

FKH – Fachtagung

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken



26. November 2025
Campus Sursee, Sursee



Fachkommission für Hochspannungsfragen
Commission d'étude des questions relatives à la haute tension

FKH - Fachtagung
26. November 2025
Campus Sursee, Sursee

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Veranstalter:

*Fachkommission für Hochspannungsfragen
Hagenholzstrasse 81
8050 Zürich*



FKH - Fachtagung
26. November 2025
Campus Sursee, Sursee

Vorwort zur Tagung

Betriebsmittel in Schaltanlagen und Kraftwerken werden für einen Betrieb von 40 Jahren und mehr ausgelegt. Die Betriebsmittel werden im Werk einer Qualitätsprüfung unterzogen. Betriebsgefährdende Fehler können dabei übersehen werden. Sie können durch den Prozess der Installation oder durch den Betrieb aber auch erst vor Ort neu entstehen. Eine Vor-Ort-Abnahmeprüfung mit erhöhter Spannung in Kombination mit sensitiven Messmethoden wie z.B. der UHF-Teilentladungsmessung ist zentral, um diese Fehler vor der Inbetriebnahme zu finden. Die Messresultate dienen in Kombination mit ergänzenden Zustandskennwerten als Referenzpunkt am Lebensanfang, um eine allfällige spätere Veränderung im Betrieb festzustellen und zu quantifizieren. Wird ein Fehler messtechnisch nachgewiesen, werden ergänzende Messmittel zu dessen Charakterisierung und Lokalisierung verwendet und geeignete Massnahmen zur Fehlerbehebung vor Ort umgesetzt.

Bei Umbauvorhaben oder gegen Ende der Lebensdauer der Betriebsmittel stellt sich die Frage, ob das Betriebsmittel frei von fortgeschrittenen und möglicherweise betriebsgefährdenden Alterungserscheinungen ist. Materialfehler können physikalische Alterungsprozesse auslösen und die natürliche Lebensdauer verkürzen. Verfrühte Alterung kann aber auch auftreten, wenn das Betriebsmittel höher belastet wird als ursprünglich vorgesehen, oder falls es ungenügend vor auftretenden Überspannungen im Netz geschützt ist. Alterungsvorgänge können mittels Überwachung oder erneuter Prüfung nachgewiesen werden.

Die Tagung stellt die Vor-Ort-Prüf- und Messmethoden in den Vordergrund, mit welchen Fehler und Alterungsmechanismen nachgewiesen werden können. Die Referenten gehen auch auf praktische Herausforderungen in der Durchführung dieser Prüfungen ein. Es wird aufgezeigt, welche Messresultate notwendig sind, um eine technisch fundierte Entscheidungsgrundlage für den Weiterbetrieb der Betriebsmittel, für Wartungsmassnahmen oder den Ersatz von Betriebsmitteln zu erlangen.

Dr. Detlev Gross
Tagungsleiter
PDIXC GmbH

Dr. Michael Walter
Geschäftsleiter
FKH

Programm für die FKH - Fachtagung 2025

Zeit	Beitrag	Referent
08 ³⁰ -09 ⁰⁰	Willkommenskaffee	
09 ⁰⁰ -09 ⁰⁵	Begrüssung	Dr. Michael Walter, FKH
09 ⁰⁵ -09 ¹⁰	Einführung in die Tagung	Dr. Detlev Gross, PDIXC GmbH
09 ¹⁰ -09 ³⁵	Physikalische und statistische Grundlagen von Teilentladungsmustern	Dr. Detlev Gross, PDIXC GmbH
Zustandsbeurteilung von Transformatoren		
09 ⁴⁰ -10 ⁰⁵	Analyse der AC-Transformatorzuverlässigkeit – Erkenntnisse der CIGRE WG A2.62	Prof. Dr. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart
10 ¹⁰ -10 ³⁵	Praxis der Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte	Pascal Fehlmann, Swissgrid AG
Kaffeepause		
11 ¹⁰ -11 ³⁵	Die Ölanalyse als Wegweiser für die passende Instandhaltungsmethode am Transformator	Roland Voramwald, Trafopower AG & Paul Köstinger, Retranol GmbH
11 ⁴⁰ -12 ⁰⁵	Lokalisierung von Teilentladungen in ölfüllten Transformatoren	Dr. Detlev Gross, PDIXC GmbH
Zustandsbeurteilung von Generatoren		
12 ¹⁰ -12 ⁴⁵	Zustandsbewertung und Instandhaltung von Hydrogeneratoren: Erfahrungswerte aus Sicht eines Betreibers	Lars Nilsson, Thomas Holzer BKW Energie AG
Mittagessen		
Zustandsbeurteilung von Schaltanlagen		
14 ³⁰ -14 ⁵⁵	Teilentladungsmonitoring - von der Datenerfassung zur Bewertung	Markus Söller, Megger (Power Diagnostix Systems GmbH)
15 ⁰⁰ -15 ²⁵	Spektrum der Zustandsüberwachungsmöglichkeiten von GIS-Anlagen	Robert Lüscher, GE Grid (Switzerland) GmbH
Kaffeepause		
16 ⁰⁰ -16 ²⁵	Methoden zur Überwachung der Gasqualität in Schaltanlagen mit umweltfreundlichen Isolergasen	Dr. Michael Walter, FKH
16 ³⁰ -16 ⁵⁵	Anwendungsmöglichkeiten von KI für Predictive-Maintenance von Leistungsschaltern und ihre Grenzen	Chi-Ching Hsu, ETH Zürich
ca. ab 17 ¹⁰	Apéro	

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Physikalische und statistische Grundlagen von Teilentladungsmustern Dr. Detlev Gross, PDIXC GmbH	1
Analyse der AC-Transformatorzuverlässigkeit – Erkenntnisse der CIGRE WG A2.62 Prof. Dr. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	11
Praxis der Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte Pascal Fehlmann, Swissgrid AG	15
Die Ölanalyse als Wegweiser für die passende Instandhaltungsmethode am Transformator Roland Voramwald, Trafopower AG & Paul Köstinger, Retranol GmbH	29
Lokalisierung von Teilentladungen in ölfüllten Transformatoren Dr. Detlev Gross, PDIXC GmbH	35
Zustandsbewertung und Instandhaltung von Hydrogeneratoren: Erfahrungswerte aus Sicht eines Betreibers Lars Nilsson & Thomas Holzer, BKW Energie AG	47
Teilentladungsmonitoring - von der Datenerfassung zur Bewertung Markus Söller, Megger (Power Diagnostix Systems GmbH)	75
Spektrum der Zustandsüberwachungsmöglichkeiten von GIS-Anlagen Robert Lüscher, GE Grid (Switzerland) GmbH	89
Methoden zur Überwachung der Gasqualität in Schaltanlagen mit umweltfreundlichen Isolergasen Dr. Michael Walter, FKH	101
Anwendungsmöglichkeiten von KI für Predictive-Maintenance von Leistungsschaltern und ihre Grenzen Chi-Ching Hsu, ETH Zürich	113
Referentenadressen	117
QR-Code zu den Präsentationen	119
Notizen	121

FKH - Fachtagung

25. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Physikalische und statistische Grundlagen von Teilentladungsmustern

Dr. Detlev Gross
PDIXC GmbH, Aachen

Funktion und beruflicher Werdegang

Detlev Gross (Senior Member, IEEE) studierte Nachrichtentechnik an der FH Aachen mit dem Abschluss Diplomingenieur und wurde an der TU Graz in Hochspannungstechnik promoviert (Dr. techn.). 1986 gründete er in Aachen die DG Instruments und 1992 die Power Diagnostix (seit 2019 Teil der Megger Gruppe). Er ist/war Mitglied, respektive Vorsitzender verschiedener nationaler und internationaler Normungsgremien grösstenteils im Bereich Teilentladungsmesstechnik bei unterschiedlichen Hochspannungsbetriebsmitteln innerhalb von IEC, IEEE, CIGRE, und VDE/DKE.

Physikalische und statistische Grundlagen von Teilentladungsmustern

Dr. Detlev Gross
PDIXC GmbH, Aachen

1 Kurzfassung

Teilentladungsmuster werden seit über 30 Jahren zur Diagnose von dielektrischen Defekten genutzt. Trotzdem wird auch noch heute oft die Interpretation der Muster als schwarze Magie angesehen. Viele der Eigenschaften dieser *phi-q-n*-Muster lassen sich mit Hilfe der zugrunde liegenden Gasentladungsmechanismen, der Ladungsträgergewinnung (und deren Abbau), den Effekten der Geometrie des Entladungsortes, sowie der Kurve der angelegten Spannung verstehen.

Stichworte: Teilentladungsmuster, Gasentladungsphysik, Ladungsträgergewinnung

2 Einleitung

Bereits vor der technischen Nutzung von Hochspannung waren Entladungerscheinungen bekannt und z.B. durch G.C. Lichtenberg 1777 bereits systematisch beschrieben worden (Bild 1).

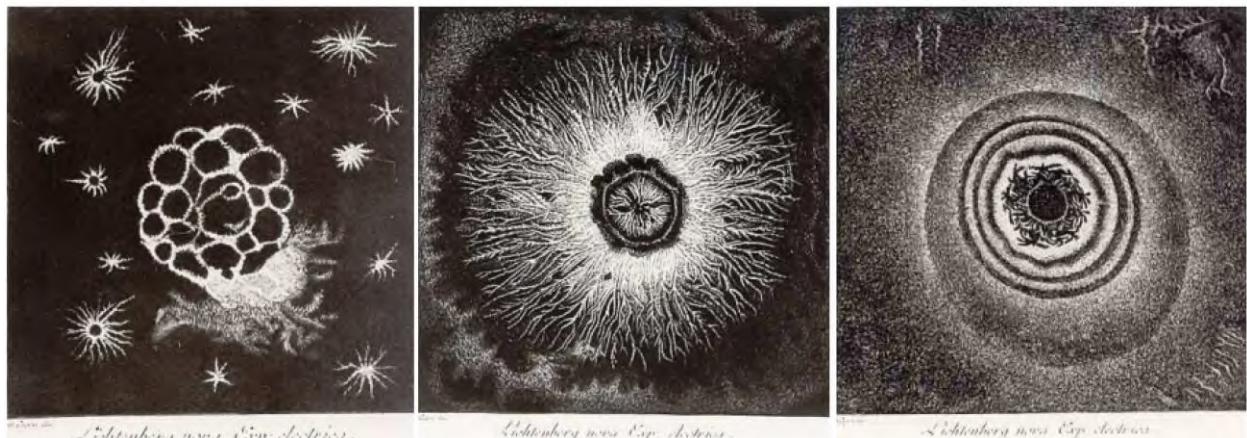


Abbildung 1: Lichtenberg-Figuren – Staubfiguren mit klebrigem schwarzen Papier gewonnen

So waren in der Frühzeit der Nutzung von Hochspannung zur Erzeugung und zum Transport elektrischer Energie (zum Ende des 19. Jahrhunderts) die Ursachen und Effekte von Teilentladung – damals generell Corona genannt – bekannt.

Teilentladung (TE) zeigt sich als Entladungslawine bei hinreichend grosser Feldstärke. Sie hängt von einer Vielzahl von Parametern, wie unter anderem dem el. Feld, den beteiligten Materialien, den Gaseigenschaften und der Defektgeometrie ab. Sie zeigt sich durch Emission von Geräusch und elektromagnetischen Wellen (inkl. Licht). Darüber

hinaus hat Teilentladung chemische Effekte mit der Bildung von Ozon, Karbonisierung sowie der Bildung von Wasserstoff und diverser Kohlenwasserstoffe bei flüssigen Isolierstoffen.

Konnte man sich zunächst lediglich auf die Sinne verlassen – Hören, Sehen und Riechen, so kamen schrittweise messtechnische Verfahren zum Einsatz. Initial waren das Verlustfaktormessungen gefolgt von Messempfängern [1]. Erst mit den Arbeiten von Moore [2] und Kreuger [3] etablierte sich die heute übliche ladungsbasierte TE-Messung und fand schnell den Weg in die Normung – zunächst 1966 als VDE 434 [4] und in Folge 1968 als IEC 270 [5], welche dieses Jahr als IEC 60270, Edition 4 [6] erneut überarbeitet herausgegeben wurde.

3 Physik der Teilentladung

3.1 Haupttypen der Teilentladung

Grundsätzlich benötigt eine Teilentladung die Erfüllung zweier Bedingungen. Zum einen muss das kritische Feld überschritten sein und zum anderen muss ein freies Elektron zur Verfügung stehen, welches dann im elektrischen Feld beschleunigt wird und in Folge Sekundärelektronen bei Kollision mit Gasmolekülen erzeugt.

In gasförmigen Dielektrika unterscheiden sich solche Entladungslawinen in drei Haupttypen. Die initiale TE unmittelbar nach Einsetzen ist die Trichel-Entladung (corona, glow discharge). Sie beruht ausschliesslich auf Kollisionsionisierung.

Die nächste Eskalationsstufe ist die Streamer-Entladung (filament, bunch streamer). Hier kommt zu der Kollisionsionisation noch die Photoionisation hinzu – die bei den Kollisionen neben den zusätzlichen Elektronen entstehenden Photonen sind hier energiereich genug, um benachbarte Gasmoleküle zu Ionisieren. Bild 2, rechts veranschaulicht diesen Entladungsmechanismus.

Der nächste Schritt führt zu den Leader-Entladungen (stem bunch, spark). Hier kommt zu der Kollisions- und Photoionisation noch die thermische Ionisation hinzu – die Temperaturen im Entladungskanal reichen zur Plasmabildung (Bild 2, links).

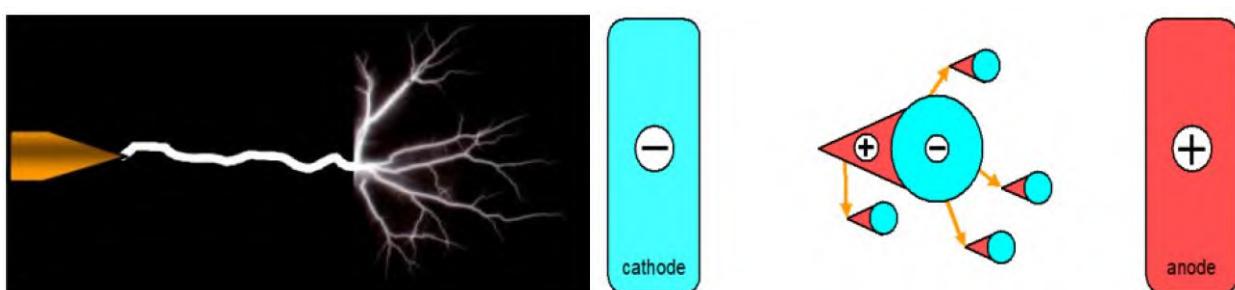


Abbildung 2: Leader-Entladung (L), Streamer: Photoionisation plus Kollisionsionisation (R)

3.2 Gewinnung des Startelektrons

Auf metallischen Oberflächen stehen eine Vielzahl von freien Elektronen unverzüglich zur Verfügung. Somit starten Teilentladungen an (nicht oxidierten) metallischen Oberflächen, sobald die kritische Feldstärke erreicht ist $E > E_{krit}$.

Polymere (niederenergetische) Oberflächen (PE, PP, PTFE, etc.) verfügen nahezu über keine freien Elektronen und es ist eine externe Ionisation zum Start der TE erforderlich. Prominente Quelle für diese Ionisation ist die Umgebungsradioaktivität, zu der kosmische Photonen, die Strahlung von Radon (^{222}Rn) sowie Fallout von atmosphärischen Nukleartests zählt. Diese Quellen führen zu ca. $2 \cdot 10^6$ freien Elektronen pro Sekunde und Kubikmeter. Das hat zur Folge, dass es z.B. im Mittel 15 Minuten dauert, bis eine solche Ionisation eine TE in einer Blase in Polyethylen mit 1 mm Durchmesser startet.

3.3 Eigenschaften der Isolierstoffe

Die Isolierstoffe unterscheiden sich in ihren Eigenschaften bezüglich der elektrischen Festigkeit aber auch der Stabilität gegenüber Teilentladungen. Bei den gasförmigen Isolierstoffen kommt das Paschengesetz (Bild 3) hinzu, mit dem oberhalb von etwa 1 bar die el. Festigkeit linear mit dem Druck ansteigt. Einige polymere Isolierstoffe, wie PE, PP und PMMA neigen zum Treeing, einer fortschreitenden Kanalbildung unter Teilentladung, während EPR und EPDM teilentladungsstabiler sind. Laminare Isoliersysteme wie Öl-Papier oder Epoxy-Glimmer zeigen durch die Barrieren ebenso eine höhere TE-Stabilität.

Luft:	24	kV/cm bar
Wasserstoff:	16	kV/cm bar
SF ₆ :	88	kV/cm bar
Transf.-Öl:	~150	kV/cm
Epoxydharz:	~300	kV/cm
PE:	>500	kV/cm

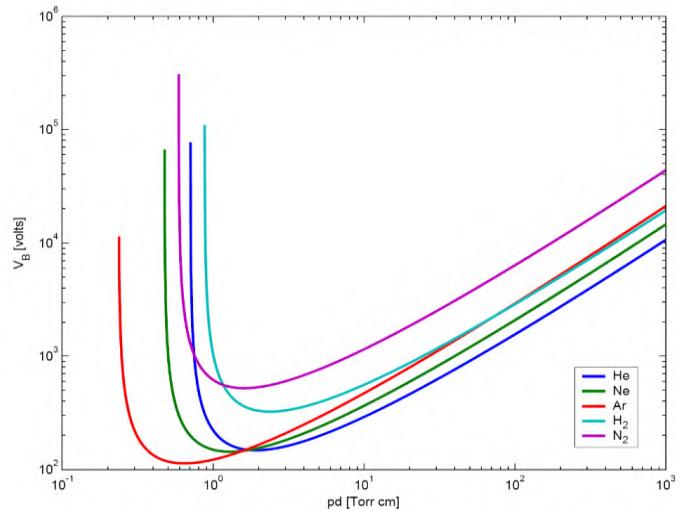


Abbildung 3: Elektrische Festigkeit ausgewählter Isolierstoffe, Paschenkurven versch. Gase

4 Entladungen in sphärischen Gaseinschlüssen

Befindet sich ein sphärischer Gaseinschluss (Blase) in einem homogenen polymeren Isolierstoff, so wird die Teilentladung erst nach der größenabhängigen Verzögerung starten, wenn erstmals ein hinreichend energiereiches Photon ein freies Elektron erzeugt (Bild 4a, folgende Seite). Dieses freie Elektron wird im elektrischen Feld beschleunigt und erzeugt beim Auftreffen auf ein Gasmolekül Sekundärelektronen (Bild 4b). Nach dieser ersten Lawinenentladung ergibt sich eine Ladungsträgerseparation und ein inneres Feld im Hohlraum (Bild 4c). Mit Umkehr der Polarität des äußeren Feldes (überlagert von dem nun zusätzlichen inneren Feld), findet ein De-Trapping eines an Oberflächenhaftstellen gebundenen Elektrons statt (Bild 4d). Da solche Haftstellen eine unterschiedliche Tiefe haben, hat dieses De-Trapping auch seine eigene(n) materialabhängige(n) Zeitkonstante(n). Dieses nun frei gewordene Elektron wird ebenfalls beschleunigt und führt zu einer entgegengesetzten Entladungslawine. Von nun ab wird die TE durch diesen De-Trapping Vorgang aufrechterhalten. Hierbei ist zu beachten, dass solche Ladungsträger nur eine begrenzte Lebensdauer haben, bis sie mit einem Gas-Ion rekombinieren.

