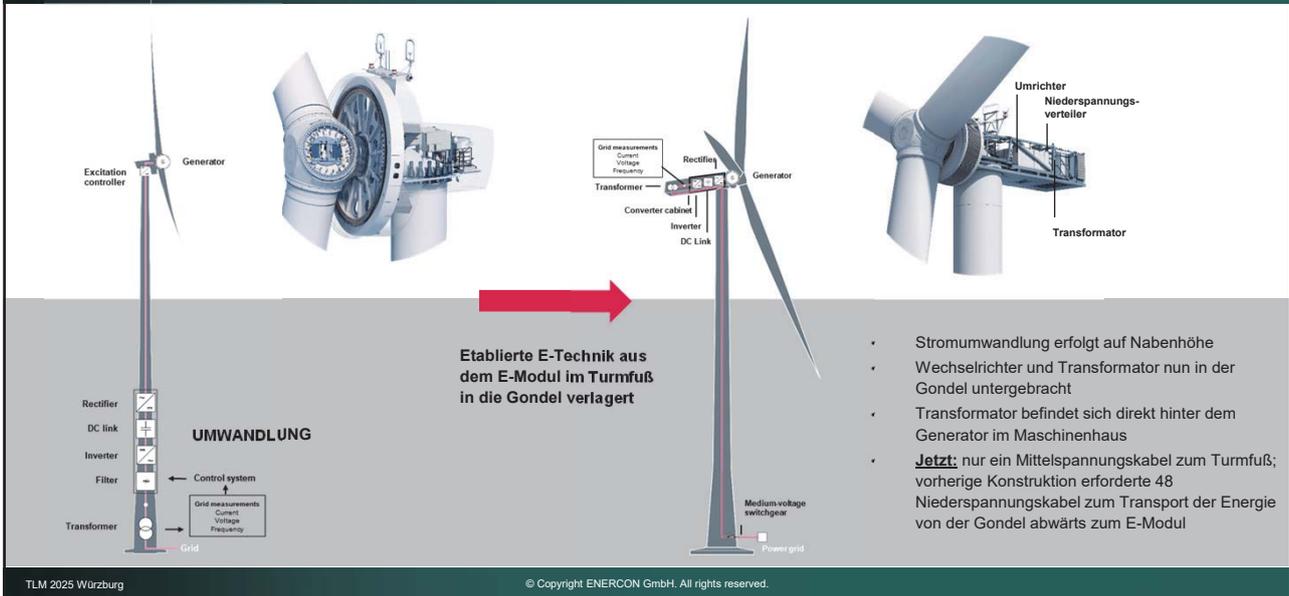
18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

ANLAGENTECHNOLOGIE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

ELEKTRISCHER AUFBAU



ANLAGENTECHNOLOGIE UND TRAFODESIGN

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

BETRIEBSBEDINGUNGEN



Betriebsbedingungen: Gondel- vs. Fußpunkttransformatoren

Temperatur & Belüftung

- Gondel: starke Schwankungen durch Außenklima.
- Turmfuß: konstante Temperatur, gut geschützt.

Vibration & Belastung

- Gondel: hohe Schwingungen durch Antriebe und Wind.
- Turmfuß: deutlich geringer.

Platz & Zugänglichkeit

- Gondel: eng, Wartung erschwert.
- Turmfuß: mehr Raum, leichter Service.

Höhe & Transport

- Gondel: Montage hoch oben, Gewicht/Größe begrenzt.
- Turmfuß: weniger Limits, größere Leistungen möglich.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

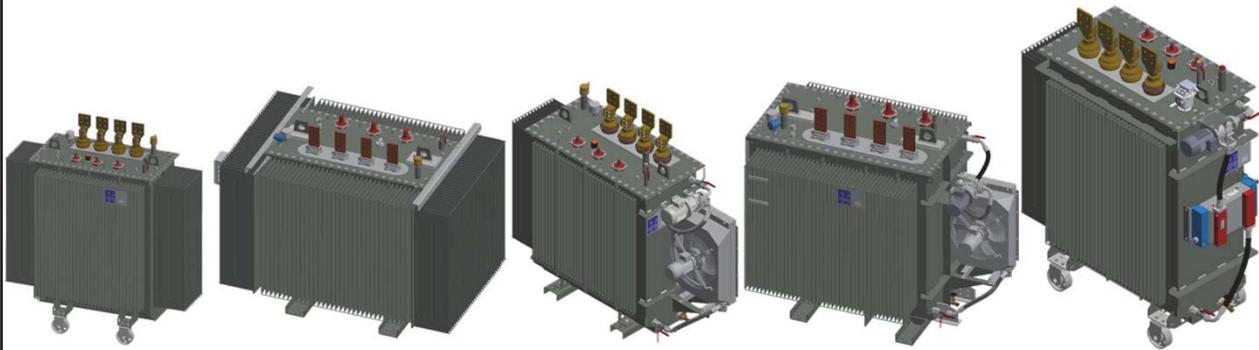
15.-16. September 2025, Würzburg



TRAFODESIGN



Transformator am Turmfuß



Leistung: 2500 & 5200 kVA

Kühlsystem: KNAN

Leistung: 2800 & 6000 kVA

Kühlsystem: KFAF

Leistung: 3800 & 6500 kVA

Kühlsystem: KFWF

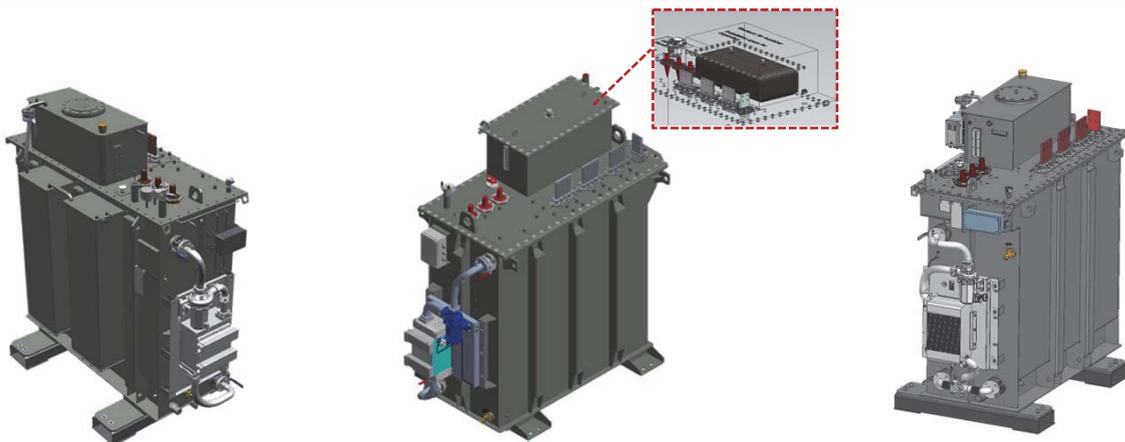
TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

TRAFODESIGN



Gondeltrafos



Leistung von 6200 bis 7100 kVA

Mit Stickstoffpolster, KFWF/KDWF

Leistung von 6200 bis 8300 kVA

Mit Airbag, KFWF/KDWF

Leistung von 6200 bis 8300 kVA

offen atmendes System mit Entfeuchter, KFWF/KDWF

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



TRAFODESIGN



GondelTrafodesign

Spezifikationen	Gondeltrafos
Leistungsdaten	4700 kVA bis 8300 kVA
Oberspannung	15 kV bis 36 kV
Niederspannung	690 V bis 750 V
Tanktyp	Flachwandkessel
Expansionsart	Stickstofftank (N ₂ -Tank)/Luftsack/Offenes Atmen mit Entfeuchter
Kühlungsarten	KFWF/ KDWF <small>K: Insulating liquid (Ester oil) with an fire point > 300°C NL: No forced oil flow convection through the water cooling equipment (KFWF) D: forced directed oil flow convection through the water cooling equipment (KDWF)</small>
Mechanischer Zustand	3M4
Umgebungstemperatur	Normal Climate Conditions: -20°C up to +50°C Cold Climate Conditions: -40°C up to +50°C
Lebensdauer	25 Jahre
Öltyp	Synthetisches Ester, Natürliche Ester
Isolierpapier	Aramid, Thermisch aufgerüstetes Papier
Stufenschalter	no-load tap changers (NLTC)

Safety und Überwachungsgeräte
Topöltemperatur
2× redundante Druckschalter
2× redundante Öllevelschalter
Gasfalle
Elektrische Entfeuchter mit Temperatur- und Feuchtigkeitssensor
LV & MV Overcurrent Protection
Überspannungsableiter
Optional: Smart Energize (Einschaltstrombegrenzer)

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

VALIDIERUNGSPROZESS



Validierungsprozess

RT: Routineprüfungen (bei jedem Transformator durchzuführen)

Basierend auf IEC 60076, 60599 und 60567

TT: Typprüfungen (bei einem Prototyp-Transformator durchzuführen)

Visuelle Inspektion des aktiven Teils vor dem Einbau in den Kessel, Blitzstoßspannungsprüfung, Erwärmungsprüfung KDWF, Erwärmungsprüfung KFWF, Teilentladungsmessung (im heißen Zustand), Schalleistungsmessung, Messung der vom Pumpenmotor aufgenommenen Leistung, FRA-Fingerabdruckmessung

ST: Sonderprüfungen (bei Prüftransformatoren durchzuführen)

3-Achsen-Vibrations- und Schockprüfungen, Dynamische Kurzschlussfestigkeitsprüfung, Zyklusprüfung für Airbag



3-axis Vibration and Shock Tests

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg



SCHADENSANALYSE



Ausfall 1

Leistung, Oberspannung	6500 kVA, 34,5 kV
Type	KFWF Gondeltrafo mit Stickstoffpolster
Öltype	Synthetisches Ester
Betriebszeit bis zum Ausfall	1 Jahr
auffällige DGA-Analyse mit erhöhten Fehlern	



TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

SCHADENSANALYSE



Ausfall 1

Umfang der Arbeiten bei Untersuchung im Trafowerk:

Eingangskontrolle, Ölproben, elektrische Messungen, Öffnung des Transformators, Inspektion des aktiven Teils, Wicklungsinspektion

Wichtige Feststellungen:

- **Aluminium-Partikel** im Inneren des Tanks festgestellt
- **Teilentladungsmessung** zeigt hohe Werte in allen Phasen
- **DGA bestätigt Fehler (D2)**
- **Brandspuren** an Wicklungen (LV-Schicht 14 bis 12), **Holzstützen teilweise beschädigt**

Der Ausfall kann weder auf äußere Einflüsse noch auf den Betrieb zurückgeführt werden.

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

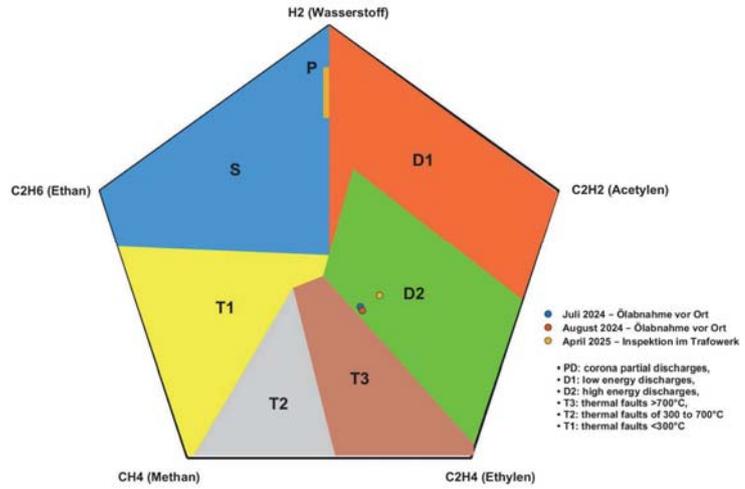
SCHADENSANALYSE

Ausfall 1

--- Sample 1 von 3 ---
 Name/Bezeichnung des Samples: Juli 2024 - Ölabnahme vor Ort
 H2 (Wasserstoff) [ppm]: 761
 CH4 (Methan) [ppm]: 640
 C2H6 (Ethan) [ppm]: 97
 C2H4 (Ethylen) [ppm]: 1107
 C2H2 (Acetylen) [ppm]: 410

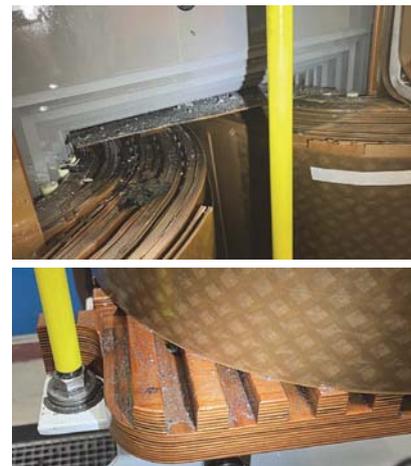
--- Sample 2 von 3 ---
 Name/Bezeichnung des Samples: August 2024 - Ölabnahme vor Ort
 H2 (Wasserstoff) [ppm]: 651
 CH4 (Methan) [ppm]: 603
 C2H6 (Ethan) [ppm]: 96
 C2H4 (Ethylen) [ppm]: 1063
 C2H2 (Acetylen) [ppm]: 403

--- Sample 3 von 3 ---
 Name/Bezeichnung des Samples: April 2025 - Inspektion im Trafowerk
 H2 (Wasserstoff) [ppm]: 389
 CH4 (Methan) [ppm]: 317
 C2H6 (Ethan) [ppm]: 63
 C2H4 (Ethylen) [ppm]: 697
 C2H2 (Acetylen) [ppm]: 415



SCHADENSANALYSE

Ausfall 1



Aluminium-Partikel im Inneren des Tanks und des Aktivteils

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 1



Keine Auffälligkeiten an der HV-Seite



Brandspuren im Hauptstreukanal



TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 1



Brandspuren an der äußeren NS-Wicklung



TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 1



Brandspuren in der NS-Wicklung

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 1



Brandspuren in der NS-Wicklung

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Ausfall 2

Leistung, Oberspannung	5000 kVA, 33 kV
Type	Hermetischer Transformator mit Kühlrippen
Öltype	Synthetisches Ester
Betriebszeit bis zum Ausfall	2 Jahr
Auslösung über Windeanlagen-Schutzgerät- Over Current	

Bewertung des Ausfalls / Ursachenanalyse:

- **Kurzschlussfehler** in der U-Phase der NS- und HS-Wicklungen nach Voruntersuchungen festgestellt
- **Lichtbogenspuren** an der U-Phase der NS- und HS-Wicklungen zwischen Kern und Anschlussbolzen nach Demontage sichtbar

Einflüsse einem Kurzschluss ausgesetzt, was zu einer Schädigung der U-Phase in HS- und NS-Wicklungen führte. Fehlerhafte Krimverbindungen und ein Problem aufgrund mangelhafter Verarbeitung

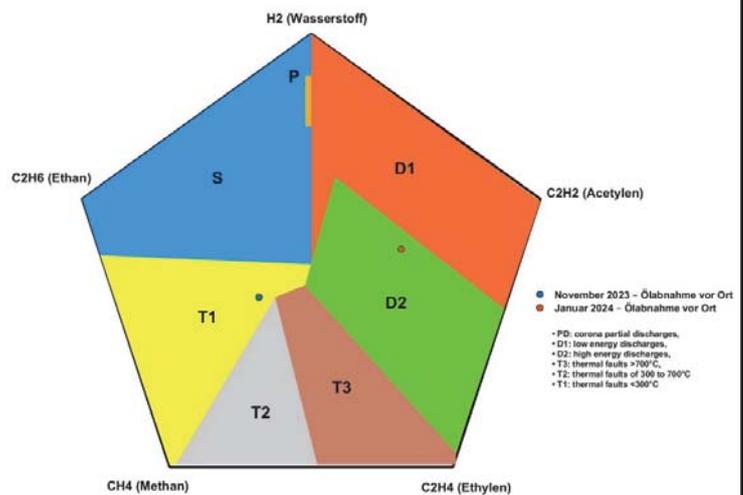
Ausfall 2

```

--- Sample 1 von 2 ---
Name/Bezeichnung des Samples: November 2023 - Ölabnahme vor Ort
H2 (Wasserstoff) [ppm]: 28
CH4 (Methan) [ppm]: 47
C2H6 (Ethan) [ppm]: 66
C2H4 (Ethylen) [ppm]: 55
C2H2 (Acetylen) [ppm]: 0

--- Sample 2 von 2 ---
Name/Bezeichnung des Samples: Januar 2024 - Ölabnahme vor Ort
H2 (Wasserstoff) [ppm]: 4311
CH4 (Methan) [ppm]: 1489
C2H6 (Ethan) [ppm]: 280
C2H4 (Ethylen) [ppm]: 4437
C2H2 (Acetylen) [ppm]: 8325

```



SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 2



Lichtbogenspuren zwischen Kern und Anschlussbolzen



Schädigung der U-Phase in HS- und NS-Wicklungen

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

SCHADENSANALYSE

ENERCON
ENERGY FOR THE WORLD

Ausfall 2



Fehlerhafte Krimverbindungen

TLM 2025 Würzburg

© Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



THANK YOU FOR YOUR ATTENTION!



ENERCON GmbH
Dreerkamp 5 | D-26605 Aurich
Phone: +49 4941 927-0 | Fax: +49 4941 927-109

IMPRINT



Publisher ENERCON GmbH • Dreerkamp 5 • 26605 Aurich • Germany
Phone: +49 4941 927-0 • Fax: +49 4941 927-109
E-mail: info@enercon.de • Internet: <http://www.enercon.de>
Managing Directors: Dr. Michael Jaxy • Stefan Knottnerus-Meyer
Local court: Aurich • Company registration number: HRB 411
VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice The entire content of this document is protected by copyright and – with regard to other intellectual property rights – international laws and treaties. ENERCON GmbH holds the rights in the content of this document unless another rights holder is expressly identified or obviously recognisable. ENERCON GmbH grants the user the right to make copies and duplicates of this document for informational purposes for its own intra-corporate use: making this document available does not grant the user any further right of use. Any other duplication, modification, dissemination, publication, circulation, surrender to third parties and/or utilisation of the contents of this document – also in part – shall require the express prior written consent of ENERCON GmbH unless any of the above is permitted by mandatory legislation. The user is prohibited from registering any industrial property rights in the know-how reproduced in this document, or for parts thereof. If and to the extent that ENERCON GmbH does not hold the rights in the content of this document, the user shall adhere to the relevant rights holder's terms of use.

Registered trademarks Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

Referenten

Holger Lohmeyer

Hitachi

Holger Lohmeyer begann seine berufliche Tätigkeit nach dem Studium der Physik an der Martin-Luther-Universität 1990 am Standort Halle (Saale) der heutigen Hitachi Energy Germany AG.

Er startete im Isolieröl-Labor, war als Prüffeld-Ingenieur und Leiter des Prüffeldes, Qualitäts-Leiter und IMS-Beauftragter sowie als Condition Assessment Experte tätig.

Er ist stellvertretender Obmann im DKE K182 (IEC TC10) und wirkte in CIGRE und ICE-Arbeitsgruppen mit.

Der heutige Leiter des akkreditierten Isolieröllabors berät Kunden zu Fragen der Isolieröl-Diagnostik, Messungen vor Ort, Fleet-Screenings und bei Befundaufnahmen an havarierten Transformatoren.

Der Vater von 4 Kindern ist 62 Jahre alt und hält sich mit Ausdauersport fit.



Dr. Sebastian Schreiter

Netz Leipzig GmbH



Sebastian Schreiter studierte an der HTWK Leipzig und an der Fernuniversität Hagen Elektrotechnik, die Promotion erfolgte am Schering-Institut der Leibniz Universität Hannover. Nach dem Studium arbeitete er bei der ABB AG (heute Hitachi Energy) 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 folgten Stationen bei der 50Hertz Transmission GmbH (Asset Management) und der HTWK Leipzig (Institut für Elektrische Energietechnik der Fakultät für Ingenieurwissenschaften).

Seit 2023 wirkt Herr Schreiter als Assetmanager Grundsatzplanung Strom bei der Netz Leipzig GmbH.

Er wirkt in unterschiedlichen Arbeitsgruppen bei CIGRE, VDE und BDEW mit.

Fehlererkennung an betriebsgealterten Leistungstransformatoren anhand von Fallbeispielen

Holger Lohmeyer¹, Sebastian Schreiter², Ralf Büchner¹

¹ Hitachi Energy, Transformatoren ² Netz Leipzig GmbH

Kurzfassung

Mit den steigenden Anforderungen aus der Energie-, Verkehrs- und Wärmewende an elektrische Netze werden auch neue Anforderungen an die dort vorhandenen Transformatoren gestellt. Deshalb ist die Einschätzung des Zustands und die frühzeitige Kenntnis möglicher, vorhandener Fehler am Aktivteil für Betreiber von Transformatoren von elementarer Bedeutung. Dazu steht eine Vielzahl an etablierten diagnostischen Verfahren zur Verfügung, aus denen Betreiber geeignete auswählen und die Ergebnisse interpretieren können.

In diesem Beitrag werden die Auswahl und die Interpretation der Messergebnisse dieser Verfahren anhand einer umfangreichen Diagnose-Datenbank und vier Fallbeispielen vorgestellt. Dabei wird auch aufgezeigt, dass die Anwendung einzelner diagnostischer Verfahren nicht in jedem Fall ausreichen, um Fehler sicher zu erkennen oder auszuschließen.

Einleitung

Elektrische Netze stehen derzeit vor enormen Herausforderungen: Neben der wachsenden Diversifizierung in der Stromerzeugung und der weiter steigenden Notwendigkeit, dezentrale Einspeiser in alle Netzebenen zu integrieren, kommen auch neue Lastarten hinzu. Hierzu zählen lokale und zentrale strombasierte Wärmelösungen, Ladeinfrastruktur von E-Mobilität, Rechenzentren und nicht zuletzt Batteriespeicher.

Mit diesen zusätzlichen Herausforderungen werden die bestehenden Netze und die dort vorhandenen Betriebsmittel auch deutlich höher ausgelastet als dies noch vor einigen Jahren der Fall war.

Einen wesentlichen Baustein stellen hierbei Transformatoren dar, welche Netze unterschiedlicher Spannungsebenen als konzentrierte Betriebsmittel miteinander verbinden und die sich ändernden Verbraucherpopulationen mit Energie versorgen. Daraus leitet sich eine besondere Wichtigkeit und auch Wertigkeit ab.

Deshalb ist es für Betreiber von Transformatoren von besonderem Interesse, den Zustand von Transformatoren zu kennen, sich anbahnende Fehler frühzeitig zu erkennen, um im Fehlerfall eine fundierte Entscheidungsgrundlage zur Verfügung zu haben.

Dafür steht eine Reihe von etablierten Messverfahren zur Verfügung. Hierzu zählen neben der Bestimmung der Isolieröleigenschaften nach IEC 60422 [1] und der Interpretation der im Öl gelösten Gase (IEC 60599, [2]) auch eine Reihe von elektrischen Messungen, wie sie im CIGRE Maintenance Guide [3] beschrieben werden. Exemplarisch seien Messungen der Wicklungs- und Isolationswiderstände und auch weiterführende Messungen wie die SFRA (Sweep frequency response analysis) - oder DFR (Dielectric frequency response) -Messungen genannt.

Die richtigen Messverfahren auszuwählen und die Ergebnisse zu interpretieren ist somit eine fortwährende Aufgabe für Betreiber von Transformatoren und Anwender diagnostischer Methoden.

Im Rahmen dieses Beitrags wird zunächst eine Diagnose-Datenbank vorgestellt, welche es ermöglicht, basierend auf mehreren hundert Fällen diagnostische Befunde und tatsächliche Fehler am Aktivteil gegenüberzustellen. Danach werden anhand von Fallbeispielen die Möglichkeiten und Grenzen der eingesetzten Verfahren zur Fehlererkennung diskutiert.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Diagnose-Datenbank

Um die Aussagekraft unterschiedlicher diagnostischer Verfahren zu untersuchen und um eine große Referenzdatenbank zu etablieren, wurde eine Diagnose-Datenbank entwickelt [4, 5], in der sowohl diagnostische Ergebnisse als auch die tatsächlichen Befunde am Aktivteil gegenübergestellt werden.

Darin sind neben allen bekannten diagnostischen Messungen aus dem Betrieb wie DGA-Ergebnisse oder die Messwerte der Isolieröleigenschaften als auch Messungen im Betrieb vor Ort aber auch die Ergebnisse der Eingangsmessungen- und -prüfungen wie angelegte und induzierte Spannungsprüfung, Messung der Leerlauf- und Kurzschlussverluste und die TE-Messungen für jeden einzelnen Objekt zusammengestellt.

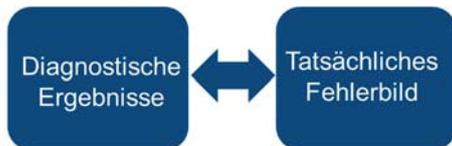


Bild 1: Gegenüberstellung diagnostische Ergebnisse und tatsächliches Fehlerbild

Dem wurden alle Auffälligkeiten, die im Befundprozess erkannt wurden, gegenübergestellt. Dazu zählen Fehler wie Heißstellen, Entladungen oder Teilentladungen aber auch Probleme, die noch nicht zu einem aktiven Fehler führten, wie verminderter Kontakte, nicht vollständige Kern-Anlenkungen oder Materialprobleme.

Aus dieser Gegenüberstellung kann, wie in **Bild 2** dargestellt, erstens untersucht werden, welche Fehlerarten durch welche diagnostischen Verfahren oder Kombinationen von Verfahren angezeigt werden oder sicher ausgeschlossen werden können [4, 5], zum Zweiten aber auch die Aussagekraft unterschiedlicher Interpretationsverfahren der DGA zur Fehlerartidentifizierung betrachtet werden. Darüber hinaus wurden die unterschiedlichen Alterungsmarker und Zusammenhänge innerhalb der öldiagnostischen Methoden betrachtet.

Vor allem wird mit dieser Datenbank ein reicher Erfahrungsschatz gebündelt, welcher helfen kann, die diagnostische Ergebnisse vor Ort oder Auffälligkeiten im Zuge der Eingangsbefundaufnahme einzuordnen, zu bewerten und vor dem Hintergrund der dokumentierten Fehlerfälle mögliche Fehlerursachen besser zu erkennen bzw. zu beschreiben.



Bild 2: Diagnose-Datenbank, Schaubild

Dadurch können Vor-Ort durchgeführte Messungen besser und schneller bewertet und im Reparaturprozess das diagnostische Fehlerbild präziser mit den Erfahrungswerten abgeglichen werden.

Fallbeispiel 1: Durchschlag nach Blitzeinwirkung

Im ersten Fallbeispiel fiel ein Transformator im zeitlichen Zusammenhang mit einem Gewitter durch Differentialschutz- und Buchholzschutz-auslösung auf. Daraufhin wurden Ölproben entnommen sowie elektrische Messungen am Transformator ausgeführt. Anhand der Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse (DGA, Dissolved gas analysis) (**Tabelle 1**) und der Messung der Isolationswiderstände (**Bild 5**) ergab sich eine Diagnose, die schlussendlich zur Außerbetriebnahme des Transformators führte.

Tabelle 1: Ergebnisse der DGA, Fallbeispiel 1

Gas / Konzentration	Vergleichswert ¹ / µl/l	Messwert / µl/l
N ₂ / µl/l		58788
O ₂ / µl/l		26518,4
CO ₂ / µl/l	3 800-14 000	306,1
CO / µl/l	400-600	149
H ₂ / µl/l	50-150	170
CH ₄ / µl/l	30-130	26,4
C ₂ H ₆ / µl/l	20-90	5,2
C ₂ H ₄ / µl/l	60-280	40,7
C ₂ H ₂ / µl/l	2-20	94,8
C ₃ H ₈ / µl/l		1,5
C ₃ H ₆ / µl/l		13,4

¹ Vergleichswert gemäß [IEC 60599, Tabelle A.2]

Wie aus den Messwerten hervorgeht, ist vor allem die Ethin Konzentration gegenüber dem Vergleichswert deutlich erhöht. Die Fehlerinterpretation kann mit Quotienten-Verfahren z.B. nach IEC 60599 [2] oder grafischen Verfahren wie Dreiecken oder den daraus abgeleiteten Pentagonen nach Duval [6] erfolgen. Die Ergeb-

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

nisse beider Interpretationsverfahren sind in **Tabelle 2** und **Bild 4** dargestellt. Mit Hilfe beider Interpretationsverfahren können elektrische Entladungen (D) als ursächlich für die Gasbildung abgeleitet werden, wengleich sowohl das rechnerische als auch die grafischen Verfahren keine eindeutige Zuordnung zur eingebrachten Energie (D1 vs. D2) zulassen. Es ist anzunehmen, dass der erhebliche Anteil der Fehlgase im BH-Relais und die, von der Öllöslichkeit abhängige nachträgliche Lösung an der Grenzfläche zum Öl die Gaszusammensetzung in der DGA verfälschen.

Tabelle 2: Fehlerinterpretation nach IEC [2]

Fehlerart		C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Kurzzeichen	Bezeichnung			
TE	Teilentladungen	NS	< 0,1	< 0,2
D1	Entladungen geringer Energie	> 1	0,1-0,5	> 1
D2	Entladungen hoher Energie	0,6 - 2,5	0,1 - 1	> 2
T1	Thermischer Fehler < 300°C	NS	> 1; aber NS	< 1
T2	Thermischer Fehler 300°C bis 700°C	< 0,1	> 1	1-4
T3	Thermischer Fehler > 700°C	< 0,2	> 1	> 4
NS: Nicht signifikant				
Quotienten Fall 1		2,3	0,2	7,8

In den grafischen Bewertungsverfahren wird das Verhältnis von drei bzw. fünf Gasen den entsprechenden Fehlerarten in geometrischen Bereichen zugeordnet und damit anschaulich.

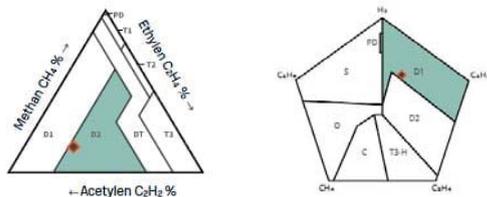


Bild 3: Fehlerinterpretation anhand Duval-Dreieck und Pentagon [6] (Abb. mit „Vaisala DGA-Rechner“)

Die elektrischen Messungen wie Wicklungswiderstände und Übersetzungsverhältnisse waren unauffällig, die Messung der Isolationswiderstände (**Bild 4**) zeigte jedoch zu geringe Werte bei den Messstrecken unter Beteiligung der US-Wicklungen.

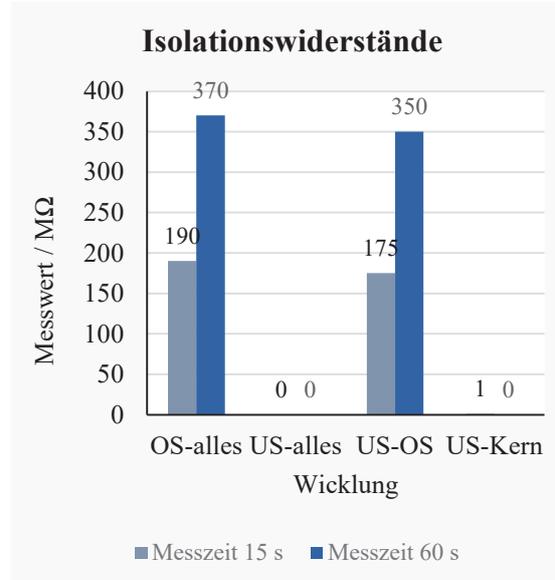


Bild 4: Ergebnisse der Messung der Isolationswiderstände Fallbeispiel 1

Aufgrund dieses Gesamtbefundes wurde der Transformator in ein Reparaturwerk gebracht. Die Befundaufnahme am Aktivteil ergab einen Durchschlag der US-Wicklung zum Kern durch das Isolationsmaterial hindurch, der in **Bild 5** dargestellt ist.





Bild 5: Schadensbild am Aktivteil: Durchschlag von US-Wicklung zum Kern durch das Isolationsmaterial hindurch

Fallbeispiel 2: TE in tropfdichtem Abschluss

Im zweiten Fallbeispiel wurde ein Transformator ohne bisherige Auffälligkeiten zum Zwecke einer Werksüberholung in einem Reparaturwerk einer elektrischen Eingangsprüfung im aufgerüsteten Zustand unterzogen. Die Ergebnisse der jüngsten DGA sind in **Tabelle 3** dargestellt. Keine der Gaskonzentrationen war auffällig.