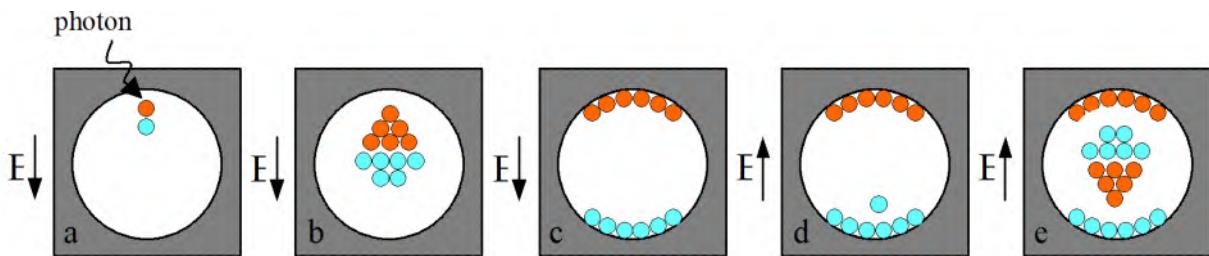


Abbildung 4: TE in einem kugelförmigen Gaseinschluss während der ersten zwei Halbwellen

Betrachtet man nun einen solchen Gaseinschluss in einem polymeren Material und nimmt eine hohe Verfügbarkeit eines Startelektrons an, d.h., eine De-Trapping-Zeitkonstante nahe Null, so wird sich deutlich oberhalb der Einsetzspannung eine stetige Folge von TE-Impulsen gleicher Amplitude zeigen (Bild 5). Obwohl dieses Verhalten auch heute noch gerne als die typische Entladung in Hohlräumen genannt wird, trifft ein solches Verhalten in der Realität kaum zu. Es lässt sich lediglich durch hinreichend energiereiche Strahlung provozieren (hier mit UV-Strahlung). Zurück geht dies auf eine Veröffentlichung von Gemant und Philippoff, „Die Funkenstrecke mit Vorkondensator“, 1932 [7] und hatte auch damals nichts mit Hohlraumentladungen zu tun.

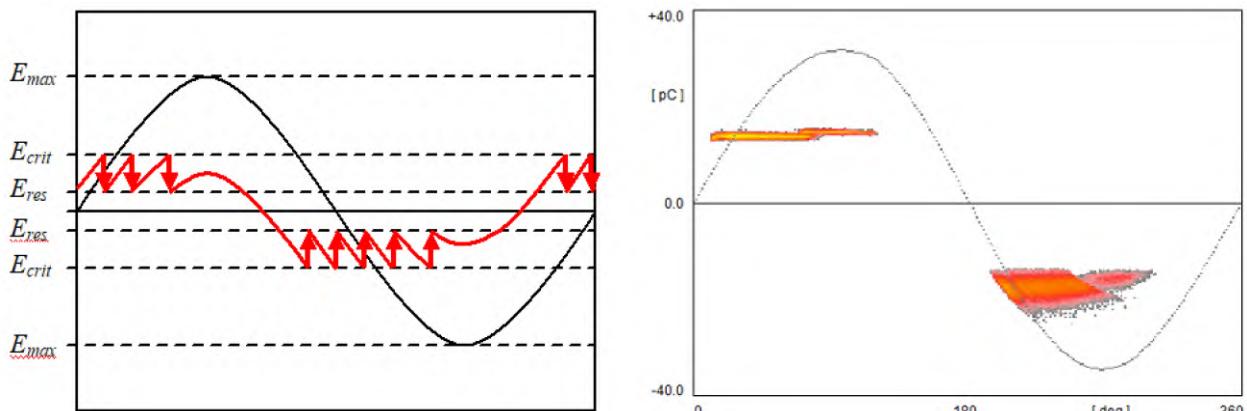


Abbildung 5: TE in einem sphärischen Gaseinschluss, hohe Verfügbarkeit des Startelektrons

Nimmt man nun eine De-Trapping-Zeitkonstante im Bereich der Periodendauer der Hochspannung oder grösser an, so ändert sich das Bild der Teilentladung (Bild 6). Mit dem „verspäteten“ freien Elektron ist das el. Feld grösser und somit auch die Teilentladung. Das TE-Muster ändert sich zu einem verteilten Muster und folgt in der Hüllkurve dem el. Feld E (Bild 6, rechts).

Diese De-Trapping-Zeitkonstante oder ihr Kehrwert, die Ladungsträgergewinnungsrate hat wesentlichen Einfluss auf das Erscheinungsbild von Hohlraum-Teilentladungsmustern. Ebenso wird klar, dass sich Teilentladungsmuster oft bei Messungen mit unterschiedlichen Hochspannungs frequenzen unterscheiden.

Einerseits ist eine Spitze-Platte-Entladung bei 0,1Hz (VLF) identisch mit dem Muster bei 50 Hz. Andererseits führt eine De-Trapping-Zeitkonstante von z.B. 5 ms zu einem TE-Muster, welches den ersten und dritten Quadranten bei 50 Hz mit hoher Amplitudenvarianz ausfüllt, während bei Beanspruchung mit 0,1 Hz das Muster nur geringe Varianz in der Amplitude zeigt und eher nach hoher Verfügbarkeit der freien Elektronen aussieht ($5 \text{ ms} \ll 10 \text{ s}$).

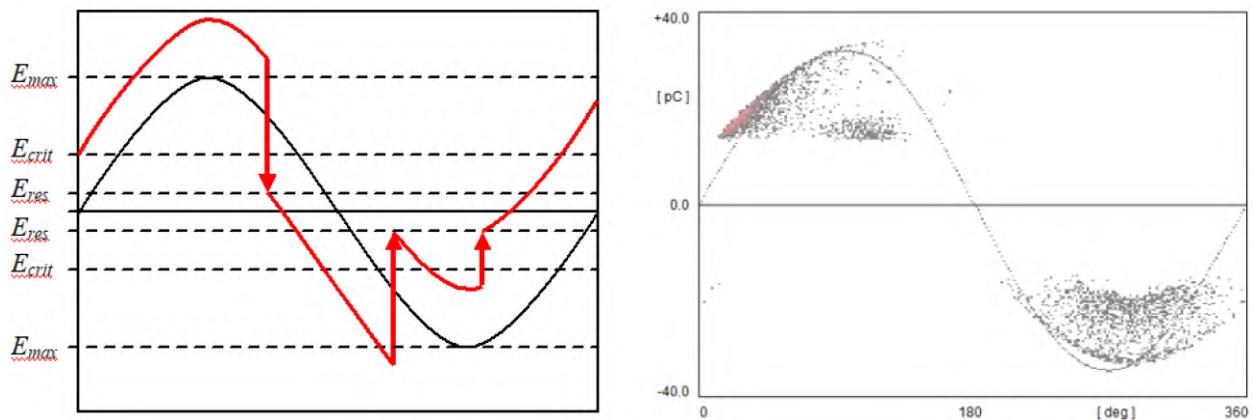


Abbildung 6: TE in sphärischem Gaseinschluss, geringe Verfügbarkeit des Startelektrons

Diese Effekte lassen sich auch gut numerisch simulieren [8, 9], wenn man die Parameter extrahiert. Bild 7 zeigt auf der linken Seite eine hohe Verfügbarkeit der Elektronen, also eine hohe Charge-Carrier-Generation-Rate, während rechts die geringe Verfügbarkeit gezeigt wird. Oben sind jeweils die simulierten Muster und unten die gemessenen, die jeweils den Mustern in Bild 5 und Bild 6 entsprechen. Interessant ist unter anderem, dass im rechten Bild für die positive Halbwelle gelegentlich zweite Entladungen stattfinden (rotes Oval), welche in der negativen Halbwelle nicht auftreten. Dies liegt an den Unterschieden der Ladungsträgergewinnung. Für die positive Halbwelle sind es 400 s^{-1} ($2,5 \text{ ms}$) und die negative $0,6 \text{ s}^{-1}$ ($1,6 \text{ s}$).

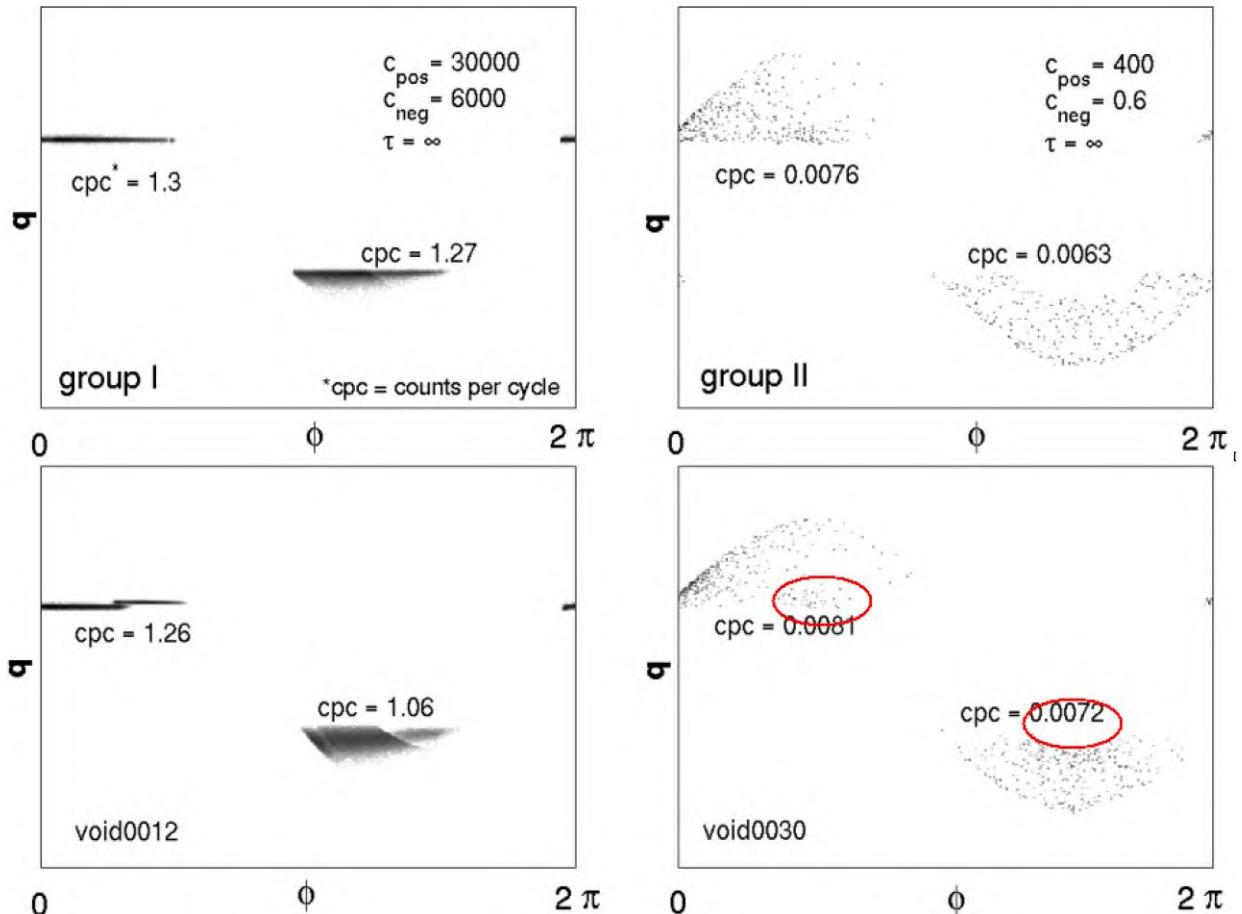


Abbildung 7: Gemessene / simulierte TE mit unterschiedlicher Verfügbarkeit freier Elektronen

5 Entladungen in einer flachen Ablösung

Der Gewinnungsprozess der Startelektronen sowohl initial als repetitiv, ist bei einer flachen Ablösung (Delamination) identisch mit dem einer sphärischen Blase (Bild 8, links). Sobald diese Entladung auf die gegenüberliegende Oberfläche trifft, bildet sich dort eine Gleitentladung ähnlich einer Lichtenberg-Figur (Bild 8, rechts).

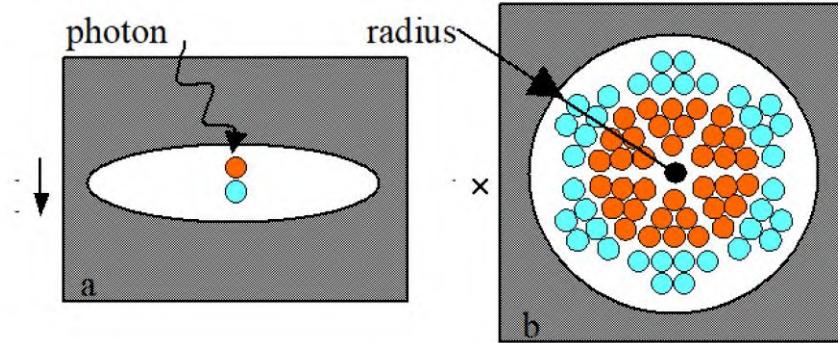


Abbildung 8: TE in einem flachen Gaseinschluss (Delamination) – result. Lichtenberg-Figur

Der Radius dieser Oberflächenentladung ist proportional zum auslösenden el. Feld und die Ladung einer solchen Entladung somit proportional zur Fläche. Dies hat zur Folge, dass die Hüllkurve einer solchen TE in einer idealen flächigen Ablösung proportional zur dritten Potenz des el. Feldes E^3 ist – bei sinusförmiger Hochspannung also dem \sin^3 folgt (Bild 9, links) [10]. Dies erklärt zudem, dass solche Teilentladungen (grundsätzlich alle Gleitentladungen) stark auf Harmonische der Hochspannungsgrundwelle reagieren. Bild 9, rechts, zeigt zum Vergleich den sinusförmigen Verlauf multipler sphärischer Gas-einschlüsse (Voids) bei sinusförmiger Hochspannung.

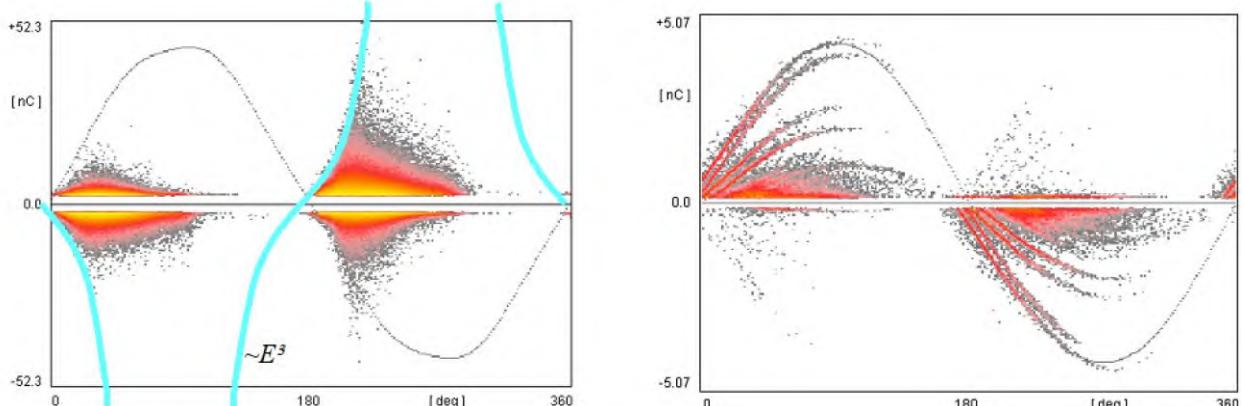


Abbildung 9: Flache Ablösung (Delamination) – Hüllkurve folgt E^3 und multiple Void Muster

6 Einfluss von Asymmetrien und Harmonischen

Wie oben erwähnt, reagieren die Entladungen flacher Ablösungen und andere Oberflächenentladungen sensibel auf höherfrequente Anteile der Hochspannung (Harmonische), während sphärische Gaseinschlüsse bei niedriger Verfügbarkeit der freien Elektronen lediglich in ihrer Hüllkurve den Verlauf des el. Feldes abbilden. Bild 10 zeigt wie die dritte Harmonische einen „dreieckigen“ Spannungsverlauf zur Folge hat und sich in einem dreieckigen Teilentladungsmuster niederschlägt. In der negativen Halbwelle führt die halbleitende Schicht zu häufigeren Entladungen mit kleinerer Amplitude [10].

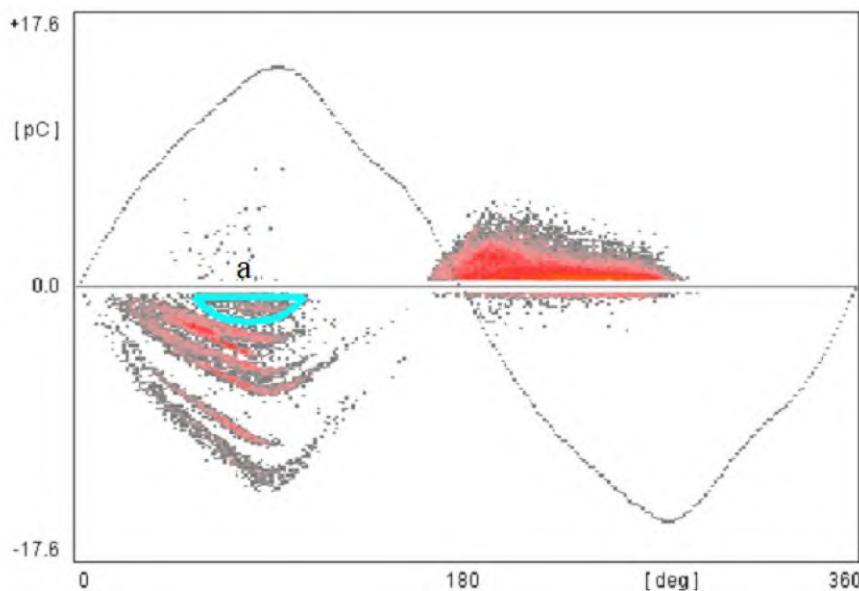


Abbildung 10: Einige Gaseinschlüsse an halbleitender Schicht bei 3. Harmonischen

Der türkis markierte Bereich in Bild 10 zeigt einzelne zweite Entladungen der etwa sechs unterschiedlich grossen Blasen in der polymeren Isolierung. Bild 11 zeigt eine TE-Messung an einem Messwandler in einer 110-kV-GIS. Dieser wurde mit einem Drehtrafo von der Unterspannungsseite erregt, was zu Kernsättigung und zur zweiten Harmonischen führte [10]. Dies schlägt sich unmittelbar in den Entladungsmustern nieder.

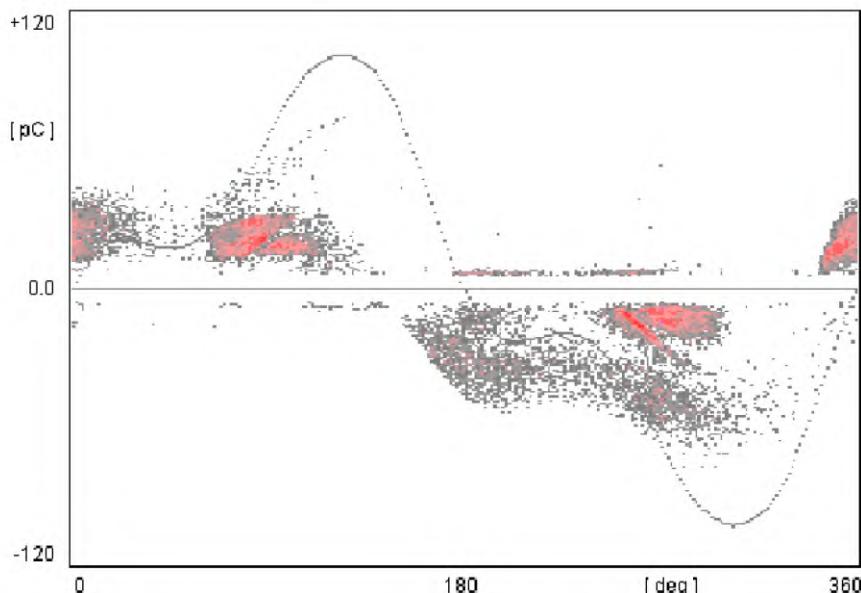


Abbildung 11: Spannungswandler, zwei sphärische Gaseinschlüsse bei 2. Harmonischen

Bild 12 zeigt das Entladungsmuster eines gealterten Hydrogenerators im Inselbetrieb nach Revision. Die typische Alterung solcher Epoxy-Glimmer isolierten Maschinen ist eine flache Ablösung innerhalb der Glimmer-Lagen. Solche vielpoligen Maschinen zeigen insbesondere im Inselbetrieb höhere Harmonische in Abhängigkeit der Zahl an Polen und Nuten (Slots). Hier führt die 29. Harmonische (1,45 kHz) zu einer Modulation des normalerweise dreieckigen TE-Musters.

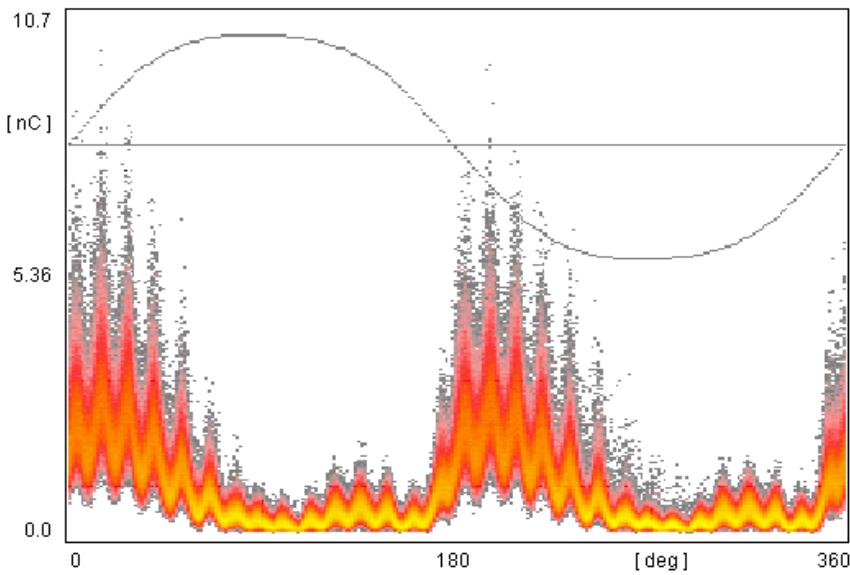


Abbildung 12: Betriebsgealterter Hydrogenerator im Inselbetrieb – 29. Harmonische

7 Referenzen

- [1] Quinn, G. E., "A method for detecting the ionization point on electrical apparatus," Trans. Amer. Instn elect. Engrs 59, 680, 1940
- [2] Mole, G., "Design and performance of a portable a.c. discharge detector," Electrical Research Association Rep. V/T 115, 1952
- [3] Kreuger, F. H., Discharge Detection in High Voltage Equipment, Temple Press Book Ltd., London, 1964
- [4] VDE 0434, "Richtlinien für Teilentladungsprüfungen an Betriebsmitteln mit Wechselspannung bis 500Hz", VDE Bestimmungen 0434, Teil I & II. Berlin: VDE Verlag 1966.
- [5] IEC Publication 270, Partial discharge measurements, 1968.
- [6] IEC60270 Ed. 4, High-voltage test techniques – Partial discharge measurements, CEI/IEC 60270:2025.
- [7] Gemant, A., Philippoff, W., "Die Funkenstrecke mit Vorkondensator" (Spark gap with pre-capacitor), Zeitschrift für techn. Physik 13, 1932, 9, pp. 425-430.
- [8] Heitz, C. "A generalized model for partial discharge processes based on a stochastic process approach", J. Phys. D, Sept. 1999, pp. 1012-1023.
- [9] Gross, D., Acquisition and location of partial discharge, esp. in transformers, Dissertation TU Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, December, 16, 2016. <https://d-nb.info/1123651868>
- [10] Gross, D., "Void and surface partial discharge pattern properties," International Conf. of Diagnostics in Electrical Engineering", Pilsen, Czech Republic, September 4-7, 2018.

FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Analyse der AC-Transformatorzuverlässigkeit – Erkenntnisse der CIGRE WG A2.62

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen
Universität Stuttgart

Funktion und beruflicher Werdegang

Stefan Tenbohlen promovierte 1997 an der RWTH Aachen zum Thema Isolationsfestigkeit von SF₆. Von 1997 bis 2004 war er Mitarbeiter der ALSTOM Schorch Transformatoren GmbH. Er begann 1997 als Leiter der Abteilung Produkt- und Grundlagenentwicklung. Von 2002 bis 2004 leitete er die Hauptabteilung zur Entwicklung, Berechnung und Konstruktion von Leistungstransformatoren.

Am 1. Juli 2004 übernahm Stefan Tenbohlen die Leitung des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik an der Universität Stuttgart. Seine Forschungsschwerpunkte sind die Hochspannungstechnik und elektromagnetische Verträglichkeit. Er hat mehr als 600 wissenschaftliche Beiträge veröffentlicht.

Analyse der AC-Transformatorzuverlässigkeit – Erkenntnisse der CIGRE WG A2.62

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart

Kurzfassung

Die Zuverlässigkeit des weltweiten Leistungstransformatorenbestands wurde im Rahmen der WG A2.62 für die Jahre 2010 bis 2020 erneut untersucht. Angesichts technischer Entwicklungen und veränderter Einsatzbedingungen ist es wichtig, deren Einfluss auf die langfristige Zuverlässigkeit von Stromnetzen zu bewerten.

Auf Grundlage der Erfahrungen der Arbeitsgruppe A2.37 wurde entschieden, die Datenerhebung auf größere Ausfälle von Transformatoren und Drosselpulen mit einer Betriebsspannung von mindestens 100 kV zu beschränken. Zusätzlich wurden in dieser Studie auch Stilllegungsdaten erfasst. Da Transformatoren häufig vor einem tatsächlichen Ausfall außer Betrieb genommen werden, erscheinen sie nicht in der Ausfallstatistik; dadurch kann die berechnete Ausfallrate die funktional ausgefallenen Einheiten unterschätzen.

Ein schwerwiegender Ausfall wurde im Allgemeinen als jede Situation definiert, in der der Transformator für mehr als eine Woche außer Betrieb genommen werden musste – etwa für Untersuchungen, Instandsetzungen oder den Ersatz. Die erforderlichen Maßnahmen konnten umfangreiche Reparaturen umfassen, beispielsweise die Rückführung des Transformatoren ins Werk. Ebenso zählen Ereignisse als größere Ausfälle, wenn ein Öffnen des Transformatoren oder des Laststufenschalters erforderlich war oder Durchführungen (Bushings) ersetzt werden mussten. Auch eine eindeutige Feststellung, dass der technische Zustand einen sicheren Betrieb nicht mehr erlaubt, gilt als wesentlicher Ausfall. In bestimmten Fällen wurde ein Ausfall auch dann als „major failure“ klassifiziert, wenn die Reparaturzeit zwar unter einer Woche lag, jedoch umfangreiche Ölbehandlungsarbeiten erforderlich waren (z. B. beim Austausch von Durchführungen).

Das von der CIGRÉ-Arbeitsgruppe A2.37 entwickelte Excel-Erfassungstool wurde überarbeitet, um die Datenerhebung gemäß dieser Definition zu standardisieren. Dabei wurden Informationen zu Ausfällen, Ursachen, Folgen, Erkennungsmechanismen und Konsequenzen gesammelt. Zusätzlich wurden Daten über die gesamte Population der im Betrieb befindlichen Transformatoren erfasst, um daraus die Ausfallwahrscheinlichkeit (Hazard Rate) abzuleiten. Diese Daten bildeten die Grundlage für die Auswertung und Analyse, deren Ergebnisse in dieser Broschüre dargestellt werden.

Insgesamt wurden über 425.000 Transformator-Betriebsjahre, 1.204 größere Ausfälle und 1.916 Außerbetriebnahmen aus 66 Versorgungsunternehmen erfasst. Eine wesentliche Neuerung dieser Studie ist die Aufnahme von Stilllegungsdaten, da Betreiber zunehmend proaktiv Transformatoren ersetzen, um Ausfälle zu vermeiden. Die Analyse der A2.37-Daten zeigt, dass sich die altersabhängige Ausfallrate seit der letzten Arbeitsgruppe mehr als halbiert hat und nun bei etwa 0,1–0,2 % pro Jahr liegt.

Besonderes Augenmerk galt der Interpretation der Stilllegungsrate, da ausgemusterte Transformatoren die Ausfallstatistik beeinflussen. Bei allen größeren Ausfällen zeigte die Ausfallkurve (Hazard Rate) ein weitgehend zufälliges Verhalten mit nur geringfügigem Anstieg mit zunehmendem Alter.

Für neue Anwendungen – etwa in Solar- und Windparks – liegen derzeit noch zu wenige Betriebsjahre vor, um statistisch belastbare Aussagen zu treffen. Eine Fortsetzung dieser Erhebungen wird empfohlen. Insgesamt zeigt die Studie, wie technische Verbesserungen und gezielte Instandhaltungsstrategien die Zuverlässigkeit von Leistungstransformatoren nachhaltig erhöhen können.

FKH - Fachtagung

25. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Praxis der Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte

Pascal Fehlmann
Swissgrid AG, Aarau

Funktion und beruflicher Werdegang

2003	Abschluss als El.-Ing. an der Fachhochschule in Freiburg
2004 bis 2008	Nexans Suisse SA, Cortaillod, Messingenieur für Energie- und Telekommunikations-Kabelsysteme
2009 bis 2023	FKH, Zürich, Versuchingenieur, Vor-Ort-Prüfungen an Hochspannungskomponenten, Hauptfokus auf Transformatoren und Hochspannungskabel
Seit 2024	Swissgrid, Aarau Betriebsmittelverantwortlicher für Transformatoren und Kompensations-Drosselpulen

Praxis der Zustandsbewertung einer Transformatorenflotte

Pascal Fehlmann

Swissgrid AG, Aarau

1 Ziel aus Sicht eines Netzbetreibers

Grosse Netztransformatoren stellen zentrale Betriebsmittel in elektrischen Energieversorgungsnetzen dar. Sie bilden das Bindeglied zwischen verschiedenen Spannungsebenen und ermöglichen dadurch eine effiziente Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Sie verbinden nicht nur Verteilnetze, Erzeugungsanlagen und Kundenanschlüsse mit dem Übertragungsnetz, sondern tragen auch dazu bei, die Energieflüsse auf der 220- und 380-kV-Spannungsebene zu steuern.

Transformatoren sind im Vergleich zu anderen Betriebsmitteln mit hohen Erstinvestitionen verbunden. Die lange Lebensdauer (typischerweise 50 Jahre und mehr) und die systemkritische Bedeutung für die Netzstabilität sind die Gründe, weshalb der korrekten Spezifikation, fachgerechten Installation sowie der kontinuierlichen Zustandsermittlungen und Instandhaltung eine bedeutende Rolle zukommt.

Ziel des Netzbetreibers ist eine hohe Verfügbarkeit der Transformatorenflotte, idealerweise ohne ungeplante Ausserbetriebnahmen und mit minimalen Stillstandszeiten für Wartungen und Prüfungen. Dieses Ziel wird bereits bei der Beschaffung und Spezifikation entscheidend beeinflusst.

Eine sorgfältige Auslegung unter Berücksichtigung der Netzverhältnisse (Kurzschlussfestigkeit, Schalthäufigkeit, Belastungsprofil) und der Umgebungsbedingungen (Temperatur, Verschmutzung, Feuchtigkeit) trägt wesentlich zur Lebensdauer bei. Ebenso zentral ist die Fertigung, der Transport und die fachgerechte Montage.

Während des Betriebs ermöglichen gezielte Zustandsüberwachungen, Trendanalysen und vorbeugende Instandhaltungsmassnahmen die Früherkennung von Veränderungen, die auf eine bevorstehende Störung hinweisen können. Dies erhöht die Resilienz und minimiert Folgeschäden.

2 Spezifikation und Installation von Transformatoren

Die Spezifikation eines Netztransformators beginnt mit der Ermittlung der betrieblichen Anforderungen. Diese werden massgeblich durch den geplanten Einsatzort im Netz bestimmt. Zu den zentralen Parametern gehören u.a.:

- Nennleistung
- Nennspannungen
- Frequenz
- Kurzschlussspannung
- Wicklungsschaltung
- Kühlungsart

Neben den elektrischen Grundparametern müssen zahlreiche zusätzliche Eigenschaften spezifiziert werden. Viele sind in Normen (z.B: Serie IEC 60076) geregelt. Dennoch können Spezifikationen in Bereichen angepasst werden, welche einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer und den Unterhalt haben können. Beispiele für solche Anpassungen sind:

- Reduzierte Grenzwerte für Wicklungs- und Isolierflüssigkeits-Temperaturen (zur Altersverzögerung)
- Auswahl wartungsarmer Komponenten
 - Stufenschalter mit Vakuum-Technologie
 - Durchführungen mit Feststoffisolation
 - Kühlung passiv bzw. ohne Ventilatoren
- Verwendung von inhibierten Hochleistungs-Isolierflüssigkeiten
- Hohe Anforderungen an den Korrosionsschutz (mehrschichtige Lackierung, Edelstahlverschraubungen)
- Hohe Prüfanforderungen (im Werk sowie vor Ort nach Installation)

Eine fachgerechte Montage vor Ort ist ein weiterer wesentlicher Faktor, um einen langjährigen Betrieb der Transformatoren zu gewährleisten. Darunter sind Aspekte wie Zustand der Isolierflüssigkeit, Korrosionsschutz und Dichtigkeit sicherzustellen. Leckagen können zu Feuchtigkeitsaufnahmen des Isolationsmediums führen (Papier-Zellulose / Isolierflüssigkeit) oder Schädigungen an sonstigen Materialien zur Folge haben (Silikon-Beschichtung von Durchführungen). Ebenso ist darauf zu achten, dass die Anlagen nicht durch anderes Gewerk vorbeschädigt werden (z.B. Beschädigung des Korrosionsschutzes durch Bearbeitung von nicht rostfreien Stoffen in Transformatornähe).

Nach der Montage dienen elektrische Prüfungen der Verifikation des ordnungsgemäßen Zustands und dokumentieren den Neuzustand. Dazu gehören:

- Messung von Wicklungswiderständen und Übersetzungsverhältnissen
- C-tan(δ)-Messungen an Durchführungen und Wicklungen
- Feuchtigkeitsbestimmung der Papierisolation (Polarisationsverhalten)
- Frequenzgangmessungen (FRA)
- Hochspannungsprüfung mit gleichzeitiger Teilentladungsmessung

Die Vergleichbarkeit mit Werksmessungen erlaubt eine zuverlässige Beurteilung, ob Transport oder Montage zu Abweichungen geführt haben.

3 Überwachung von Transformatoren

Die Zustandsüberwachung erfolgt durch eine Kombination aus Messungen, Analysen, Inspektionen und Wartungen. Sie dient der Früherkennung von Anomalien und der Planung zustandsorientierter Instandhaltungsmassnahmen.

3.1 Messungen und Analysen

Eine CIGRE-Statistik über 675 schwerwiegende Ausfälle (siehe Abbildung 1) zeigt folgende Ursachen:

- Wicklungen, Kern, Ausleitungen $\approx 54\%$
- Durchführungen $\approx 17\%$
- Stufenschalter $\approx 27\%$

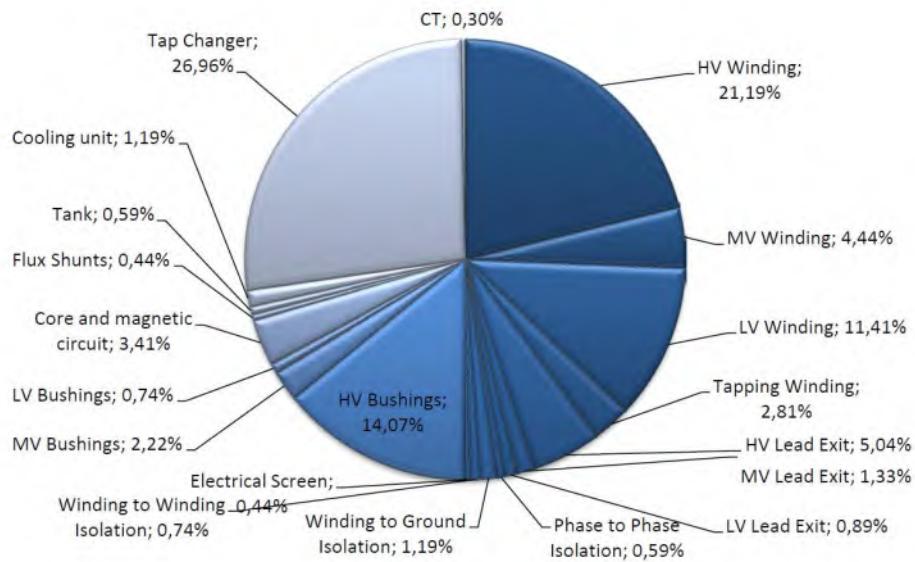


Abbildung 1: Ausfallortanalyse basierend auf 675 schwerwiegenden Ausfällen bei $U \geq 100 \text{ kV}$, CIGRE Brochure 642, Transformer Reliability Survey, 2015 [1]

Abbildung 2 zeigt, welche Diagnoseverfahren zur Identifikation dieser Fehlerquellen eingesetzt werden können. Farblich markiert sind die Diagnoseverfahren die Swissgrid periodisch für die Zustandsermittlung anwendet.