Tabelle 3: Ergebnisse der Ölprobe Fallbeispiel 2

Gas-in-Öl-Analyse		
Gas / Konzentration	Vergleichswert ¹ / µl/l	Messwert / µl/l
N ₂ / µl/l		64335
O ₂ / µl/l		32498
CO ₂ / µl/l	3 800-14 000	805
CO / µl/l	400-600	21
H ₂ / µl/l	50-150	2
CH ₄ / µl/l	30-130	1
C ₂ H ₆ / µl/l	20-90	0
C ₂ H ₄ / µl/l	60-280	1
C ₂ H ₂ / µl/l	2-20	0
C ₃ H ₈ / µl/l		1
C ₃ H ₆ / µl/l		1

¹ Vergleichswert gemäß [IEC 60599, Tabelle A.2]

Dennoch traten bei der Eingangsprüfung unerwartet Teilentladungen im nC-Bereich, bereits deutlich unterhalb der Nennspannung auf, wie sie in Tabelle 4 zu sehen sind.

Tabelle 4: Resultate TE-Messungen im Fallbeispiel 2

TE-Messung	
U/U _{nenn} *	Max. TE-Pegel
0,90	> 1,39 nC
1,00	> 1,39 nC
1,18	> 1,39 nC
1,25	> 1,39 nC
1,50	> 1,39 nC
1,39	> 1,39 nC
1,18	> 1,39 nC
0,74	> 1,39 nC

* Prüfspannung an US bezogen auf Nennspannung der US

Daraufhin erfolgten weitere Messungen zur akustischen Ortung der Teilentladungen, welche eine Quelle im Durchführungsdom im Bereich des tropfdichten Abschlusses lokalisierten (**Bild 6**). Im Zuge der weiteren Arbeiten konnte dieser Fehlerort bestätigt werden.

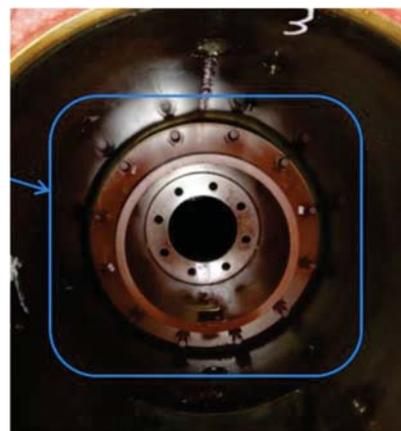


Bild 6: Schadensbild: TE-Quelle im Bereich des Tropfdichten Abschlusses

Damit lag die TE-Quelle innerhalb des Transformatorenkessels, aber in einem getrennten Ölraum. Die Tatsache, dass die bereits unterhalb der Nennspannung einsetzte, deutete darauf hin, dass die Teilentladungen auch schon während des Betriebs aufgetreten sind. Dass sich die Auswirkungen der TE nicht in der DGA widerspiegeln, wird durch die besondere Lage innerhalb der tropfdichten Abschlüsse plausibel. Allerdings war dennoch ein erhebliches Fehlerpotential vorhanden. Die Teilentladungen hätten sich ausweiten und das Isoliersystem zumindest lokal beschädigen können. Dieses Beispiel zeigt, dass eine Fehlerfrüherkennung allein durch die DGA nicht in allen Fällen hinreichend ist, insbesondere wenn der Transformator vom Hauptkessel getrennte Ölräume aufweist.

Fallbeispiel 3: Fehlerpotential bei Offline-Messungen aufgedeckt

Auch im dritten Fallbeispiel erwies sich die klassische Überwachung mittels Öl-Analytik als nicht hinreichend, ein Materialversagen mit potenziell schwerwiegenden Folgen zu erkennen. Die in **Tabelle 5** zu sehenden DGA-Analysen-Werte weisen „ungestörtes Betriebsverhalten“ aus, was, wie sich später zeigte, prinzipiell auch zutrifft.

Auch das Isolieröl wies ausgezeichnete Qualität auf und Furfurol und anverwandte Verbindungen wurden in der Ölprobe nicht nachgewiesen.

Tabelle 5: DGA, Eingang im Werk, Vgl. regelmäßige Routine-Analyse

Komponente	Vergleichswert vom 06.07.20 [µl/l]	Ergebnis 02.11.23 [µl/l]
O ₂	29304	24444
N ₂	64926	69291
CO	24	36
CO ₂	797	733
H ₂	5	<5
CH ₄	1	1
C ₂ H ₆	<1	<1
C ₂ H ₄	1	1
C ₂ H ₂	1	1
C ₃ H ₈	<1	<1
C ₃ H ₆	<1	<1
in %	9.6	9.9

Der Betreiber einer 110 kV-Flotte ergänzt die DGA- und Öl-Diagnostik jedoch durch regelmäßige elektrische Messungen und visuelle Inspektionen vor Ort.

Im Beispiel handelt es sich um einen über 40 Jahre alten Verteilnetz-Transformator, der für die Messungen und Inspektionen vom Netz genommen wurde.

Tabelle 6: Ergebnisse der elektrischen Messungen

Messung	Ergebnis
Übersetzungsverhältnisse	Abweichung auf ungeradzahigen Stufen Blockierung ab Stufe 6
Wicklungswiderstände	OS: Abw. auf ungeradzahigen Stufen US ohne Auffälligkeit
Isolationswiderstände	Ohne Auffälligkeit
DFR-Messungen	Feuchtegehalt im Bereich von ca. 2,1 % → trocken
Magnetisierungsströme im Leerlauf	Abweichung auf geradzahigen Stufen
Kurzschluss-Messungen	Abweichung auf geradzahigen Stufen uk Stufe 1 unauffällig
SFRA-Messungen	Ohne Auffälligkeit

Hier fielen bereits bei den Übersetzungsmessungen deutliche Abweichungen auf den ungeradzahigen Stufen auf und der Stufenwähler blockierte vor Erreichen der Stufe 7:

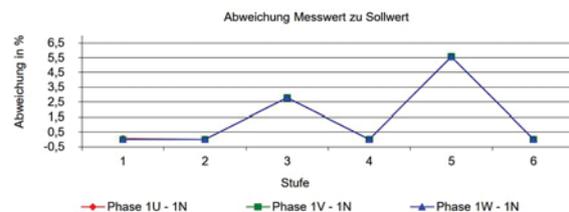


Bild 7: Messung der Übersetzung OS / US

Dieser Befund bestätigte sich bei der Messung der Wicklungswiderstände der Oberspannungswicklungen und den 3-phasigen Messungen der Stromaufnahme in Kurzschluss und Leerlauf:

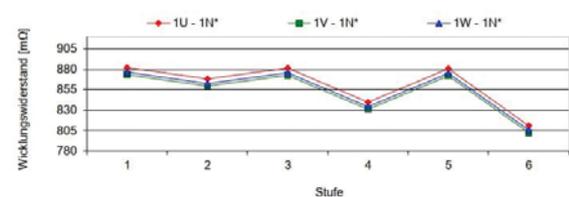


Bild 8: Messung der Wicklungswiderstände der OS

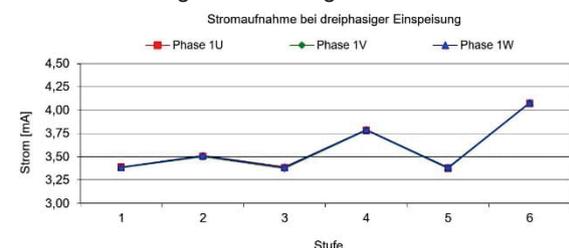


Bild 9: Dreiphasige Kurzschlussmessungen

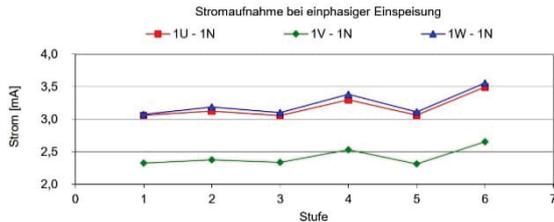


Bild 10: Dreiphasige Leeraufmessungen

Die Kurzschluss-Spannung auf Stufe 1 war gut vergleichbar mit der Angabe auf dem Leistungsschild.

Die Messung der US-Widerstände sowie die dielektrischen Messungen blieben unauffällig. Mit ca. 2 % Isolationsfeuchte wurde der Aktivteil als „trocken“ eingeschätzt. Auch gaben die zusätzlich ausgeführten SFRA-Messungen keine Hinweise auf mechanische Verschiebungen der Wicklungen.

Anhand der vorliegenden Befunde wurde der Transformator als nicht betriebsbereit, jedoch mit hohen Erfolgsaussichten für eine Reparatur eingeschätzt. Der Fehler konnte auf die Lastschaltereinheit eingegrenzt werden. Der Zustand des Aktivteils, insbesondere des Isolationsystems wurde als hinreichend gut eingeschätzt.

Im Reparaturwerk wurde der Aktivteil ausgehoben und der Schaden im Getriebe zwischen Lastumschalter und Vorwähler offensichtlich. Der Vorwähler hat blockiert und die Antriebswelle des Grobwählers war um 180° verdreht. Übersetzung und Wicklungswiderstände der OS-Wicklungen konnten durch direkte Messungen als „ohne Befund“ verifiziert werden

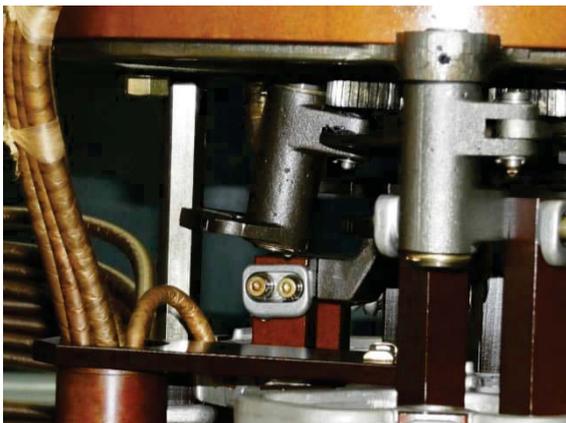


Bild 11: Getriebedefekt im Bereich des Vorwählers

Mit DP-Messwerten um 600 hat sich auch die Einschätzung zum Zustand der festen Isolation bestätigt. Durch den Austausch der kompletten Leistungsschaltereinheit konnte der Transformator erfolgreich repariert werden. Die Messung

der Wicklungswiderstände und der Übersetzungsverhältnisse ohne Stufenschalter zeigte dabei keine Abweichungen, so dass die Integrität der Wicklungen nachgewiesen werden konnte.

Fallbeispiel 4: Teilentladungen mit überraschender Quelle

Der 6,3 MVA, 30 kV Industrie Transformator fiel durch hohen Wasserstoffanteil in der DGA auf, der die Vermutung von Teilentladungen nahelegte und den Betreiber dazu veranlasste, den Transformator zur Befundaufnahme in ein Werk zu bringen.

Tabelle 7: Ergebnisse der DGA-Überwachung

Vergleichswert vom 02.12.19 [µl/l]	Ergebnis 04.11.12 [µl/l]
5281	3845
62158	57511
164	157
1184	1073
391	472
11	9
15	14
2	<1
<1	<1
6	5
2	<1
7.3	6.6

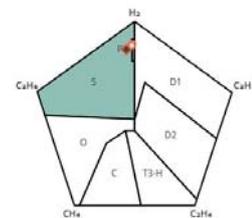
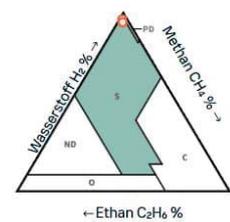


Bild 12: Fehlerinterpretation anhand Duval-Dreieck und Pentagon [6] (Abb. mit „Vaisala DGA-Rechner“)

Bei Eingang des Objektes wurde anhand der Ölstandsanzeige zunächst ein abgesenkter Ölstand registriert, wie auch das BH-Relais vollständig belüftet war. Mittels „Schlauchwaage“ wurde ein Ölstand knapp unter Deckel ermittelt und für die Eingangsprüfung wurde Öl ergänzt.

Bei den ansonsten unauffälligen Messungen und Prüfungen zeigten sich erst bei Prüfspannung der induzierten Spannungsprüfung Teilentladungen in Höhe von ca. 400 pC, die bereits bei ca. 1,4 U_n wieder aussetzten. Bei den beiden auf unterschiedlichen Phasen lokalisierten Quellen wiesen die Pattern zum einen auf elektrisch leitendes Potential oder Metallpartikel in Feststoffen und zum anderen auf gasgefüllte Hohlräume hin, die nicht sicher einer Phase zugeordnet werden konnten.

Eine plausible Erklärung für den zweiten Befund brachte am Ende die Besichtigung des Aktivteils und des Inneren des Kessels. Hier zeigten sich

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

an mehreren Bauteilen im oberen Teil des Aktivteils dunkle Verfärbungen, die sich nur schwer säubern ließen, aber bei tiefer gelegenen Bauteilen nicht mehr zu erkennen waren. Ein Blick in den Kessel lieferte dann die eindeutige Erklärung für die Diskrepanz der hohen Einsetzspannung der Teilentladungen im Prüffeld zum TE-Befund aus der Betriebs-DGA:



Bild 13: Ölstands Markierungen im Kessel

An allen OS-Phasen-Anschlüssen wurden Spuren multipler Entladungen an den geschwärzten und zerfranst Isolierschläuchen entdeckt und an mehreren Stellen am Deckel und im Kessel mögliche erdseitige Fußpunkte diese Entladungen.



Bild 14: Entladungsspuren an Anschluss und Deckel
Keines der betroffenen Bauteile war irreversibel geschädigt und der Transformator konnte schnell und unkompliziert zu seinem Bestimmungsort zurückgeliefert werden.

Zusammenfassung

Transformatoren sind als konzentrierte Betriebsmittel elementare Bestandteile elektrischer Netze und der Energieversorgung der Industrie. Deshalb ist die Fehlererkennung- und Lokalisierung eine wesentliche Grundlage für den sicheren Betrieb der Netze.

In diesem Beitrag wurden anhand von 4 Fallbeispielen die Ergebnisse diagnostischer Untersuchungen den tatsächlichen Fehlerquellen am Aktivteil gegenübergestellt.

Im ersten Fallbeispiel zeigten nach einem Ausfall durch Anregung von Schutzeinrichtungen die DGA und die Messung der Isolationswiderstände elektrische Entladungen und erhebliche Auswirkungen auf das Isolationssystem an. Ausgehend von einem externen Ereignis wurden unterschiedliche diagnostische Werkzeuge angewandt, die, sich ergänzend auf dasselbe, später bestätigte Fehlerbild hinwiesen.

Im zweiten Fallbeispiel hingegen gab die regelmäßig durchgeführte DGA keinen Hinweis auf Fehler. Das Vorhandensein von Teilentladungen konnte erst im Rahmen der elektrischen Eingangsprüfungen erkannt werden. Dabei hatten die Teilentladungen Potential sich auszuweiten und hätten zu schweren Schädigungen am Aktivteil führen können.

Das dritte Fallbeispiel zeigt, dass auch regelmäßige, verdachtsunabhängige elektrische Messungen vor Ort die Trefferquote beim Erkennen von Fehlerpotential, insbesondere betriebsgealterter Transformatorenpopulationen erhöhen können. Ein durch Öl-Analytik nicht detektierbares Materialversagen konnte durch die Ausführung periodischer Diagnose- und Wartungsmaßnahmen möglicherweise vor Eintreten eines schwerwiegenden Fehlerfalles erkannt werden.

Im vierten Fallbeispiel konnte das Versagen der klassischen Schutzeinrichtungen durch sporadisch ausgeführte DGA rechtzeitig erkannt und das Betriebsmittel lebensdauerverlängernden Maßnahmen zugeführt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass durch die Auswahl und Anwendung geeigneter diagnostischer Verfahren vorhandene Fehler an Transformatoren erkannt und im Fehlerfall fundierte Entscheidungsgrundlagen über das weitere Verfahren liefern können. Allerdings sind dabei nicht immer einzelne Messverfahren allein ausreichend, um Fehler sicher auszuschließen, vielmehr ist nur durch die Kombination unterschiedlicher diagnostischer Verfahren eine sichere Fehlererkennung möglich.

Die Kenntnis eines Zusammenhangs zwischen diagnostischem Ergebnis und tatsächlichen Fehlern kann durch eine umfangreiche, ständig erweiterte Datenbank hergestellt werden und Anwender bei der Interpretation der Ergebnisse und der Einleitung zielgerichteter Maßnahmen unterstützen.



Literaturhinweise

- [1] IEC 60422 Ed. 4.0: Mineral insulating oils in electrical equipment Supervision and maintenance guidance. International Electrotechnical Commission, 2013.
- [2] IEC 60599 Ed. 3.0: Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. International Electrotechnical Commission, 2015.
- [3] CIGRE Working Group A2.34: Guide for Transformer Maintenance. CIGRE Technical Brochure 445, Paris 2011.
- [4] Sebastian Schreiter, Holger Lohmeyer und Peter Werle: Möglichkeiten und Grenzen etablierter diagnostischer Verfahren. TLM 2022 - Transformer Life Management Conference 2022, Bad Göggingen, Deutschland
- [5] Sebastian Schreiter, Holger Lohmeyer und Peter Werle: Möglichkeiten und Grenzen diagnostischer Verfahren bei betriebsgealterten Transformatoren. VDE-Fachtagung Hochspannungstechnik 2022 Berlin, Deutschland.
- [6] IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, IEEE Power and Energy Society

Autorenanschrift

Holger Lohmeyer
Hitachi Energy, Transformatoren
Trafoweg 4, 06112 Halle
Mobil: +49 345 5686 278
E-Mail: holger.lohmeyer@hitachienergy.com

Dr. Sebastian Schreiter
Netz Leipzig GmbH
Arno-Nitzsche-Str. 35
04277 Leipzig
E-Mail: sebastian.schreiter@netz-leipzig.de

Hitachi Energy, Transformatoren
Ralf Büchner
Trafoweg 4, 06112 Halle
Mobil: +49 345 5686 240
E-Mail: ralf.buechner@hitachienergy.com

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



SIEMENS
energy

Schadensminimierung von Maschinentransformatoren

Wolfgang Isgör,
TLM-Konferenz 15. und 16. September 2025

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Content

- 1** Einleitung
- 2** Vorort-Reparatur eines Maschinentrafos
am Beispiel HKW Herne (STEAG Power)
- 3** Durchführungsschaden
am Beispiel Steinkohlekraftwerk Mehrum
- 4** Vermeidung eines ungeplanten Stillstands
am Beispiel eines brasilianische KKW
- 5** Zusammenfassung

2

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Einleitung

- **Mit dem Alter** von Transformatoren **steigen die Risiken** für den Betreiber.
- Wenn Leistungstransformatoren an **strategisch wichtigen Knotenpunkten** oder im **Kraftwerk** selbst ausfallen, **summieren sich die Ausfallkosten** schnell auf.
- **Maschinentransformatoren** sind in der Regel **nahe ihrer Nennleistung** belastet und werden darüber hinaus, als Folge des wachsenden Anteils regenerativer Energien, immer **häufiger auch starken und steilen Lastschwankungen** unterzogen.



Maschinentransformator im Prüffeld des Transformatorwerks Nürnberg
Foto: Siemens Energy

- **Fehlerstatistiken bescheinigen** Maschinentrafos **eine höhere Ausfallrate** als zum Beispiel Netzkuppltransformatoren. Während Leistungstransformatoren im Übertragungsnetz teilweise nicht voll ausgelastet und üblicherweise durch ein Redundanzkonzept abgesichert sind, schlagen **die hohen Ausfallkosten** eines Maschinentransformators **im Kraftwerk** unmittelbar zu Buche.
- **Ausfälle** von Maschinen-Transformatoren sind stets ein „**Worst-Case-Szenario**“ für den Betreiber.
- Eine **Reparatur** muss dann **so schnell wie möglich** erfolgen und dabei **gleichzeitig** den **künftigen zuverlässigen Betrieb** der Einheit **sicherstellen**.

Im Folgenden werden 3 Beispiele von Schäden an Maschinentransformatoren behandelt, wobei es bei zwei dieser Beispiele zu ungeplanten Stillständen gekommen ist und im 3. Fall ein ungeplanter Stillstand vermieden werden konnte

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Schadenshergang



Schadensereignis am Maschinentransformator des Heizkraftwerks HKW Herne.
Foto: STEAG Power

09.05.2023

Trafoausfall (500 MVA, 245 / 21 kV, Baujahr 1988) um ca. 18 Uhr mit Ölaustritt und Feuer. Die OS-Durchführungen wurden hierbei stark beschädigt.

11.05.2023

Meldung des Trafoausfalls an Siemens Energy. Durch eine eventuelle Kontaminierung der Trafozelle benötigte STEAG erst eine Freigabe, um eine erste Begutachtung des Trafo-Schadens durchführen zu können.

16.05.2023

Besprechung beim Kunden STEAG mit vor Ort Besichtigung und erster Begutachtung



Erste visuelle (Aktivteil-) Befundung mit einem Endoskop
Foto: Siemens Energy

22.05.2023

Beginn der Demontage der Durchführungen

25.05.2023

Die Durchführung von elektrischen Messungen und die detaillierte Befundung ergab einen notwendigen Durchführungstausch mit aufwendigen Reinigungsarbeiten am Aktivteil.

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Tag der Befundaufnahme



Zerstörte Hochspannungsdurchführung:
Verbranntes Isolationspapier
und geschmolzener Aluminium-Kopf.
Foto: Siemens Energy



Auch der "Öl-Teil" der Durchführung wurde zerstört
Foto: Siemens Energy



Folge: Verschmutzung des Öls mit Aluminium (Folie aus Wickel der Durchführung). Eine Reinigung des Trafoaktivteils und des Öls war notwendig.
Foto: Siemens Energy

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 5
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Die Herausforderungen

Die **kritische Zeitsituation** für die STEAG Power und die aktuelle **Auslastungssituation** in den Siemens Energy Werken machte eine **Vorort-Reparatur** notwendig, woraus sich folgende **Herausforderungen** ergaben:

1. Einhausung

Aufgrund **fehlenden Schwerlastflächen** in Werkshallen im naheliegenden Umkreis und dem enormen Transportaufwands, musste der Transformator **an Ort und Stelle repariert** werden, was eine temporäre Einhausung notwendig machte.

- ⇒ Planung und Umsetzung eines **temporären Zeltes mit modularem Dach** und Schaffung entsprechender Atmosphäre im Innenbereich.
- ⇒ Dimensionierung und **Bereitstellung von 2 mobilen Kränen**, um die Zeit zum Abheben des Transformatordeckels unter freiem Himmel zu minimieren.



Temporäres Reparaturzelt
Foto: Siemens Energy

2. Verlässliche Beurteilung des Aktivteils mittels Endoskopie

- ⇒ Aufgrund der **speziellen Anforderungen** der örtlichen Gegebenheiten im und um den Transformator, musste eine **Endoskopie mit einem speziellen High-End Endoskop für Öl-Endoskopien** durchgeführt werden.
- ⇒ Für diese aufwendige Endoskopie wurden **zeitgleich 3 Personen** benötigt.



Platzierung der Dachkonstruktion
Foto: Siemens Energy

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 6
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Die Herausforderungen



3. Schnelle Beschaffung von Ersatzkomponenten

Neben der logistischen Herausforderung bei der Beschaffung von Einhausung und mobilen Kränen mussten u.a.

- ⇒ neue Stromwandler
- ⇒ verbindende Rohrleitungen
- ⇒ Kupferseile
- ⇒ 20t Neuöl
- ⇒ und **lieferzeitkritische Ersatz-Durchführungen** (Standard-Lieferzeit 8 bis 10 Monate) beschafft werden.



4. Reinigung des Aktivteils von den Partikeln der zerstörten Durchführung

Es musste eine **zuverlässige Möglichkeit** gefunden werden, die im Aktivteil **eingedrungenen Partikel** der zerstörten Durchführung zu **entfernen** und das Aktivteil zu reinigen.

5. Trocknung des Aktivteils

Trotz „**trockener**“ **Umgebungsbedingungen** im temporären Zelt, würde die Reparaturzeit eine **Trocknung in einem Ofen notwendig** machen. Hier galt es eine vergleichbare, **alternative Trocknungsmöglichkeit** zu finden. Hierzu wurden im **Wechsel** die **Vakuum-Trocknungsmethode** und die **Aufbereitung unter Öl** im Transformator angewandt.



Foto: Siemens Energy

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 7
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Reparatur Maschinentrafo STEAG Heizkraftwerk Herne Grober zeitlicher Ablauf



Insgesamt ergab sich eine Reparaturdauer von 87 Tage, davon:

- 12 Tage Engineering
- 16 Tage Zeltaufbau/ Baustelleneinrichtung
- 18 Tage Demontage (davon 7 Tage Kraneinsatz)
- 4 Tage Reinigung
- 20 Tage Remontage
- 12 Tage Trafo Trocknung
- 3 Tage Hochspannungsmessungen mit mobilem Prüffeld
- 12 Tage Nachbehandlung

Zeitlich parallele Vorgänge:

- Beschaffung OS Durchführungen, OS Stromwandler, Dome, Rohrleitungen, Neu-Öl, Kleinteile
- Reinigung und Revision Kühler

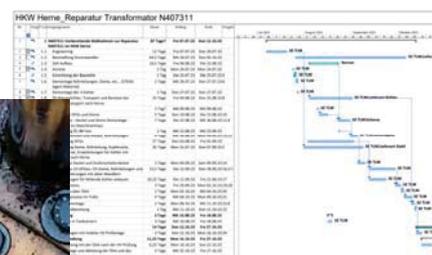


Foto: Siemens Energy



Foto: Siemens Energy

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 8
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Hochspannungstest nach Abschluß



Vorbereitungen für die mobile Hochspannungsprüfung
Foto: PDIX



Maschinentransformator nach bestandener Hochspannungsprüfung
Foto: Siemens Energy



Hochspannungsprüfung mit mobilem Prüffeld
Foto: PDIX

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 9
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Zusammenfassung & Highlights

Insgesamt waren vier weitere Fachfirmen unter der Federführung von Siemens Energy an der Umsetzung beteiligt:

- auf Endoskopien spezialisierte Unternehmen
- Kranfirma
- Gerüstbauunternehmen für Grundgerüst mit modularem Dach (3 Module)
- Firma für Folierungen (Gerüstwandung)



Foto: Siemens Energy

Projektdurchlauf und Lieferzeiten:

Die **Abwicklung** vom Eintritt des Schadens bis Wiederinbetriebnahme war **extrem schnell**. Die **Zusammenarbeit** mit **STEAG** und der **Siemens Energy** sowie den Zulieferern war **eng und sehr abgestimmt**. Dem **Global SE Supply Chain Network** war es zu verdanken, dass es zum glücklichen Umstand kam, **kurzfristig auf „annähernd“ passende Durchführungen** aus einer stornierten Bestellung zurückzugreifen. Lediglich die Trafo-Dome mussten „re-engineert“ werden.

Um die Zeit, die sich der **geöffnete Trafo ungeschützt** unter freiem Himmel befand so **kurz wie möglich** zu halten, musste **2 Kräne** bezgl. Standort, Ausleger und Gewicht geplant und **dimensioniert**, um den Abhebe-Prozess des Transformatoren-Deckels inkl. Rückmontage Dach zeitlich zu optimieren. In Summe wurden **8 Stunden** benötigt, bis die Einhausung wieder dicht war.

Nach der Trocknung des Aktivteils war „der Trafo“ weniger feucht im Vergleich zu neuen Trafos mancher Marktbegleiter.

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 10
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg



Reparatur Maschinentrafo STEAG Power Heizkraftwerk Herne Zusammenfassung & Highlights



Zusammenfassung:

Ausfall: 09.05.2023
Zuschaltung: 02.11.2023
Gesamte Ausfallzeit: 186 Tage (26,5 Wochen oder 6,2 Monate)

Nach der Reparatur:

Installation eines **Siemens Energy Multi-Gas Sensors (Multisense 9)**. Darüber hinaus wurde der Trafo mit einer **SITRAM® DRY** Anlage zur **Langzeit-Trocknung** ausgestattet.

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 11
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Durchführungsreparatur am Beispiel Steinkohlekraftwerk Mehrum (mittlerweile stillgelegt)



Foto: Kraftwerk Mehrum GmbH

Im Fall des Steinkohlekraftwerks Mehrum in Niedersachsen hatte ein **Lichtbogen die Zerstörung einer Oberspannungsdurchführung** zur Folge. Der betroffene **780-MVA-Transformator mit 220 / 21 kV** von 1977 – damals gebaut von der ehemaligen Trafo-Union (heute Siemens Energy) – war **seit der initialen Installation zuverlässig in Betrieb** gewesen.



Foto: Siemens Energy



Foto: Siemens Energy

Der **Kraftwerksbetreiber** brauchte einen **Partner**, der **Diagnose, Reparatur, Prüfung und Wiederanschluss** des Transformators so zügig wie möglich **bei höchster Qualität** sicherstellen konnte.

Das **Diagnose Team** von **Siemens Energy** war **schnell vor Ort** und begutachtete den Schaden. Vorort-Befundung bestätigte **Schaden an Durchführung** ohne weitere Konsequenzen am Aktivteil.

Ein Durchführungsaustausch mit weiteren **Reinigungsarbeiten am Aktivteil** wurde **notwendig** und eine **Ersatzdurchführung** musste beschafft werden.

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 12
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Durchführungsreparatur am Beispiel Steinkohlekraftwerk Mehrum (mittlerweile stillgelegt)



Einschlag von Splitttern der zerstörten Durchführung
Foto: Siemens Energy

Vorgehensweise:

- **Ablassen des Öls** bis auf Höhe der **Domunterkante** aus dem Trafo abgelassen.
 - **Dom abgehoben**, um zu den defekten Isolierteilen der Oberspannungsleitungsführung zu gelangen
 - Die **beschädigten Teile wurden ausgebaut** und gleichzeitig **Verschmutzungen abgesaugt**.
 - **Inspektion der Wicklung** des Ausleitungsbereichs mit einem **Endoskop**
 - **Aluminiumpartikel** aus dem Kondensatorwickel wurden direkt **beseitigt**.
- Anschließend **Ablassen des Rest-Öls**, um eine Inspektion des kompletten Aktivteiles und eine **Untersuchung auf Kontamination** durchführen zu können.
 - die **restlichen sichtbaren Teile** des Trafos waren **unbeschädigt**
 - Zur **Vermeidung zus. Feuchteintrags**, wurde während der Reparaturdauer **Trockenluft** nachgeschleust.
 - **„Zufällige“ und glückliche Verfügbarkeit** einer **Ersatzdurchführung** in der benachbarten Schaltanlage.



Foto: Siemens Energy



Foto: Siemens Energy

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 13
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Durchführungsreparatur am Beispiel Steinkohlekraftwerk Mehrum (mittlerweile stillgelegt)

- Nach Wiederaufbau **Hochspannungstest mit mobilem Prüffeld** von Siemens Energy u.a. mit **induzierter Wechselspannungs-Prüfung** (70% der ursprünglichen Prüfspannung). Dabei wurde der Trafo kontinuierlich mit verschiedenen Verfahren **auf Teilentladungen überwacht**.
- Nach erfolgreicher Prüfung, wurde der Trafo für den Betrieb freigegeben und **nach nur sechs Wochen Ausfallzeit wieder in Betrieb** gesetzt.
- Dieser Fall zeigt, dass **kompetent durchgeführte Reparaturen** von Leistungstransformatoren je nach Schadensfall **auch in kurzer Zeit möglich** sind.
- Eine **frühzeitige Fehlererkennung** hätte es ermöglicht, die **Ausfallzeit** für den Austausch der Durchführungen **auf 1 Woche zu reduzieren**. Daraus hätte sich ein deutlich geringerer Verlust ergeben.
- Durch sinnvolles **Condition-Assessment-Management** kann man vielen **Ausfällen vorbeugen** und eventuell nötige **Modernisierungen geplant durchführen**. Die hierfür **eingesetzten Investitionen rechnen sich** durch ein **geringeres Ausfallrisiko** und **steigende Effizienz** der behandelten Einheiten.
- Der **Betreiber** hat sich nach dem Vorfall **entschieden**, die **Durchführungen durch ein Online-Monitoring-System** zu überwachen.



Mobiles Hochspannungsprüffeld der Siemens Energy
Foto: Siemens Energy

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 14
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Vermeidung eines potentiellen Ausfalls/ ungeplanten Stillstands im brasilianischen Kernkraftwerks Angra II



Links Block 2 des Kernkraftwerk Angra
Foto: https://de.wikipedia.org/wiki/Kernkraftwerk_Angra



Links Block 2 des Kernkraftwerk Angra
Foto: <https://www.flickr.com/photos/celsim/2730668058>

Die Transformatoren des Kraftwerks werden in einer Reihe von **einphasigen Maschinentransformatoren (490 MVA – 525/18 kV)** betrieben.