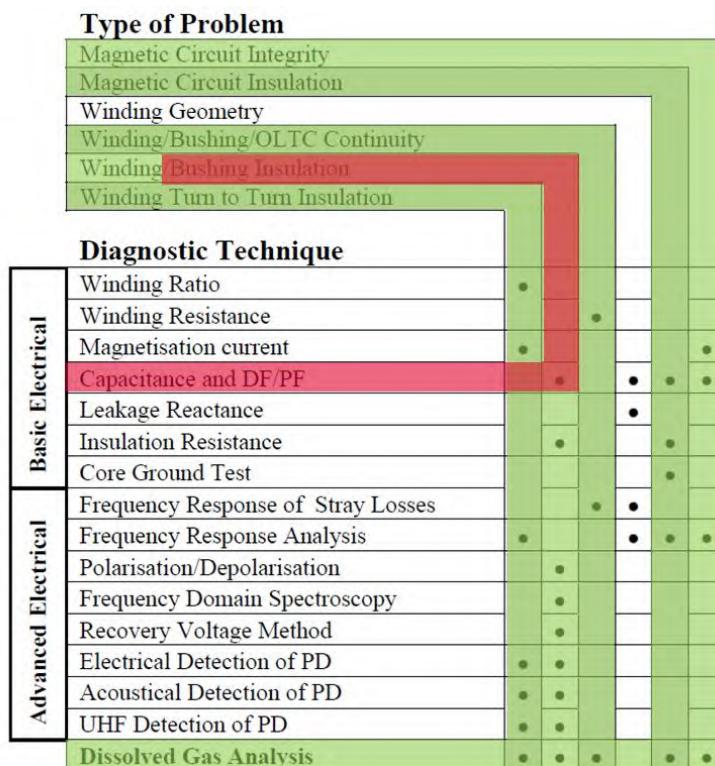


Abbildung 2: Diagnoseverfahren, CIGRE Brochure 445, Guide for Transformer Maintenance, 2011 [2]

Abgesehen von Änderungen an der Wicklungsgeometrie (die typischerweise nur infolge aussergewöhnlicher Ereignisse wie transformatornahen Kurzschlüssen oder Erdbeben

aufreten) ermöglichen die C-tan(δ)-Messung an den Durchführungen sowie Analysen der Isolierflüssigkeit eine frühzeitige Erkennung potenzieller Fehlerquellen.

Weitere Diagnoseverfahren wie:

- Widerstandsmessungen,
- Übersetzungsverhältnismessungen,
- Indirekte Feuchtebestimmung (Polarisationsverhalten)
- Frequenzganganalysen (FRA),
- Teilentladungsmessungen

werden nur bei konkreten Auffälligkeiten oder nach besonderen Ereignissen durchgeführt.

Um das Ausfallrisiko von Stufenschaltern möglichst gering zu halten, werden folgende Massnahmen umgesetzt:

- Konservative Auslegung
- «Oil-Type» Stufenschalter: Wartung gemäss den Vorgaben des Herstellers
- «Vacuum-Type» Stufenschalter: Analysen der Isolierflüssigkeit

3.2 Inspektionen, Funktionskontrolle

Neben den analytischen Prüfungen werden im Rahmen von Inspektionen mechanische und elektrische Komponenten überprüft, die für den sicheren Betrieb erforderlich sind, u. a.:

- Buchholzrelais, Druckentlastungsventile, Temperaturanzeigen
- Pumpen und Lüfter
- elektrische Steuer- und Überwachungsschränke
- mechanische Verbindungen und Erdungsanschlüsse
- Thermovision

Diese Inspektionen dienen nicht nur der Funktionsprüfung, sondern auch der Erkennung von Alterungs- oder Korrosionserscheinungen.

3.3 Checklisten und Prüfintervalle

Die Überwachungen erfolgen in gestuften Zyklen

- Begehung: monatlich
- Sichtkontrolle: jährlich
- Funktionskontrolle: alle 2½ Jahre
- Wartung und Zustandsermittlung: alle 5 Jahre

Die Erfassung erfolgt mittels einer Tablet-Applikation, damit werden die Daten direkt in die Verwaltungssoftware übertragen. Dadurch stehen die Daten für Trendanalysen und Zustandsbewertungen zentral zur Verfügung.

Eine Übersicht der kontrollierten Punkte ist in Tabelle 1 zu finden.

Intervall	Typ	Kontrollpunkte (in Stichworten, Aufzählung nicht abschliessend)
1 Monat	Begehung (Transformator in Betrieb)	Leckagen (Isolierflüssigkeit) Pumpen und Ventilatoren auf abnormale Geräusche Kontrolle/Auswechselung Trockenmittel Kontrolle auf äussere Beschädigungen
12 Monate	Sichtkontrolle (Transformator in Betrieb)	Stand Isolierflüssigkeit Kühler und Ventilatoren auf Verunreinigungen Korrosion Anzeigegeräte Schränke (Feuchtigkeit, Beschädigungen) Thermovision am ganzen Transformator HS-Geräte am Tertiär-System auf Beschädigungen DGA (portables Gerät erlaubt)
30 Monate	Funktionskontrolle (Transformator ausser Betrieb)	Alarne und Signalübertragung (Buchholz, Druckentlastung, Temperaturen) Beschädigungen (Durchführungen, KEVs, Duresca-Schienen, Ü-Ableiter) Erdungen Antrieb der Stufenschalter
60 Monate	Wartung (Transformator ausser Betrieb)	Wartungen gemäss Herstellerangaben - «Oil-Type» Stufenschalter - Wärmetauscher - Tremmer - Erder
60 Monate	Zustandsermittlung (Transformator ausser Betrieb)	ZE an Komponenten des Tertiärsystems: (Spannungswandler, Stromwandler, Ü-Ableiter) C-tan(δ)-Messungen an den Durchführungen Analysen der Isolierflüssigkeit an den Transformatoren (DC, DGA und Furane) Analysen der Isolierflüssigkeit an «Vacuum-Type» Stufenschalter (DC, DGA)

Tabelle 1: Auszug aus den Checklisten (Liste nicht vollständig)

3.4 Bewertung und Massnahmen

Abhängig vom Befund werden Massnahmen festgelegt:

- Sofortmassnahmen bei akuter Gefährdung
- kurzfristige punktuelle Instandsetzung
- Einplanung einer Revision
- Ersatz im Rahmen eines Netzausbau- oder Erneuerungsprojekts

4 Mehrjahresplanung, Netzzustandsbericht

Jedes Jahr wird einen Netzzustandsbericht (NZB) erstellt. Der Bericht gibt eine Übersicht des technischen Zustandes und Kritikalität (Gefährdung) der bestehenden Anlagen. Der NZB bildet die Basis für die Definition langfristiger Massnahmen mit dem Ziel, das Netz effizienter zu realisieren und risikobasiert zu betreiben:

- Erneuerungen optimal planen und umsetzen
- Wartung- und Instandhaltungszyklen dynamisieren
- Instandsetzung optimal planen.

Abbildung 3 stellt eine Visualisierung dieses Lebenszyklusmodells dar.

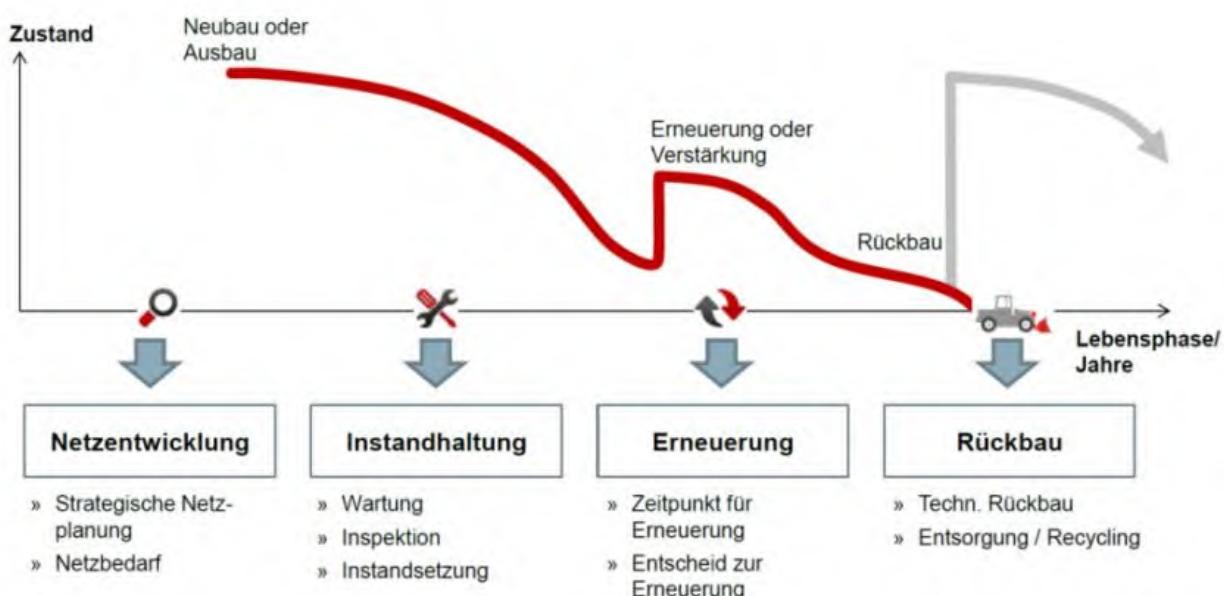


Abbildung 3: Zustandsorientiertes Lebenszyklusmodell für Anlagen

Swissgrid folgt bei der Bewirtschaftung der Assets grundsätzlich dem risikoorientierten¹ Ansatz, beurteilt die Risiken bei der Bewirtschaftung und prüft sämtliche getroffene Massnahmen auf deren Verhältnismässigkeit.

Der risikoorientierte Ansatz ist zum Beispiel für Assets mit einem hohen Investitionswert (Transformatoren) und/oder Assets einer essenziellen betrieblichen Relevanz (Kompressionsdrosseln in Verbindung mit Kabelleitungen) unverhältnismässig, weshalb Swissgrid hier den Ansatz der zuverlässigkeitsoorientierten¹ Bewirtschaftung wählt.

¹ Die Definitionen der Ansätze zur Anlagenbewirtschaftung sind im Anhang.

Assets mit einem höheren Verschleiss bzw. einer mit der Nutzungsdauer nicht proportional verlaufenden Alterung wie z.B. Trenner und Leistungsschalter bewirtschaftet Swissgrid in der Regel zustandsorientiert¹.

Neben der Bewertung der Technologie wird aus den erhobenen Inspektions- und Messdaten für jedes Asset ein «Asset Health Index» (AHI) gebildet, der den technischen Zustand beschreibt. Zu den relevanten Inspektions- und Messdaten für den AHI gehören:

- Alter eines Transformators
- Analysen der Isolierflüssigkeit
- Zustand der Durchführungen
- Zustand der Stufenschalter
- Nachweis von Leckagen
- Zustand des Korrosionsschutzes

Die Zustandsbewertung einer Transformation basiert auf der gewichteten Aggregation der Zustandsnoten ihrer untergeordneten Komponenten. Für jede Komponente wird eine spezifische Gewichtung definiert, um deren Einfluss auf die Gesamtbewertung gezielt zu steuern. Dieses Vorgehen ermöglicht eine differenzierte und transparente Bewertung des Gesamtzustands unter Berücksichtigung der technischen Relevanz einzelner Elemente. Tabelle 2 zeigt die Skalierung der Noten für den AHI.

Note	Zustandsklasse	Beschreibung
0	Keine Aussage	Fehlende / fehlerhafte Daten
1 ≤ x ≤ 3	Gut	Neue oder neuwertige Anlage, welche keine oder unbedeutende Abweichungen aufweist.
3 < x ≤ 7	Genügend	Die Anlage weist geringfügige Abweichungen auf, welche den Betrieb möglicherweise beeinträchtigen können. Die Abweichungen werden analysiert, um möglichen Risiken vorzubeugen.
7 < x ≤ 9	Ungenügend	Die Anlage weist Abweichungen auf, welche den Betrieb beeinträchtigen können und/oder bei Nichtbeheben Folgekosten verursachen können.
9 < x ≤ 10	Schlecht	Die Anlage weist Abweichungen auf, die den Betrieb unmittelbar beeinflussen können. Um den uneingeschränkten Betrieb zu gewährleisten, sind zwingend Massnahmen erforderlich.

Tabelle 2: Skalierung der Noten für den «Asset Health Index»

Parallel zur Zustandsbewertung wird ein «Risk Criticality Index» (RCI) festgelegt. Der RCI quantifiziert die Bedeutung des Assets für den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb, die Exposition gegenüber externen Risiken (z. B. Naturereignisse) sowie die potenziellen Auswirkungen auf die Umwelt. Tabelle 3 zeigt die Skalierung der Noten für den RCI.

Note	RCI-Klasse	Beschreibung
0	Keine Aussage	Fehlende / fehlerhafte Daten
$1 \leq x \leq 3$	Gering	Die Assets sind wichtig für den Netzbetrieb und / oder sind einer geringen Gefährdung ausgesetzt
$3 < x \leq 7$	Mittel	Die Assets sind sehr wichtig für den Netzbetrieb und / oder sind einer mittleren Gefährdung ausgesetzt
$7 < x \leq 9$	Hoch	Die Assets sind kritisch für den Netzbetrieb und / oder sind einer hohen Gefährdung ausgesetzt
$9 < x \leq 10$	Erheblich	Die Assets sind sehr kritisch für den Netzbetrieb und / oder sind einer erheblichen Gefährdung ausgesetzt

Tabelle 3: Skalierung der Noten für den «Risk Criticality Index»

Die Kombination aus dem AHI und RCI ergibt eine Dringlichkeitsmatrix. Durch diese mehrdimensionale Betrachtung wird eine fundierte Einschätzung der Risikokritikalität ermöglicht, die als Grundlage für die Mehrjahresplanung für eine priorisierte Instandhaltungs- und Investitionsentscheidungen dient.

Der «Asset Health Index» (AHI), der «Risk Criticality Index» (RCI) sowie die daraus abgeleitete Dringlichkeit von Massnahmen können standortbezogen auf der Landeskarte visualisiert werden. Beispielhafte Darstellungen mit anonymisierten Daten sind in Abbildung 4, Abbildung 5 und Abbildung 7 enthalten. Abbildung 6 zeigt die Kategorisierung der Dringlichkeit in Abhängigkeit von AHI und RCI. Dabei wird ersichtlich, dass z.B. ein Asset mit einem AHI von 5 und einem RCI von 4 einer geringeren Dringlichkeitsstufe zugeordnet wird als ein gleichwertiges Asset mit einem RCI von 7.

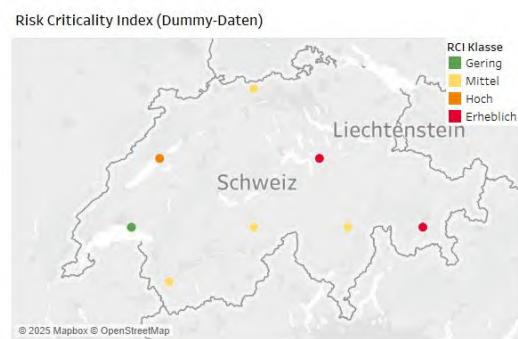
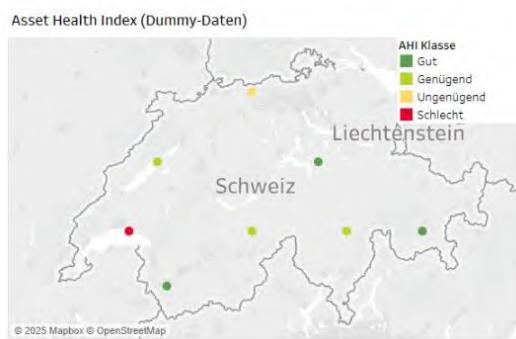


Abbildung 4: «Asset Health Index» pro Standort (Dummy-Daten)

Abbildung 5: «Risk Criticality» Index pro Standort (Dummy-Daten)



Abbildung 6: Dringlichkeitsmatrix pro Standort (Dummy-Daten) **Abbildung 7: Dringlichkeit pro Standort (Dummy-Daten)**

Dringlichkeit	Beschreibung
Keine Aussage	Fehlende / fehlerhafte Daten. Erhaltungsmassnahmen prüfen.
Keine	Kein Handlungsbedarf. Keine Erhaltungsmassnahmen notwendig.
Tief	Handlungsbedarf prüfen. Bei Handlungsbedarf Erhaltungsmassnahmen prüfen
Mittel	Handlungsbedarf liegt vor. Erhaltungsmassnahmen prüfen / ggf. weitere Erhaltungsmassnahmen ergreifen
Hoch	Dringender Handlungsbedarf. Planung und Ausführung von Erhaltungsmassnahmen. Ggf. Sofortmassnahmen einleiten

Tabelle 4: Beschreibung der Dringlichkeit

5 Ausblicke

Der Markt bietet derzeit eine Vielzahl von Online-Monitoringsystemen zur Überwachung wesentlicher Betriebsparameter von Transformatoren, darunter die Qualität der Isolierflüssigkeit, der Zustand von Hochspannungsdurchführungen sowie von Stufenschaltern. Diese Systeme ermöglichen grundsätzlich eine präzise Zustandsbewertung der Betriebsmittel. Ein flächendeckender Einsatz ist jedoch aus folgenden Gründen derzeit nicht vorgesehen:

- Kosten-Nutzen-Verhältnis: Eine einzelne Transformation kann inkl. Reserve-Einheiten bis zu acht Kessel umfassen.
- Fehlalarme und Systemstabilität: Die Zuverlässigkeit der Systeme ist nicht durchgehend gewährleistet. Fehlalarme können zu unnötigen Interventionen und Resourcenbindung führen.
- Langzeitzuverlässigkeit: Die Lebensdauer der Monitoringsystemen ist im Vergleich zu derjenigen von Transformatoren deutlich kürzer. Um eine durchgehende Überwachung über die gesamte Betriebsdauer eines Transformators sicherzustellen, müssten diese Geräte mehrfach ersetzt oder gewartet werden.