Alle Transformatoren sind mit **Wasserstoff-Sensoren** ausgestattet, welche in einem **übergeordneten, intelligenten Transformator Online Monitoring System** (Vorgänger des Sensformer) verbunden sind.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 15
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Vermeidung eines potentiellen Ausfalls/ ungeplanten Stillstands im brasilianischen Kernkraftwerks Angra II



Das Online-Monitoring-System detektiert einen **anormalen Anstieg** der Fehlgas-Konzentration, durch **Korrelation** mit **Leistung** und **Hot-Spot Temperatur** sowie **Vergleich** mit den **anderen Transformatoren** (Phasen).

Der **Sensor** gibt **keinen Alarm**, da die **Grenzwerte nicht überschritten** werden.

Das **Online-Monitoring** generiert eine **Alarm E-Mail** und **meldet** den Vorfall **an die Leitwarte** des Kernkraftwerks.

Die **Last** des Kraftwerksblock wurde auf Empfehlung der **Siemens Energy Experten** auf **80% reduziert**, während das **Delta** von den **anderen Blöcken übernommen** wurde.

Nach **18 Monaten engmaschiger Überwachung** wurde im Rahmen einer **geplanten Abschaltung** eine **interne Inspektion** durchgeführt und der **Fehler identifiziert** -Erdungsproblem des Kerns- und **behalten**. Der KKW Block ging nach **7 Tagen** wieder in **Volllast-Betrieb**.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 16
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Die betrachteten Ausfälle wären unter technischen & wirtschaftlichen Aspekten vermeidbar gewesen



Die **Gesamtverfügbarkeit** eines Kraftwerks ergibt sich aus dem **Produkt der Verfügbarkeiten aller nicht-redundanten Komponenten**, wie beispielsweise der Turbine, des Generators und des Maschinentrafos.

Das **Ausfallrisiko** ist mit **zunehmendem Alter relativ hoch**. Beispiel: 35 Jahre alter Trafo: GSU-Ausfallquote 1% p.a.¹⁾ x Anteil Durchführungen 17%¹⁾ x 35a = ~6%.

Die betrachteten Fehler hätten durch den Einsatz von **Durchführungs-Online Monitoring** oder eventuell auch jährliche/ zweijährliche **elektrische Messungen im voraus erkannt** werden können.

Alternativ: **Präventiver Durchführungstausch** nach 25 bis 30 Betriebsjahren.

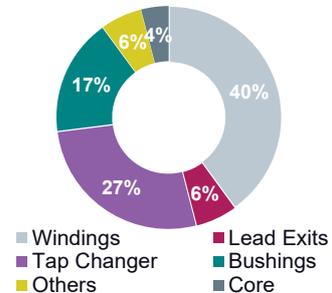
Wirtschaftliche Betrachtung:

Zum Zeitpunkt des Ausfalls lag das **finanzielle Risiko** des Betreibers oder der Versicherung mindestens im **mittleren 6stelligen EUR-Bereich:**

EUR-Bereich:

Direkter Schaden x Kosten für Lieferausfälle x Ausfallrisiko

Zum Vergleich: Die Kosten für ein hoch-performantes **Trafo-Online Monitoring** bewegen sich im **mittleren 5-stelligen** Bereich.



1) Cigré TB 642 WG A2.37 Transformer Reliability Survey

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Zusammenfassung: Mit Online Monitoring & enger Kooperation können Fehler vermieden und die Folgen minimiert werden.



Beim Ausfall eines GSUs und aller anderen kritischen Transformatoren gilt: **Zeit ist Geld!**

Sorgfältige und **gemeinsame Planung** von Kunden und OEM sind essentiell für eine **schnelle Behebung** des Fehlers und **Minimierung der Ausfalldauer**.

Der **Zugriff auf internationale Netzwerke** erleichtert die **Beschaffung** von Komponenten und **Teilen mit langen Lieferzeiten**.

Bei **GSUs** sind die **Kosten für ein hoch-performantes Online Monitoring sehr günstig** im Vergleich zum maximalen Schaden und statistischen finanziellen Risiko.

Der **Mehrwert** eines **intelligenten Online-Monitoring** Systems geht über die reine Grenzwert- und Trendüberwachung hinaus: Erkennen ungewöhnlicher Sprünge, **Korrelation unterschiedlicher Parameter**, Generation von Handlungsempfehlungen, etc.

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16.September 2025, Würzburg



TLM 2025



Contact page



Siemens Energy Global GmbH & Co. KG

Grid Technologies Service

Humboldtstr. 64
90459 Nuremberg
Germany

Customer Support Center:

Tel.: +49 911 6505 6505

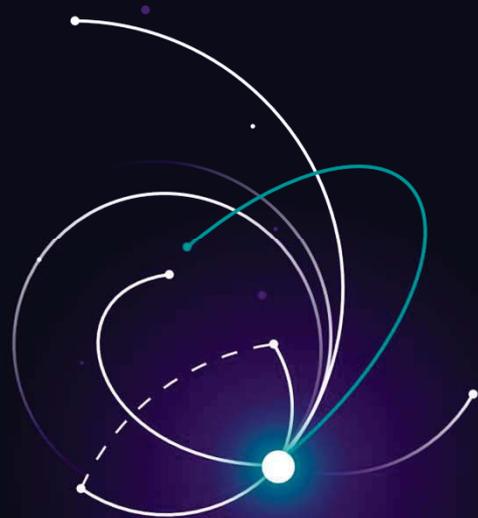
Email: support@siemens-energy.com

[siemens-energy.com/gt-service](https://www.siemens-energy.com/gt-service)

Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

Wolfgang Isgör | Siemens Energy GT Services 19
Unrestricted © Siemens Energy, 2025

Vielen Dank!



Siemens Energy is a trademark licensed by Siemens AG.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



TLM 2025



GE VERNOVA

Transformer Life Management CONFERENCE

15 Jahre Erfahrung mit Leistungstransformatoren für Offshore-Anwendungen

LESSONS LEARNED

Tobias Stirl

2025, September 15 – 16
Würzburg

1



2

18. Transformer-Life-Management Konferenz

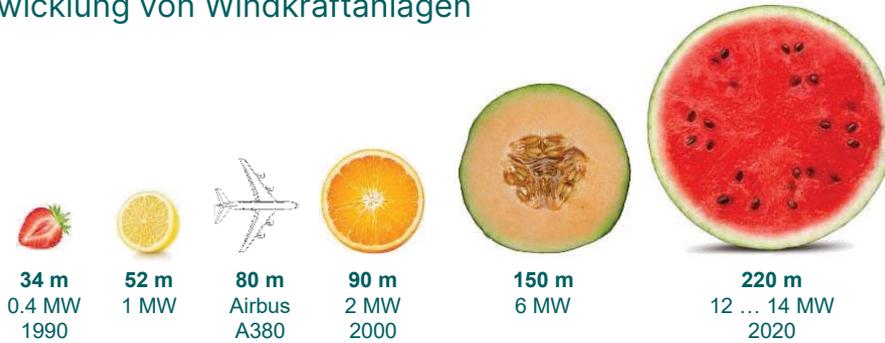
15.-16. September 2025, Würzburg



TLM 2025

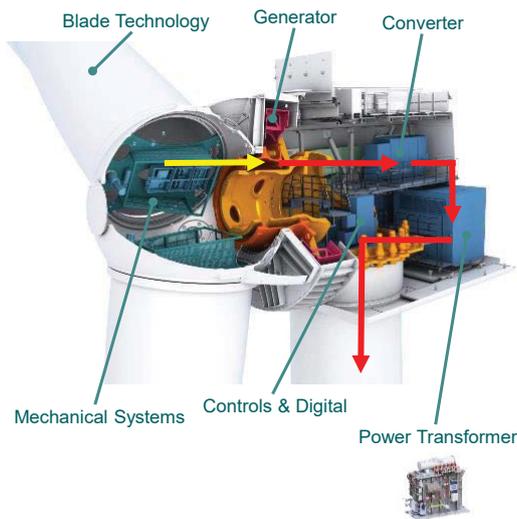


Entwicklung von Windkraftanlagen



3

Haliade X 14 MW 66/3.1/0.4 kV



4

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg



TLM 2025



More than 15 Years of Offshore Experience

- ATT Gebze
- AGM Mönchengladbach
- TST Stafford



> 7 GW of Wind Farms connection, over 350 GIS bays, over 100 Power Transformers

5

20 Jahre
keine (?) Pflege

Regelmäßige Wartung!

1. Inspektion
2. Reinigung
3. Nacharbeit

GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.

6

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Offshore Herausforderung Korrosionsschutz



Environment

ISO 12944 Part 2

5 Classification of environments

5.1 Atmospheric-corrosivity categories

5.1.1 According to [ISO 9223](#), atmospheric environments are classified into six atmospheric-corrosivity categories:

- C1 very low corrosivity
- C2 low corrosivity
- C3 medium corrosivity
- C4 high corrosivity
- C5 very high corrosivity
- CX extreme corrosivity

mit Pflege!

© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.



7

Ausdehnungsgefäß mit Luftabschluss



© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.



8

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



9

Offshore Wartung

Beispielrechnung

Wartungsteam (Technik): 3 Personen x 5 Tage x 10 h = 150 h/Einsatz

Planung, Logistik, Schiff (CTV), Heli, Onboarding, Wetter, ... = 150 h/Einsatz

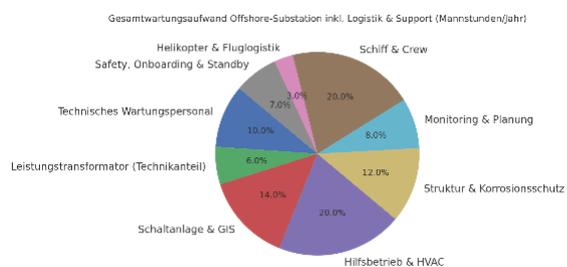
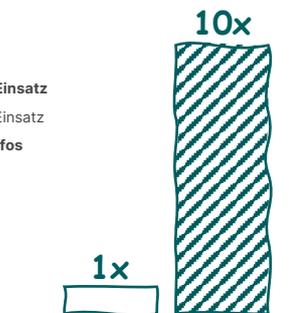
2 Einsätze pro Jahr → **Gesamt: ca. 600 Mannstunden/Jahr für 2 Trafos**

Offshore-Spezialfaktoren

- Zugang per Helikopter oder Schiff – oft ganztägiger Aufwand für 1-2 Stunden Arbeit
- Sicherheitsunterweisungen, Permit-to-Work-System
- Ersatzteile und Ölproben müssen teils per Sonderlogistik transportiert werden
- Keine permanente Vor-Ort-Präsenz → alles muss im Voraus perfekt geplant sein

Fazit

- Wartung **Offshore grob 10-Fache** des Onshore-Aufwands
- **Transformator (Technik) selbst** macht dabei etwa **5-10 %** des **Gesamtwartungsaufwands** der Offshore-Plattform aus, ist jedoch kritische Komponente



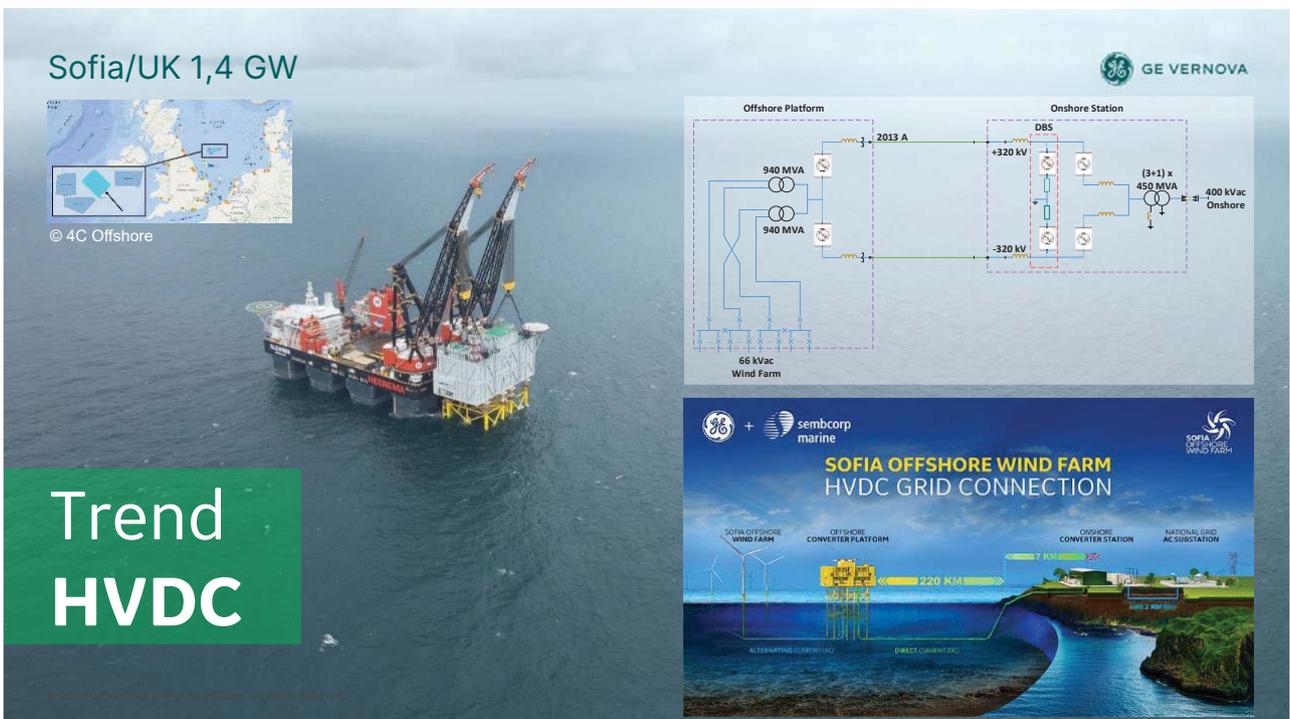
© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.

10

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



11



12

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Vor 15 Jahren stand die **Machbarkeit** von **Offshore-Wind** in Deutschland im Mittelpunkt

Heute geht es um **Optimierung** und **Kostensenkung**

Bei Alpha Ventus rückt nun der wirtschaftliche und umweltverträgliche **Rückbau** von Offshore-Windparks in den Fokus

Inbetriebnahme: 2010

© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.

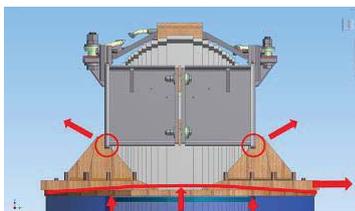
13

Stoßkurzschlussprüfung Abschließende Sichtkontrolle

	Nach Stoß	Impedanzänderung	Bemerkung
Beispiel 1	1	+0,1 %	Einstellstoß, nicht bewertet
	2	+0,2 %	Ok
	3	+0,2 %	Ok
	4	+0,2 %	Ok
	Nach Stoß	Impedanzänderung	Bemerkung
Beispiel 2	1	+0,0 %	Einstellstoß, nicht bewertet
	2	+0,1 %	Ok
	3	+0,2 %	Ok
	4	-5,9 %	Überschreitung der zulässigen Toleranz

bestanden

nicht bestanden



© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.

14

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Stoßkurzschlussprüfung Abschließende Sichtkontrolle



© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.



Bestanden?

Nicht bestanden?

15

Fehlerstatistik



TB 939 Analysis of SC Transformer Reliability

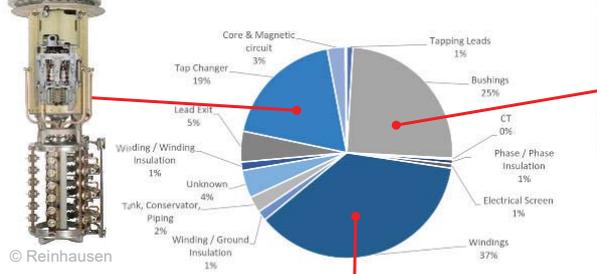
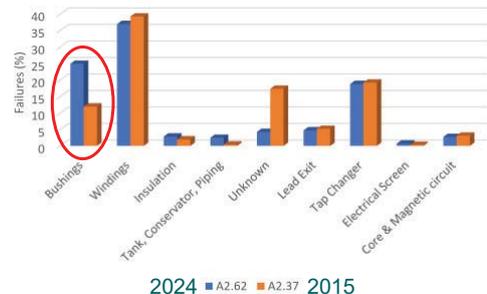


Figure 26: Failure location analysis for 848 failures.



© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.



2024 ■ A2.62 ■ A2.37 2015

Figure 36: Comparison of failure location.

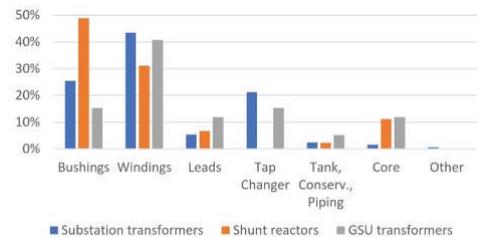


Figure 27: Failure location analysis and transformer application (substation 708 failures, shunt reactors 45 failures, GSU 59 failures).

16

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg



19

Tank Rupture
Bersten des Kessels



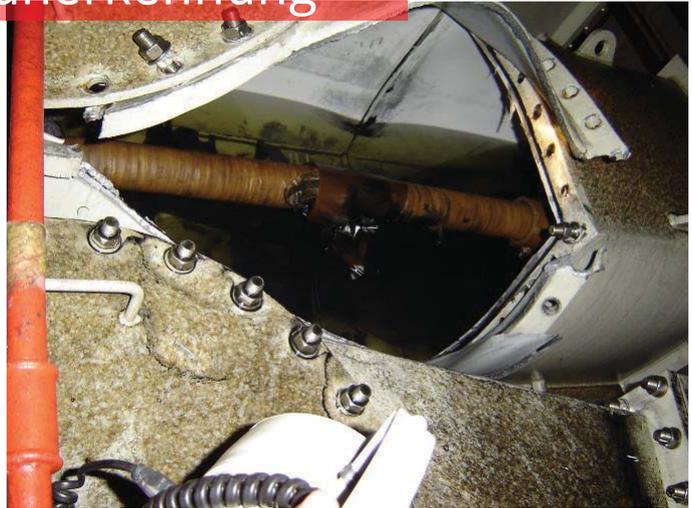
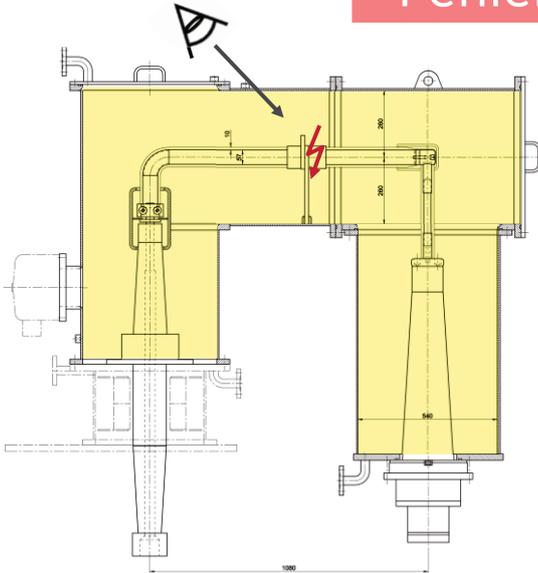
Welchen **Schutz** bieten Druckentlastungsventile?

20

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Tank Rupture
Bersten des Kessels

„Toter Winkel“ in der Fehlerfrüherkennung



21

Multi-Vendor
Schnittstellen



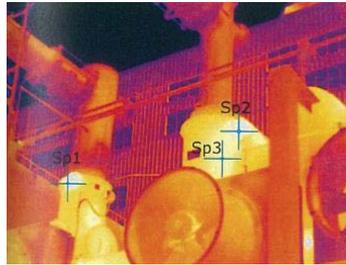
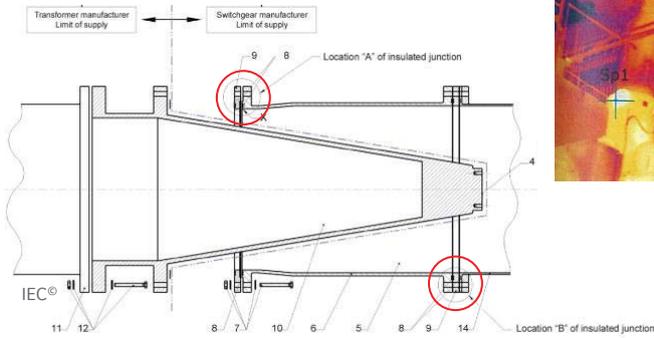
Transformator-GIL/GIS

22

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Öl-Gas-Durchführungen



Vermeidung von
Kreisströmen
durch Isolierung

© 2025 GE Vernova and/or its affiliates. All rights reserved.

23

GE VERNOVA

**Transformer
Life
Management
CONFERENCE**

24

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Gut gedacht, auch gut gemacht? Schäden an Leistungstransformatoren

Guntmar Gunkel

Einleitung

In diesem Vortrag wird von einigen Schäden an Transformatoren berichtet. Die havarierten Transformatoren werden im Vortrag nicht benannt, weder der Hersteller noch der Betreiber. Lediglich die Spannungsebene, die Leistung und ggf. das Baujahr oder Betriebsdauer.

Im Allgemeinen werden die Transformatoren für eine lange Betriebsdauer (>40 Jahre) ausgelegt. Der Zeitraum ist zum großen Teil von der Einsatzart des Transformators bestimmt. Für Netzkupplungs-Transformatoren kann mit einer höheren Betriebsdauer gerechnet werden als für einen Maschinen- oder Industrietransformator.

Dieser Vortrag behandelt in erster Linie Transformatoren, welche während des Betriebes ausgefallen sind. Der Ausfall erfolgt in der Regel spontan im Betrieb oder während einer Schalthandlung und endet meist mit dem Totalverlust des Transformators. Es werden einige Beispiele gezeigt. Nicht erwähnt werden reparable Schäden wie z.B. beschädigte Radiatoren. Auch Schäden, welche während einer Reparatur entstehen, sind nicht Bestandteil dieses Vortrags.

Im Rahmen der TLM wurde immer wieder von Trafoschäden berichtet und in dem Zusammenhang auch von diagnostischen Maßnahmen. Hier kann nur geraten werden, dass die Betreiber einige der Maßnahmen ernst nehmen und diese auch durchführen. Trotz alledem sei gesagt, dass auch wenn alles Mögliche im Vorfeld für einen sicheren Betrieb getan wurde, der Transformator trotzdem ausfallen kann.

Was sind die Gründe für einen Ausfall eines Transformators?

Die Gründe einen Ausfall sind verschieden und wurden in den letzten Jahren auf den TLM-

Veranstaltungen intensiv besprochen. Hier noch einmal die signifikanten Ursachen für einen Ausfall:

- Alterung
- Überspannung
- Überlast (Wärmeeinfluss)
- Isolationsversagen
- Ausfall von Komponenten (Durchführungen, Schalter, Wandler).
- Designschwächen
- Montagefehler
- Betriebsfehler, mangelnde Wartung

Fehlerfindung

Gleich zu Anfang sei gesagt, dass gerade Fehler im Bereich der inneren Entladungen schwierig zu finden sind. Es gehört auch eine wenig Fortune dazu, die Ursache eines Schadens deutlich zu erkennen. Eine Post-mortem-Analyse wird nicht immer durchgeführt, weil z.B. eine Reparatur nicht wirtschaftlich ist und ein Ersatztransformator bereitsteht, oder ein Neubau beauftragt wird. Somit wird dann auf das Verständnis und der Erfahrung des Gutachters zurückgegriffen.

Parteien bei einem Schadensfall

Wenn an einem Transformator ein Schaden eingetreten ist, so sind im meist mehrere Parteien an der Schadensfindung beteiligt.

Die Anlagenbetreiber

Die Betreiber der Betriebsmittel sind in der Regel für den ordnungsgemäßen Betrieb der Anlage zuständig. Wenn ein Schaden eintritt, so sind die Betreiber der Anlage unmittelbar betroffen. Ihnen kommt dann die Aufgabe zu, für die notwendigen Daten, welche für die Schadenaufklärung notwendig sind, zu sorgen. Das sind in erster Linie die Störschriebe zu Zeitpunkt des Schadenseintritts, die Unterlagen zu den durchgeführten Wartungsarbeiten, Diagnosemessungen, Ergebnisse der

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Ölanalysen bei Öltransformatoren usw. Ferner sind Schalthandlungen und Betriebsdaten der letzten Jahre relevant. Diese Aufgaben erfordern eine Menge Zeit, sind aber erforderlich, um einen möglichen Schadenshergang zu rekonstruieren.

Erfahrungsgemäß sind die Betreiber in der Lage, die notwendigen Unterlagen beizubringen. Eine der Schwierigkeiten besteht darin, dass der Betreiber in der Regel nicht weiß, welche Unterlagen benötigt werden. Dies ist oft dann der Fall, wenn der Schaden in einem Industriebetrieb stattfand. Das hängt zum einen mit der Kommunikation der Parteien untereinander, als auch zum anderen mit der Bereitschaft der Parteien auf eine vollständige Aufklärung des Schadenhergangs, zusammen. Leider werden nicht immer alle Betriebsformationen bekannt gegeben. Mangelnde Informationen erschweren, jedoch eine solide Analyse des Schadenhergangs.

Die Hersteller der Betriebsmittel

Die Hersteller der Betriebsmittel, da der Transformator, die Durchführungen, der Lastumschalter oder die weiteren An- und Einbauteile sind zunächst recht reserviert in der Unterstützung bei der Schadensfindung. Das könnte daran liegen, dass solch ein Schadensfall auch einen Teil der betrieblichen Ressourcen bindet.

Wie dem auch sei, ohne die Informationen der Hersteller und deren Mitarbeit ist eine sinnvolle Aufarbeitung des eingetretenen Schadens nicht zufriedenstellend.

Sind jedoch weitere Untersuchungen nötig, wie z.B. das Öffnen des Transformatorbuchs und das anschließende Befunden des Aktivteils, so sind die Hersteller des Transformators, auch abhängig von dem Betreiber, schon bereit sich zu engagieren.

Die Zusammenarbeit auf der Engineering-Ebene ist im Allgemeinen sehr gut, vermutlich, weil der Anspruch, die Schadensursache herauszufinden, auf allen Seiten besteht.

Die Hersteller der Komponenten wie die Durchführungen und der Laststufenschalter sind in einem Schadensfall ebenfalls zu einer

Kooperation bereit. Es wird zum Beispiel bei den Durchführungen noch einmal eine Sezierung derselben vorgenommen, um die Schadensstelle genau zu bestimmen.

Die Versicherungen

In vielen Fällen sind die Betriebsmittel versichert und bei einem Schaden wird die Versicherung mit eingeschaltet. Ohne hier auf die Verträge zwischen dem Betreiber der Versicherung einzugehen, wird in den meisten Fällen Versicherungsschutz in Anspruch genommen. In einem solchen Fall versucht die Versicherung den Umfang des Schadens und die Ursache zu ermitteln. In einigen Fällen bedient sich die Versicherung eines unabhängigen Sachverständigen, um für das spezielle Betriebsmittel zu bewerten. Die Versicherung erwartet eine technisch fundierte Aussage zum Schadensumfang und zur Schadensursache, um dem Versicherungsnehmer entsprechend dem Vertrag zu regulieren. Aus diesem Grunde erwartet die Versicherung vom Versicherungsnehmer, eine vollständige Offenlegung der Ereignisse. Ein weiterer Grund ist, dass seitens des Versicherers eine Rückversicherung besteht. Auch der Rückversicherer muss bei Bedarf belastbare Aussagen bekommen.

Der Sachverständige

Ein technischer Sachverständiger erstellt Gutachten und technische Bewertungen in seinem Fachgebiet aus. Die Gutachten sollen neutral, objektiv und nachvollziehbar sein. Er stellt Gutachten im Auftrag von Privatpersonen, Firmen oder Versicherungen. Ferner kann er zu einer außergerichtlichen Klärung von Streitigkeiten auch Schiedsgutachten erstellen. Das Hauptmerkmal liegt in der Beurteilung von technischen Zuständen, Schäden, Mängel oder Ursachen.

Weitere Aufgaben sind die Beweissicherung, Schadenanalysen und Ursachenermittlung, technische Beratung, Bewertung und Wertermittlung sowie Moderation und Schlichtung.

Vorgehen bei einer Schadensuntersuchung

Das Vorgehen bei den Untersuchungen ist abhängig von dem entstandenen Schaden. Bei einem Transportschaden ist der Aufwand an deutlich geringer als bei einem Totalverlust eines Transformators. Wenn es zudem noch zu einem Brand gekommen ist, wird das Finden der Ursache sehr schwierig und zeitintensiv.

Aufzeichnungen des Schutzes

Die Aufzeichnungen des Schutzes sind bei der Ursachenermittlung ein wichtiges Hilfsmittel. Die Verläufe von Strömen und Spannungen, sowie die Kurvenform sind vor und während des Schadenereignisses von Bedeutung. Die digitale Schutzaufzeichnung ist deshalb ein wertvolles Instrument zur Ursachenanalyse.

Unterlagen zu der Historie des havarierten Betriebsmittels

Die eine Aufgabe für den Betreiber, welcher in der Regel diese zur Verfügung stellt. Dazu gehören die bisher durchgeführten Maßnahmen, wie zum Beispiel die Öl-Analysen und die bisher durchgeführten Diagnosemessungen und Wartungen. Es ist wichtig, dass diese Unterlagen vorliegen, auch um nachzuweisen, dass der Betreiber Maßnahmen ergriffen hat, um sich über den Zustand seiner Betriebsmittel zu informieren.

Erstellen von Fotografien

Das Erstellen von Fotografien ist ein wesentliches Merkmal in der gutachterlichen Tätigkeit. Es können Zustands – und Beweisfotos erstellt, werden. Diese Fotografien dienen auch der Erinnerung an das Gesehene und als für eine Fotostrecke in dem Report. Anhand von Fotografieren kann man sich in einem Report auch viele Worte sparen. Auch hier gilt, ein Bild sagt mehr als 1000 Worte. Dank der Digitalkameras ist auch die Anzahl der Fotos nicht mehr das große Hindernis. Ein No-Go ist jedoch die Fotos, welche erstellt wurden, diese dann mit einer minimalen Auflösung zu versenden. Mit solchen Bildern lässt sich nicht arbeiten.

Die Schadensfälle (Auswahl)

Die hier vorgestellten Schadensfälle sind während des Betriebes der Transformatoren entstanden. Die Schäden, welche in den Prüffeldern der Hersteller stattfanden, sind nicht

aufgeführt. In diesem Vortrag auch werden keine Hersteller und Betreiber erwähnt. Dies ist deshalb nötig, da die gutachterliche Tätigkeit eine Verschwiegenheit gegenüber Dritten erfordert. Da aber Schäden nun mal passieren, ist es von der technischen Seite her gesehen sinnvoll, dass Schaden und mögliche Ursache bekannt werden, damit weitere Entwicklungen und Diagnosen an den Betriebsmitteln stattfinden können. Vor diesem Hintergrund sollte auch dieser, vor dem Fachpublikum veröffentlichte Vortrag, verstanden werden.

Ursachen

Viele der untersuchten Schadensfälle sind auf ein dielektrisches Versagen zurückzuführen. Dies kann durch Alterung der Isolierung, Erhöhung der Feldstärken durch geometrische Veränderungen der Spulen als Folgen von Netzkurzschlüssen oder durch Überspannungen geschehen. In allen Punkten wurde die berechnete Isolationskoordination gestört. Weitere Schäden sind an Durchführungen und defekte Lastumschalter und vor allem am Umsteller entstanden. Einige Havarien lassen sich auf das Spulen Design zurückführen. Ebenfalls sind mangelnde Sorgfalt bei der Fertigung und Endmontage der Transformatoren erkannt worden.

Fall 1: Ungünstiges Wicklungsdesign

Der folgende Transformator ist durch einen inneren Überschlag ausgefallen. Das Aktivteil wurde gezogen und die Spulensätze nach Ausschachteln des Oberjochs ebenfalls gezogen und die beschädigte Unterspannungsspule ausgerollt. Neben der Durchschlagstelle (Windungsschluss) konnten an den Spulenenden Spuren der übermäßigen Erwärmung festgestellt werden. Es wurde beschlossen, Spulen neu zu wickeln und ein anderes Design zu wählen, weil das bisherige Design für einen Umrichter gesteuerten Motorantrieb ungünstig gewählt war.

Transformatordaten:

Vector group	Dd0y5			Year of manufacture	2018	
Rated Power	10400	5200	5200	kVA	Type of cooling	ONAN
1	34650				Insulation oil (PCB free)	NYNAS NYTRO TAURUS
2	33825				Temp. rise winding / oil	50/50
Rated voltage	33000	3300	3300	V	Duration of short - circuit	2
3	32175				Rated Frequency	50
4	31350				Total mass	30650
Rated current	182	910	910	A	Untanking mass	11500
Impedance voltage				%	Oil mass total	6620

Bild 1: Leistungsschild des Transformators.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

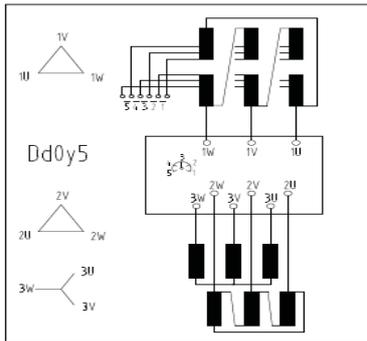


Bild 2: Schaltbild des Transformators.

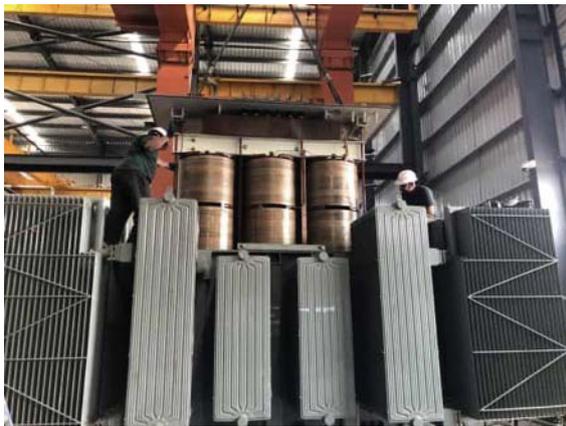


Bild 3: Ausheben des Aktivteils aus dem Kessel.



Bild 4: Abrollen der beschädigten US-Wicklung. Die Schadenstelle ist deutlich zu erkennen.

Resultat

Der Transformator bekommt neue Spulenätze mit einem geänderten Design. Kern, Kessel, Kühlanlage usw. werden wieder verwendet.

Fall 2: Havarie eines Maschinentransformators

Ein Maschinentransformator mit einer moderaten Belastung havarierte während des Betriebs. Es gab einen inneren Überschlag und durch den von innen wirkendem Druck wurde der verschraubte Deckel über eine Länge von mehreren Metern um mehrere Zentimeter abgehoben. Es brach ein Feuer aus und musste von der Feuerwehr gelöscht werden. Aufgrund des Brandes und der inneren Zerstörung wurde der Transformator vom Betriebsfundament gezogen und ein Reserve-Transformator eingesetzt. Der havarierte Transformator wurde auf einen Abstellplatz verbracht und wurde verschrottet. Im Rahmen der Verschrottung wurde versucht, den Entstehungsort des Überschlags sowie die Ursache zu finden.

Transformatordaten

Betrieb: seit 2017
 Fabrik.-Nr.: ***
 Bemessungsleistung: 700 MVA
 Übersetzung: 415 kV / 27 kV
 Schaltgruppe: YNd5
 Kühlart: ODWF

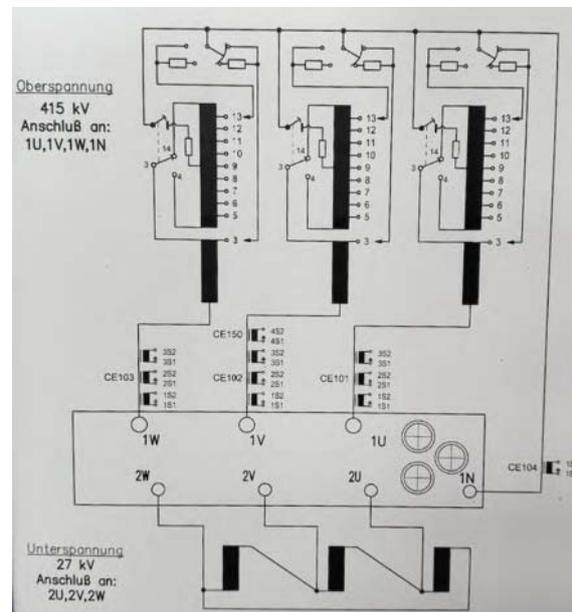


Bild 5: Schaltbild des Transformators.

Unterlagen

Die zur Verfügung gestellten Unterlagen ließen keinen Rückschluss auf eine Vorschädigung oder Alterung des Transformators zu. Die Gas-in-Öl-Analysen (DGA) wiesen keine Auffälligkeit aus ebenso die Isolieröl-Untersuchungen. Schalthandlungen wurden nicht durchgeführt.

Schutzaufzeichnungen

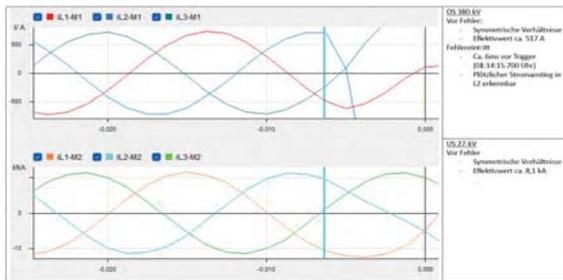


Bild 6: Aufzeichnung des Blockschutzes. Obiges Diagramm: OS-Ströme, Unteres Diagramm: US-Ströme.

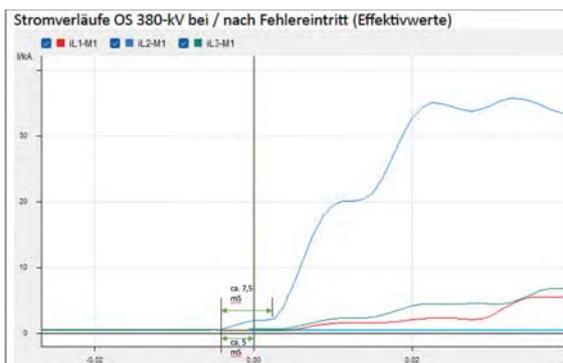


Bild 7: Strom der Phase 1V (Blau-) zum Eintritt des Fehlers.

Die Schutzaufzeichnungen zeigen einen Schluss der Phase 1V gegen Erdpotential. Da ein Sternpunktstrom geflossen ist, hat der Überschlag zwischen der Stammwicklung und der Regelwicklung stattgefunden. Die Vermutung des Fehlers durch die Schutzaufzeichnungen wurde durch die Befundung bestätigt.

Die eigentliche Ursache konnte nicht eindeutig geklärt werden. Vermutlich waren aufsteigende Gasblasen der Grund für den Zusammenbruch des elektrischen Feldes.



Bild 8: Havariertes Transformator auf dem Abstellplatz.



Bild 9: Beschädigte Hochspannungswicklung 1V.

Fall 3: Sternpunktbildner (Erdungstransformator), Überschlag nach Anregung

Zwei Sternpunktbildner, eingesetzt als Erdungstransformatoren sind bei der einsetzenden Belastung (Stromstoß) havariert. Der Strom betrug 300 A für an der Unit mit dem aufgerissenen Kessel. Nach Unterlage und Leistungsschild ist die Einheit für 500 A / 5 Sek.

ausgelegt. An einer Einheit ist der Wellwandkessel aufgerissen und es ist Feuer entstanden, welches aber gelöscht wurde. Das Isolieröl ist fast vollständig verbrannt. An der anderen Einheit wurde der Kessel deformiert, es entstand kein offenes Feuer Da der Betreiber mehrere Einheiten des gleichen Typs im Einsatz hat, sollten die havarierten Einheiten untersucht werden. Es stellte sich heraus, dass das mechanische Design der Transformatoren für den Anwendungsfall unzureichend war.

Transformortypen

Three-Phase-Earthing transformer		Serial No.	Year	2015
Rating	kVA	355	IEC 60076	
1 V	34650	Type		
2 V	33825	Insulation liquid		
Rated V	3 V 33000		NYNAS NYTRO LIBRA	
4 V	32175	Ins liquid class		
5 V	31350		IEC 60296(03)	
Um	kV	36	Rat. freq.	Hz 50
Insulation level	LI 170 AC 70 / LI - AC -	Vect. group		ZN
Zero-seq. imp		Cooling		ONAN
Rated neutral current		Ohm/phase		119.37
				500 % for 5 sec / hour

Bild 10: Leistungsschild des Transformators.



Bild 11: Brandschaden und Aufgerissener Wellwandkessel.

Die Spulen der nicht gebrannten Einheit wurden auf einer Wickelbank abgewickelt, um den Fehler im Inneren zu bewerten. Es stellte sich heraus, dass sich die Spulenlagen durch die elektromagnetischen Kräfte übereinander geschoben haben und so einen internen Schluss herstellten, welcher eine elektrische

Entladung hervorrief. Diese axiale Bewegung konnte geschehen, weil die Spulen keine oberen und unteren Fixierungen besaßen.



Bild 12: Aktivteil des baugleichen Transformators, „altes“ Design. Keine axiale Verspannung.



Bild 13: Das „neue“ Design. Fixierung der Spulen mit axialen Zugstangen und Befestigung, hier ein Muster als Beispiel



Fall 4: Erwärmung der Zugstangen

Ein 31,5 / 40 MVA-Transformator, welcher in einem Windpark in Betrieb war, fiel durch erhöhte Wärmegase nach Leistungserhöhung aus. Im Laufe der Jahre wurde die Leistung des Windparks sukzessiv erhöht.

10/2009 Inbetriebnahme.

10/2009 Anschluss Windparkleistung: 9,85 MW, 10/2014 Anschluss Windparkleistung: 10 MW 12/2015 Rückbau Windparkleistung: 9,85 MW, 12/2015 Erweiterung des Trafos auf ONAF 40 MVA, 01/2016 Anschluss: WEA 3,3 MW, 03/2016 Anschluss WEA: 9,0 MW

04/2016 Anschluss WEA: 6,0 MW

=> Windpark Gesamtleistung 28,3 MW

Die Gas-in-Öl-Analysen (DGA) waren seit 09-2010 bis 07-2015 unauffällig. Im Juni 2016 stieg der C₂H₄ Wert leicht an, und stieg innerhalb eines Monats von 15 ppm auf 360 ppm. Zudem sind alle Gase der C_{2xx} und C_{3xx} Gruppe deutlich mit angestiegen. Eine durchgeführte Vor-Ort-Messung brachte keine Aussage auf einen Schaden. Der Transformator wurde daraufhin in ein Reparaturwerk gebracht. Dort wurden weitere Messungen vorgenommen, welche ebenfalls keine Indikation zeigten. Es wurde beschlossen, den Transformator zu öffnen und näher zu befunden. Es stellte sich heraus, dass die Zugstangen, welche die untere und obere Kernverspannung verbinden und die axiale Spulenpressung herstellen, von dem Pressrahmen nicht elektrisch isoliert angebracht waren.

Durch die Leistungserhöhung entwickelten sich Kreisströme, welche die Zugstangen und die Verbindungen zu den Pressrahmen erwärmten. Es wurde beschlossen, die Zugstangen entsprechend der allgemeinen Vorgehensweise zu isolieren. Damit war das Wärmeproblem gelöst.

Das Projekt nahm noch einen weiteren juristischen Verlauf Versicherung.

Fall 5: Betreiber möchte den Hersteller in Regress nehmen

Der Betreiber eines 110 kV / 10 kV 31,5 MVA wollte den Hersteller des Transformators juristisch belangen. Der Transformator war havariert. Auf Nachfrage wurde berichtet, dass der Betreiber den Transformator auf die noch geerdete Unterspannungsseite geschaltet hatte. Der Transformator wurde vom Schutz unmittelbar vom Netz genommen. Danach wurden die Erden auf der Unterspannungsseite entfernt und der Betreiber ließ den Trafo wieder einschalten. Wieder wurde der Transformator vom Schutz abgeschaltet. Es entstand eine Ölleckage an den Unterspannungsdurchführungen. Nun wollte der Betreiber den Hersteller in Regress nehmen, weil der Transformator laut Typenschild eine Kurzschlussdauer von 2 Sekunden auswies. Im ersten Teil des Telefonats ging es darum, dass die Angabe der Zeit sich nicht auf den Teil des dynamischen Vorgangs bezieht, sondern auf den thermischen Einfluss. Auf weitere Nachfrage, ob nach dem ersten Ereignis Maßnahmen zur Überprüfung des Betriebsmittel stattgefunden habe, wurde diese verneint. Es wurden weder Messungen durchgeführt noch Ölproben entnommen. Daraufhin so die Argumentation, könnte dem Betreiber eine Fahrlässigkeit unterstellt werden und von einem Regressanspruch wäre Abstand zu nehmen.

Zusammenfassung

Die hier vorgestellten Fälle sind nur ein Teil der besichtigten Schäden. Das Ziel war es, eine kleine Bandbreite der Fehler darzustellen.

Es zeigt, dass Schaden immer wieder aus verschiedenen Gründen auftreten. Letztlich ist das Isolationsversagen, aus welchen Gründen auch immer, eine der häufigsten Ursache eines Transformator-Verlustes.

Ein Verlust ist immer mit hohen Kosten verbunden. Neben einer Neubeschaffung oder Reparatur sind die Betriebsunterbrechungen ein sehr hoher Kostenpunkt. Diese steigen anhand der wenigen Reparaturmöglichkeiten und der zeitlichen Dauer immer an.



Viele Hersteller von Transformatoren haben nach Aussage keine Möglichkeit einer Reparatur im Herstellerwerk, da diese den Flow der Neufertigung stören. Die Argumentation, dass die Reinigung eines Aktivteils von Schmutz und Rußpartikeln nach einem Schaden aufwendig und zeitintensiv sei, ist nachvollziehbar aber auch manchmal ein Argument, die Reparatur im Herstellerwerk nicht durchführen zu müssen. Es werden Zeiträume für eine Reparatur von großen Einheiten um die drei Jahre vorgestellt.

Kleine Einheiten können mit der nötigen technischen Begleitung auch von Reparaturbetrieben durchgeführt werden. Auch die abschließenden Prüfungen können mit mobilen Prüfanlagen realisiert werden.

Die hier vorgestellten Fälle sind nur ein Teil der besichtigten Schäden. Das Ziel war es, eine kleine Bandbreite der Fehler darzustellen.

Es zeigt, das Schaden immer wieder aus verschiedenen Gründen auftreten. Letztlich ist das Isolationsversagen, aus welchen Gründen auch immer, eine der häufigsten Ursache eines Transformator-Verlustes.

Ein Verlust ist immer mit hohen Kosten verbunden. Neben einer Neubeschaffung oder Reparatur sind die Betriebsunterbrechungen ein sehr hoher Kostenpunkt. Diese steigen anhand der wenigen Reparaturmöglichkeiten und der zeitlichen Dauer immer an.

Kleine Einheiten könnten mit der nötigen technischen Begleitung auch von Reparaturbetrieben durchgeführt werden. Auch die abschließenden Prüfungen können mit mobilen Prüfanlagen ausgeführt werden.

Die Frage: Gut gedacht, auch gut gemacht? Lässt sich nicht einfach beantworten. Es sind zu viele Einflüsse vorhanden. Wer einen Transformator bestellt, ohne weiter zu spezifizieren, bekommt zwar eine funktionstüchtige Einheit, aber wird diese dann auch den Vorstellungen der Betreiber gerecht? Hersteller und Anwender müssen sich zusammensetzen und darüber sprechen was gewünscht wird. Industrietransformatoren, welche an einem Umrichter Betrieb betrieben

werden sollen, sind anders zu bauen als Mittelspannungsnetztransformatoren. Diese werden in der Regel ohnehin in Massenproduktion erstellt.

Die Transformatoren im Übertragungsnetz sind bereits oft schon spezifiziert und von den Kosten her ohnehin in einer anderen Klasse. Das Verteilnetz im 110 kV Bereich, in dem viele Stadtwerke tätig sind, sieht die Sache schon etwas anders aus. Hier fehlen zum Teil die Spezifikationen und durch den Preisdruck sind viele Betreiber auch bemüht, preisgünstige Einheiten zu erwerben. Dann muss eine klare Abmachung zwischen Käufer und Verkäufer bestehen. Auch die Kontrolle der Fertigung und entsprechende Haltepunkte müssen vereinbart werden. Gut gedacht ist ein Anfang, gut gemacht erfordert Engagement und Kontrolle auf beiden Seiten.

Autorenanschrift

idea metrology

Guntmar Gunkel
Im Dahl 29
58579 Schalksmühle
Germany
E- Mail: info@idea-metrology.de



Referenten

Susan Klein

Hitachi

Luisa-Susan Klein studierte Wirtschaftsingenieurwesen mit Schwerpunkt Elektrotechnik im Masterstudiengang an der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur Leipzig. Im Rahmen ihres Studiums vertiefte sie ihre Kenntnisse an der Schnittstelle von Technik und Betriebswirtschaft. Parallel dazu war sie ab Juli 2023 als Werkstudentin bei Hitachi Energy tätig, wo sie ihre Masterarbeit verfasste. Zuvor unterstützte sie dort das Team im Bereich Prozess- und Wertanalyse.

Aufbauend auf dieser akademischen und beruflichen Laufbahn ist sie aktuell als Projektmanagerin bei Hitachi Energy tätig. In dieser Rolle verantwortet sie die Koordination und Steuerung komplexer Projekte im Bereich Energietechnik. Ihr Aufgabenfeld umfasst unter anderem die Planung und Umsetzung technischer Maßnahmen, die Abstimmung mit interdisziplinären Teams sowie die Sicherstellung von Qualität, Zeitrahmen und Budgetvorgaben.



Oliver Derigs

Hitachi



Oliver Derigs hat sein Bachelorstudium in elektrischer Energietechnik und sein Masterstudium im Bereich der Wirtschaftswissenschaften an den Hochschulen in Hannover und Darmstadt absolviert.

Von 2010 bis 2012 war er für die DB Energie als Projektleiter tätig, wobei der Schwerpunkt im Bereich der Erneuerung von Mittel- und Niederspannungsschaltanlagen gelegt hat. Seit 2013 ist er Teil der heutigen Hitachi Energy (vormals ABB Power Grids). Hierbei hat er verschiedenste lokale und globale Positionen durchlaufen, die sich zum einen im Rahmen des Neubaus und zum anderen im Rahmen des Transformatoren Service befanden. Dabei lagen die Schwerpunkte in den Bereichen Engineering, Qualität und der operativen Steuerung von Leistungstransformatorenwerken und Service Standorten. Seit 2024 ist er verantwortlich für den Geschäftsbereich Transformatoren Service mit den Servicewerkstätten in Halle (Saale), Nauen und Neusäß und den dazugehörigen Marktgebieten in Deutschland, Österreich und BENELUX.



TLM 2025



HITACHI

TLM 2025 - Vor Ort Befundung eines 400 kV Phasenschiebers

Referenten
Oliver Derigs, Susan Klein

Date
2025-09-16

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

HITACHI

Welcome

Oliver Derigs
Local Product Group Manager
PGSV, Transformer Service

E-mail: oliver.derigs@hitachienergy.com
Phone: +49 (160) 5131 002

Susan Klein
Junior Project Manager
PGSV, Transformer Service

E-mail: susan.klein@hitachienergy.com
Phone: +49 171 9399 765

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

HITACHI

Agenda

- 1 Einführung und Ausgangslage
- 2 Entscheidung für das Reparaturszenario
- 3 vorläufiges Reparaturkonzept
- 4 Durchführung der Vor-Ort-Reparatur
- 5 Zusammenfassung
- 6 Kernpunkte einer Vor-Ort-Reparatur

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

HITACHI

1 - Einführung und Ausgangslage

01.

Historie

- 400 kV Phasenschieber- Transformator produziert im Jahr 2021 und Erstinbetriebnahme im Jahr 2022
- Keinerlei Auffälligkeiten im Betrieb / Ölproben / Belastungen / etc.
- Mehrere baugleiche Einheiten bereits seit längerer Zeit im Betrieb und ebenfalls ohne Auffälligkeiten

02.

Fehlerhergang

- Fehlerauslösung über Buchholz-, Distanz- und Differentialschutz
- Einhergehende sofortige Abschaltung der Kühlanlage inklusive der Umlaufpumpen

03.

Messungen/ Inspektion vor Ort

- Abweichungen im Übersetzungsverhältnis und in der Phasenverschiebung zwischen OS / MS in den Phasen S3 und L3 festgestellt
- Temporäre Undichtigkeiten festgestellt, die im Schadenseintritt bestand haben mussten. Durch den Überdruck im Inneren des Kessels wurde das Dichtungssystem kurzzeitig überwunden.

04.

Ölanalyse

- Die durchgeführte Öl- und Fehlergasanalyse verstärkt den Anfangsverdacht einer stromstarken Entladung im Inneren des Kessels

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

2 - Entscheidungsgrundlage für das Reparaturszenario

HSE

- Arbeitssicherheit
- Umgang mit verunreinigten Materialien
- Schutz vor Diebstahl (Technologie/ Material)

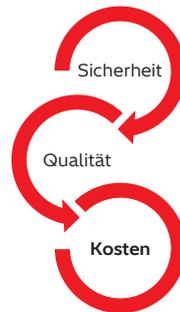
Qualität

- Sauberkeit
- Hochspannungstest (einzeln / gekoppelt)
- Qualitätssicherung im Prozess bei reduziertem Umfang beim Hochspannungstest
- Trocknung

Kosten

- Logistik und Transport
- Art und Umfang der Austauschteile
- Kranarbeiten und Schutz der Bodenflächen

Varianten:
 a) Reparatur vor Ort im Umspannwerk
 b) Reparatur in umliegenden Industriegebäuden
 c) Reparatur im Service-Werk



Schwerpunkte zur Entscheidung
 - Transportaufwand / Kosten
 - Prüfkonzept
 - Zeitfaktor

3 - Vorläufiges Reparaturkonzept



4 - Februar 2025 Baustelleneinrichtung

Verdichtung Kranstellplatz



Rückbau Schallhaus, Portale



Infrastruktur



Errichtung Reparaturzelt



- Aufenthaltscontainer
- Stromversorgung
- Sanitäreinrichtungen
- Überwachung
- Bauzaun

- Zeltdimensionen
- Höhe 15,5 m
- Breite: 17,6 m
- Länge: 28,0 m
- Belüftung innerhalb des Zeltes für konstante Lufttemperatur und Feuchtigkeit

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

4 - März 2025 Hub des Aktivteiles

Aktivitäten

- Aufbau Hilfskran und Gittermastkran
- Hub des 280 t Aktivteiles aus Schallhaus in Reparaturzelt

Herausforderung: Wetter

- Bodenfestigkeit Kranfläche
- Feuchtigkeit Aktivteil
- Präzision der Kransteuerung

Boden

- Verdichtung und Aufschotterung
- zusätzliche Baggermatten zur gleichmäßigen Lastverteilung



Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

4 - April 2025 Ausschichten und Wicklungen ziehen

Aufbau Hubgerüst im Zelt



Herausforderung

- Anpassung Hubgerüst an Zeltdimensionen → fehlende Höhe durch Elefantenfüße (2 m) ausgeglichen
- Rettungsweg

Pressgestell fixieren



- Alternative zum Anheben: Spulenkreuz

Wicklungen ziehen



- Gesamthöhe der Wicklungen ca. 10 m

Transport der Wicklungen



- Weitere Befundung in Halle (Saale)

4 - Mai 2025 Kern umlegen



Aktivitäten

- Verlängerung Hubgerüst
- Transport des Kernes aus Reparaturzelt
- Oberjoch entfernen
- Kernsäulen nacheinander umlegen

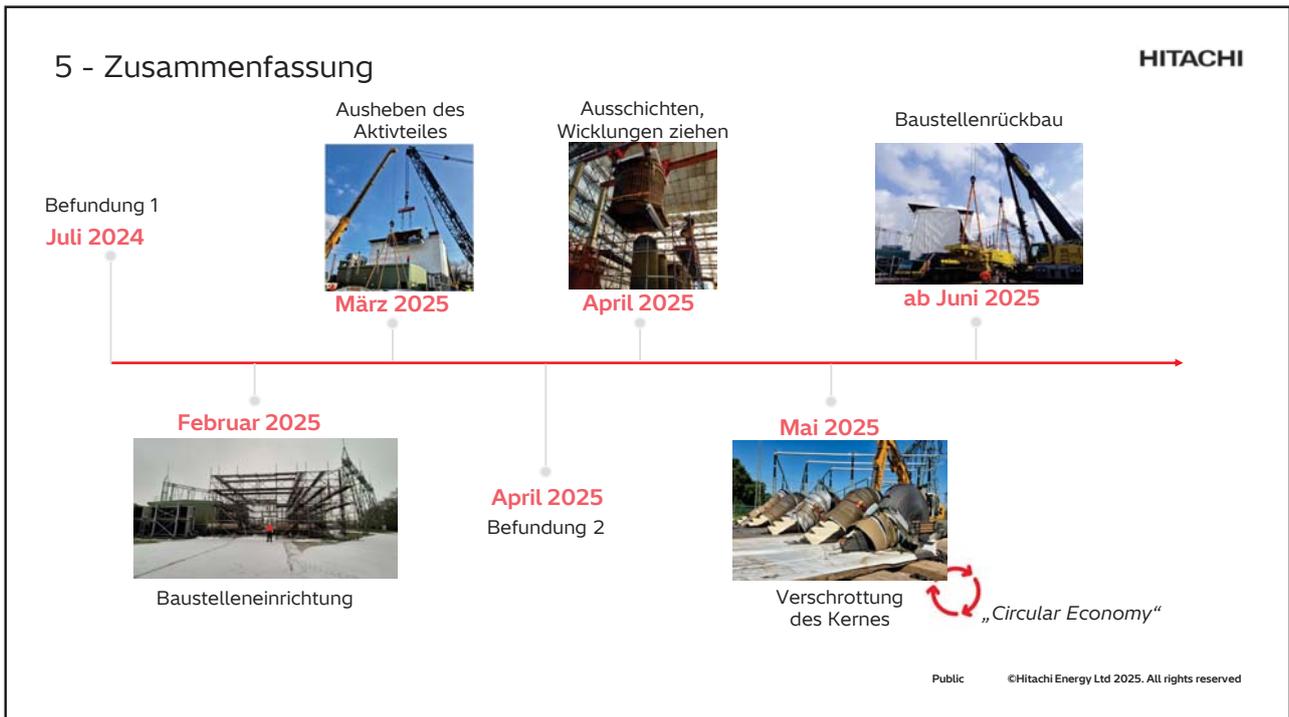
Herausforderung

- Hubhöhe - Zeltöffnungshöhe
- HSE-Anforderungen
- Zurückzulegende Strecke
- Stützdruck auf Baustraße



18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



HITACHI

Thank you

Oliver Derigs
Local Product Group Manager
PGSV, Transformer Service
oliver.derigs@hitachienergy.com
+49 160 5131 002

Susan Klein
Junior Project Manager
PGSV, Transformer Service
susan.klein@hitachienergy.com
+49 171 9399 765

Follow us
[in](#) [X](#) [f](#) [@](#) [v](#)

www.hitachi.com

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

HITACHI

Public ©Hitachi Energy Ltd 2025. All rights reserved

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

Referenten

Bastian Fischer

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Bastian Fischer verfügt über mehr als 25 Jahre internationale Führungserfahrung in Europa, den USA und Asien in leitenden Positionen bei führenden IT-, OT-, Big Data-Unternehmen der Energiebranche.

Bei Maschinenfabrik Reinhausen verantwortet er die Architektur, die Softwareentwicklung und Cybersicherheit der Asset Performance Management-Plattform TESSA®. Er gilt als Experte für APM, Zustandsbewertung und semantischer Daten-Modelle von elektrischen Betriebsmitteln (digitale Zwillinge).

Als Geschäftsführer von Locamation, einer Tochtergesellschaft des niederländischen Netzbetreibers Alliander, leitete er die Entwicklung und Einführung softwaredefinierter Schutz- und Leittechniklösungen für digitale Umspannwerke.

Zuvor war er Vice President und General Manager bei ORACLE baute die Geschäftseinheit für die Energiebranche in EMEA auf.

Für SAP war er über zehn Jahre in den USA, Japan und China tätig, um SAP Utilities als Standard in diesen Märkten zu etablieren.

Bastian Fischer trägt mit Fachbeiträgen und Vorträgen in internationalen Gremien CIGRE, CIREN, VDE und ZVEI bei und besitzt einen Bachelorabschluss in Informatik.



Lando Peters

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH



Seit 2024 ist Lando Peters verantwortlich für die Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren mithilfe von TESSA® FLEETSCAN 2D.

Er unterstützt internationale Gremien wie CIGRE, CEPSI und CEATI durch Fachbeiträge und Vorträge.

Von 2019 bis 2024 absolvierte er ein duales Studium bei der Maschinenfabrik Reinhausen, das eine Ausbildung zum Mechatroniker sowie einen Bachelorabschluss in Elektro- und Informationstechnik an der OTH Regensburg umfasste.



Datengetriebenes Asset Management nach ISO 55001:2024

© MR

| A2 Bastian Fischer, TDI Lando Peters



Agenda

1. Bedeutung von datengetriebenem Asset Management
2. ISO 55001 und Relevanz für das Asset Management
3. 27000 ISMS und Cybersicherheit
4. Datengetriebenes Asset Management
 - + Datenintegration und Semantik
 - + Datenqualität und Verfügbarkeit
5. Praxisbeispiel bei einem deutschen Netzbetreiber
 - + Initiale Zustandsbewertung
 - + Folgemaßnahmen
6. Lessons Learned
7. Fragen und Antworten



| 2

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Digitalisierung – Eine Herausforderung?

Mehr Asset-Daten als je zuvor

- + **Daten sind verstreut** in Silos und über Anwendungen hinweg
- + Mangelnde Integration führt zu **hohem manuellem Aufwand**
- + **Keine Geräte-Onboarding** und Konfigurationsmanagement
- + Unvollständige / **fehlende Kontextualisierung**

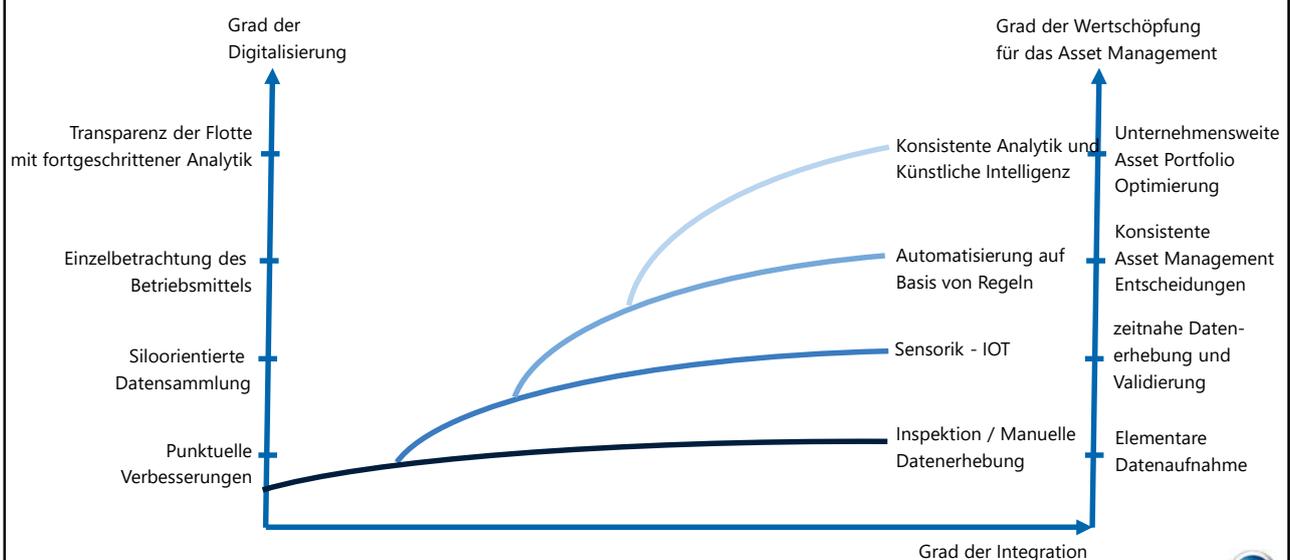


Daten in Ergebnisse umwandeln

- + Einheitliche Datenquelle, zugänglich über **ein Dashboard**
- + **Sichere Integration** von Sensoren und Diagnosedaten
- + Hochflexible und **vorlagenbasierte Konfiguration**
- + **Vordefinierte und individuell** konfigurierbare Analysen



Digitalisierung – Wertschöpfung für das Asset Management



18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Digitalisierung – Ganzheitliche Lösung für das Asset Management

SERVICES und ANALYTICS

Cybersicherer und optimierter Betrieb über den gesamten Lebenszyklus der Anlagen

Grad der Wertschöpfung für das Asset Management

ASSET PERFORMANCE – Effizienz

Definition, Nachverfolgung und Visualisierung von diagnostischen, trendbezogenen und prädiktiven KPIs für Leistung, Zuverlässigkeit, Wartung und Risiko (PDCA / ISO55001). Gewährleistung der Integrität der gesamten Flotte durch Integration in Unternehmenslösungen.