Aktuell überwacht Swissgrid kontinuierlich neben den Betriebsdaten nur die Wicklungs- und Isolierflüssigkeits-Temperaturen. Neue Transformatoren werden mit Feuchte-/Temperatursensoren in der Isolierflüssigkeit ausgestattet. Die Kombination aus der Temperatur der Isolierflüssigkeit und deren relativen Feuchte soll es erlauben, einen Trend des Verlaufs des Feuchtegehalts der Papier-Isolation zu bestimmen.

Durch die Überwachung der Kühlungseinheiten sowie der Umgebungs-, Wicklungs- und Isolierflüssigkeits-Temperaturen lassen sich Rückschlüsse auf die Effektivität der Kühlung eines Transformators ziehen. Die systematische Erfassung dieser Parameter ermöglicht eine Bewertung der thermischen Betriebsbedingungen und unterstützt die frühzeitige Identifikation von Abweichungen oder Optimierungspotenzialen im Kühlsystem.

Zukünftig ist auch vorgesehen, diese Daten zentral zusammenzuführen und automatisiert zu bewerten, mit dem Ziel Trendverläufe und Alterungsprozesse zu erkennen.

Im Rahmen der fortschreitenden Digitalisierung ist auch vorgesehen, sämtliche Betriebs- und Inspektionsdaten zentral zu erfassen. Ziel ist eine automatisierte Zustandsbewertung der Betriebsmittel.

6 Schlussfolgerung

Die Zustandsbewertung von Netztransformatoren ist ein zentraler Bestandteil einer risikobasierten Assetmanagement-Strategie. Eine sorgfältige Spezifikation, fachgerechte Installation und konsequente Zustandsüberwachung bilden die Grundlage für hohe Verfügbarkeit, Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit.

Durch standardisierte Inspektionen, gezielte Analysen und den Einsatz des «Asset Health Index» (AHI) sowie des «Risk Criticality Index» (RCI) können Risiken transparent bewertet und Instandhaltungsmassnahmen effizient priorisiert werden.

Mit der fortschreitenden Digitalisierung und dem Ausbau von Online-Monitoringsystemen entwickelt sich die Zustandsbewertung zunehmend zu automatisierten Zustandsbewertungen hin.

7 Literatur Verzeichnis

- [1] Statistik über 675 schwerwiegende Ausfälle, CIGRE Brochure 642, Transformer Reliability Survey, 2015
- [2] CIGRE Brochure 445, Guide for Transformer Maintenance, 2011

Anhang: Definitionen der Ansätze bei der Bewirtschaftung von Anlagen

Ereignisorientiert

Die Reparatur oder der Ersatz eines Assets erfolgt nach einem Defekt (Ereignis). Es handelt sich um reaktive Massnahmen, es werden keine präventiven Massnahmen getroffen.

Zeitorientiert

Instandhaltungs- und Erneuerungsmassnahmen erfolgen nach vorab definierten Zeitintervallen. Die Intervalle richten sich nach den Erfahrungen und Empfehlungen von Fachexperten und Herstellern. Sie basieren auf der Prognose von Alterungerscheinungen sowie Ausfallstatistiken.

Zustandsorientiert

Instandhaltungs- und Erneuerungsmassnahmen erfolgen in Abhängigkeit des Zustandes der Assets. Hierzu ist eine Zustandsüberwachung aufzubauen. Dies kann Formen von Monitoring, Diagnoseverfahren sowie die Entwicklung von Alterungs- und Zustandsmodellen beinhalten.

Zuverlässigkeitsoorientiert

Instandhaltungs- und Erneuerungsmassnahmen erfolgen in Abhängigkeit sowohl vom Zustand als auch von der Wichtigkeit bzw. Kritikalität eines Assets für die Funktion des Netzes. Durch die Kombination dieser beiden Faktoren erfolgt eine optimale Allokation der Investitionen. Zwei Assets im gleichen Zustand können demnach entsprechend ihrer Wichtigkeit für das Gesamtsystem priorisiert werden.

Risikoorientiert

Dieser Ansatz ist eine Weiterentwicklung des zuverlässigkeitsoorientierten Ansatzes bzw. hängt eng mit diesem zusammen. Das Risiko entspricht dabei der Eintrittswahrscheinlichkeit einer Störung unter Berücksichtigung des Schadensausmasses. Zur Bewertung dienen sowohl Daten zum Zustand und der Wichtigkeit bzw. Kritikalität von Assets als auch finanzielle Daten, die ein mögliches Schadensausmass und Risiko quantifizieren, um die Verhältnismässigkeit der Massnahmen zu bewerten.

FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Die Ölanalyse als Wegweiser für die passende Instandhaltungsmethode am Transfator

Roland Voramwald
Trafopower AG

Paul Köstinger
Retranol GmbH

Funktion und beruflicher Werdegang von Roland Voramwald

- 2005 – 2009 Ausbildung zum Automatiker
- Seit Dez. 2009 bei trafopower ag angestellt
- 2009-2014 Monteur, Ausbildungen in Instandhaltung und zum Trafospezialisten
- 2014-2021 Projektleiter
- Seit 2021 Geschäftsführer

Funktion und beruflicher Werdegang von Paul Köstinger

- El ing. HTL
- Verschiedene Positionen bei ABB im Bereich Transformatoren (Micafil, Sécheron, ABB Norwegen)
- Seit 2007 Inhaber der Firma Retranol. Werterhaltung von Transformatoren
- Seit 2024 Leiter der IEC Gruppe TK 10 isolierende Flüssigkeiten

Die Ölanalyse als Wegweiser für die passende Instandhaltungsmethode am Transformator

Roland Voramwald

Trafopower AG

Paul Köstinger

Retranol GmbH

1 Einleitung

Ähnlich wie beim Menschen durch eine Blutuntersuchung lassen sich mittels einer Ölanalyse – bestehend aus dielektrisch-chemischen Untersuchungen sowie der Analyse gelöster Gase – fundierte Aussagen zum aktuellen Zustand eines Transformatoren treffen. Diese Analyse ermöglicht nicht nur eine Bewertung des momentanen Zustands, sondern auch Rückschlüsse auf historische Ereignisse sowie die generelle Betriebsbelastung.

2 Analysearten und deren Nutzen

Unmittelbare Gefahren wie Hotspots oder elektrische Entladungen werden durch die Gasanalyse aufgedeckt. Geht es hingegen um die Einschätzung der allgemeinen Alterung oder der verbleibenden Lebensdauer, ist die dielektrisch-chemische Untersuchung die aussagekräftigste Methode. Dabei werden unter anderem Parameter wie Säuregehalt, Wassergehalt, Verlustfaktor, Grenzflächenspannung, Durchschlagsspannung und Furangehalt ermittelt.

3 Normen und Bewertungsgrundlagen

Bei der Beurteilung der Messwerte beziehen sich die meisten Labore auf die Norm IEC 60422, die im vergangenen Jahr in einer überarbeiteten Version erschienen ist. Der Fokus dieser Norm liegt klar auf der Betriebssicherheit der Transformatoren. Eine umfassendere Analyse, die auch die Alterung der Betriebsmittel berücksichtigt, ist schwieriger umzusetzen, da hierfür das Alter und die Betriebsbelastung der Komponenten bekannt sein müssen. An diesem Punkt beginnt die Verantwortung des Betreibers: Ein stark belasteter Transformator, der bereits nach kurzer Betriebszeit Alterungsanzeichen aufweist, sollte mehr Aufmerksamkeit erhalten als eine schwach belastete Einheit, die erst am Lebensende die Grenzwerte der IEC 60422 erreicht. Da eine präzise Bewertung betriebliches Wissen erfordert, sollte der Betreiber die Laborergebnisse kritisch prüfen. Auch die Norm weist in Punkt 9.4 darauf hin, dass sowohl alle Messwerte als auch das Alter der Einheit berücksichtigt werden müssen. Eine praxisgerechte Vorgehensweise besteht darin, alterungsabhängige Werte – wie Säurezahl, Grenzflächenspannung und Farbzahl – in Abhängigkeit vom Alter der Transformatoren zu dokumentieren. Auf diese Weise lassen sich Abweichungen («Ausreißer») einfach identifizieren.

4 Einflussfaktoren auf die technische Lebensdauer

Die technische Lebensdauer von Transformatoren ist maßgeblich abhängig vom Zustand der Zelluloseisolation (Papier, Pressboard). Die relevante Messgröße hierfür ist der

sogenannte Polymerisationsgrad (DP): Je höher der Wert, desto widerstandsfähiger das Material. Dieser Wert nimmt im Laufe der Zeit nur ab. Für eine Lebensdauerverlängerung ist es daher entscheidend, rechtzeitig geeignete Maßnahmen zu ergreifen. Die Alterung des Isolationsmaterials wird im Wesentlichen durch drei Faktoren beeinflusst: Temperatur, Feuchtegehalt und Säuregehalt. Die Temperatur hängt von der Belastung, der Auslegung und der Einstellung des Kühlsystems ab. Bei forciertem Kühlung kann es oft sinnvoll sein, die Ventilatoren früher in Betrieb zu nehmen.

5 Feuchtemanagement

Der Feuchtegehalt ist eine kritische Messgröße. Während die Ölfeuchte standardmäßig gemessen wird, ist für eine verlässliche Aussage über die Feuchte im Papier ein möglichst stabiler Betriebszustand bei höheren Temperaturen erforderlich. Nur unter diesen Bedingungen stellt sich ein annäherndes Gleichgewicht zwischen der Feuchte im Öl und der Feuchte im Papier ein. Besteht der Verdacht auf einen hohen Wassergehalt (basierend auf der Ölanalyse), empfiehlt es sich, die relative Ölfeuchte über einen längeren Zeitraum direkt am Transformator zu messen, um Messungenauigkeiten deutlich zu reduzieren. Alternativ können auch dielektrische Messungen direkt am Transformator durchgeführt werden, diese sind jedoch nur im Offline-Betrieb möglich. Zeigen die Messungen einen erhöhten Feuchtegehalt im Papier, ist eine Trocknung des Isolationsmaterials zu empfehlen. Da über 99 % der Feuchte im Papier gebunden ist, ist eine einfache Ölaufbereitung nicht ausreichend. Die in der IEC 60422 festgelegten Grenzwerte sind oft unrealistisch hoch; zudem ist keine Temperaturkorrektur vorgeschrieben. Mit festen Grenzwerten zu arbeiten ist auch hier schwierig: Je nach Belastung oder Spannungs Klasse kann mehr oder weniger Feuchte toleriert werden. Bei stark belasteten Transformatoren sollte bereits ab einer Papierfeuchte von über 2 % (entspricht ca. 10 % relativer Ölfeuchte) Handlungsbedarf bestehen. Bei kaum belasteten Netzkupplern können bis zu 3 % (ca. 20 % relative Ölfeuchte) unter Umständen akzeptabel sein. Jedes zusätzliche Prozent Feuchte halbiert jedoch die Restlebensdauer. Zum Vergleich: Der Grenzwert der IEC 60422 liegt bei 20 ppm für große Transformatoren – das entspricht etwa 40 % relativer Feuchte bei 20 °C – nach Ansicht vieler Experten deutlich zu hoch.

6 Ölalterung und Regeneration

Der Säuregehalt im Öl steigt mit zunehmender Oxidation des Öls und des Papiers. Ein höherer Wert beschleunigt die Alterung der Zellulose. Auch die Grenzflächenspannung ist ein aussagekräftiger Indikator für die Ölalterung. Glücklicherweise lässt sich dieser Prozess umkehren: Durch eine Ölregeneration mit Fullererde können Alterungsprodukte entfernt werden. Da bei diesem Verfahren die gesamte Ölmenge etwa zehnmal zirkuliert, wird auch Säure aus der Papierisolation ausgewaschen – im Gegensatz zu einem einfachen Ölwechsel, der nur minimal zur Lebensdauerverlängerung beiträgt. Durch eine fachgerechte Ölregeneration kann die Lebensdauer um bis zu zehn Jahre verlängert werden.

7 Erkennung und Reparatur kritischer Zustände

Gasanalysen ermöglichen die Erkennung kritischer Betriebszustände im Transformator. Typische Befunde sind Hotspots oder Teilentladungen, die häufig an Verbindungsstellen oder an Kontakten von Spannungs- bzw. Stufenschaltern auftreten. Werden solche Defekte frühzeitig erkannt, kann der Transformator in vielen Fällen vergleichsweise einfach repariert werden – entweder direkt vor Ort oder in einer spezialisierten Werkstatt. Fehlerstellen sind oft leicht zu lokalisieren: Defekte Verbindungen werden erneuert,

Spannungsumsteller (stromlos) gegebenenfalls auf eine feste Stufe verdrahtet, um Kontaktprobleme zu vermeiden. Wird ein Stufenschalter selten betätigt, können erhöhte Kontaktwiderstände entstehen, die wiederum Hotspots verursachen. Wählerkontakte lassen sich in der Regel problemlos austauschen, sofern noch kein Überschlag aufgetreten ist. Je nach Reparaturdauer kann anschließend eine Trocknung der Isolation erforderlich sein. Bei größeren Transformatoren erfolgt dies üblicherweise im Wärme-/Vakuumverfahren. Am effizientesten ist die Niederfrequenztechnik, bei der die Wicklung unter Vakuum mit niederfrequentem Strom gezielt erwärmt wird.

FKH - Fachtagung

25. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Lokalisierung von Teilentladungen in ölfüllten Transformatoren

Dr. Detlev Gross
PDIXC GmbH, Aachen

Funktion und beruflicher Werdegang

Detlev Gross (Senior Member, IEEE) studierte Nachrichtentechnik an der FH Aachen mit dem Abschluss Diplomingenieur und wurde an der TU Graz in Hochspannungstechnik promoviert (Dr. techn.). 1986 gründete er in Aachen die DG Instruments und 1992 die Power Diagnostix (seit 2019 Teil der Megger Gruppe). Er ist/war Mitglied, respektive Vorsitzender verschiedener nationaler und internationaler Normungsgremien grösstenteils im Bereich Teilentladungsmesstechnik bei unterschiedlichen Hochspannungsbetriebsmitteln innerhalb von IEC, IEEE, CIGRE, und VDE/DKE.

Lokalisierung von Teilentladungen in ölfüllten Transformatoren

Dr. Detlev Gross
PDIXC GmbH, Aachen

1 Kurzfassung

Teilentladungen in Transformatoren, die während der Abnahme im Werk den Garantiewert überschreiten oder die vor Ort z.B. durch Gas-in-Öl-Analyse gefunden werden, gilt es zu orten. Hierbei helfen die akustischen Emissionen der TE. Klassische Triangulation, d.h., das Lösen der Kugelfunktionen stösst schnell an seine Grenzen. Ortungsstrategien mit elektrischem Trigger, Mittelung (averaging) der akustischen Signale im Zeitbereich und Einsicht in die (akustischen) Signalpfade führt in der Regel zu guten Ergebnissen.

Stichworte: Triangulation, Akustische Emission, Teilentladungsortung, Averaging

2 Einleitung

Grosse ölfüllte Leistungstransformatoren sind komplexe Produkte, deren Herstellung langwierig ist und viele Monate dauern kann. Eines der entscheidendsten Abnahmekriterien ist die Einhaltung der Teilentladungsgrenzwerte. Diese Teilentladungsmessung kann allerdings erst an dem fertigen Produkt durchgeführt werden. Die einzuhaltenden Grenzwerte können vom Hersteller und dem Abnehmer individuell festgelegt werden. In den vergangenen Jahren wurden diese Grenzwerte von ursprünglich 500 pC auf nun oft 100 pC, gelegentlich 50 pC verschärft. Die Methoden finden sich in diversen internationalem und nationalen Standards unter IEC und IEEE [1, 2, 3].

Oft ist die Einhaltung der vereinbarten Lieferzeit eines grossen Leistungstransformators pönalisiert. Angesichts des Wertes eines solchen Transformators bedeuten 5% Pönale einen nicht unerheblichen Betrag. Dies macht eine schnelle und zuverlässige Ortung einer Teilentladung unabdingbar. Die schiere Grösse eines solchen Transformators mit einigen Dutzend m³ Volumen und weitgehender Unzugänglichkeit des Inneren macht diese Ortung anspruchsvoll.

3 Vorortung basierend auf elektrischen Signalen

Bei der Teilenladungsabnahmeprüfung werden Signale von bis zu neun Durchführungen parallel erfasst. Hierbei zeigt die höchste registrierte Amplitude bereits trivialerweise die mögliche Quelle. Schwieriger wird die Situation bei signifikantem Übersprechen auf andere Phasen und Wicklungsteile. Dort hilft das Registrieren dieser Überkopplung bei der Kalibrierung vor der Messung. Zeigt sich die Cross-Coupling-Matrix der Kalibrierung identisch mit der der gemessenen Teilentladung für diese Durchführung, so zeigt dies eine unmittelbare Nähe der TE zu dieser Durchführung. Als sehr hilfreich hat sich der tiefere Vergleich des Übersprechens zwischen Kalibrierung und Messung erwiesen [4]. Bild 1 zeigt links in der ersten Spalte die Kalibrierung bezogen auf 2N, wo in der Messung die höchsten Pegel registriert wurden. Das Verhältnis der Verhältnisse (Ratio of Ratios) zeigt dann 2W als in unmittelbarer Nähe zur TE, obwohl der 2W-Pegel nur weniger als

10% des höchsten (2N) zeigt. Als nächster Schritt werden die relevanten Signale im Zeitbereich verglichen. Bild 1 zeigt rechts einen Screenshot für 2N, 1W und CC (core clamps). Die invertierte Polarität zwischen 2N und 1W zeigt bei diesem komplexen NYny0d5 Transformator, dass sich die TE zwischen beiden befindet. Obwohl hier keine akustische Ortung möglich war, konnte durch Variieren der Tap-Position die Fehlstelle hinreichend genau eingegrenzt werden.

	CAL	Activity at 90%		
1U	9,7%	124pC	5,6%	58%
1V	9,8%	123pC	5,6%	57%
1W	8,0%	237pC	10,7%	133%
1N	19,4%	182pC	8,2%	42%
2U	3,1%	50pC	2,3%	74%
2V	3,2%	53pC	2,4%	75%
2W	3,5%	200pC	9,1%	260%
2N	100%	2200pC	100%	100%
3U	16,9%	246pC	11,2%	66%
3V	14,9%	720pC	32,7%	219%
3W	15,9%	454pC	20,6%	129%
CC	131,6%	240pC	10,9%	8,3%
CL	96,8%	179pC	5,6%	5,8%

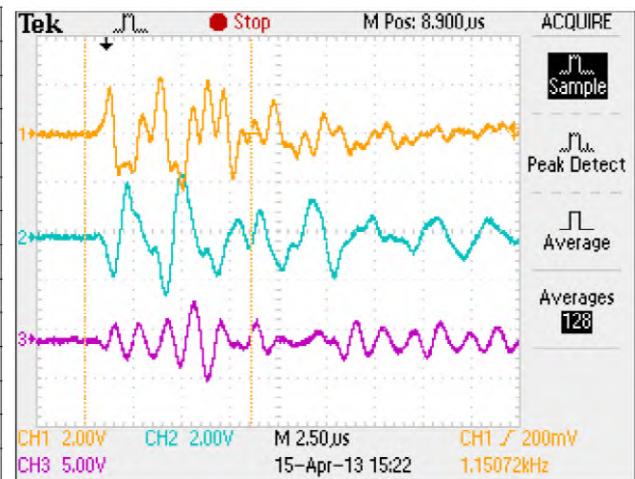


Abbildung 1: Übersprechen (Vergleich Kalibrierung vs. Messung) und Signale im Zeitbereich

Normalerweise dienen diese elektrischen Messungen zur Vorbereitung der akustischen Ortung und vornehmlich der Einschränkung der Fläche des Tanks, die mit Sensoren gescannt werden muss. Eine sorgfältige Vorbereitung verkürzt den weiteren Verlauf.