AUTOMATISIERUNG – Verfügbarkeit

Nahe Echtzeit-Automatisierung aller betrieblichen Anlagendaten, Erkennung von Anomalien, Alarmierung und cybersichere Kommunikation

DIGITALISIERUNG – Qualität

Digitale Erfassung von Prozessdaten, um höchste Präzision und Datenqualität sowie kontextbezogene Messdaten zu erhalten.



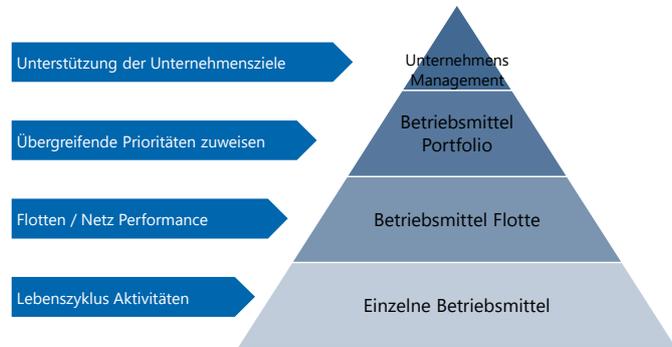
Agenda

1. Bedeutung von datengetriebenem Asset Management
2. ISO 55001 und Relevanz für das Asset Management
3. 27000 ISMS und Cybersicherheit
4. Datengetriebenes Asset Management
 - + Datenintegration und Semantik
 - + Datenqualität und Verfügbarkeit
5. Praxisbeispiel bei einem deutschen Netzbetreiber
 - + Initiale Zustandsbewertung
 - + Folgemaßnahmen
 - + Langfristige Strategie
6. Fragen und Antworten



Wertschöpfung durch Vermögenswerte / Betriebsmittel

Asset Management ist der Prozess der **Optimierung** der Nutzung, Leistung und des Werts physischer Vermögenswerte, um **Unternehmensziele** zu erreichen, den **ROI des gesamten Vermögensportfolios** sicherzustellen, die **Systemleistung aufrechtzuerhalten** und einzelne **Lebenszyklusaktivitäten** zu optimieren.



Asset Management System nach ISO-55001:2024

Das Institute of Asset Management (IAM) definiert 10 Kompetenzbereiche für die Einführung von **ISO-55001:2024**, wobei der Schwerpunkt auf der Schaffung von Werten basierend auf **datengestützter Entscheidungen** liegt, der Betrachtung von **Risiken und Chancen**, sowie Einführung des **Informationsmanagements** gemäß ISO-55013 als zentralem Enabler neben Organisation, **Mitarbeitern und Kompetenzen** gemäß ISO-55012 liegt.



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg



Änderungen in ISO 55001:2024 Ein neuer Fokus auf datengesteuertes Asset Management

Die Edition **ISO 55001:2024** enthält wesentliche Verbesserungen, die auf die Modernisierung der Asset-Management-Praktiken abzielen. Zu den wichtigsten Neuerungen zählen **datenorientierte** Ansätze, die Integration von **IoT-Technologien** und der Einsatz fortschrittlicher **Analytik** für eine bessere Entscheidungsfindung und betriebliche Effizienz.

Datenorientiertes Asset Management

Ziel: Verstärkte Nutzung von Daten, um die Strategien für das Asset Management an den Unternehmenszielen auszurichten.

Anforderungen:

- Regelmäßige Erfassung und Analyse historischer und Echtzeitdaten zur Bewertung der Asset-Performance.
- Einsatz prädiktiver Analysen zur Minimierung der Kosten und Optimierung der Lebenszyklusleistung der Assets.

Integration von Sensorik (IoT) in das Asset Management

Ziel: Nutzung des IoT für Echtzeitüberwachung und verbesserte Betriebssteuerung.

Anforderungen:

- Einsatz von Sensorik zur kontinuierlichen Datenerfassung.
- Integration von Sensor-Daten in Asset-Management-Systeme für Trenderkennung und vorausschauende Wartung.

Datenorientierte Entscheidungsfindung

Ziel: Sicherstellen, dass Entscheidungen durch hohe Datenqualität, d.h. durch genaue, zuverlässige und umfassende Daten gestützt werden

Anforderungen:

- Implementierung robuster Rahmenwerke für die Datenverwaltung und -steuerung.
- Überprüfung der Datenqualität zur Unterstützung von Entscheidungen in Bezug auf Vermögenswerte.

Schwerpunkt auf Digitale Transformation

Ziel: Konsequente Nutzung der Digitalisierung als Kernkomponente des Asset Managements.

Anforderungen:

- Einführung digitaler Plattformen / APM Lösungen zur Optimierung der Bewertung und Asset-Management-Prozesse.
- Einsatz von KI und maschinellem Lernen zur Verbesserung der Entscheidungsfindung und Optimierung der Ressourcenzuweisung.



Informations-Assets im Spannungsfeld von ISO 27001 & ISO 55001

Ein integrierter Ansatz nach **ISO 27001** und **ISO 55001** schafft Vertrauen in Daten, schützt kritische Informationen und steigert die Effizienz im Asset Management. Beide Normen verfolgen den **Werterhalt und Risikominimierung** und zielen auf den Schutz und die optimale Nutzung von Assets – Physisch, Digital oder Organisatorisch

ISO 55001: Fokus auf Asset-Wertschöpfung

- **Informations-Assets** (z. B. Zustandsdaten, digitale Zwillinge) sind entscheidend für fundierte Asset-Management-Entscheidungen.
- Datenqualität, Verfügbarkeit und Kontextualisierung sind zentrale Erfolgsfaktoren für die **Konfidenz in Daten**.

ISO 27001: Schutz der Informations-Assets

- Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) schützt Vertraulichkeit, Integrität und Verfügbarkeit von **Asset- Informationen**.
- Relevanz für **Asset Management Prozess**, mit OT/IT-Schnittstellen, Sensorik, Cloud-Plattformen und APM-Systeme sowie unterstützende Bereiche.

Synergien und Praxisnutzen

- + **Gemeinsame Steuerung** von Risiken, Verantwortlichkeiten und Prozessen. Informationsmanagement ist als verbindendes Element beider Normen in ISO 55013:2024 als Leitlinie für Daten-Assets veröffentlicht worden.
- + **Höhere Datenkonfidenz** und damit Grundlage für KI-basierte Analytik und vorausschauende Instandhaltung.
- + Schutz kritischer OT/IT-Schnittstellen **erhöht die Cyberresilienz** und ist daher zentraler Bestandteil der Asset-Strategie

Agenda

1. Bedeutung von datengetriebenem Asset Management
2. ISO 55001 und Relevanz für das Asset Management
3. 27000 ISMS und Cybersicherheit
- 4. Datengetriebenes Asset Management**
 - + Datenintegration und Semantik
 - + Datenqualität und Verfügbarkeit
5. Praxisbeispiel bei einem deutschen Netzbetreiber
 - + Initiale Zustandsbewertung
 - + Folgemaßnahmen
6. Lessons Learned
7. Fragen und Antworten



Datenintegration und Semantik

1. SEMANTIK ist die VORAUSSETZUNG für AUTOMATISIERUNG und KI

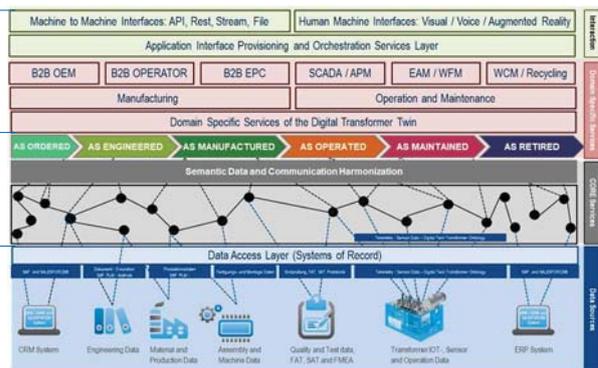
- + Für Machine Learning und Predictive Analytics ist es essenziell, dass Daten semantisch eindeutig sind.
- + Nur so können Algorithmen Muster erkennen, ohne durch Inkonsistenzen gestört zu werden.

2. SEMANTIK ist die GRUNDLAGE für das DATENVERSTÄNDNIS

- + Semantik definiert, was ein Datenfeld bedeutet, z. B. ob „Status“ sich auf Betriebszustand, Wartungszustand oder Verfügbarkeit bezieht.
- + Ohne semantische Klarheit entstehen Mehrdeutigkeiten, die zu Fehlinterpretationen und inkonsistenten Analysen führen.

3. SEMANTIK ist das BINDEGLIED

- + In einem APM-System sind Datenquellen oft heterogen (z. B. SCADA, ERP, EMA, IOT, TMS).
- + Semantische Modelle (z. B. Ontologien, Taxonomien) ermöglichen die harmonisierte Zuordnung von Daten über Systemgrenzen hinweg.



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Datenqualität und Verfügbarkeit 1 von 2

Datenqualität beschreibt, wie gut Daten für ihren vorgesehenen Zweck geeignet sind. Sie ist ein zentraler Aspekt in der Datenverarbeitung, insbesondere in Bereichen wie Analytics, Data Science, AI/ML sowie dem Asset Performance Management. Es gibt verschiedene Dimensionen und Metriken, um Datenqualität zu bewerten, die wichtigsten sind:

Vollständigkeit

Ziel: Alle erforderlichen Datenfelder sollen vollständig ausgefüllt sein, um fundierte Analysen und Entscheidungen zu ermöglichen.

Metrik:

- Attribut-Vollständigkeit (%): Anteil der vorhandenen Felder innerhalb eines Datensatzes
- Datensatz-Vollständigkeit (%): Anteil der Datensätze, die alle erforderlichen Daten enthalten

Korrektheit / Genauigkeit

Ziel: Die erfassten Daten sollen der Realität entsprechen und fehlerfrei sein, um Fehlinterpretationen zu vermeiden.

Metrik:

- Validierungsquote (%): Anteil der Daten, die definierte Prüffregeln (z. B. Wertebereiche, Formate, Korrelationen) bestehen.
- Fehlerquote (%): Anteil der Daten, die nachweislich falsch / fehlerhaft sind.

Konsistenz

Ziel: Daten sollen über Systeme und Zeiträume hinweg widerspruchsfrei und logisch zusammenhängend sein.

Metrik:

- Konsistenzrate (%): Anteil der Daten, die über verschiedene Verfahren hinweg korrelieren bzw über die Zeitreihe hinweg einem Trend folgen
- Anzahl von Widersprüchen: Zählung von Widersprüchen zwischen verschiedenen Verfahren / Systemen oder innerhalb der Zeitreihe

Aktualität

Ziel: Daten sollen zeitnah erfasst und gepflegt werden, damit sie den aktuellen Zustand der Assets korrekt widerspiegeln.

Metrik:

- Durchschnittliches Datenalter (Tage): Zeitspanne zwischen letzter Aktualisierung und aktuellem Datum
- Aktualisierungsquote (%): Anteil der Daten, die innerhalb von einem Zeitfenster aktualisiert wurden



Datenqualität und Verfügbarkeit 2 von 2

Datenqualität beschreibt, wie gut Daten für ihren vorgesehenen Zweck geeignet sind. Sie ist ein zentraler Aspekt in der Datenverarbeitung, insbesondere in Bereichen wie Analytics, Data Science, AI/ML sowie dem Asset Performance Management. Es gibt verschiedene Dimensionen und Metriken, um Datenqualität zu bewerten, die wichtigsten sind:

Eindeutigkeit

Ziel: Jeder Datensatz soll eindeutig identifizierbar sein, um Dubletten und redundante Informationen zu vermeiden.

Metrik:

- Duplikatraterate (%): Anteil der mehrfach vorhandenen Datensätze
- Anzahl nicht eindeutiger Schlüssel: Zählung von Fällen, in dem die Zuordnung zwischen Werten und Betriebsmitteln nicht eindeutig möglich ist (mehrfach vergebener Schlüssel)

Zugänglichkeit / Verfügbarkeit

Ziel: Daten sollen für berechnigte Nutzer jederzeit verfügbar und leicht abrufbar sein, um effiziente Prozesse zu unterstützen.

Metrik:

- Systemverfügbarkeit (%): Anteil der Zeit, in der das Monitoring / Messsystem zuverlässig erreichbar und fehlerfrei funktionsfähig ist
- Antwortzeit: Durchschnittliche Dauer, zwischen der Datenerhebung durch Diagnose oder Sensor bis zur Speicherung und Verarbeitung im System

ZUSAMMENFASSUNG

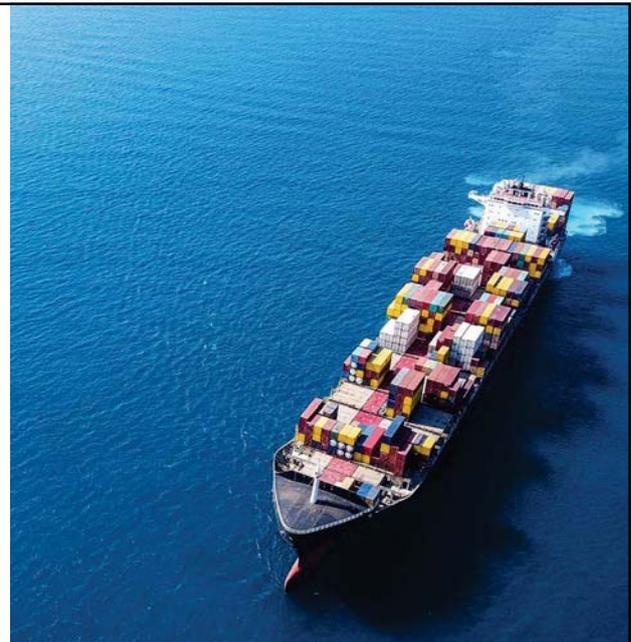
Datenqualität beschreibt die Eignung von Daten und ist ein zentraler Erfolgsfaktor im datengetriebenen Asset Performance Management. Sie umfasst verschiedene Dimensionen wie Vollständigkeit, Korrektheit, Konsistenz, Aktualität, Eindeutigkeit, Zugänglichkeit und Relevanz. Die **Datenqualität** beeinflusst direkt die **Vertrauenswürdigkeit** von Analysen und die **Qualität der daraus abgeleiteten Entscheidungen**.

- Einfluss auf die **Datenkonfidenz** (Vertrauen in Daten): Eine hohe Datenqualität erhöht das Vertrauen in die Richtigkeit und Aussagekraft der Daten.
- Einfluss auf das **Ergebnis der Analyse/Bericht**: Die Qualität der Analyseergebnisse hängt direkt von der Qualität der zugrunde liegenden Daten ab. Fehlerhafte oder unvollständige Daten führen zu falschen Schlussfolgerungen und potenziell kostspieligen Fehlentscheidungen im Asset Management.



Agenda

1. Bedeutung von datengetriebenem Asset Management
2. ISO 55001 und Relevanz für das Asset Management
3. 27000 ISMS und Cybersicherheit
4. Datengetriebenes Asset Management
 - + Datenintegration und Semantik
 - + Datenqualität und Verfügbarkeit
5. **Praxisbeispiel bei einem deutschen Netzbetreiber**
 - + Initiale Zustandsbewertung
 - + Folgemaßnahmen
6. Lessons Learned
7. Fragen und Antworten

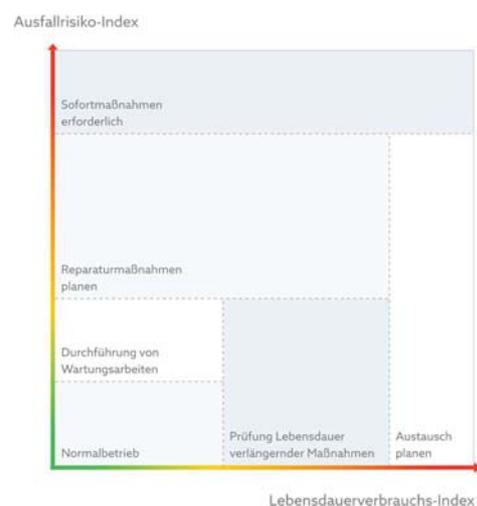


Initiale Zustandsbewertung

- + 44 Transformatoren
 - 34 Jahre Durchschnittsalter
 - 10 – 200 MVA

- Visuelle Inspektion
- Ölproben
- Thermografie

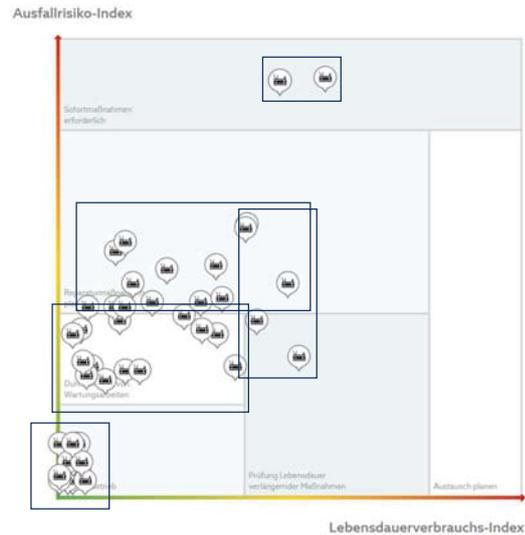
- + Bewertet nach
 - Ausfallrisiko (OPEX)
 - Lebensdauerverbrauch (CAPEX)



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

Initiale Zustandsbewertung

- + 11 Transformatoren in sehr gutem Zustand
- + 18 Transformatoren mit Wartungsbedarf
 - Kleine Leckagen
 - Verbrauchtes Silikagel
- + 5 Transformatoren mit erhöhtem Lebensdauerverbrauch
 - DP-Wert < 500
 - Niedrige IFT, erhöhte Azidität
- + 9 Transformatoren mit erhöhtem Ausfallrisiko
 - Verzug bei der OLTC-Wartung
 - Zu niedriger Ölfüllstand
- + 2 Transformatoren mit stark erhöhtem Ausfallrisiko



Vergleich der kritischen Transformatoren

- + Baujahr: 2021
- + 110 kV
- + 40 MVA

Trafo 1



- + Hohe Feuchte
- + Sehr auffällige DGA
 - 642 ppm Ethen
 - 364 ppm Methan
- Trend beobachten
- Weitere Messungen zur Untersuchung planen

- + Baujahr: 1971
- + 27,3 kV
- + 20 MVA

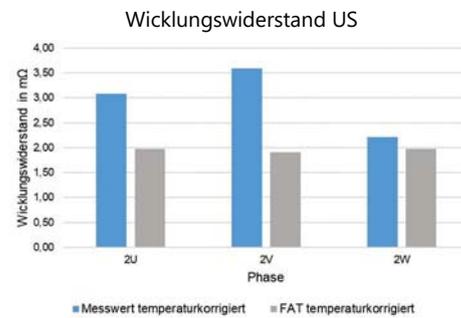
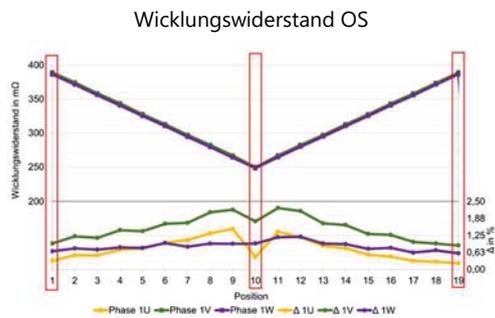
Trafo 2



- + Dem Alter entsprechender Lebensdauerverbrauch
- + Sehr auffällige DGA
 - 84 ppm Acetylen
 - 41 ppm Ethen
- Trend beobachten
- Höchstwahrscheinlich Kommunikation der Ölhaushalte

Alter ≠ Zustand

Messungen bei Trafo 1



+ Abweichung bis 2,26 % (6 mΩ)

+ Abweichung bis 88 % (2,3 mΩ)

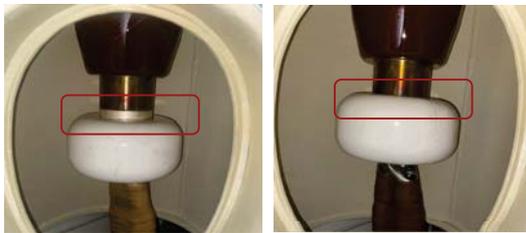
Annahme: schlechte Verbindung zwischen Durchführung und Wicklung

→ Interne Inspektion

Interne Inspektion bei Trafo 1

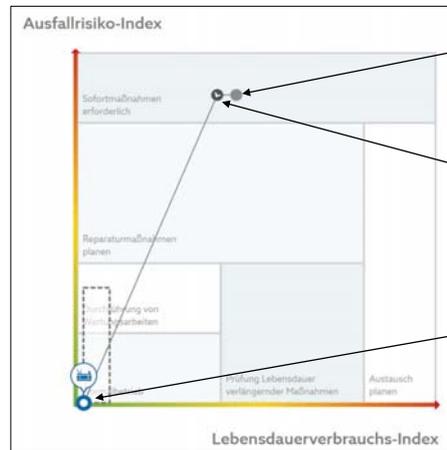
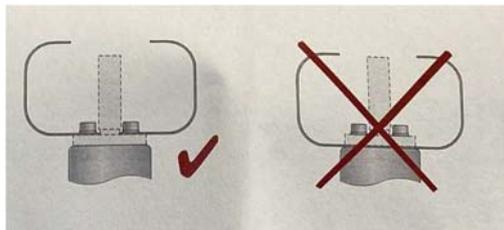


Ursache und Reparatur



Korrekt montierte
Abschirmelektrode

Inkorrekt montierte
Abschirmelektrode



Ursprüngliche
Bewertung

Elektrische
Messungen

Nach Reparatur

Agenda

1. Bedeutung von datengetriebenem Asset Management
2. ISO 55001 und Relevanz für das Asset Management
3. 27000 ISMS und Cybersicherheit
4. Datengetriebenes Asset Management
 - + Datenintegration und Semantik
 - + Datenqualität und Verfügbarkeit
5. Praxisbeispiel bei einem deutschen Netzbetreiber
 - + Initiale Zustandsbewertung
 - + Folgemaßnahmen
6. Lessons Learned
7. Fragen und Antworten





Lessons Learned

1. Strategische Bedeutung von Daten für den Asset Management Prozess (55001:2024)
2. Datenqualität und Semantik der Daten sind wichtigster Erfolgsfaktor
3. Integration von Inspektions-, IOT-Daten erhöht Transparenz für Prädiktive Wartung
4. Praxisbeispiel: Bewertung der gesamten Flotte, Identifikation von Clustern
5. Praxisbeispiel: Detailanalyse der kritischen Transformatoren und Fehlerbehebung

→ Datengetriebenes Asset Management ist kein Trend sondern ein entscheidender Erfolgsfaktor für ein nachhaltiges, sicheres und wirtschaftliches Flottenmanagement. Es ist die Basis zur Verringerung von ungeplanten Ausfällen, zur Erhöhung der Lebensdauer der Betriebsmittel und zur Verbesserung der Planung von Serviceeinsätzen



Vielen Dank für Ihr Interesse.

Bitte kontaktieren Sie uns:

Bastian Fischer

A2, Head of Asset Performance

+4994140904080

b.fischer@reinhausen.com

Lando Peters

TDI, Produktmanager Zustandsbewertung

+4994140907036

l.peters@reinhausen.com

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

Referenten

Dr. Christoph Möller

Koopmann

2010 – 2019 Physikstudium Uni Oldenburg,
Zusatzaktivitäten in Chemie und Informatik

2015 Abschluss Master of Science in Physik

2015 – 2019 Promotionsarbeit bei Prof. Dr. Niklas
Nilius in Oldenburg im Bereich Oberflächenphysik und
Rastertunnelmikroskopie.
Abschluss als Dr. rer. nat. (magna cum laude)

Seit 2018 Mitarbeiter der Koopmann Gruppe im
Bereich der Zustandsbewertung und Fehlerdiagnose
von Leistungstransformatoren. Leitung des Labors für
Isolierflüssigkeiten, Pre-Engineering bei
unterschiedlichen Projekten.



Tobias Lemke

Koopmann



Der Elektromaschinenbauer aus der Lüneburger Heide

Nach seiner Ausbildung zum Elektromaschinenbauer
und der ersten Station im Bereich Transformatoren und
Filter, studierte er Maschinenbau an der HAW
Hamburg.

Im Nachgang bekleidete er verschiedene nationale und
internationale Positionen in der Schifffahrt. Hier war er
unter anderem zuständig für die technische Betriebs-
sicherheit als technischer Leiter einer Reederei.

Parallel bekleidete er verschiedene Positionen in
Fachausschüssen und Klassifizierungsgesellschaften.

Nach dem Wechsel auf die Herstellerseite zu MAN und
MTU, wo sein Augenmerk auf den Bereichen
Dienstleistung und Service fokussiert war, ist er nun
seit 2021 bei der Firma Koopmann. Hier ist er als Teil
der Geschäftsleitung zuständig für den Bereich
Transformatoren und lebt den Gedanken eines
Dienstleisters.



Nachhaltigkeit in der Trafoinstandhaltung

Christoph Möller, Tobias Lemke
TLM-Tagung 2025

1

CO₂-Betrachtung eines Transformatorlebens

- Nachhaltig wirtschaften – UNSERE MOTIVATION
- Rahmenbedingungen
 - EU Ökodesign-Verordnung
 - Begrenzung von Verlustleistungen
 - Stufe 1 für Baujahre 2015-2020
 - Stufe 2 ab Baujahr 2021
 - Kreislaufwirtschaftsgesetz (KrWG) seit 1996
 - Abfallvermeidung vor Recycling
 - Recycling vor Verwertung
 - EU Recht auf Reparatur (von Konsumgeräten) seit 2024



2

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16. September 2025, Würzburg

CO2-Betrachtung eines Transformatorlebens

- Hat der alte Trafo seine Daseinsberechtigung verloren?
- CO2-Emission: Revision vs. Austausch
- Was ist nachhaltiger?
- Produktionsaufwand für neuen Transformator
- Vergleichsmessungen von Verlustleistungen durch KOOPMANN

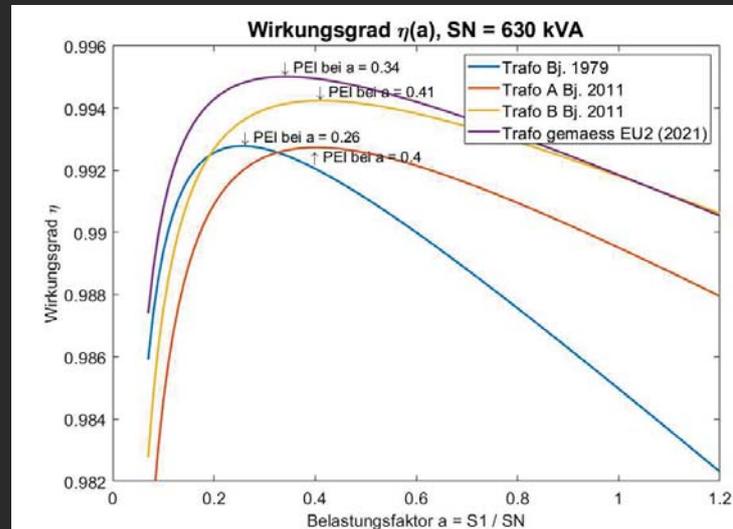


CO2-Betrachtung eines Transformatorlebens

- Herstellung und Transport: ca. 15 to. für Ortsnetztransformator
- Verlustleistung im Betrieb (Strommix 350 to./GWh)
 - Ca. 50 to. für 10 Jahre Betrieb (0,15 GWh)
- Starke Variation in realen Verlustleistungen P_0 und P_k über Baujahre und Hersteller hinweg
- Mehr Kontinuität seit EU2 (2021)
- Ausstoß durch Wartung und Instandhaltung gering (< 0,2 to.)

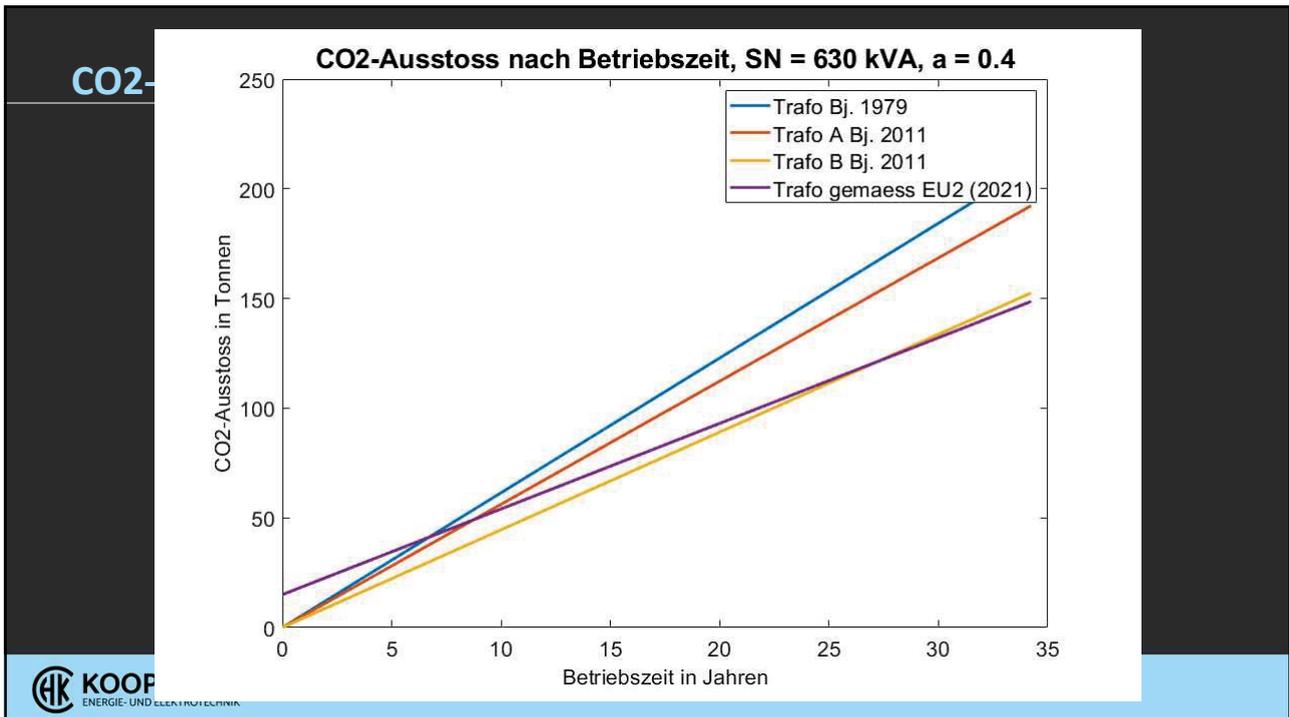
CO₂-Emission im Trafobetrieb

- *PEI*: Peak Efficiency Index
- η maximal bei $a = 0,3 \dots 0,5$ (§ 6.4.3, DIN VDE 0100-801)
- Mittlere Belastung in diesen Bereich legen
- Transformator angemessen überdimensionieren

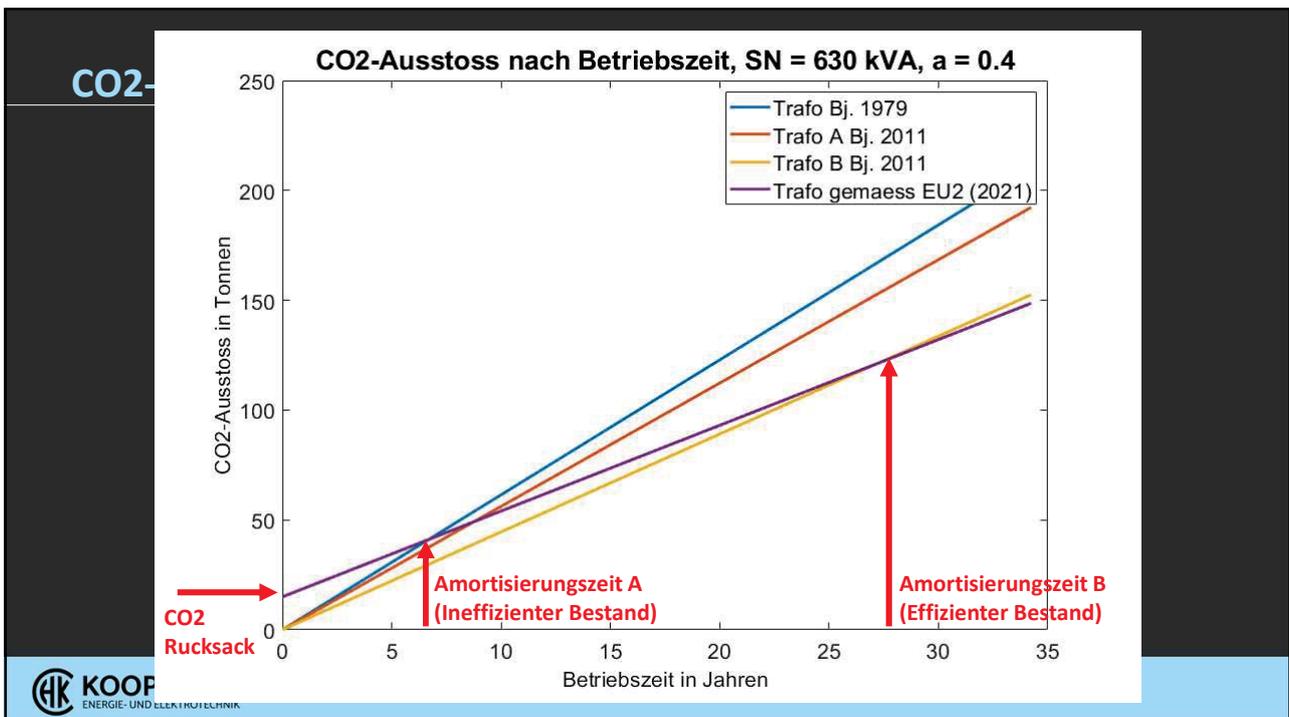


CO₂-Emission im Trafobetrieb

- η maximal bei $a = 0,3 \dots 0,5$
- Transformator angemessen überdimensionieren
- Mittlerer Belastungsfaktor von $a = 0,5$ empfohlen nach § 6.4.3, DIN VDE 0100-801
- Welche CO₂-Emissionen ergeben sich daraus über die Gesamtlebensdauer des Transformators?