4 Akustische Signalausbreitung im Transformator

Eine klassische Triangulation, ähnlich wie z.B. beim GPS-Verfahren erfordert das Lösen der Kugelfunktionen. Notwendige Voraussetzung für die Gültigkeit der Kugelfunktionen ist allerdings die Homogenität des Ausbreitungsmediums. Vom freien Ölraum ausserhalb der Wicklungen abgesehen, trifft das für grosse Leistungstransformatoren nicht zu. Erschwerend kommt hinzu, dass die Tankwand eine eigene laterale Ausbreitungs möglichkeit bietet.

$$(x - x_1)^2 + (y - y_1)^2 + (z - z_1)^2 = vt_1$$

$$(x - x_2)^2 + (y - y_2)^2 + (z - z_2)^2 = vt_2$$

$$(x - x_3)^2 + (y - y_3)^2 + (z - z_3)^2 = vt_3$$

Abbildung 2: Kugelfunktionen zur räumlichen Triangulation bei Signalen aus drei Achsen

Bild 3 zeigt die Ausbreitung von akustischen Signalen in einem ölgefüllten Transformatortank. Im Öl breiten sich die Schallwellen mit der Longitudinalwelle (Druckwelle) mit 1415 ms^{-1} (bei 20°C) aus. In der Stahlwand ist sowohl die Longitudinalwelle mit etwa 5900 ms^{-1} als auch die Transversalwelle mit etwa 3200 ms^{-1} ausbreitungsfähig.

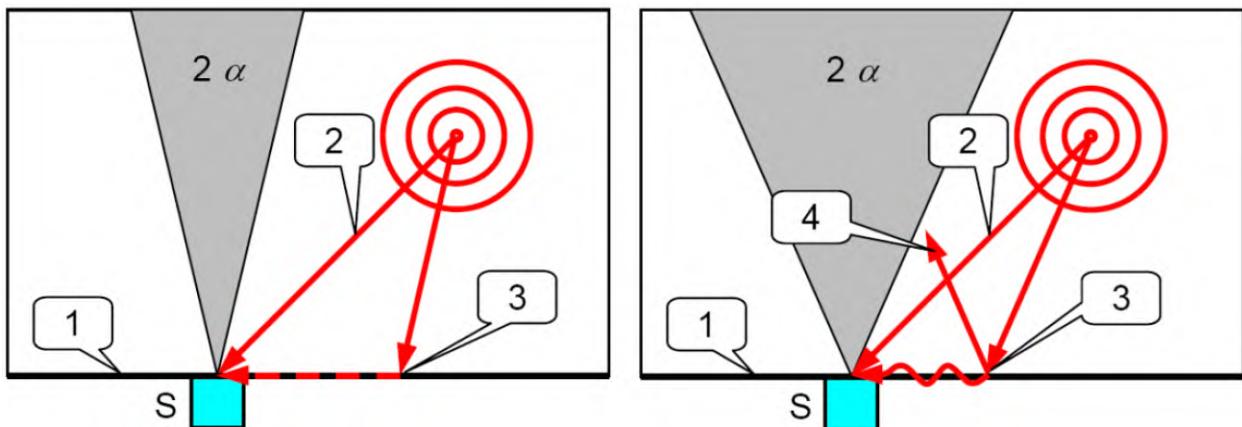


Abbildung 3: Schallausbreitung im Tank zum Sensor (S) – links longitudinal, rechts transversal

Die graue Fläche in Bild 3 zeigt den Aperturwinkel, innerhalb dessen das direkte „Ölsignal“ (2) am ehesten ankommt. Für eine Quelle ausserhalb dieses Aperturwinkels ist die Kombination von Ölsignal im Grenzwinkel (3) bis zur Tankwand (1) am ehesten am Sensor. Dieser Grenzwinkel 2α errechnet sich mit $\alpha = \arctan v_{oil} / v_{steel}$ zu 28° für die Longitudinalwelle und zu 48° für die Transversalwelle. Oberhalb des kritischen Winkels α dominiert zunehmend die Totalreflexion (4).

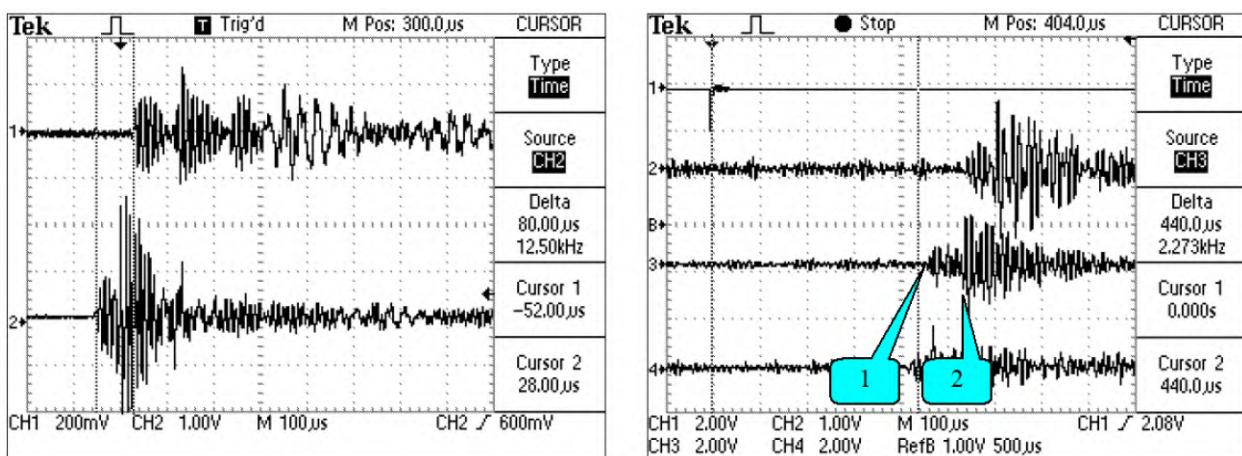


Abbildung 4: Akustische Signale – Longitudinalsignal kommt vor dem Transversalsignal an

In der Regel lassen sich die Longitudinal- und Transversalsignale recht gut separieren, da sie sich deutlich in der Frequenz und/oder der Amplitude unterscheiden. Bild 4 links zeigt ein solches überlagertes Eintreffen der Signale – zuerst die schnellere Druckwelle gefolgt von der Transversalwelle (mit Reflexionen an einer Tankwandfinne). Bild 4 rechts zeigt das frühere Eintreffen des Tankwandsignals (1) vor dem Ölpfadsignal (2). Aus diesem Bild lässt sich unmittelbar der Schluss ziehen, dass die aktuelle Sensorposition ausserhalb des Aperturwinkels liegt.

Problematischer wird die Situation, wenn die Quelle im Inneren einer Wicklung liegt und der Schall durch Ölkanäle oder andere Öffnungen in den freien Ölraum tritt. Bild 5 zeigt eine solche Situation, bei der kein gerader Ausbreitungspfad herrscht.

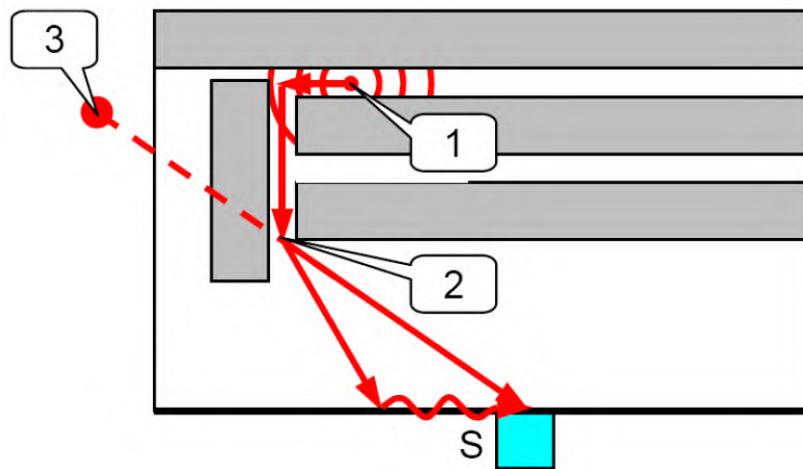


Abbildung 5: Quelle in der Wicklung (1) – Ausbreitung über Ölkanäle und die Tankwand

Wenn man in einer solcher Situation versucht zu orten, so verschiebt sich die geortete Position mit der Repositionierung der Sensoren, da eine Ortung immer auf den Ölkanal (2) zielt und die Gesamtstrecke in Relation zum elektrischen Signal annimmt. Diese Situation bedarf der Kenntnisse des Innenlebens des Transformators mit Hilfe von Produktionszeichnungen, Photos, oder auch eines Schwesterntransformators im Werk zur Anschauung.

5 Akustische Triangulation

Als akustische Sensoren haben sich Piezo-Sensoren mit integriertem Verstärker bewährt. Eine Resonanzfrequenz bei 150 kHz minimiert zwar die Störgeräusche durch Barkhausen-Noise und Magnetostriktion, führt aber zu deutlich schwächeren TE-Signalen. Sensoren mit 75 kHz Resonanzfrequenz (gedämpft) ergeben stärkere Signale, während sich die Störsignale durch Averaging stark reduzieren lassen. Versuche mit Sensorarrays haben gezeigt, dass das Lösen flacher (überbestimmter, zweidimensionaler) Probleme leichter zu beherrschen ist [4].

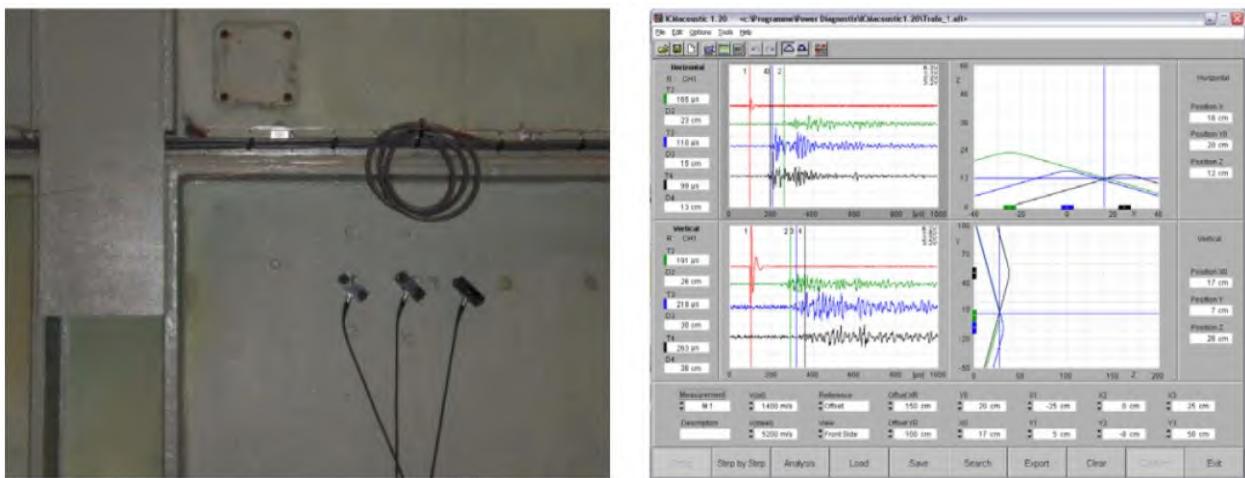


Abbildung 6: Drei akustische Sensoren in einer Reihe – ICMacoustic Triangulations Software

Grundsätzlich reichen dann zwei Sensoren in einer Reihe zur Triangulation basierend auf einem elektrischen Trigger der dominanten Phase. Die Überbestimmung durch den

dritten Sensor hat den Charme der Validierung des Ergebnisses. Zudem ist der mittlere Sensor im Idealfall in direkter Linie zur Quelle und verbessert die Genauigkeit.

Der Ablauf stellt sich wie folgt dar: Drei Sensoren werden in dem durch die initialen elektrischen Messungen eingeschränkten Bereich positioniert. Sobald ein mit dem elektrischen Signal (Bild 6 rechts, roter Trace) korreliertes akustisches Signal registriert wird, werden die Sensoren in einer Reihe positioniert und solange repositioniert, bis der mittlere Sensor die kürzeste Laufzeit zeigt. Sodann werden die Sensoren in der anderen Orientierung positioniert (horizontal – vertikal) und ebenso lange repositioniert, bis der mittlere Sensor die kürzeste Laufzeit zeigt. Die ICMacoustic Software (Prod. Power Diagnostix) kippt das jeweils vorher gefundene Ergebnis der anderen Orientierung in die neu gefundene Position der aktuellen Orientierung. Dieser iterative Prozess führt schnell zu einem präzisen Ergebnis. Bei freiem Ölpfad wird eine Abweichung von ± 2 cm möglich.

Entladungen innerhalb einer Wicklung bei einem Signalpfad durch Ölkanäle komplizieren die Ortung und erfordern Kenntnis des Innenlebens und der Herstellungsprozesse. Magnetische Wall-Shunts, unzugängliche Tankbereiche und zusätzliche Komponenten im Transformator erschweren die Ortung. Erfahrung ist hilfreich.

6 Fallbeispiele

Die folgenden Fallbeispiele stammen aus einem grösseren Fundus (>120), sind nach Kräften anonymisiert und absichtlich nicht aus jüngster Vergangenheit [4].

6.1 50-MVA-Grid-Transformer

Bei diesem Transformator fiel eine der Kabelboxen bei der DGA durch erhöhte Wasserstoffwerte auf. Mit einem HF-Stromwandler konnte TE im Kabel der Schirmerde gemessen werden (Bild 9, links) und als Triggersignal genutzt werden.

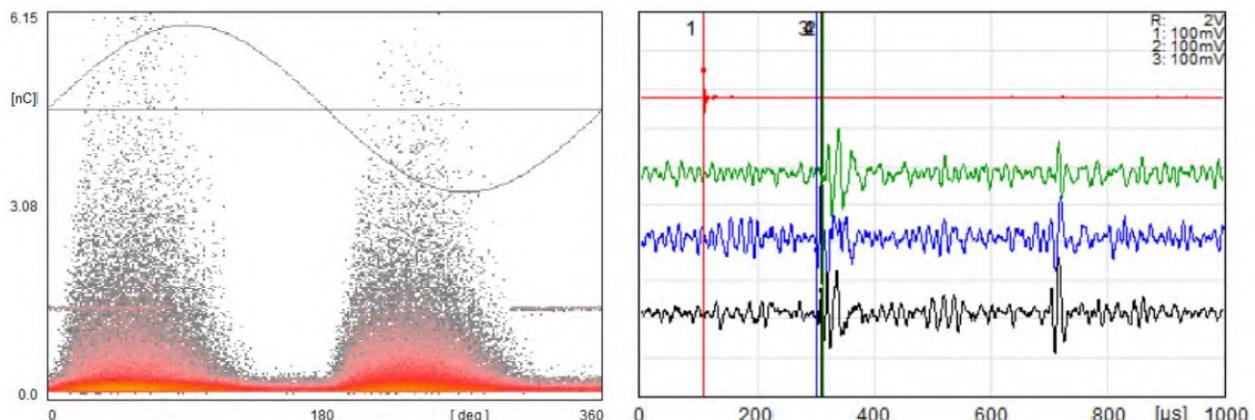


Abbildung 7: TE-Signal in der Erdleitung des Hochspannungskabels – akustische Signale

Zur Abschätzung der TE-Intensität wurde ein 1-nC-Kalibriersignal zusätzlich durch den HF-Stromwandler geführt. Bild 7 rechts zeigt die akustischen Signale von drei Sensoren bei Messung an dem horizontalen Rohr des Kabelanschlusses. Interessant ist hierbei die Reflexion der akustischen Signale an der Rückseite des Rohres. Ein Vergleich der Messung von Vorder- und Rückseite erlaubte sogar die Aussage auf welcher Seite der inneren Verbindung die dominante TE war.

Bild 8 zeigt links die Triangulation und rechts die Skizze der Kabelbox und die geortete Stelle. Hierbei handelt es sich um eine flexible Verbindung zwischen zwei Rohren, welche sich ausgedehnt hatte, zu einer Feldüberhöhung und zur TE führte.

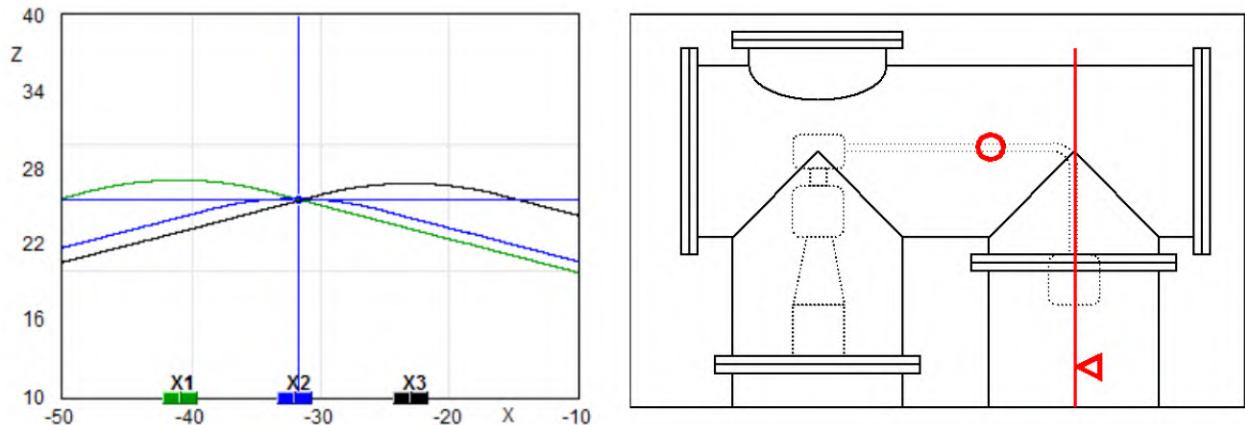


Abbildung 8: Triangulation der TE in der Kabelbox – flexible Verbindung als Fehlstelle

6.2 700-MVA-Grid-Autotransformator

Dieser Transformator zeigte ähnliche Entladungen von etwa 1 nC (Bild 9) auf 2V und 2W, der Unterspannung des Spartransformators. Nach längerer Suche konnten auf Höhe der Stufenschalter schwache akustische Signale registriert werden (Bild 10, L.).