7



8

18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16. September 2025, Würzburg

Gebrauchstransformator – nachhaltiges Herzstück in der Energieversorgung

- Ein hochwertiger Gebrauchttrafo weist über viele Jahre eine niedrigere CO₂-Emission auf als ein Neutrafo
- Verlustmessung als Entscheidungshilfe



Inspektion

Wartung

Revision

Instandsetzung oder Verbesserung

(Austausch und Einkauf)

Möglichkeiten der Instandhaltung

Optimierungsfrage: Instandhalten vs. austauschen

Instandhalten

- + Keine Neufertigung
- + Neubeschaffung entfällt
- + Bekannte Zuverlässigkeit
- + Höhere Verlustleistung?
Nicht unbedingt!
- + Zustandsbewertung erforderlich
- + Anlassloser Austausch kontrainuitiv

Austauschen

- + Neufertigung erforderlich
- + Neubeschaffung nach x Jahren
- + Was bekommen wir?
- + Verlustleistung nach aktueller
EU-Ökodesign-Verordnung
- + Prüfungen nach DGUV V3 alle 4 Jahre
- + Ggf. anstatt größerer Reparatur

**Was ist sicherer?
Was ist nachhaltiger?
Auslastungsabhängig!
Zustandsabhängig!**

Denkanstöße für den Heimweg

- Effiziente Bestandstrafos: Weiterbetreiben
- Ineffiziente alte Trafos: austauschen
- Falls Neuanschaffung: Gute Effizienz lohnt sich immer
- Ökodesign Richtlinie (Stufe 2) macht sinnvolle Vorgaben
- Gute Gebrauchtrafos sind nachhaltig!



1

HOOTS

A map of Germany with the state of Saxony highlighted in a darker blue. A red location pin is placed on the highlighted area.

Made by HOOTS – Made in Saxony

HOOTS Sensors GmbH

- Gegründet 2017 in Dresden
- 16 Mitarbeiter (Stand 2025)

Maßgeschneiderte Sensorlösungen für

- Industrie / Behörden / Rettungswesen / Private Einsatzzwecke

Optimal abgestimmte Hard- und Software

Individuell angepasste Cloudlösungen

- Intuitive Onlinelösungen für jeden Anwendungsfall
- Höchste Datensicherheit nach DSGVO

Präzise Fertigung

- Prototyping / Kleinserie / Serienfertigung

2

2

Alles aus eigener Hand



Hardware

Vor- & Serienentwicklung von:

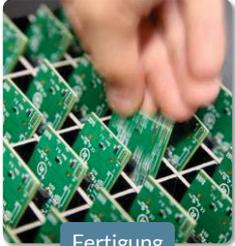
- Platinen & Gehäuse
- Modulare Komponenten
- Diverse Funkstandards
- Passendes Zubehör



Software

Inhouse Softwareentwicklung:

- Firmware
- Mobile Apps
- Cloudanwendungen



Fertigung

Individuelle Bauteilfertigung:

- Einzel- & Serienfertigung
- Einsatz moderner Fertigungsverfahren wie 3D-Druck und CO₂-Laser



Testing

Überwachung Qualitätsstandards:

- Durch Qualitätsteam
- Tests in Frühphase
- Umfangreiche Abschlusstests



3

3

Herausforderungen Ortsnetzmonitoring

Übertragungsnetz	Verteilnetz		Verteilnetz
Großspannung	Industrielle Abnehmer / Industrielle Kraftwerke		Ortsnetz / private Haushalte
			
Höchstspannung 220kV / 380kV	Hochspannung 110kV	Mittelspannung 10kV, 20kV	Niederspannung 0,4kV
Umfänglich überwacht ✓	Umfänglich überwacht ✓	Teilweise überwacht ✗	Teilweise / nicht überwacht ✗
Offshore Windparks	Windparks / Solaranlagen	Windparks / Solaranlagen	private Solaranlagen
			
1 Netz 35.000 km	100 Netze 95.000 km	4.500 Netze 510.000 km	500.000 Netze 1.1 Mio km

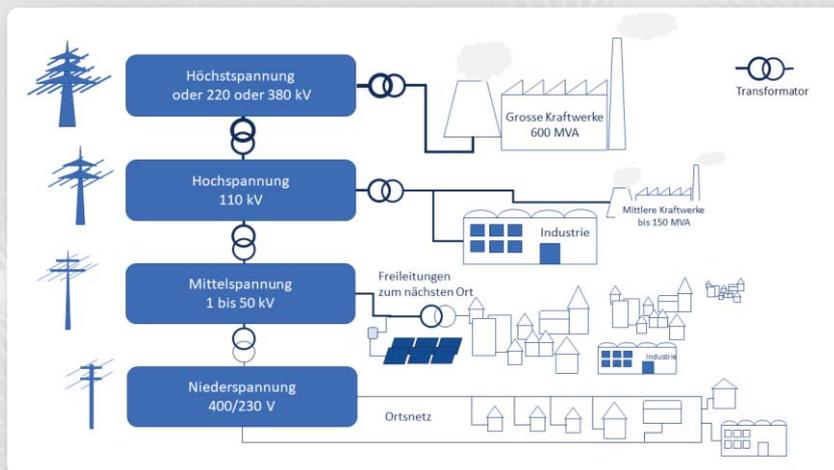


<https://www.eon.com/de/c/netrix/fakten-zum-verteilnetz.html>
<https://100-prozent-erneuerbar.de/wiki/Netzbetreiber>

4

4

Das Verteilnetz



Der deutsche Markt umfasst allein rund **70.000 Transformatoren an kritischen Netzstellen**, die mit dieser Technologie ausgestattet werden müssten und das entspricht lediglich **ca. 10 % der tatsächlich installierten Verteilnetztransformatoren**

<https://www.energiefad.ch/wp-content/uploads/Stromnetz.png>



Analog vs. Digital



Analoge Thermometer

✓	Temperatur	✓
✓	Abschaltung	✓
✗	Datenspeicher	✓
✗	E-Mail-Warnungen	✓
✗	Datenübertragung	✓
✗	Cloud-Zugang	✓
✗	Profilverwaltung	✓

HOOTSHTM-100



Funktionsprinzip

HOOTS App

- Inbetriebnahme
- Gerätesetup
- LIVE-Daten
- Softwareupdates
- Warnungen Push
- Funktionsprüfung

HOOTS Dashboard

- Langzeitdatenspeicher
- Intuitive Datenauswertung
- Verknüpfte Wetterdaten
- Komfortables Wartungstagebuch
- Nutzer- und Geräteverwaltung
- Grenzwertwarnungen per E-Mail

Einstellen **Messen** **Auswerten**

HTM-100

- Einfache Installation
- Autarker Betrieb
- Präzise Überwachung der Öltemperatur
- Füllstands- und Drucküberwachung (nur HSB-200)
- Zuverlässige LTE-Datenverbindung

Warnung (Push & SMS)

Warnung

Der Transformator an der Überspannung hat sein Maximalwert von 80 Grad überschritten

E-Mail Warnungen

Temperatur 1 Tag

110°C

85°C

7

Das HTM-100

Typprüfung nach DIN EN 50216-1

- Energiesparendes E-Ink Display
- Anzeige relevanter Parameter vor Ort

- Autarker Betrieb mit einer Batterieladung (über 5 Jahre)
- Unterbrechungsfreier Wechsel der D-Zelle
- Batterielaufzeit abhängig von Sende- und Messintervall

Zuverlässiges Langzeitmonitoring auf höchstem Niveau

- Abschaltkontakt: Abschaltung bei kritischer Temperatur durch potentialfreies Relais
- Warnkontakt: Zuschaltung von Lüftern, Leuchten, etc. durch potentialfreies Relais

- IP54, witterungsbeständig (-25°C bis 85°C)
- Ab Werk wechselbare SIM-Karte
- Bluetooth Low Energy 5
- LTE Cat.M
- Lokale Datenspeicherung als Backup

• Button zur Aktivierung des Geräts

• Externer Sensoranschluss (Anschluss weiterer HOOTS-Sensoren)

- Normgewinde ab G1 für Öltasche
- Auf Anfrage andere Gewinde möglich

HOOTS Zusatzsensoren

- Umgebungstemperatur
- Luftfeuchtigkeit
- Wassereinbruch
- Türkontaktschalter

Es können via CAN-Bus bis zu 20 Sensoren angeschlossen werden

• Direkte Öltemperaturmessung (-20 °C bis 125 °C)

8

Ergänzende Sensorik



Wassereintruch

Schutz gegen Risiko durch Starkregen- oder Hochwasserereignisse



Türschuttschalter

Schutz gegen Risiko durch Vandalismus



Stromschienentemperatur

Schutz gegen Risiko durch Überhitzung

9

9

Das HOOT-Dashboard

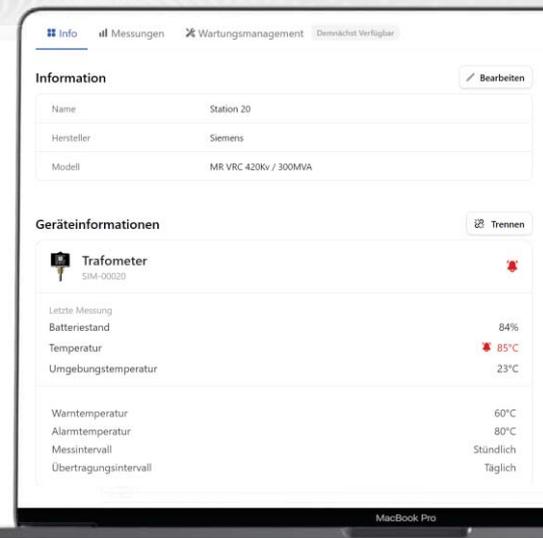
HOOTS CLOUD

Behalten Sie alle Daten im Blick. Mit höchster Datensicherheit bleiben Ihre Assets bei uns in sichereren Händen.

<https://www.industry.hoots.app/login>

Datenschnittstelle

Bei Bedarf kann eine Datenschnittstelle freigeschaltet werden, um die Messdaten in die eigene Systemumgebung integrieren zu können.



The screenshot shows a dashboard for a transformer (Station 20, Siemens, MR VRC 420kv / 300MVA). It displays sensor data for a 'Trafometer' (Transformer) with a battery level of 84%, a temperature of 85°C (indicated as a warning), and an ambient temperature of 23°C. Other data points include warm temperature (60°C), alarm temperature (80°C), a daily measurement interval, and a daily data transfer interval.

10

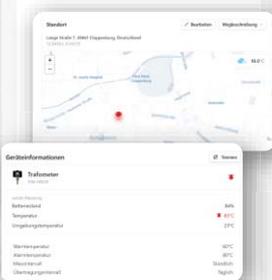
10

Cloud-Funktionsübersicht



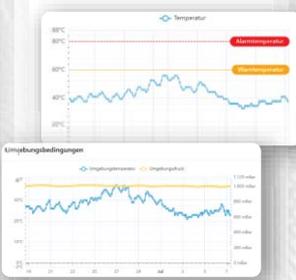
Allg. Übersicht

- Kartenansicht aller verfügbaren Geräte
- Übersichtliche Kennzeichnung kritischer Geräte
- Nutzer- und Geräteverwaltung
- Abrechnungs-management



Gerätestatus

- Eingestellte Geräteparameter
- Status der letzten Messwerte
- Standort- und Wetterdaten (optional)



Histor. Datenverlauf

- Dauerhafter Datenspeicher über gesamten Zeitraum
- Übersichtliche Grenzwertdarstellung
- Variable Filterfunktionen
- Datenexport



Wartungstagebuch

- Übersicht über durchgeführte Servicearbeiten
- Automatische Erinnerung für eingetragene Ereignisse
- Dokumentenspeicher



11

Die HOOTS-App

HOOTS APP

Installation und Setup der HOOTS Geräte erfolgt einfach per App.

Aus Sicherheitsgründen können die Grenzwerte des Gerätes nur per App und aktiver Bluetoothverbindung geändert werden.



JETZT BEI

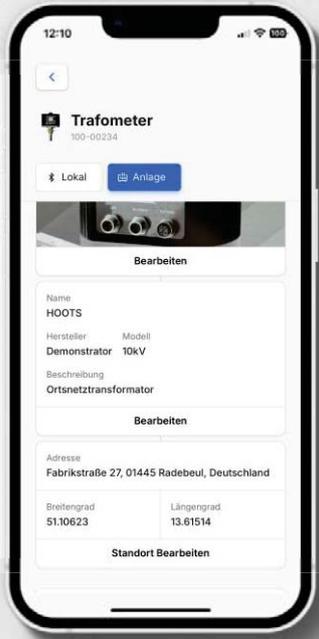


Google Play

Download on the



App Store





12

App-Funktionsübersicht

Geräteverwaltung

- Intuitive Ersteinrichtung aller Geräte
- Einfacher Zugriff via Bluetooth

Geräteübersicht

- Live-Daten des verbundenen Geräts
- Schnellübersicht der eingestellten Parameter

Geräteeinstellungen

- Individuelle Einstellung von:
 - Grenzwerten
 - Sendintervallen
 - Funktionsprüfung

13

13

Energiekonzept

D-Zelle:

Vorteile:

- autark & unabhängig
- Energiemanagement ist über Hard- & Software optimiert
- Laufzeit bis zu 5 Jahre möglich
- Unterbrechungsfreier Wechsel der D-Zelle durch Power-Cap-Technologie
- Simultanes Monitoring der Batterielaufzeit von HTM-100

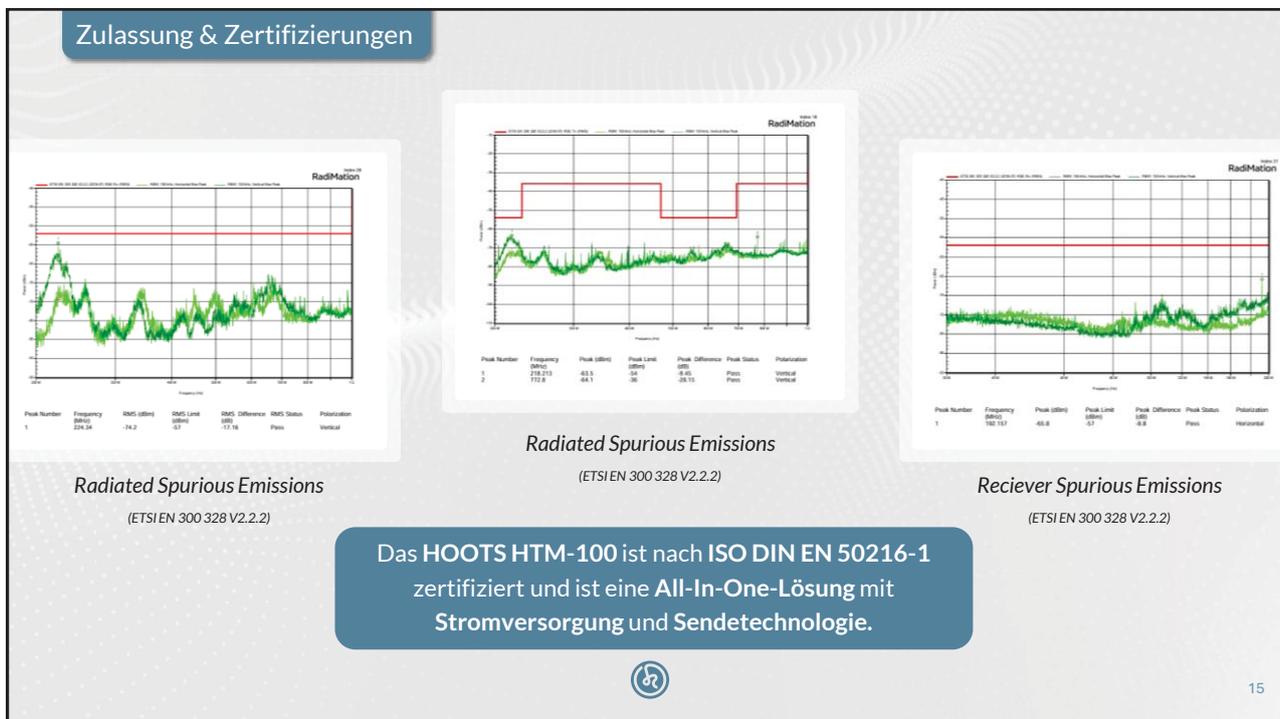
Sendezyklus vs. Batterielaufzeit

Scenario	Anzahl Sendezyklen pro Tag	Batterielaufzeit in Jahren
1	1	5
2	2	3
3	8	1
4	1	1
5	1	1

14

14

Zulassung & Zertifizierungen



15

Datenübertragung

Warum LTE

- HTM-100 funktioniert überall, wo es LTE-Empfang gibt
- Breite Abdeckung (99 %)
- Zuverlässiges und verfügbares Netzwerk
- Robuste Sicherheitsfunktionen

Datensicherung

- Daten in die „HOOTS Cloud“ für:
 - Pilotprojekte | Wartungsfirmen | kleine Stadtwerke | HTM-100 als temporäres Messgerät
- Daten per Webhook zur Kundendatenbank
- LoRaWAN projektbezogen möglich

16

Benachrichtigungen

Bei der Überschreitung des Schwellenwerts wird ein Alarm ausgelöst. Der Benutzer kann wählen auf welchem Weg er benachrichtigt werden möchte.

Aktuelle Optionen sind:



Push



E-Mail



SMS



17

17

Use Case: Stadtwerke Herne



Die Stadtwerke Herne

- Seit 120 Jahren kommunales Unternehmen für die Energie- und Wasserversorgung der Stadt Herne
- Teil der EWMR (Energie- und Wasserversorgung Mittleres Ruhrgebiet GmbH)
→ Kooperation mit den Stadtwerken Bochum und Witten
- Mehr als 300 Beschäftigte (Stand 2024)
- Beteiligung am größten kommunalen Windenergieprojekt Nordrhein-Westfalens (Trianel Windpark Sundern)



18

18

Use Case: Stadtwerke Herne



Die Cranger Kirmes

11 Tage | ca. 4 Millionen Besucher | rund 50 Fahrgeschäfte

→ Stromversorgung durch die Stadtwerke Herne



19

19

Use Case: Stadtwerke Herne

Die Cranger Kirmes

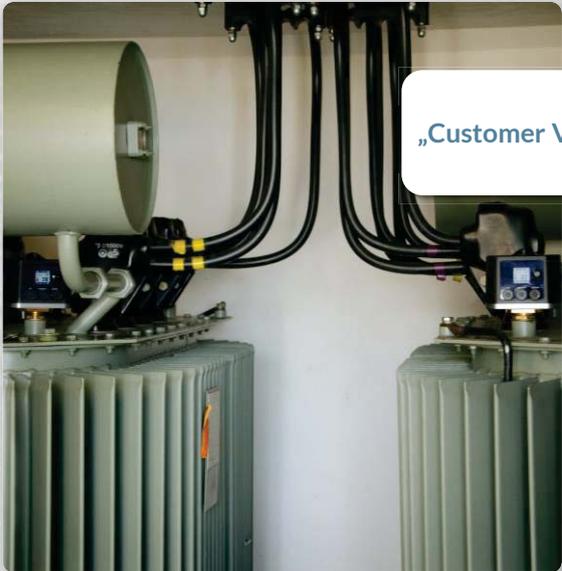
- Größtes Volksfest in Nordrhein-Westfalen und eines der größten Deutschlands
 - Ca. 4 Millionen Besucher (Stand 2024)
 - Rund 50 Fahrgeschäfte und über 500 Schausteller
 - Ca. 800.000 Kilowattstunden verbrauchter Strom bei Kirmes
 - 32 Transformatoren zur Stromverteilung
- Absicherung ist notwendig, damit die Kirmes nicht zur Geisterbahn wird



20

20

Use Case: Stadtwerke Herne



„Customer Voices“ – Use Case: Stadtwerke Herne

- Digitalisierung des Trafos in unter 5 Minuten
- Einfache Installation der Sensorik ohne zusätzliche Geräte oder Spezialwerkzeuge
- Sensor ausgelegt auf Öltasche Typ A1 (DIN 42554 T) → einsetzbar in unterschiedlichen Transformatorentypen
- Autarker Betrieb & intuitive Nutzung
- unterbrechungsfreier Wechsel der D-Zelle

„Am längsten hat es gedauert die Tür zu öffnen. Der Einbau war dann in wenigen Minuten erledigt“



21

21

Use Case: Stadtwerke Herne



Das Gerät

- Automatisierte Grenzwertwarnungen per E-Mail
- Anzeige relevanter Parameter vor Ort auf dem Gerät
- Lokale Datenspeicherung als Backup



Einrichtung per App

- Intuitive Ersteinrichtung
- Simpler Zugriff via Bluetooth
- Einstellung aller Parameter
- Livedaten des Geräts



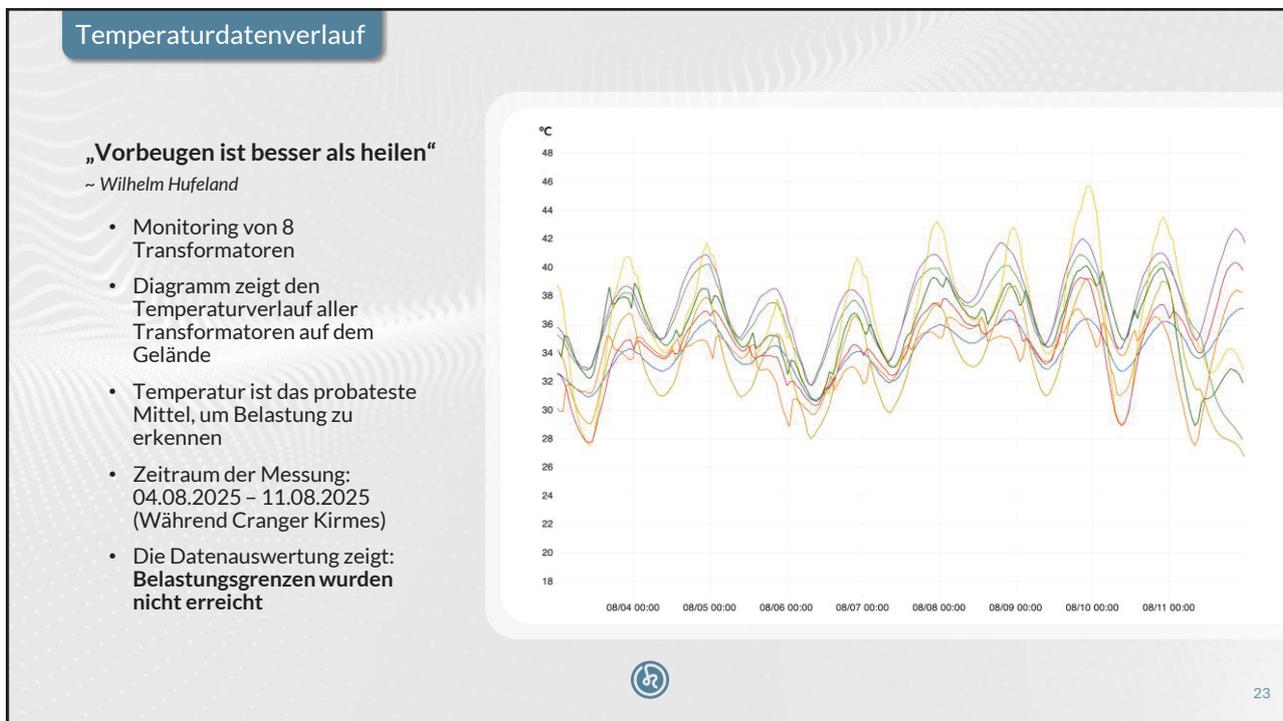
Dashboard

- Historischer Datenverlauf
- Gerätestatus & Kartenansicht
- Nutzer- & Geräteverwaltung
- Abrechnungsmanagement



22

22



23



24



Standards and Guidelines, Recent development in maintenance of in-service insulating liquids

Dr B Pahlavanpour, Dr E Casserly and Dr G Burk
Ergon International

Abstract: Mineral oil, Natural esters, synthetic ester and silicon oil are used as insulating liquids in transformers. Although their performance and behavior are different, each of these liquids have their own advantages and disadvantages. An insulating liquid in electrical equipment deteriorates in service over time. The reliable performance of oil in an insulation system depends on the basic character of the oil, which may affect the performance of the equipment. A variety of processes occur, some inter-related, which degrade the oil. These processes include oxidation; contamination by water, particles, or fibers; electrical arcing or discharge; and local or general overheating

For reliable operation of oil-filled electrical equipment, monitoring and maintenance of the insulating liquid is essential. Mineral insulating oil is the most widely used insulating liquid for cooling and insulation in oil-filled electrical equipment. Alternative insulating liquids have been developed and used for the past thirty years. The characteristics of the oil, supplied as unused, may change during its service life. Therefore, the oil quality should be monitored regularly during its service life. If a certain amount of oil deterioration is exceeded, then the possibility and risk of premature failure should be considered. While the quantification of the risk can be very difficult, a first step involves the identification of potential effects of increased deterioration.

Guidelines for the supervision and maintenance of insulating liquids are developed and used by transformer owners and utilities round the world. Standards IEC60422, 61203 and 62975 are revised recently to take account of changes in oil and equipment technology and have due regard for the best practices currently in use worldwide, regulations affecting safety and environmental aspects.

INTRODUCTION

Insulating liquids in-service is subjected to heat, oxygen and catalyst. This will result in oil deterioration and oxidation, reaching to a stage which is not suitable for further use and not fit for the purpose. If actions are not taken to rectify the situation, then risk of transformer failure will increase. To avoid this catastrophic and unpredicted failure, code of practice is developed by international organization, utilities and equipment manufacture and used by equipment owners.

IEC has guidelines for each type of insulating liquid. These include: 60422 for mineral insulating liquids, 62975 for natural esters, and 61203 for synthetic esters. IEEE also maintains guidelines for insulating liquids. It historically had one for each type of liquid but is in the process of consolidating all of them into one comprehensive guide, C57.166. The individual guides included: C57.106 for mineral insulating liquids, C57.111 for silicone insulating liquids, C57.121 for less-flammable hydrocarbon insulating liquids, and C57.147 for natural ester insulating liquids. IEEE did not have a guide for synthetic esters but will include it in the consolidated guide, C57.166.

IEC 60422 [1] is a guide for the supervision and maintenance of mineral insulating oil in electrical equipment. This standard is used worldwide and is currently under revision. The purpose of the revision of this standard is to bring it in line with current methodology, best practice, and compliance with requirements and regulations affecting safety and environmental issues.

Similarly standard guidelines for natural and synthetic esters are revised to comply with requirements and today's regulations.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

OIL CONTAMINATION

Insulating liquids in electrical equipment, depending on design, are in contact with air, other material used in construction of the equipment and therefore, can easily be contaminated. Natural ester once exposed to air will oxidize much faster than alternative insulating liquids therefore it is used in sealed units only. In general, the presence of foreign material in oil can be regarded as contamination. Some of these contaminants may affect the electrical or other properties of the oil. These can be listed as moisture and particles, which have a negative effect on the oil breakdown voltage.

Electrical Breakdown or Arcing

When electrical breakdown or arcing occurs under oil, gases and other products such as carbon or metallic particles will be produced. The degradation of the oil results in a reduction in electrical strength, accelerated oxidation and higher acidity.

This type of degradation is to be expected in equipment having an arc extinguishing function such as circuit breakers or tap changer diverter switches. The design of this equipment includes an allowance for the degradation of the oil.

Oil degradation in equipment that does not have an arc extinguishing function, such as a transformer main tank or selector, is obviously undesirable and indicates the presence of a fault or malfunction.

The ageing process of insulating paper is accompanied by the production of several oil soluble by-products. These by-products are carbon monoxide, carbon dioxide, water and Furanic compounds. The production of carbon monoxide and carbon dioxide can be monitored by DGA [2]. However, production of these two gases can rise from either paper ageing or insulating liquid ageing. Trend analysis of the level of Furanic compounds [3] in the oil (FFA analysis) may provide an early indication of paper degradation.

REVISED STANDARD

IEC 60422 is being revised to take account of changes in oil and equipment technology and to have due regard for the best practices currently in use worldwide. In general, the action limits for

all oil tests have been revised and changes made where necessary to enable users to use current methodology and comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

Similarly IEC61203 and IEC62975 are developed and revised to address similar problems.

Oil Testing

The tests for in-service oil are divided into three groups as:

- **Group 1:** minimum tests require to monitor the oil and to ensure that it is suitable for continued service.
- **Group 2:** These are additional tests which may be used to obtain further specific information about the quality of the oil and may be used to assist in the evaluation of the oil for continued use.
- **Group 3:** These tests are used mainly to determine the suitability of the oil for the type of equipment in use and to ensure compliance with environmental and operational considerations.

Individual tests for each group are shown in Table 2 of IEC 60422. It should be noted that if the test results for Group 1 are not exceeding the recommended action limits, usually no further tests are considered necessary until the next regular period for inspection.

Evaluation of Oil in Service

Insulating liquid in service is subjected to heat, oxygen, water, and other catalysts, all of which are detrimental to the properties of the oil. To maintain the quality of the oil in service, regular sampling and analysis should be performed.

Often the first sign of oil deterioration may be obtained by direct observation of the oil clarity and color through the conservator's visor. From an environmental point of view, this simple and easy inspection can be also used to monitor leakage and spills of oil to the surrounding environment.

The interpretation of results, in terms of the functional deterioration of the oil, should be done by experienced personnel based on the following elements of Risk Management and Life Cycle Analysis:



- Characteristic values for the type and family of oil and equipment, developed by statistical methods.
- Evaluation of trends and the rate of variation of the values for a given oil property.
- Normal, or typical values, for “fair” or “poor” for the appropriate type and family of equipment.

In the case of oil contaminated with PCB, environmental impact is a critical factor to consider, as are local regulations. If it is suspected that the oil has become contaminated with PCB, specific analyses should be undertaken, and the interpretation of the results should be used in risk assessment to consider prevention and mitigation of potential damage to the environment and to avoid unreasonable risks for staff and the public.

Classification of Oil In Service

As it is virtually impossible to set hard and fast rules for the evaluation of oil in service by immediately implementing corrective action(s).. Classification and any consequent corrective action should only be taken after due consideration of the results of all tests. The trend of such results over a period is considered essential information when arriving at a final decision.

According to local or current industrial experience, oils in service may be classified as “good”; “fair” or “poor” based on the evaluation of significant properties and their ability to be restored to the characteristics desired. Table 3 provides guidance to assist in this classification process.

- **Good**
Oil in normal condition, continue normal sampling
- **Fair**
Oil deterioration detectable, more frequent sampling recommended
- **Poor**
Oil deterioration abnormal, immediate action advisable

Results for test limits together with corrective action are shown in Table 5 of IEC 60422 as:

Table 5a; Transformers and Reactors – Application and interpretation of tests

Table 5b – Tap-Changers – Application and interpretation of tests

Table 5c – Instrument and protection transformers – Application and interpretation of tests

Table 5d – Circuit breakers and switchgear – Application and interpretation of tests

Table 5e – Oil filled and OIP Bushings - Application and interpretation of tests

With summary of typical actions in Table 6

Oil handling storage, oil purification, reclamation and oil PCB destruction are also discussed and explained in this revised standard as guide for supervision and maintenance of insulating oil.

Table 5 in revised IEC61203 is related to recommended action limits for synthetic esters used in transformers.

Similarly, for IEC62975 table 5 shows recommended action limits for transformers filled with natural ester.

For time being there is no IEC maintenance standard for mixtures of esters.

CONCLUSIONS

International Electrotechnical Commission (IEC) is a worldwide organization for standardization comprising all national electrotechnical committees (IEC National Committees). IEC 60422, IEC61203 and IEC62975 are revised and published in 2024, 2025 and 2021. Reason for revision was to consider the changes in oil and equipment technology and to have due regards for the best practice currently in use. The action limits for all tests have been revised and changes made where necessary to enable the users to use current methodology, comply with requirements and regulations affecting safety and environmental aspects.

REFERENCES

- IEC 60422: "Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance"
- IEC61203 “Synthetic organic esters – Guidelines for maintenance and use in electrical equipment”



IEC62975 "Natural Esters - Guidelines for maintenance and use in electrical equipment"

IEC 60599: "Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis"

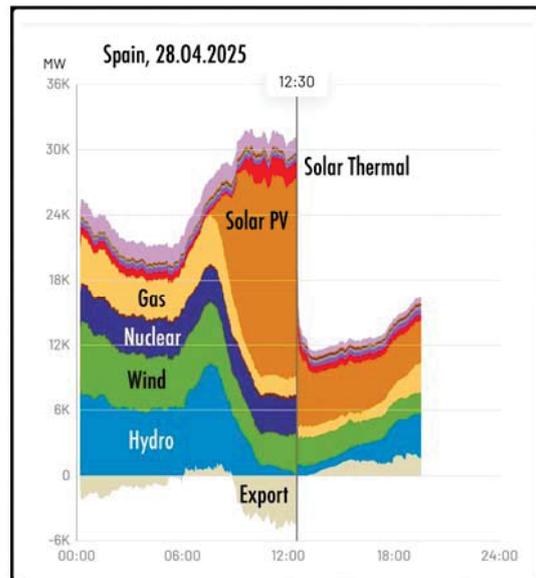
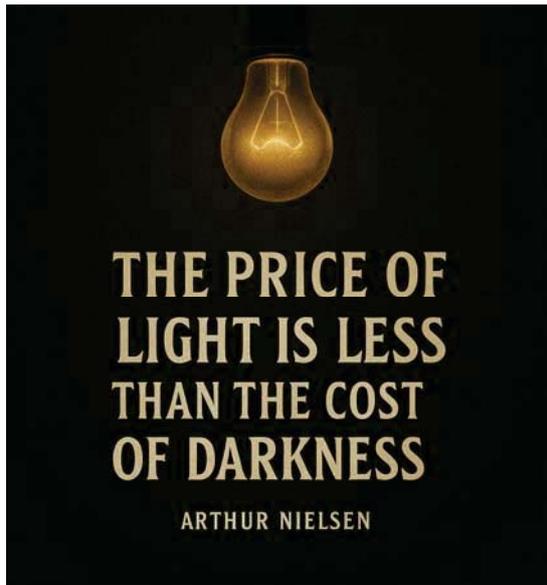
IEC 61198: "Mineral insulating oils - Methods for the determination of 2-furfural and related compounds"

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Sustainable Transformer Liquids under IEC60296

Hugo Campese
Würzburg, 15th September 2025



18. Transformer-Life-Management Konferenz 15.-16.September 2025, Würzburg

Agenda

- Towards a structured sustainability evaluation framework
- Relevance of the use-phase
- Different transformer liquids
- ECI then...How it works?
- Nynas LCA practices
- ECI calculation examples
- How to extend ECI to go beyond LCA outputs
- Outlook



3

©2025 Nynas AB (publ) All rights reserved.

Source: To Fall in Love with Anyone, New York Times, 2015

Towards a structured sustainability evaluation framework



► The **Dutch government** introduced Environmental Cost Indicators (ECI) to foster Green Public Procurement back in 2004 by using a 'language' everybody knows and is used to communicating in: **MONEY**.

► Now is being applied in multiple sectors from ICT equipment to transformers



4

©2025 Nynas AB (publ) All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Towards a structured sustainability evaluation framework



Published in December 2024.

DNV

JOINT INDUSTRY PROJECT
Power Transformer Sustainability Practice

Report No.: 24-0972, Rev. 2
Date: 2024-12-13

- ▶ **Joint Industry Project** led by DNV
- ▶ Nynas participated along with other players of our industry
- ▶ Scope of this first report: Enhanced tendering of high-voltage Power Transformers
- ▶ ECI framework explained, debated and consensualized. For the time being is purely cradle-to-gate.
- ▶ Basis for the subsequent groups and evolutions
- ▶ Certainly an important reference for the topic and for the industry practices

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Relevance of the use-phase



Quoting latest DNV JIP report: “While reducing emissions related to materials is crucial towards further decarbonization, it is **equally important** to consider the broader picture. Over the lifetime of a transformer larger savings can be achieved by extending its operational lifetime, reducing power losses, and designing transformers to better handle dynamic loads. “

Broader picture

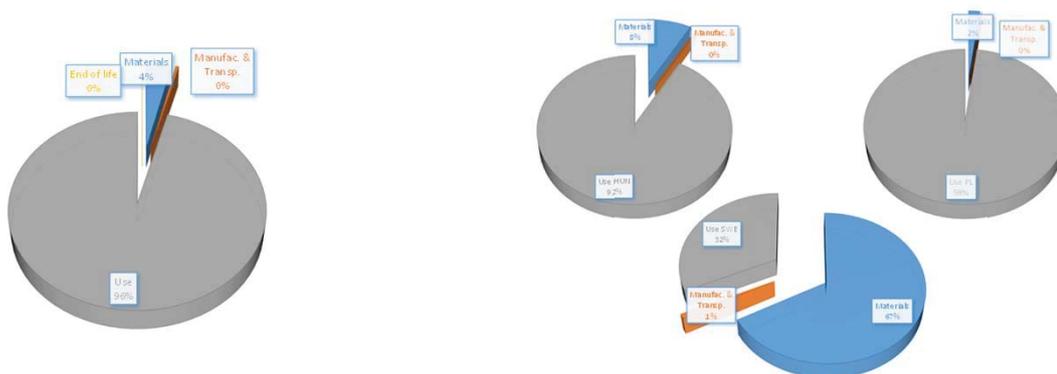
Reducing Losses

Operational Lifetime

7

©2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

Relevance of the use-phase



- Same 300 MVA 232/116/10kV from Siemens Energy
- Cradle-to-grave emissions
- Operational Carbon Footprint. Non-explicit energy mix used.

Source: Christina Iosifidou, "Enabling greener transformers with harmonized practices", TMIN 24

- Same 250 MVA 400/120/18kV from Ganz
- Cradle-to-grave emissions
- Operational Carbon Footprint. Energy mixes of HUN, PL and SWE.

Source: Laszlo Schunder, "Road to Sustainability", TMIN 24



Operational losses significantly contribute to a transformer's overall environmental impact. Important to ensure that cumulative loss difference between two different materials does not outweigh potential differences in other environmental impacts.

8

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg



TLM 2025



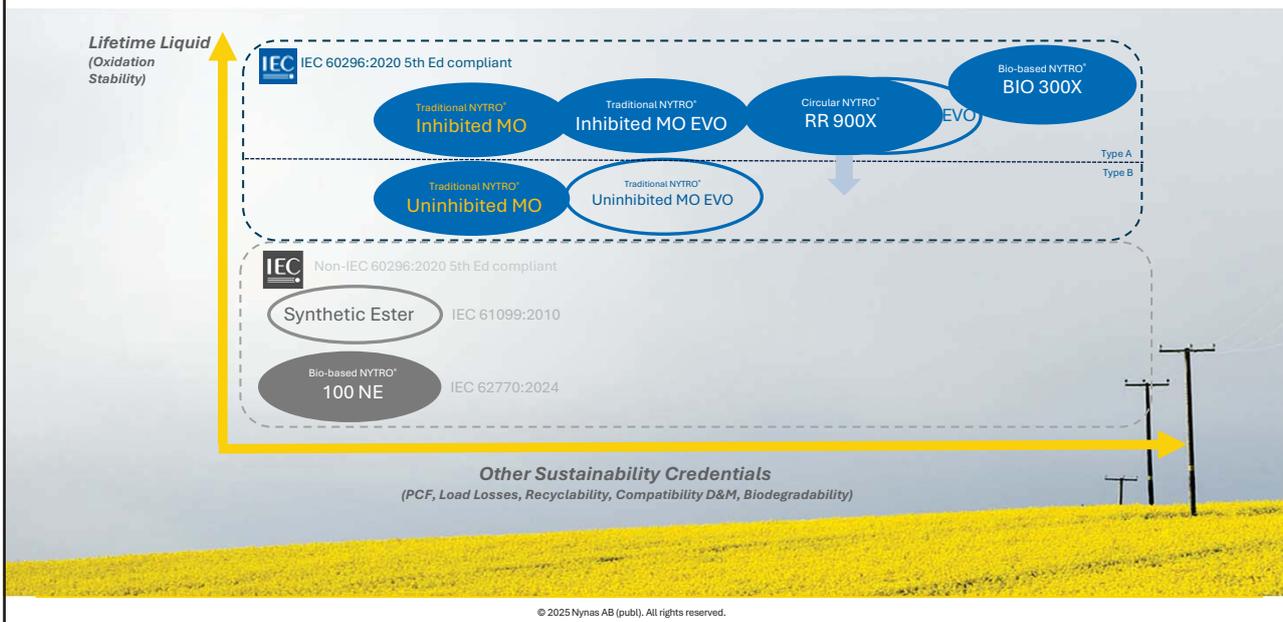
The different transformer liquids



Mineral Insulating Oils (benchmark) Naphthenic Recycled (Re-refined) new! Paraffinic (incl. Isoparaffinic) Recycled (Reclaimed)	Ester Oils/Liquids (niche) Synthetic Natural Blended (ultra niche)
Other Hydrocarbon Oils (growing) Bio-based new! Gas-to-Liquid (GTL) High-M-W-Hydrocarbons (ultra niche)	Other Oils (legacy) Silicone-based (up to 80s) Synthetic aromatic (being phased out) Polychlorinated Biphenyls (up to 70s) Fluorinated Liquids (being phased out)

9

The different transformer liquids



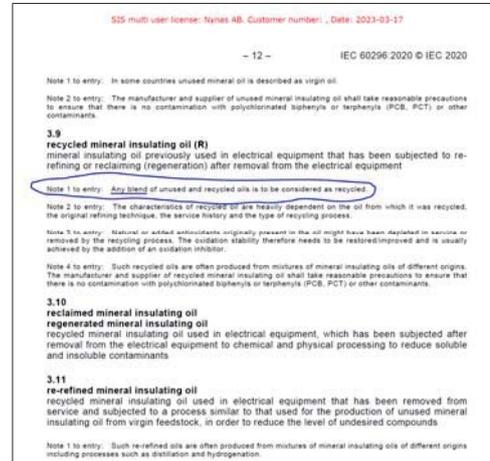
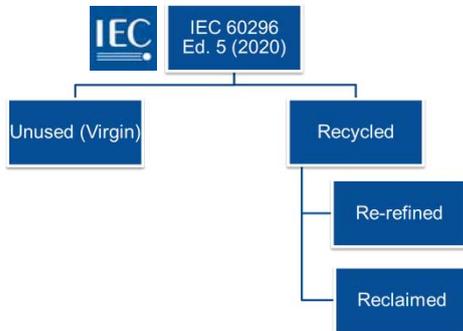
18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16.September 2025, Würzburg

About Recycled Oils



▶ Recycled first introduced in IEC 60296 “dictionary” in 2020

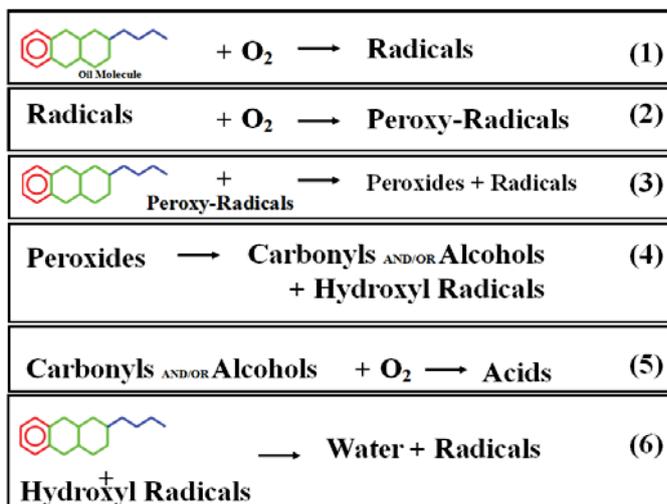


- **Recycled means...**“mineral insulating oil previously used in electrical equipment that has been subjected to re-refining or reclaiming (regeneration) after removal from the electrical equipment”
- **Any blend of unused recycled and virgin** is meant to be considered recycled!
Be careful!

About Uninhibited and Inhibited Oils



Where the antioxidants get to work:



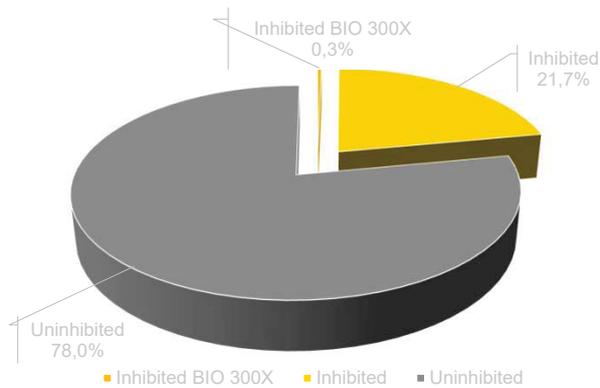
← Synthetic antioxidants work here (Inhibited)

← Natural antioxidants work here (Uninhibited)



Both families of oils have protection against oxidation aka antioxidants aka inhibitors. They are just different and work in different ways.

About Uninhibited and Inhibited Oils



*relative distribution of Nynas yearly sales – in quantities - by type of transformer liquid. Numbers from 2023.

- ▶ **Uninhibited Oils.** Introduced more than 90 years ago. Nothing fundamentally wrong with this technology. Still nowadays used widely worldwide for AC transformers. Proven, historical and highly-durable technology. Maintenance free and cost-effective.
- ▶ **Inhibited Oils.** Introduced much later - around 30 years ago. High-performance for AC (and more recently for DC transformers). Proven and highly-durable technology to attend additional specific requirements/needs (highly loaded units, size/weight limitations, readily biodegradability, stringent electrical or thermal stresses,...)
- ▶ **There is no trend towards uninhibited or inhibited oils.** Both are needed and both will be needed. Demand growth for conventional AC transformers is exponential and diversity of new types of transformers and operating conditions is also growing.

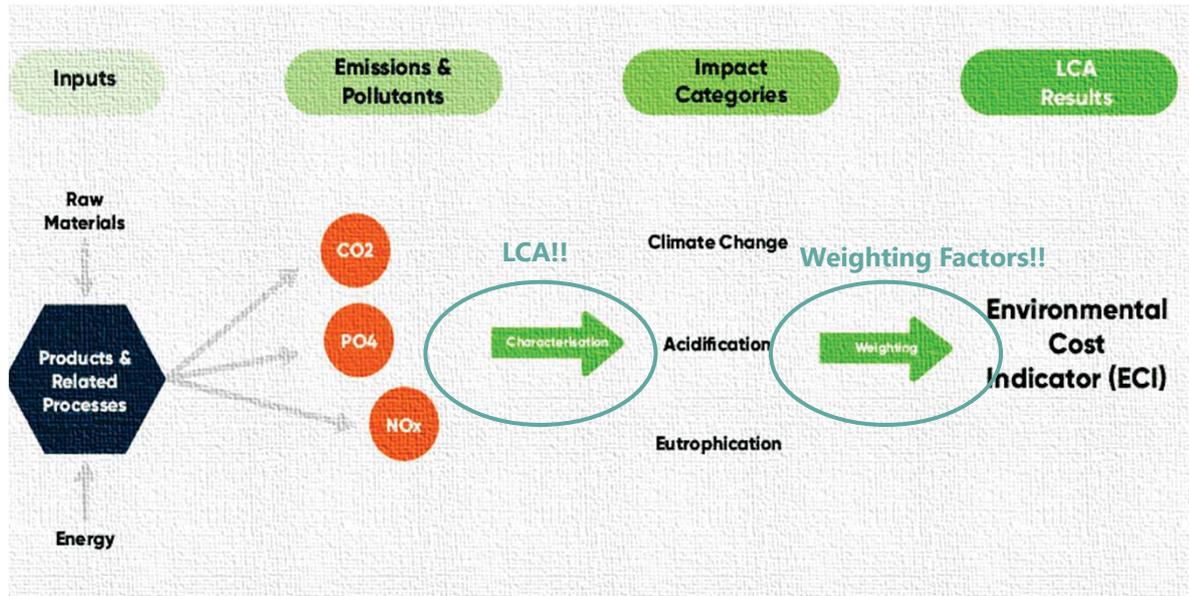
The different transformer liquids



- ▶ The range of insulating liquids for electrical transformers has been **widening** and **diversifying** over the last decades. **Highly positive for such a growing industry!**
- ▶ Liquid *selection* of fluids is frequently based on meeting a suitable technical standard, *i.e.* IEC 60296. **That shall be the minimum but is still far from being sufficient to maximizes sustainability.**
- ▶ **Sustainability related criteria** are becoming increasingly important. **Multiple talk. Just a few walk at this stage.**
 - **Stark contrast between some tenders already with hard sustainability criteria and some end-users without even with their emissions estimated.**
- ▶ **Environmental Cost Indicators (ECI)** can be utilized to add some clarity to the fluid selection process – not only from vendor to vendor but also from application to application



ECI then...How it works?



15

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

ECI then...How it works?

Impact category	Unit	Weighting Factor (C/unit)
Climate change - total*	kg CO ₂ -eq	
Climate change - fossil	kg CO ₂ -eq	0.116
Climate change - biogenic	kg CO ₂ -eq	0.116
Climate change - land use and land use change	kg CO ₂ -eq	0.116
Ozone depletion	kg CFC-11-eq	32.00
Acidification	mol H ⁺ -eq	0.39
Eutrophication aquatic freshwater	kg P-eq	1.96
Eutrophication aquatic marine	kg N-eq	3.28
Eutrophication aquatic terrestrial	mol N-eq	0.36
Photochemical ozone formation	kg NMVOC-eq	1.22
Depletion of abiotic raw materials, minerals and metals	kg Sb-eq	0.30
Depletion of abiotic raw materials, fossil fuels	MJ net cal value	0.00033
Water use	m ³ water, world eq. deprived	0.00506
Particulate matter emissions	Health problems - incidence	549750.00
Ionising radiation, human health	kBq U235-eq	0.049
Ecotoxicity freshwater	CTUe	0.00013
Human toxicity, cancer effects	CTUh	1096368.00
Human toxicity, non-cancer effects	CTUh	147588.00
Land use related impact / Soil quality	Pt/m ² *year	0.000087

Source: Explained: Updated ECI (MKI) weighting factors | Ecochain Technologies Help Center

16

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Nynas LCA practices



- **Independent LCA datasets for all our transformer oils**
These may be
 - Generic industry average
 - Nynas specific based on primary data
 - Generic based on reference/secondary data. Or combinations of these.
- **Reviews/updates of the LCA will be made regularly**
 - In general, we provide an LCA per ISO 14040/14044.
- **Avoid simple and direct competitive comparisons**
 - Making direct comparisons of competitor products requires a deep understanding on the quality of the data used (eg. primary vs secondary data).
- **PCF shared upon request.**
- **Full LCA summary** shared under NDA. Mainly for customers who are to make own product calculations.

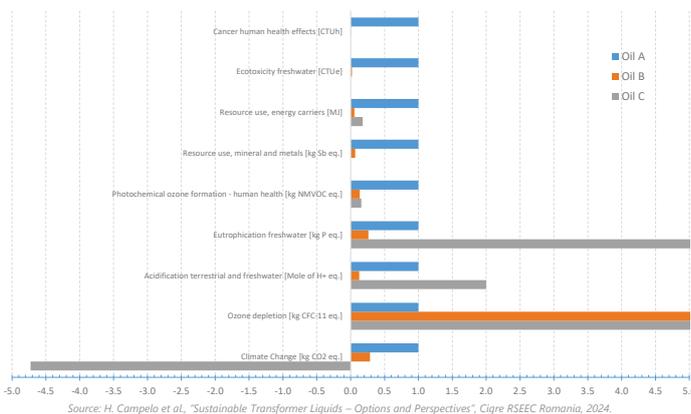
17

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

ECI Calculation Examples



Oil A – TVAI+ (super grade naphthenic) ; Oil B - TRAI (high grade re-refined) ; Oil C – TVAI+ (super grade bio-based iso-paraffinic)



Impact Category – IC	Weighting Factor - WF (Euros/Unit)
Climate Change	0.116
Ozone Depletion	32
Acidification terrestrial and freshwater	0.39
Eutrophication freshwater	1.96
Photochemical ozone formation	1.22
Resource use, mineral and metals	0.3
Resource use, energy carriers	0.00033
Ecotoxicity freshwater	0.00013
Cancer human health effects	1096368

$$ECI_{oil\ A/B/C} = \sum_{IC=1}^n LCA_{oil\ A/B/C} (IC) * WF(IC)$$

18

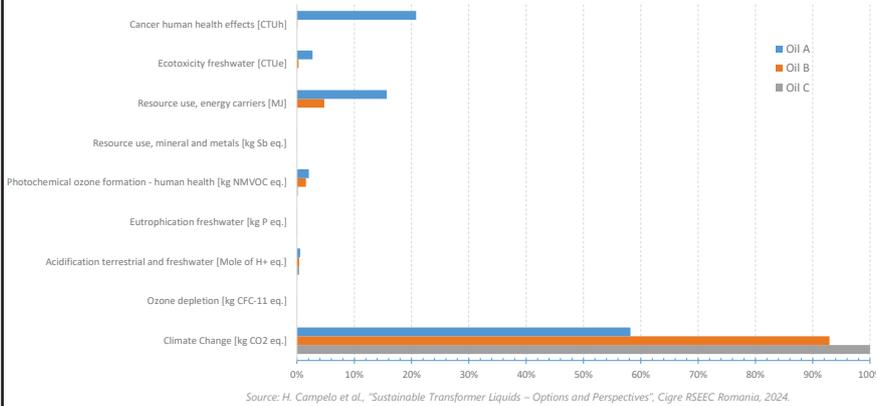
© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

ECI Calculation Examples



Oil A – TVAI+ (super grade naphthenic); Oil B - TRAI (high grade re-refined); Oil C – TVAI+ (super grade bio-based iso-paraffinic)



⚠️ A full LCA is more than Climate Change impact category. **TRUE!!**

⚠️ But the relative weight of Climate Change is dominant over all the others (representing over 90% of the ECI in some products). **VERY TRUE!!**

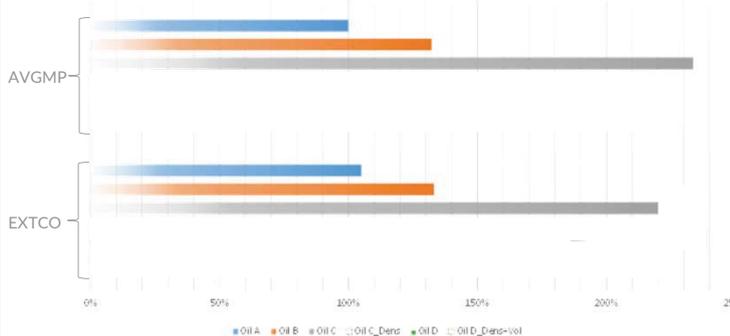
- Even with a conservative value for the carbon emissions (116€/ton).

Source: H. Campelo et al., "Sustainable Transformer Liquids – Options and Perspectives", Cigre RSEEC Romania, 2024.

ECI Calculation Examples



Oil A – TVAI+ (super grade naphthenic); Oil B - TRAI (high grade re-refined); Oil C – TVAI+ (super grade bio-based iso-paraffinic); Oil D – Natural Ester



	Average Market Prices - AVGMP	Environmental Cost Indicators - ECI1	Extended Total Cost of Ownership - EXTCO
Oil A	100%	5%	105%
Oil B	132%	1%	133%
Oil C	234%	-14%	220%
Oil C*	210%	-12%	198%
Oil D	140%	0%	140%
Oil D**	184%	0%	184%

⚠️ Keep in mind - when making comparisons - that transformers are fixed-volume equipment.

- Need to consider density differences (Oil C* versus oil C)
- Need to consider design implications (Oil D** versus Oil D)

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg



ECI Calculation Examples



Guidance Note:

OEMs may opt to additionally report the emissions of transformer per kilogram or per MVA. Note that when reporting in these units, the LCA practitioner should always include the relevant information to convert from the set functional units to the optional functional units. For example when reporting the impact per kilogram, one shall also report the impact per transformer as well as the total mass of the transformer.

---e-n-d---o-f---g-u-i-d-a-n-c-e---n-o-t-e---

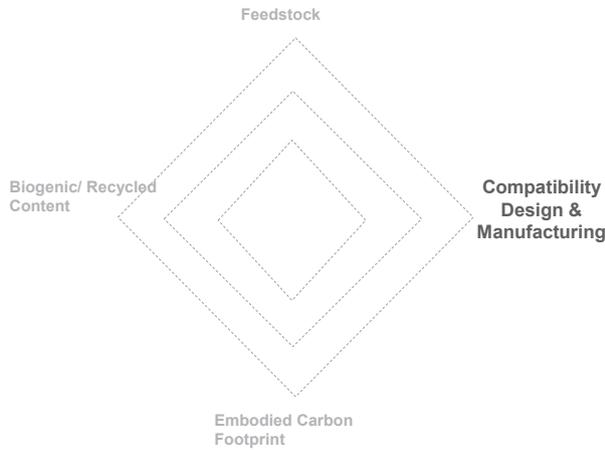
ECI Calculation Examples



- ECI *simplifies* and *unites* the different environmental and operational data associated with each liquid by **translating** it into **money**
- ECI offers beyond the upfront *purchase prices* of the liquids, a more **holistic** comparison between the different **transformer oils selected** for use in electrical transformers
- The *comparison* between the oils shows that the **addition** of the ECI cradle-to-gate (purely based on the LCA outputs) to the Total Cost of Ownership (TCO) calculations....
- *..improves* the **price parity** between the reference naphthenic oil (A) and the alternatives listed in this exercise (B)(C)(D) **but not sufficient compensate it.**
- **And not fair enough to level the playing field.** Because on one hand use-phase also matters a lot!!! An on another hand there are important functional properties/ characteristics that **are not** fully captured in a LCA.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg

How to extend ECI?



- Feedstock type or quality, **biogenic or recycled content** can be captured indirectly through some impact categories (namely through GWP)
- **Embodied Carbon Footprint** – which may include effects from production and transportation – can also be captured

! But compatibility, meaning costs associated with implicit changes in the design and/or manufacturing, are not fully captured/capturable in a LCA

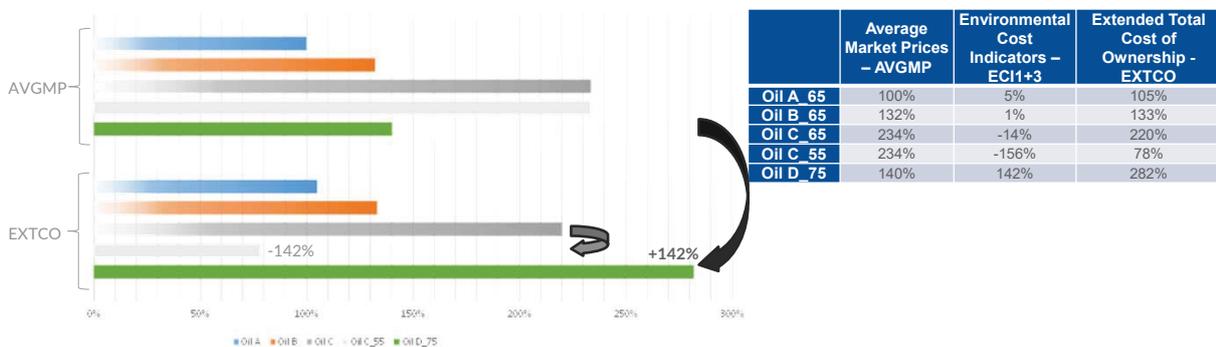
23

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

How to extend ECI? How to include Load Losses?



Oil A – TVAI+ (super grade naphthenic) ; Oil B - TRAI (high grade re-refined) ; Oil C – TVAI+ (super grade bio-based iso-paraffinic); Oil D – Natural Ester



24

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

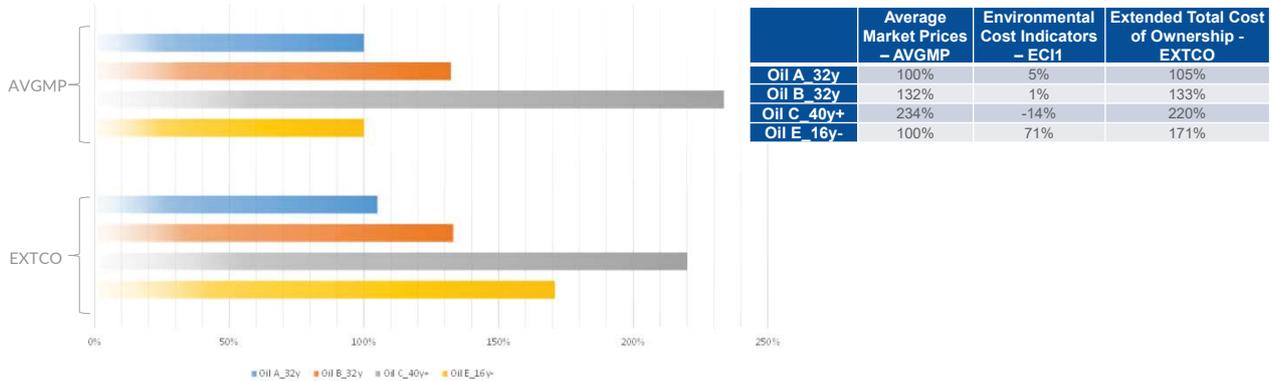
18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



How to extend ECI? How to include Liquid Lifetime?



Oil A – TVAI+ (super grade naphthenic) ; Oil B - TRAI (high grade re-refined) ; Oil C – TVAI+ (super grade bio-based iso-paraffinic); Oil E – TRAI (high grade reclaimed)



25

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

Outlook



- Multiple transformer liquids are already available allowing increased environmental and operational performances. Comparing them is not a straightforward exercise.
- IEC 60296 standard includes multiple sustainable options such as bio-based hydrocarbon liquids and re-refined oils.
- ECIs can be a valuable framework to assess and compare in a structured way different materials and different transformer designs including those materials.
- In any case including parameters in advanced ECIs - beyond cradle-to-gate LCA datasets - is key to be able to capture all the relative benefits of each material for the right application.

26

© 2025 Nynas AB (publ). All rights reserved.

18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



TLM 2025



Make it happen!!

Dr. Hugo Campelo

Senior Technical Advisor
+351 934796480
hugo.campelo@nynas.com



R⁶ 



18. Transformer-Life-Management Konferenz
15.-16.September 2025, Würzburg



Der Einfluss der Abschlusssysteme von Transformatoren auf die Ergebnisse der Gas-in-Öl Analyse

Ute Sasum, Gatron GmbH, Greifswald

TLM, 15./16.09.2025, Würzburg

Allgemeines



Das Ergebnis der Analyse selbst wird nicht durch die Herkunft des Öls, Besonderheiten des Transformators oder die Probenahme beeinflusst.

Eine korrekt durchgeführte Laboranalyse ermittelt die Konzentration der im Öl gelösten Gase, die in der dem Labor übergebenen Probe zum Zeitpunkt der Analyse vorhanden sind.

Diese Konzentration muss nicht der Gaskonzentration im Transformator entsprechen.

Die Konzentration der im Öl gelösten Gase wird z.B. vom Vorhandensein von freien Gasen im Transformator (als Blasen oder in konstruktiven Gasräumen) beeinflusst.

Bei gleicher Größe und Aktualität eines Fehlers im Transformator werden in Transformatoren, die sich im Wesentlichen nur hinsichtlich des Typs des Abschlusssystems unterscheiden, verschieden hohe DGA-Konzentrationen und Gesamtgasgehalte vorhanden sein.