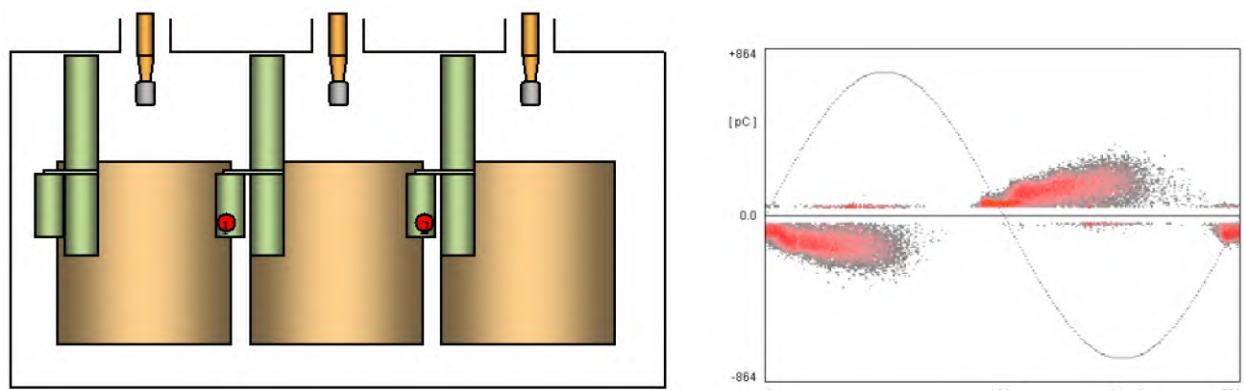


Abbildung 9: 700-MVA-Spartransformator – 1 nC TE durch Gase zwischen Papierlagen

Die akustische Messung wurde durch massive magnetische Wall-Shunts behindert. Eine Messung von der Tankunterseite zeigte klare Ergebnisse (Bild 10, rechts) trotz des 240-cm-Abstandes gegenüber 97 cm bei der direkten Messung.

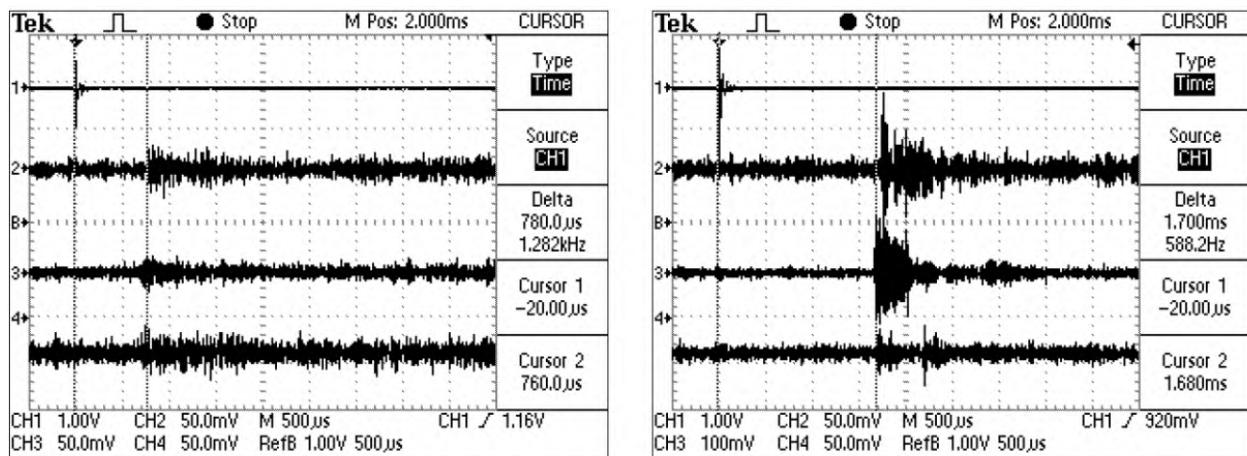


Abbildung 10: Akustische Ortung am Stufenschalter (L) und von der Tankunterseite (R)

6.3 300-MVA-Shell-Type-Autotransformator

Selbst bei starken Entladungen sind Shell-Type-Transformatoren schwierige Kandidaten zur akustischen Ortung. Das Entladungsmuster (Bild 11, rechts) deutet auf ein schwebendes Potential. Die akustischen Signale zeigen eine Tiefe von etwa 100 cm. Dort befindet sich ein „Static Shield“ zwischen der Unterspannung (Common) und der Oberspannung. Die Verbindung der Unterspannung (US) zum Static-Shield ist möglicherweise durch Blitzschlag in die US Freileitung beschädigt worden. Wegen des enormen Aufwandes einer Reparatur ist dieser Transformatort verschrottet worden.

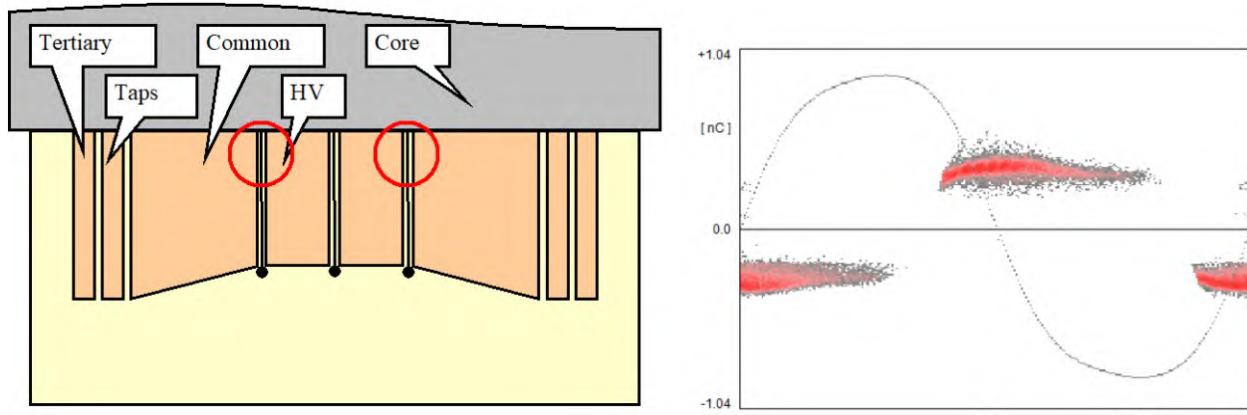


Abbildung 11: Shell-Type-Autotransformer – Teilentladung schwebendes Potential (float)

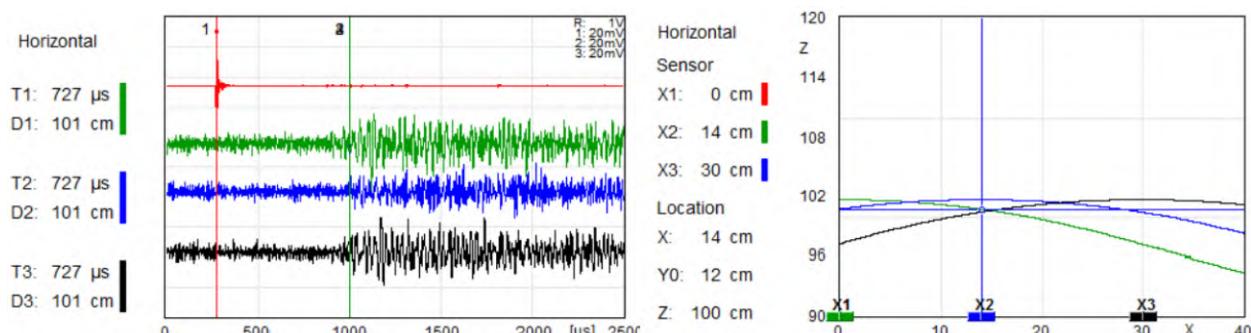


Abbildung 12: Shell-Type-Autotransformer – akustische Signale und Triangulation

6.4 560-MVA-Grid-Autotransformator

Bei diesem Transformator gab es mehrere Probleme, von denen zwei leicht zu finden waren. Bei dem verbleibenden waren starke Signale auf der Tertiärwicklung Y1 zu registrieren. Polaritätsumkehr der Signale im Zeitbereich deuteten auf eine Entladung zwischen Unterspannung und Tertiärwicklung. Die akustische Ortung zeigte auf die Ölkanäle unterhalb der oberen Druckscheibe, während die Triangulation aus den Laufzeiten in Bild 13, links einen Abstand zur Tankwand von 137 cm ergab. Selbst wenn man den infrage kommenden Ölkanälen unter der Druckscheibe (Bild 14) folgt, bleiben noch weitere 27 cm Signalpfad. Mit dieser Strecke erreicht man das obere Ende der (verkürzten) Tertiärwicklung. An dieser Stelle sind zudem alle beobachteten Signalkopplungen inklusive Polaritätswechsel zwischen Unterspannung, oberes Ende Tertiärwicklung und Kern gegeben. Bedauerlicherweise erforderte die Reparatur dieses Problems das aufwändige Herausnehmen des Aktivteils aus dem Tank sowie das Auschachteln des Kerns. Die Reparatur war erfolgreich.

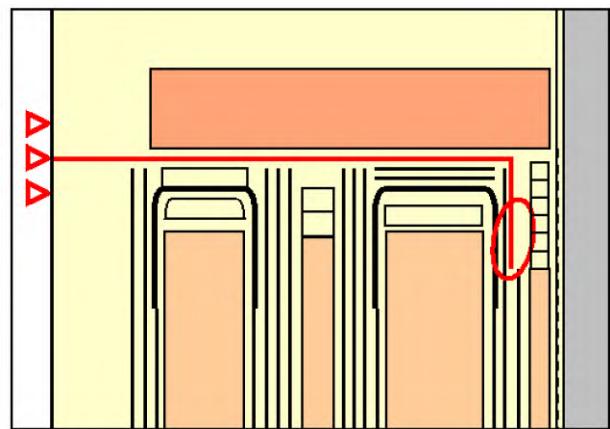
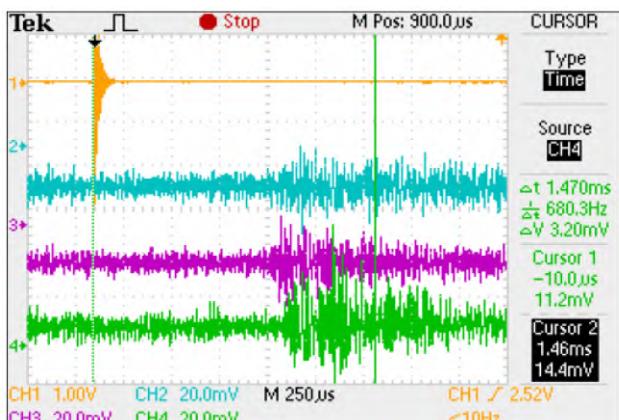


Abbildung 13: Akustiksignale (links) und Position der drei Sensoren am Tank und Signalpfad

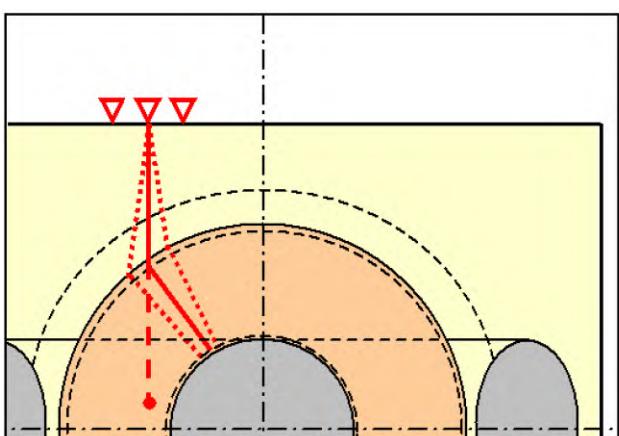
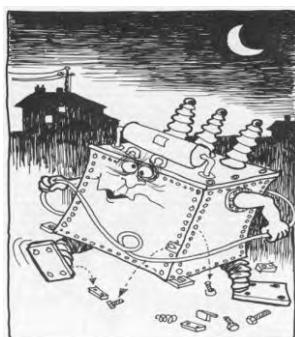


Abbildung 14: Signalpfad durch Ölkanäle

7 Referenzen

- [1] IEC60270 Ed. 4, High-voltage test techniques – Partial discharge measurements, CEI/IEC 60270:2025.
- [2] IEC60076-3 Ed. 3, Power transformers – Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances in air, CEI/IEC 60076:2019.
- [3] IEEE C57.113-2023 "IEEE Recommended Practice for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors".
- [4] Gross, D., Acquisition and location of partial discharge, esp. in transformers, Dissertation TU Graz, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, December, 16, 2016. <https://d-nb.info/1123651868>



© Lutz Niemeyer

FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Zustandsbewertung und Instandhaltung von Hydrogeneratoren: Erfahrungswerte aus Sicht eines Betreibers

Thomas Holzer, Lars Nilsson
BKW Energie AG

Funktion und beruflicher Werdegang

Thomas Holzer, Elektromaschinenbauer EFZ

1987-91: Lehre bei Gebrüder Meier, Zollikofen: Abschluss (1991)

1991-94: Gebrüder Meier, Regensdorf: Instandhaltung, Reparatur

Seit 1995: Diagnostik und Instandhaltung von Generatoren bei der BKW Energie AG.

Lars Nilsson, M.Sc. Elektroingenieur, Universität Linköping, Schweden (1996):

Doktoratsstudium Experimentalphysik Universität Fribourg (2001),

2001-2007: Entwicklung Röntgen-, Elektronstrahl-Quellen, Comet AG

2008-2010: Entwicklung Marxgeneratoren, Selfrag AG

2010-2012: Entwicklung gepulste NEMP-Quellen, Montena Technology

Seit 2012: Diagnostik von Generatoren und Transformatoren bei der BKW Energie AG.

Zustandsbewertung und Instandhaltung von Hydrogeneratoren: Erfahrungswerte aus Sicht eines Betreibers

Thomas Holzer, Lars Nilsson

BKW Energie AG

1 Kurzfassung

Die zuverlässige Zustandsbewertung von Hydrogeneratoren ist ein wesentlicher Bestandteil der Instandhaltungsstrategie von Kraftwerksbetreibern. Mit der zunehmenden Alterung vieler Anlagen rückt die zustandsorientierte Instandhaltung stärker in den Fokus. Grundlage hierfür sind einerseits elektrische Diagnoseverfahren wie Teilentladungsmessungen, Verlustfaktor- und Kapazitätsanalysen, Polarisationsindizes oder Hochspannungsprüfungen, andererseits aber auch klassische visuelle Kontrollen. Letztere ermöglichen die Erkennung zahlreicher Fehlerbilder – etwa Korrosion, Lockerungen oder thermische Schäden –, die messtechnisch nur schwer erfassbar sind. Praxisbeispiele aus mehreren Jahrzehnten Betriebspraxis verdeutlichen die Bedeutung einer systematischen Dokumentation, um Veränderungen über verschiedene Revisionen hinweg nachvollziehbar zu machen.

Langzeituntersuchungen an über 200 Messungen verschiedener Glimmerisolationen zeigen einen deutlichen Trend: Verlustfaktor und Kapazität nehmen über Jahrzehnte kontinuierlich zu, was auf die fortschreitende thermische und elektrische Alterung der organischen Isolationskomponenten zurückzuführen ist. Parallel dazu steigen Teilentladungsaktivitäten und Polarisationsverluste. Diese Ergebnisse liefern wertvolle Hinweise für Betreiber, erlauben aber keine verbindliche Definition von End-of-Life-Kriterien.

Zusätzlich wurde in einer gemeinsamen Studie mit der Fachhochschule Fribourg die in Nordamerika etablierte DC-Ramp-Up-Methode (DCR) untersucht. Versuche an ausrangierten Generatorstäben mit gezielt eingebrachten Defekten zeigten, dass DCR gegenüber der klassischen Fehlerstrommessung zusätzliche Informationen zum Isolationszustand liefert und potenziell eine frühzeitige Erkennung kritischer Entwicklungen ermöglicht. Eine defektspezifische Diagnose ausschliesslich auf Basis der DCR ist jedoch nicht möglich. Vielmehr bestätigte sich, dass nur das Zusammenspiel mehrerer Diagnosemethoden eine robuste Zustandsbewertung erlaubt.

Die dargestellten Ergebnisse basieren auf realen Kraftwerksbedingungen und unterscheiden sich daher deutlich von Labor- oder OEM-Prüfungen. Sie erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sondern sollen praxisnahe Einblicke und Erfahrungswerte zur Zustandsdiagnostik und Instandhaltung von Hydrogeneratoren vermitteln.

2 Diagnostik an Generatoren

BKW Grid & Hydro Engineering hat sich in der Schweiz als ein führender Anbieter für die Planung und den Bau von Kraftwerken und Unterwerken etabliert. Dazu gehören auch Spezifikation und Beschaffung von Primärkomponenten wie Transformatoren und Hydrogeneratoren.

Aus strategischen Gründen wurde die Gruppe *Diagnostik* mit rund sieben Mitarbeitenden bei Grid & Hydro Engineering beibehalten, um messtechnisches Know-how bereits in die Spezifikationsphase einfließen zu lassen. Die Prüfstelle Diagnostik von BKW ist derzeit die einzige schweizweit durch SAS akkreditierte Prüfstelle für Transformatorendiagnostik und Erdungsmessungen. Über mehr als 60 Jahre hinweg entstand ein umfassender Bestand an Mess- und Erfahrungsberichten sowie Fehlerdatenbanken. Diese Datenbasis umfasst auch über 100 Hydrogeneratoren in eigenen Kraftwerken, in Anlagen mit Beteiligungen und Drittaufträgen.

Generatoren und Leistungstransformatoren stellen kapitalintensive Anlagenteile dar. Ein ungeplanter Ausfall kann im schlimmsten Fall einen Produktionsausfall über Monate verursachen – mit Kosten im sechsstelligen Bereich. Daher ist man in den letzten Jahrzehnten zunehmend von einer zeitbasierten auf eine zustandsbasierte Instandhaltung umgestiegen. Grundlage hierfür sind visuelle Kontrollen und messtechnische Erfassungen des Generatorzustands.

Neben Betriebsdaten wie Laufzeit, Temperatur, Vibrationen oder Start-Stopp-Zyklen zeigen Studien [1], dass das Isolationssystem entscheidend für die Lebensdauer rotierender Maschinen ist. Entsprechend konzentrieren sich die eingesetzten Diagnose- und Messtechniken auf die Statorisolation.