Je mehr Kenntnisse über den Transformator und sein Betriebsregime einbezogen werden können, umso genauer kann die Interpretation der DGA sein.

DGA - Verfahrenskennzahlen

Richtigkeit (trueness)

Der Grad der Übereinstimmung zwischen einem Durchschnittswert, der in einer großen Serie von Messungen erhalten wurde, und einem **akzeptierten Referenzwert** (=„Wahrer Wert“).

Präzision und Richtigkeit



Präzision (precision)

Maß der Übereinstimmung zwischen voneinander unabhängigen Messwerten (Wiederholungsmessungen), die unter festgelegten Bedingungen erhalten wurden (Streuung).

Bei Round Robin Tests wird als „wahrer Wert“ der Mittelwert der Ergebnisse herangezogen.

Matrixbedingte systematische Fehler können so nicht erkannt werden.

© Warnke, Hoffmann, Quantifizierung in der Analytischen Chemie, Vorlesung, Mainz 2007

3

Abschlusssysteme von Transformatoren

prinzipielle Abschlusssysteme von Transformatoren aus Sicht des Gashaushalts

offene, luftatmende Transformatoren mit Ausdehnungsgefäß

geschlossene Transformatoren

mit Gaspolster

direkt über dem Öl im selben Gefäß

in zusätzlichem Gefäß mit Leitungen verbunden

ohne Gaspolster

mit Membran oder Luftsack im Ölausdehnungsgefäß

mit Dehnradiatoren bzw. Wellwänden

Spezialfall: Stickstoffabschluss mit geregelter Druck
(Stickstoffflasche, Überdruckventil)

4

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Gase in Transformatoren



Gaseintrag beim Befüllen mit Isolierflüssigkeit

Stickstoff, Luft

Gasaustausch zwischen Transformator und Umgebung (Luft)

Atmung (nur bei luftatmenden Transformatoren)
Lecks (z.B. an Pumpen, Dichtungen, Membranen)

Gasbildung

Zersetzung der Isolierflüssigkeit
Zersetzung von Festisolationsmaterial
Reaktionen anderer Materialien

Gasverbrauch

O₂: jede Oxidationsreaktion

Gasaustausch innerhalb des Transformators zwischen

Isolierflüssigkeit und Festisolation / diversen Materialien
in der Flüssigkeit gelösten Gase und freien Gasen in Gasräumen / Blasen

Zusammensetzung von trockener Luft

	Vol%
N ₂	78,09
O ₂	20,95
Ar	0,93
CO ₂	0,034
CH ₄	0,00029
H ₂	0,00005
N ₂ O	0,00005
CO	0,00002
O ₃	0,000001
and. Edelgase	0,0024

5

Gase - Löslichkeit in Flüssigkeiten



Die Löslichkeit eines Gases in einer Flüssigkeit ist eine individuelle Materialeigenschaft:

- wird durch einen Verteilungskoeffizienten ausgedrückt
- in der Transformator Diagnostik üblicherweise: Ostwald-Koeffizient $k = \frac{\text{Gaskonzentration in der Flüssigphase}}{\text{Gaskonzentration in der Gasphase}}$

k bei 25°C, aus CIGRE TF D1.01.15

Gas	Mineral- öl	Synthet. Ester	Silikon- öl
Wasserstoff (H ₂)	0,056	0,051	0,092
Sauerstoff (O ₂)	0,172	0,151	0,266
Stickstoff (N ₂)	0,091	0,087	0,157
Kohlenstoffmonoxid (CO)	0,132	0,127	0,204
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1,09	2,05	1,63
Methan (CH ₄)	0,429	0,381	0,569
Ethan (C ₂ H ₆)	2,82	2,19	3,10
Ethen (Ethylen, C ₂ H ₄)	1,84	1,87	2,18
Ethin (Acetylen, C ₂ H ₂)	1,24	4,38	2,04

Die Lösung von Gasen in Transformatorflüssigkeiten ändert das Volumen der Isolierflüssigkeiten inklusive der gelösten Gase im Vergleich zum entgasten Öl nicht.

sehr gut löslich: Propan (C₃H₈), Propen (C₃H₆), höhere Kohlenwasserstoffe

6

freie Gase - Realgasfaktoren



Bezugszustand des Realgasfaktors Z:

$T_n = 273,15 \text{ K} / 0 \text{ }^\circ\text{C}$,

$p_n = 101,325 \text{ kPa} / 1 \text{ atm}$

Gas	Z
Wasserstoff (H_2)	1,0006
Sauerstoff (O_2)	0,9990
Stickstoff (N_2)	0,9995
Kohlenstoffmonoxid (CO)	0,9993
Kohlenstoffdioxid (CO_2)	0,9933
Methan (CH_4)	0,9976
Ethan (C_2H_6)	0,9900
Ethen (Ethylen, C_2H_4)	0,9925
Ethin (Acetylen, C_2H_2)	0,991
Propan (C_3H_8)	0,9789
Propen (C_3H_6)	0,981

Der Realgasfaktors Z ist ein Maß für die Abweichung des realen Gases vom idealen Gas. Der Realgasfaktor für ideale Gase ist $Z = 1$.

Die im Arbeitsbereich von Transformatoren vorkommenden Temperaturen und Drücke bewirken nur geringe Abweichungen vom Realgasfaktor bei der Bezugstemperatur.

Es kann in guter Näherung die thermische Zustandsgleichung idealer Gase für Berechnungen genutzt werden:

$$p V = n R_m T \quad \text{und} \quad \frac{p V}{T} = \text{konstant}$$

7

Gase - Konzentrationsangaben



Die Konzentrationen freier Gase (z.B. Buchholzgase) werden in Volumenprozent Vol% angegeben. Angaben in ppm sind wegen der hohen Zahlen unpraktisch, aber möglich.

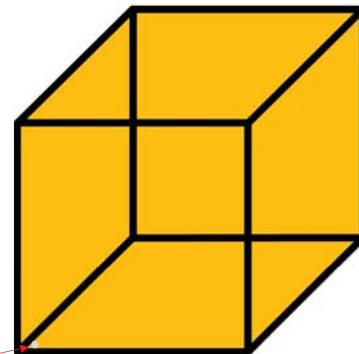
Die Konzentrationen der im Öl (in der Isolierflüssigkeit) gelösten Gase wird auf die gaschromatographischen Standardbedingungen ($20 \text{ }^\circ\text{C}$; $101,325 \text{ kPa}$) korrigiert angegeben in ppm (V/V) entspricht $\mu\text{l/l}$.

Behälter, ölfüllt:

$100 \text{ cm} \times 100 \text{ cm} \times 100 \text{ cm} = 1.000.000 \text{ cm}^3$

$1000 \text{ l} = 1,0 \text{ m}^3$

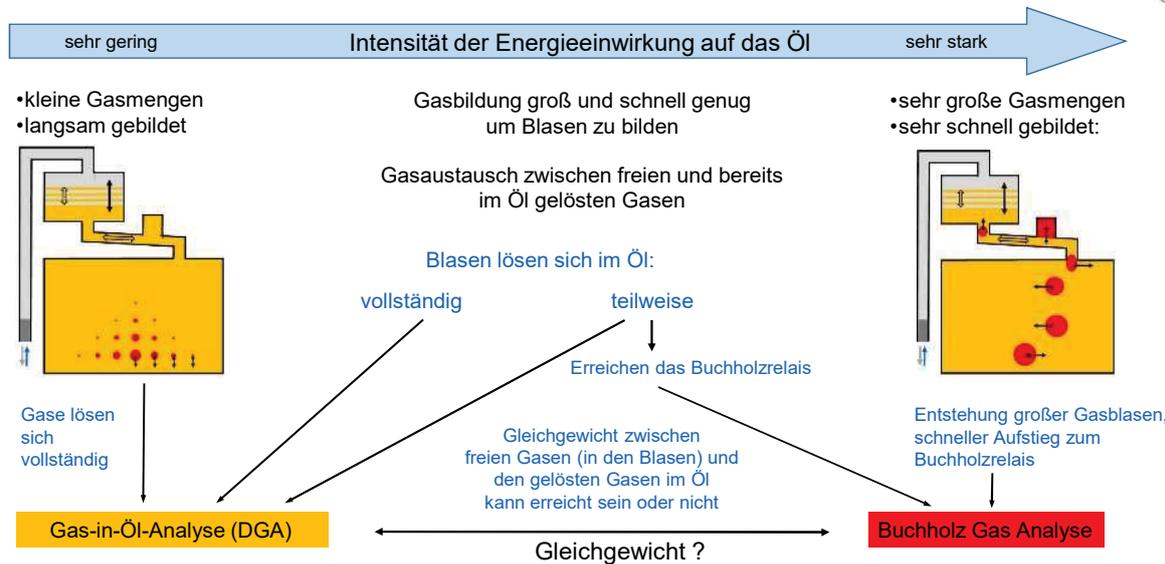
Wenn sich eine Gasblase, bestehend aus nur einem Gas, z.B. reinem Wasserstoff, mit einem Volumen von $1,0 \text{ cm}^3$ ($d = 1,2406 \text{ cm}$) vollständig löst beträgt die Wasserstoffkonzentration 1 ppm (V/V)



Blase mit ca. doppelter Größe dargestellt

8

Gasbildung - gelöste Gase und Blasen



9

Geschlossene Transformatoren - Gleichgewichtsverteilung

nur thermodynamische Betrachtung

Gaseingabe	v/l	1000 l Öl		900 l Öl 100 l Gasraum		750 l Öl 250 l Gasraum	
Wasserstoff (H ₂)	1						
Kohlenstoffmonoxid (CO)	1						
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1						
Methan (CH ₄)	1						
Ethan (C ₂ H ₆)	1						
Ethen (Ethylen, C ₂ H ₄)	1						
Ethin (Acetylen, C ₂ H ₂)	1						
Propan (C ₃ H ₈)	1						
Propen (C ₃ H ₆)	1						
Konzentration / ppm							
Wasserstoff (H ₂)		1000	0	372	6649	192	3425
Kohlenstoffmonoxid (CO)		1000	0	603	4570	378	2865
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)		1000	0	1008	925	1021	937
Methan (CH ₄)		1000	0	883	2057	750	1749
Ethan (C ₂ H ₆)		1000	0	1069	379	1192	423
Ethen (Ethylen, C ₂ H ₄)		1000	0	1048	569	1129	613
Ethin (Acetylen, C ₂ H ₂)		1000	0	1020	822	1051	847
Propan (C ₃ H ₈)		1000	0	1097	125	1285	146
Propen (C ₃ H ₆)		1000	0	1095	141	1279	164

10

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

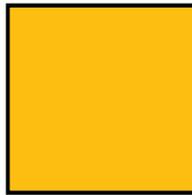
Geschlossene Transformatoren - Gleichgewichtsverteilung



nur thermodynamische Betrachtung

Gaseingabe	v/l
Wasserstoff (H ₂)	1
Kohlenstoffmonoxid (CO)	1
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1
Methan (CH ₄)	1
Ethan (C ₂ H ₆)	1
Ethen (Ethylen, C ₂ H ₄)	1
Ethin (Acetylen, C ₂ H ₂)	1
Propan (C ₃ H ₈)	1
Propen (C ₃ H ₆)	1

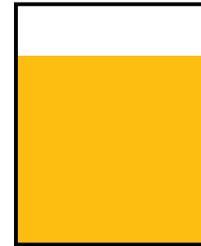
1000 l Öl



1000 l Öl, 100 l Gasr.



1000 l Öl, 250 l Gasr.



Konzentration / ppm

	1000 l Öl		1000 l Öl, 100 l Gasr.		1000 l Öl, 250 l Gasr.	
	im Öl	im Gas	im Öl	im Gas	im Öl	im Gas
Wasserstoff (H ₂)	1000	0	359	6410	183	3268
Kohlenstoffmonoxid (CO)	1000	0	569	4310	346	2618
Kohlenstoffdioxid (CO ₂)	1000	0	916	840	813	746
Methan (CH ₄)	1000	0	811	1890	623	1473
Ethan (C ₂ H ₆)	1000	0	966	342	919	326
Ethen (Ethylen, C ₂ H ₄)	1000	0	948	515	880	468
Ethin (Acetylen, C ₂ H ₂)	1000	0	925	746	832	671
Propan (C ₃ H ₈)	1000	0	989	112	972	110
Propen (C ₃ H ₆)	1000	0	987	127	969	124

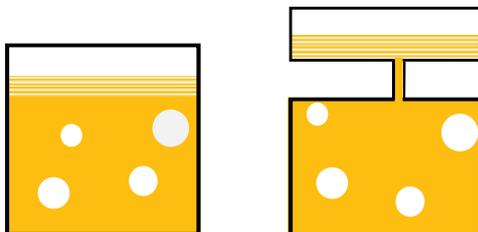
11

Geschlossene Transformatoren - Nichtgleichgewicht



Blasenbildung, Blasenauflösung und Einstellung des Gleichgewichts sind nicht nur von thermodynamische Größen abhängig, sondern eine Frage der Reaktionsgeschwindigkeit.

Die Reaktionsgeschwindigkeit ist u.a. von konstruktiven Parametern abhängig.



In Nichtgleichgewichtszuständen kann man durch Messung der Konzentrationen im Gas und im Öl und mit Kenntnis der konstruktiven Raumgrößen, Druck und Temperatur die Gesamtmenge der Fehlgase annähernd ermitteln. Dabei wird ein homogener Gasraum vorausgesetzt.

Blasen im Transformator können nicht nur erhebliche Probleme hinsichtlich der dielektrischen Festigkeit hervorrufen, sie können auch zu Fehlinterpretationen der DGA führen.

12

Geschlossene Transformatoren - Stickstoff und Sauerstoff



Auch in geschlossenen Transformatoren können Stickstoff- und Sauerstoffkonzentration zur Interpretation der Analysenergebnisse beitragen.

Stickstoff ist ein Inertgas, es kann im Transformator nicht entstehen und nicht durch Reaktionen verbraucht werden.

Bei der Befüllung gelangen Stickstoff und Sauerstoff in den Transformator. Ihre Gesamtmenge kann gut abgeschätzt werden.

Eine Erhöhung der Sauerstoffkonzentration weist auf Lufteintritt hin z.B. auf Grund von Undichtigkeit der Membran, einem defekten Luftsack, Dichtungsproblemen oder auch Öffnung für Wartungsarbeiten.

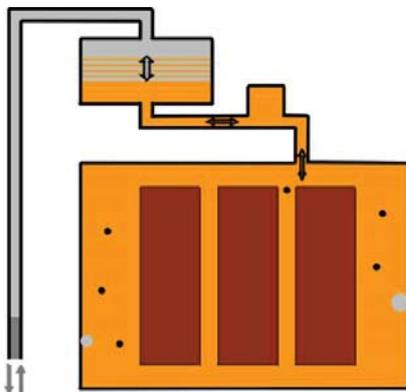
In Transformatoren mit Gaspolster sind die Konzentrationen im Gaspolster höher als die im Öl gelösten Konzentrationen (Verteilungskoeffizienten).

13

Offener Transformator - Atmung



Gasaustausch zwischen Transformator und Umgebung (Luft)



thermodynamisch bestimmt:

Luftbestandteile werden bis zum Gleichgewichtszustand eingeatmet, Fehlergase entsprechend ausgeatmet

Die Geschwindigkeit hängt u.a. von der Konstruktion und dem Betriebsregime ab.

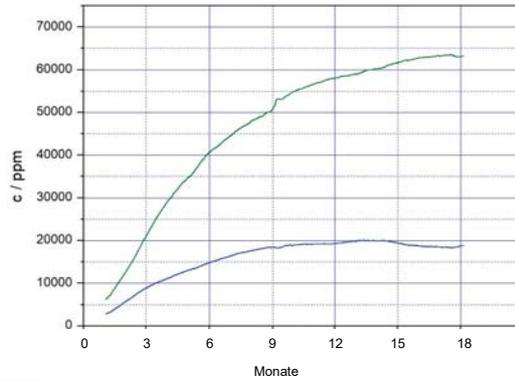
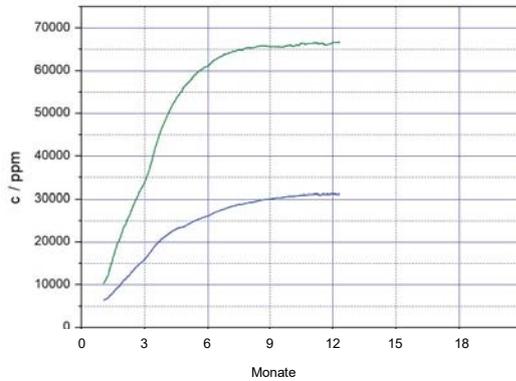
Aus der Geschwindigkeit der Änderung der Stickstoffkonzentration im Öl (N_2 -Sättigung) kann die „Offenheit“ ermittelt werden.

Dadurch kann eine Abschätzung der Fehlergasverluste erfolgen.

Aus dem Verhältnis von Stickstoffkonzentration und Sauerstoffkonzentration kann auf Oxidationsreaktionen im Transformator geschlossen werden.

14

Offener Transformator - Stickstoff und Sauerstoff

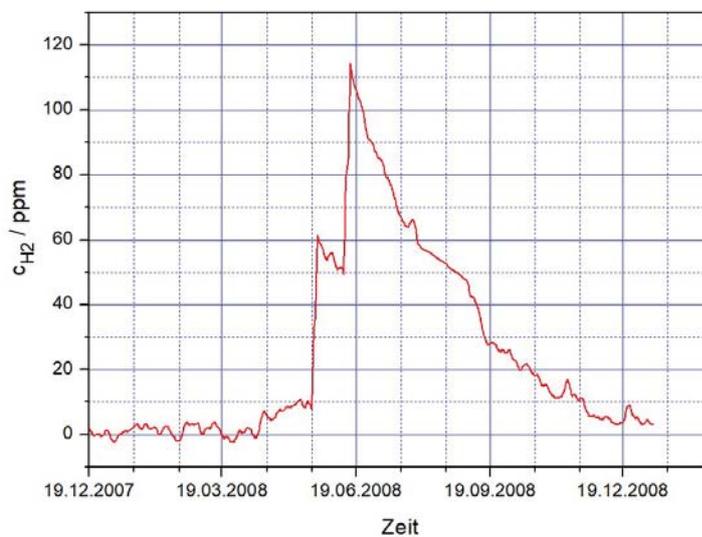


Sättigungsverläufe zweier Transformatoren

Auffällig sind die sehr unterschiedlichen Zeiträume bis zum Erreichen der Stickstoffsättigung und die verschiedenen Sauerstoffkonzentrationen bei Stickstoffsättigung.

15

Offener Transformator - Wasserstoff



Umspannwerkstransformator
110 kV
ca. 20 t Öl, ONAN

zweimalige Einspeisung von Öl
mit hoher Konzentration an
gelöstem Wasserstoff

Online Überwachung des
Kesselöls, TGM

Quantifizierung der Atmung war
nicht möglich

16

18. Transformer-Life-Management Konferenz

15.-16. September 2025, Würzburg

Transformatorenprüfung? Einmalige Verbindung



Transformatordiagnostik mit nur einem einzigen Messgerät.

Mit dem Multifunktionsgerät TAU3 von Megger wird die Transformatorprüfung durch eine einmalige Verbindung für alle Tests rationalisiert. So wird die Abhängigkeit von mehreren Messgeräten reduziert und die Produktivität maximiert. Der TAU3 hilft Ihnen, schnelle und genaue Wartungsentscheidungen zu treffen.

- Maximale Sicherheit und Effizienz durch eine intuitive Benutzeroberfläche
- Zeitersparnis durch umfassende Prüfung mit einem Klick
- Optimierung der Transformatorenleistung durch Effizienzdaten
- Rationalisierte Arbeitsabläufe durch nahtlose Datenintegration



**Weitere
Informationen**
Besuchen Sie
megger.com

Megger[®]

Service für Transformatoren

Nachhaltig, wirtschaftlich,
verbindlich.

Alles aus einer Hand.



[siemens-energy.com/tlm](https://www.siemens-energy.com/tlm)

Siemens Energy - Service für Transformatoren Das zeigen wir auf der TLM 2025

Wolfgang Isgör (Execution Expert für Service an Leistungstransformatoren, Siemens Energy) erläutert in seinem **Vortrag** u. a.) anhand eines realen Vorfalls im Heizkraftwerk Herne wie Siemens Energy mittels Fehlerfrüherkennung und anschließender Vor-Ort-Reparatur den Ausfall des betroffenen Maschinentransformators vermeiden konnte.

In dem Workshop **Ein Tag im akkreditierten Labor** testen und bewerten berichten MitarbeiterInnen des Materialprüflabors des Transformatorenwerks Nürnberg wie ein Arbeitstag in dem nach ISO 15025 akkreditierten Labor abläuft, sowie über Vorteile und laborinterne Qualitätssicherung einer Akkreditierung. Den Workshop leiten Ivanka Atanasova-Höhlein, Stephanie Pörnbacher, Carolin Schütt und Christian Rehorek.

An unserem **Siemens Energy Stand** freuen wir uns auf interessante Gespräche bei einer guten Tasse Espresso. Hier erfahren Besucher mehr über unsere aktuellsten Serviceangebote, wie z. B. die Einlagerung neuer Transformatoren inklusive Transport und Inbetriebnahme.

Veröffentlicht von © Siemens Energy 2025
Grid Technologies Service
Humboldtstr. 64
90459 Nürnberg

Siemens Energy ist eine durch die Siemens AG lizenzierte Marke.

Detaillierte Informationen zu
unserem Service für
Transformatoren unter
www.siemens-energy.com/tlm



Siemens Energy - Service für Transformatoren

Unser ganzheitlicher Service über die komplette Lebensdauer eines Transformators umfasst:

- Installation und Inbetriebnahme,
- Reparatur und Wartung,
- Diagnose und Beratung,
- Modernisierung und Aufrüstung,
- Ersatzteilservice,
- Serviceprogramme und
- Schulungen.

Sämtliche Angebote gelten für alle Generationen von Transformatoren, unabhängig von Alter, Hersteller oder Leistung.

Bei Interesse wenden Sie sich gerne direkt an unsere Mitarbeiter vor Ort, oder (24/7) an das Siemens Energy

Customer Support Center:
Telefon: +49 911-6505 6505
Email: support@siemens-energy.com

TESSA® APM 2.0

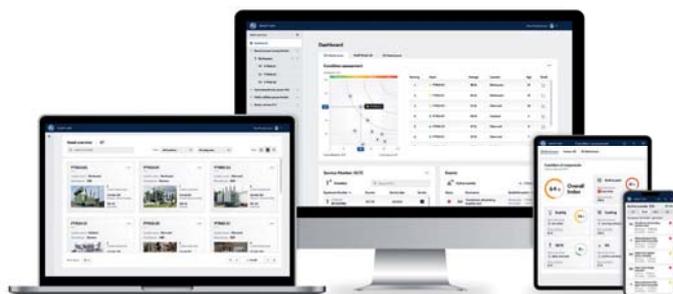
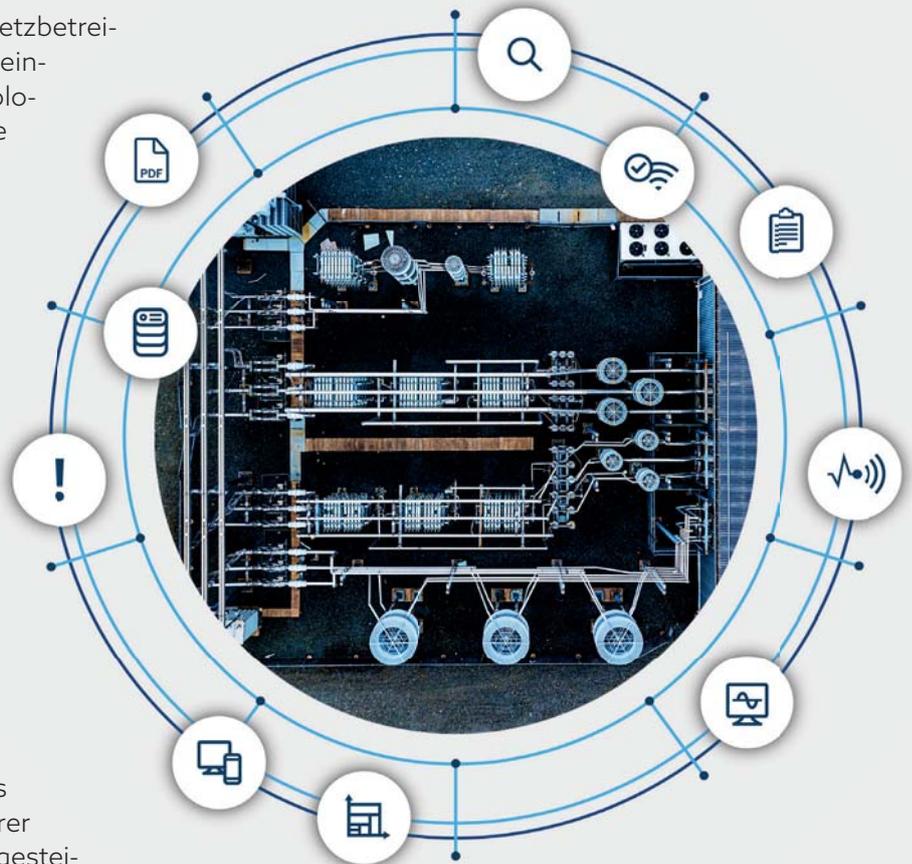
Optimieren Sie die Leistung und Verfügbarkeit Ihrer Umspannwerke.

TESSA® APM 2.0 ist Ihre zentrale, datengetriebene Plattform zur Zustandsüberwachung und -bewertung Ihrer Umspannanlagen und elektrischen Betriebsmittel im Netz. Die Anwendung wandelt Ihre Daten in verwertbare Erkenntnisse und konkrete Empfehlungen um. So treffen Sie fundierte Entscheidungen, erhöhen die Zuverlässigkeit und sichern die Verfügbarkeit Ihrer Anlagen langfristig.

Maximale Transparenz für eine intelligente Instandhaltung.

Speziell für die Anforderungen von Netzbetreibern entwickelt vereint die Plattform eingebautes Expertenwissen mit Technologien des digitalen Zwillings. Durch die Integration verschiedener Datenquellen entsteht eine ganzheitliche Sicht auf den technischen Zustand Ihrer Betriebsmittel und eine fundierte Grundlage für strategische Instandhaltungsentscheidungen.

Als digitaler Assistent analysiert die Plattform alle erfassten Daten automatisiert, priorisiert Risiken und stellt Alarme, Zustandsrankings sowie konkrete Maßnahmenvorschläge bereit. Damit schafft TESSA® APM 2.0 die Grundlage für eine vorausschauende Instandhaltungsstrategie, mit der potenzielle Fehler frühzeitig erkannt, die Lebensdauer Ihrer Assets gezielt verlängert und die Effizienz Ihrer Instandhaltungsprozesse nachhaltig gesteigert werden kann.



Integrierbar. Konfigurierbar. Skalierbar.



THE POWER BEHIND POWER.

Service für alle Transformatoren – aus einer Hand



Transformatoren sind das Herzstück Ihrer Energieinfrastruktur. Mit unserem Life-Time-Extension Programm verlängern Sie die Betriebsdauer Ihrer Anlagen – sicher, wirtschaftlich und nachhaltig

- Leistungssteigerung durch Umstellung, Upgrade und Überholung der Kühlanlage
- Erhöhung der Leistungsdichte durch Erneuerung des Aktivteils
- Upgrade einzelner Komponenten
- Ölregeneration und Aufbereitung
- Austausch und Recycling von Transformatoren sowie einzelner Transformatorenkomponenten



Akustische Messung und Optimierung von Transformatoren



Mit gezielten Schallmessungen identifizieren wir relevante Geräuschquellen und reduzieren akustische Emissionen in Energieanlagen, städtischen Versorgungsnetzen und Wohngebieten durch maßgeschneiderte Lösungen.

- Identifizierung von Geräuschquellen durch Geräuschmessungen vor Ort mit modernstem Equipment
- Wirksamkeitsprognose und Bewertung von Geräuschminderungslösungen
- Beratung zu Wirtschaftlichkeit, Gesetzeskonformität und technischer Umsetzbarkeit





We believe in renewable energy.
In fact, we couldn't operate without it

Our Nynäshamn refinery was the first in the world to run mainly on biofuel. The switch from oil and electricity to biofuel and waste heat recovery has resulted in annual reductions of CO₂ emissions of 35,000–60,000 tonnes.





TRANSFORMATORENSERVICE



WARTUNG



INSTANDSETZUNG
VOR ORT



WERKSTATT-
REVISION



DIAGNOSE



LABOR FÜR
ISOLIERFLÜSSIGKEITEN



HANDEL

Unsere **Dienstleistungen** sind herstellerunabhängig und durch unser jahrelanges Know-how garantieren wir höchste **Betriebsicherheit** für Ihre Energietechnik.



Dienstag, 16.09.2025



Vortrag von **Dr. Christoph Möller & Tobias Lemke:**
"Nachhaltigkeit in der Trafoinstandhaltung".

Anlagenbau mit Weitblick

Von der Planung bis zur Instandhaltung:
Westenergie Netzservice GmbH bietet
maßgeschneiderte Lösungen für Ihre
Energieinfrastruktur.

- Ganzheitlicher Anlagenbau
- Betrieb und Instandhaltung
- Primär- und Sekundärtechnik
- Innovative Messtechnik
- Individuelle Beratung



QR-Code scannen
und Infos einholen.

westenergie

westenergie.de/netzservice



Trust. Service. Experience.

For nearly 30 years, Ergon has earned a reputation as a trusted and reliable producer and supplier of HyVolt insulating liquids.

Wherever You Power, There's a HyVolt Solution.

ERGON

HyVolt

| Dielectric Fluids

HyVolt.com



Elektromotoren und Gerätebau Barleben GmbH

RELAY ON US # SAFETY FIRST # TRANSFORMER PROTECTION # SAFETY FIRST # RELAY ON US

NEW DIGITAL LEVEL MEASUREMENT

BUCHHOLZ RELAY NM-SERIES 2



/ Output of true gas volume value

/ Improved measuring accuracy

/ 3-way extended customer interface:

- Digital signal
- Analogue signal
- Digital & analogue combined

/ Compact & robust design

/ Up to 5 independent contact tubes

NOW AVAILABLE

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

Filteranlage ES 2000 Trafo-Trocknung ohne Nutzungsausfall



Verlängern Sie die Lebensdauer Ihres Transformators mit dem Filtersystem ES 2000 zur stationären und kontinuierlichen Trocknung und Pflege von Isolierung und Transformatorenöl.

Filteranlage ES 2000



- kontinuierliche Trocknung und Pflege (24/7) für:
 - stabile Durchschlagfestigkeit > 70 kV
 - niedrigen Wassergehalt < 10 ppm
- All-in-One - entfernt alle Verunreinigungen:
 - Wasser, Schwebstoffe, Ölabbauprodukte und Säuren
- Fein- und Tiefenfiltration:
 - > 3 µm absolut, < 1 µm nominal
 - extrem hohe Aufnahmekapazitäten
- Filtermaterial aus 100 % Naturfasern entspricht Forderungen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes
- leicht installierbar, wartungsarm und energiesparend
- unabhängiger Kreislauf
- individuell modifizierbar

Ihre Vorteile:

- Trocknen Sie Ihren Transformator, ohne die Gas-in-Öl-Analyse zu beeinflussen und ohne Nutzungsausfall
- Maximieren Sie den Schutz vor Kurzschlüssen und optimieren Sie damit die Betriebssicherheit
- Gewährleisten Sie zuverlässigere Schaltvorgänge durch weniger Ablagerungen und Abbrand
- Erhöhen Sie den Wirkungsgrad Ihres Transformators
- Profitieren Sie von weniger Servicearbeiten und Revisionen
- Verlängern Sie die Lebensdauer von Öl, Isolierung, Schaltern und Transformator - so sparen Sie Ressourcen und CO₂-Emissionen

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



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

EINSTELLEN

Configure



HOOTS

PROFESSIONAL IN SENSORS

SMARTES TRAFO- MONITORING

MESSEN

Measure

HOOTS.DE

AUSWERTEN

Evaluate



Know the fault. Within 20cm.

OPTIFENDER® 

Precise partial discharge localization in live transformers

OptiFender™ pinpoints partial discharge sources inside live transformers with 20 cm accuracy.

- Passive
- Immune to EMI
- Non-metallic sensors



Advanced algorithms filter vibration noise and provide instant, actionable reports.

Learn how ultra-early PD insights are extending asset life for TSOs, DSOs and OEMs across Europe.

[Book a demo](#)

info@optics11.com optics11.com
Amsterdam, NL +31208096002

Save the Date

Transformer-Life-Management Konferenz 2026



21. - 22. September 2026
Congressforum Frankenthal
www.tlm-konferenz.de