Wichtige Verfahren:

- Visuelle Kontrolle (ViKo)
- Isolationswiderstand und Polarisationsindex (PI)
- Kapazitäts- und Verlustfaktormessung (z. B. mit Scheringbrücke)
- Phasenaufgelöste, defektspezifische Teilentladungsmessung (TE)
- UV-Kamera-Aufnahmen
- AC- und DC-Hochspannungsprüfungen
- Wicklungswiderstandsmessungen

Diese Verfahren wurden ursprünglich unter idealen Laborbedingungen entwickelt. In Kraftwerken herrschen jedoch erschwerende Messbedingungen: Schmutz, Feuchtigkeit, stark schwankende Temperaturen, elektromagnetische Störungen und Zeitdruck. Eine sorgfältige Planung von Offline-Messungen ist deshalb unerlässlich.

Hersteller und Forschungseinrichtungen prüfen häufig einzelne Stäbe unter optimalen Bedingungen [2-4], während Betreiber stets den vollständig imprägnierten Stator mit Endglimmschutz als Ganzes messen müssen. In der Praxis treten überlagerte TE-Muster auf, die sich manchmal schwer eindeutig zuordnen lassen – anders als die oft klar abgegrenzten Muster aus Laboruntersuchungen [5, 6]. Teilentladungen werden umgangssprachlich auch als *Glimmungen* oder *Ionisation* bezeichnet.

Zudem verfügen Hersteller über detaillierte Kenntnisse zur elektrischen Feldverteilung und zur Auslegung des Isolationssystems (siehe Abschnitt 4), die dem Betreiber in der Regel nicht vollständig vorliegen. Deshalb orientiert sich die Felddiagnostik überwiegend an **relativen Veränderungen** statt an absoluten Grenzwerten:

- Sinkt Isolationswiderstand oder Polarisationsindex auffällig?
- Steigen Verlustfaktor, Kapazität oder TE-Aktivität signifikant?

Die TE-Intensität und Amplitude allein ist kein eindeutiges Mass für das Schädigungspotential. Entscheidend ist, **wo und wie** sich Entladungen im Isolationssystem entwickeln. Daher kommt der phasenaufgelösten TE-Analyse besondere Bedeutung zu: Sie erlaubt prinzipiell auch eine Lokalisierung von Defekten, erfordert jedoch hohen Aufwand.

Messintervalle:

- Offline-Messungen: alle 4 – 5 Jahre
- Online-Messungen: jährlich bei ausgewählten kritischen Maschinen

Bei einer Offline-Messung wird ein Wicklungsstrang (Phase) schrittweise mit einer Prüfspannung bis 120 % U_N (bei neuen Wicklungen bis 150 % U_N) beaufschlagt (*Spannungsprüfung*). Je nach Verschmutzung, Alter oder Anlagenphilosophie kann diese Prüfung reduziert oder ausgelassen werden.

Ablauf einer typischen Offline-Messung (ohne Revision):

1. Maschine ausser Betrieb nehmen, sichern, Rotor und Wicklungen erden
2. Wenn möglich, Maschine abkühlen lassen
3. Temperatursensoren erden
4. Isolationswiderstand R_{ISO} messen (1 min, Stator und Rotor)
5. Polarisationsindex PI bestimmen (R_{ISO} nach 10 min / R_{ISO} nach 1 min)
6. Verlustfaktor-, Kapazitäts- und TE-Messungen (Stator)
7. AC-Hochspannungsprüfung bei ca. 120 bzw. 150 % U_N
8. DC-Ramp-Up-Prüfung, (s. Abschnitt 5)
9. Erneute Isolationswiderstandsmessung (1 min)

R_{ISO} - und PI-Messungen geben eine schnelle Voreinschätzung des Isolationszustands. In Absprache mit dem Auftraggeber wird entschieden, ob eine vollständige Diagnose und Hochspannungsprüfung durchgeführt werden.

Verlustfaktor- und Kapazitätssmessungen erfassen die Isolation **global**, während TE-Messungen lokale Defekte sichtbar machen können. Beide Methoden sind komplementär: Erst die Gesamtschau von Messwerten und visueller Kontrolle liefert eine zuverlässige Entscheidungsgrundlage für Instandhaltungsmassnahmen.

Online-Messungen ergänzen die Offline-Prüfungen, da sie reale Betriebsbedingungen (Vibrationen, Spannungsfall in den Wicklungen) berücksichtigen. Während Offline-Messungen nach IEC 60270 [5] unterhalb 1 MHz erfolgen, werden Online-Messungen in Frequenzbändern bis typischerweise 10 MHz durchgeführt, um Störungen bei der Messung zu minimieren.

Zur Kalibrierung wird ein definierter 5-nC-Impuls am Generatormausgang eingespeist und gemessen. Die resultierende Signalstärke dient als Referenz, wobei Impulse aus tieferen Wicklungsschichten abgeschwächt oder verstärkt auftreten können [7]. Deshalb spricht man von der *scheinbaren Ladung* (nC). In Nordamerika wird oft stattdessen die gemessene Spannung in (mV) verwendet.

Alle Messergebnisse werden dokumentiert, mit Temperatur- und Betriebsdaten versehen und mit früheren Messungen verglichen. Der Auftraggeber erhält einen objektiven Bericht mit klaren Handlungsempfehlungen – ein wichtiger Punkt: **BKW verkauft keine Instandhaltungsmassnahmen – Wir sind unabhängig.**

3 Praktische Erfahrungswerte aus dem Unterhalt

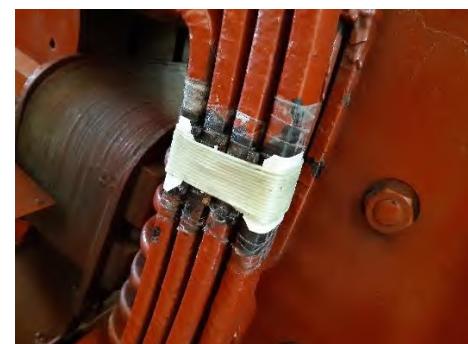
Während elektrische Diagnosemessungen für bestimmte Fehlerbilder oder Alterungsmechanismen unverzichtbar sind, lassen sich andere Defekte ausschliesslich durch visuelle Kontrollen (ViKo) identifizieren und beheben. Dazu zählen beispielsweise

Beispiel 1: Defekte Auswuchtplatte



Eine Auswuchtplatte (Blei) im Polrad war in mehrere Teile zerbrochen. Sie wurde durch Stahlplatten mit dem gleichen Gewicht ersetzt.

Beispiel 2: Gerissene Bandagen



Gerissene Bandagen am Wickelkopf

Reparierte Bandage

Beispiel 3: Defekte Statortrennung



Es wurden starke Vibrationen am Statorgehäuse gemessen. Bei der visuellen Kontrolle war starker Abriebstaub bei der Statortrennung ersichtlich.



Ausgebaute Statortrennungsleitung.



Die Statortrennungsleitung wurde ersetzt.

Damit wird deutlich, dass visuelle Kontrollen einen zentralen Bestandteil der Zustandsbewertung darstellen.

Das Inspektionsintervall beträgt typischerweise fünf Jahre. Bei auffälligen oder problematischen Wicklungen wird es entsprechend verkürzt. Man unterscheidet zwischen kleinen und grossen Inspektionen.

- Bei kleinen Inspektionen erfolgen Sichtprüfungen und grundlegende Funktionskontrollen.
- Bei grossen Inspektionen wird im Idealfall der Rotor gezogen und die Verschalung demontiert, um uneingeschränkten Zugang zu erhalten.

Wichtige Hilfsmittel sind Endoskope für schwer zugängliche Bereiche, Hammerprüfungen zum Abklopfen der Stäbe sowie Thermografie der Rotorwicklung, beispielsweise mit einem Schweißumformer.

Checklisten für visuelle Kontrollen

Zur Systematik der Inspektionen werden Checklisten eingesetzt, die folgende Hauptbereiche abdecken:

- **1. Allgemeine Inspektion**
 - Sauberkeit im Generator (Staub, Öl, Wasser, Fremdkörper, Spuren von Tieren)
 - Korrosionsspuren an Metallteilen und Gehäuse
 - Zustand der Verschalung, Dichtungen und Abdeckungen
 - Undichtigkeiten von Kühlsystemen (Wasser, Luft, Wasserstoff, falls vorhanden)
 - Kontrolle auf ungewöhnliche Gerüche (z. B. verbrannte Isolierung)

- **2. Stator**
- **Statorwicklungen:**
 - Sichtbare Isolationsschäden (Risse, Ablösungen, Abplatzungen, Verschmorungen)
 - Verfärbungen (Hinweis auf lokale Überhitzung)
 - Teilentladungs-Spuren (Kriechströme, elektrische Erosion, „Bäume“ auf Isolierung)
 - Sauberkeit in den Nuten und Stirnseiten
- **Statorblechpaket:**
 - Lockerungen, Verbrennungen oder „Hot Spots“
 - Oxidation / Rostbildung an Blechen
- **Keile und Nutverschluss:**
 - Befestigung der Keile, Verschiebungen oder lose Keile
 - Abnutzung durch Vibrationen
- **Wicklungsbandagen / Pressköpfe:**
 - Risse oder Lockerungen an den Bandagen
 - Harzausflüsse oder Sprödigkeit

- **3. Rotor**
- **Rotorpol(e):**
 - Risse oder Abplatzungen in Polschuhen
 - Isolationsschäden an den Polwicklungen
 - Fixierung der Pole → Polschrauben nachziehen, kein Spiel
 - Kontrolle auf Überhitzung (Verfärbungen)

- **Rotorblechpaket:**
 - Lockerungen, Hot Spots, Korrosion
 - **Dämpferwicklungen:**
 - Brüche, lose Kontakte, Überhitzungsspuren
 - **Schmierstellen / Lagerbereiche:**
 - Zustand der Lagerschilde, Ölverlust, Verfärbungen
-

- **4. Lager und Dichtungen**
 - **Lager (Gleit- oder Wälzlager):**
 - Laufspuren, Überhitzung, Verfärbungen, Abnutzung
 - Schmierölzustand (Verunreinigungen, Schaumbildung)
 - **Dichtsysteme:**
 - Dichtungen auf Verschleiss, Risse oder Undichtigkeiten prüfen
 - Leckage von Kühlwasser, Öl oder ggf. Wasserstoff
-

- **5. Kühlsystem**
 - Sauberkeit der Kühlerkanäle (Wasser- oder Luftkühlung)
 - Korrosion oder Verstopfung in Kühlwasserleitungen
 - Kontrolle von Lüftern und Luftführungen (keine Blockaden)
-

- **6. Elektrische Anschlüsse & Zusatzsysteme**
 - Hauptanschlüsse auf festen Sitz, Oxidation, Erwärmungsspuren
 - Zustand von Stromschienen, Isolatoren und Durchführungen
 - Bürsten und Schleifringe (bei Erregermaschinen): Verschleiss, Riefen, Verfärbungen, Bürstenandruck
 - Kollektor (falls vorhanden): Risse, Ablagerungen
-

- **7. Fundament und mechanische Struktur**
- Schrauben und Befestigungen (locker/korrodiert?)
- Schwingungsanzeichen (Risse an Halterungen oder Fundament)
- Ausrichtung und mechanische Integrität

Die Dokumentation ist genauso wichtig wie die Inspektion selbst. Fotos aller relevanten Befunde sowie eine systematische Bewertung (z. B. „OK / kritisch / Beobachtung“) helfen für die Vergleichbarkeit bei späteren Revisionen.

Praxisbeispiele

Beispiel A (BKW-Kraftwerk, Baujahr 1984)

In einem neuen Kraftwerk wurden 1984 zwei vertikale 10-kV-Synchronmaschinen mit je 11,5 MVA Leistung in Betrieb genommen. Mit ca. 6.600 Betriebsstunden pro Jahr befanden sich die Generatoren nach den Diagnosemessungen 2000–2003 noch in gutem Zustand. Bald jedoch traten zunehmende TE-Aktivitäten sowie Ozon-Geruch auf.

Die Offline-Messungen 2006 zeigten hohe TE-Aktivität (bis 340 nC bei 1,0 UN) sowie eine deutliche Nichtlinearität im Spannungsverlauf von Kapazität und $\tan(\delta)$ ab 0,6 UN. Dies wies auf eine fortschreitende Zerstörung der Isolation hin. 2007 erfolgten Sanierungsmaßnahmen (Fliess- und Glimmschutzlack, Sternpunktumkehr), die jedoch nur kurzfristig erfolgreich waren.

Bei den Folgeuntersuchungen 2009 wurde klar, dass die Statoren ersetzt werden mussten. Bis zur Lieferung der neuen Statoren (2010/2011) wurden die Wicklungen notdürftig repariert. Post-Mortem-Analysen zeigten, dass TE-Aktivitäten die Isolation im Nutbereich regelrecht „weggefressen“ hatten. Stellenweise war keine Imprägnierung mehr vorhanden. Vermutet wurden ein unzureichender Imprägnierungs- oder Trocknungsprozess sowie Nichteinhaltung der minimalen Isolationsabstände (≥ 5 mm).

Die neuen Statoren sind inzwischen ebenfalls etwa 15 Jahre alt und zeigen erneut Ozonbildung, weshalb sie regelmässig online und offline überwacht werden müssen.

Beispiel B (horizontaler Generator, Baujahr 1962)

Ein 16,8-kV-Synchrongenerator mit Schleifenwicklung (22 MVA, ca. 2.200 Betriebsstunden/Jahr) wurde seit 1993 regelmässig diagnostisch überprüft. Seit 2011 zeigte er dauerhaft hohe TE-Aktivitäten, auch bei Betriebsspannung.

Trotz regelmässiger Sanierungen und Wartung musste der Stator 2021 ersetzt werden. Bei der Abnahmeprüfung traten jedoch Blasen in der Isolation auf, die bereits bei Betriebsspannung TE-Aktivität erzeugten. Bei höheren Spannungen wurden zusätzliche Entladungen am Nutaustritt sichtbar.

Visuelle Kontrollen 2023 bestätigten Glimmspuren, insbesondere an den Spulen nahe den Generatorklemmen. Diese wurden mit Micarit, Epoxidharz und Isolierlack repariert. Ob die Massnahmen langfristig wirksam sind, bleibt zu beobachten.

Beispiel C (Polradverbindungen, thermische Schäden)

Nicht alle Defekte lassen sich durch Diagnosemessungen erfassen. In diesem Fall einer 13-kV-Maschine, mit einer Leistung von 90 MVA, versprödeten die Polradverbindungen infolge wiederholter thermischer Schwankungen und brachen schliesslich ab – mit der Folge einer automatischen Schnellabschaltung. Bei einer anschliessenden Endoskopie wurden ähnliche Schäden auch an mehreren weiteren Maschinen festgestellt.

4 Alterungsverhalten elektrischer Isoliersysteme

Bei kombinierten Offline-Hochspannungs- und Teilentladungsprüfungen werden auch die dielektrischen Verluste und die Kapazität der Statorisolation bei mehreren Spannungsstufen erfasst. In einem ideal verlustfreien Isolationssystem fliessen ausschliesslich kapazitive Blindströme. In realen Systemen entstehen dagegen Wärmeverluste durch:

- Polarisationsverluste
- Leckströme
- Ionisationsverluste (Teilentladungen innerhalb und ausserhalb der Isolation bei höheren Spannungen)

Das Isolationssystem lässt sich elektrisch als Serien- oder Parallelschaltbild modellieren. Im Seriensatzschaltbild ist der Tangens δ – der Phasenwinkel zwischen angelegter Spannung U und kapazitiver Spannung U_c – ein Mass für die dielektrischen Verluste: Steigt der Verlustwiderstand, nehmen die Verluste zu.

In Messbeispielen zeigt sich, dass Verluste und Kapazität mit zunehmender Spannung ansteigen, vor allem aufgrund von TE-Aktivität und Endglimmschutzverlusten [8]. Dakin [9] erklärte die Kapazitätszunahme damit, dass Ionisation in Mikroluftblasen die effektive Isolationsdistanz verringert.

Bei der Beurteilung einer Statorisolation werden insbesondere betrachtet:

- **Verluste und Kapazität bei niedriger Spannung**
(*Mass für die „Grundqualität“ der Isolation, ohne Ionisierungsverluste. Eine Zunahme kann auf fortschreitende Degradation hindeuten.*)
- **Steigung („Tip-Up“) von Verlusten und Kapazität**
(*Hinweis auf zunehmende Glimm- und TE-Aktivität.*)
- **Abweichungen zwischen den Phasen**
(*können auf phasenspezifische Defekte hinweisen*)

Da der Tangens δ stark temperaturabhängig ist, schreibt IEEE vor, Messungen bei Raumtemperatur durchzuführen – was im Betrieb nur selten möglich ist.

Das Stator-Isolationssystem besteht aus einer organischen und einer mineralischen Komponente. Moderne duroplastische Isolationssysteme kombinieren Epoxid- oder Polyesterharze (teils mit Weichmachern) mit Mica-Plättchen (Muskovit), auch Glimmer genannt. Da Fertigung und Imprägnierung nicht völlig lunkerfrei erfolgen können, ist eine geringe TE-Aktivität im Betrieb normal. Mica ist weitgehend TE-resistent und verhindert im Idealfall das Fortschreiten leitfähiger Mikrorisse oder Mikroschädigungen.

Die globalen elektrischen Eigenschaften bzw. die dielektrischen Verluste einer Statorisolation werden beeinflusst durch [10]:

- Auswahl von Binder und Härter
- Temperatur- und Trocknungsprozesse
- Trägermaterial (Polyester, Papier, Glasfaser)
- Innen-, Außen- und Endglimmschutz
- Isolationswandstärke
- Geometrie der Stäbe und Spulen
- Anzahl und Querschnitt der Teilleiter
- Fertigungstoleranzen

Unterschiedliche Auslegungen führen zu herstellerspezifisch variierenden Verlustwerten. Was bei Werk A „normal“ ist, kann bei Werk B als Auffälligkeit gelten. Hersteller kennen ihre Isolationssysteme im Detail und erkennen kleinste Abweichungen – dieser „Luxus“ fehlt Betreibern im Feld. Dort muss der gesamte Stator unter variablen Bedingungen geprüft werden, wobei lokale Schwachstellen die Messergebnisse beeinflussen oder unauffällig bleiben können.

Pacifique Gendre, BKW, hat über 200 Messungen an sieben verschiedenen Typen von Glimmerisolationen über 60 Betriebsjahre ausgewertet. Ergebnis: Eine kontinuierliche Zunahme von Tangens δ und Kapazität – auch bei gut gewarteten Maschinen. Diese Zunahme ist vermutlich weniger auf Verschmutzung zurückzuführen als auf eine globale thermische und elektrische Alterung. Zusätzlich ist eine stetige Zunahme der TE-Aktivität bei 100 % UN feststellbar.

Selbst wenn Verluste zu einem grossen Teil durch den Endglimmschutz erklärt werden können, deutet der zusätzliche Anstieg auf einen schleichenden globalen Alterungsmechanismus hin – vermutlich ein zunehmendes Karbonisieren der organischen Komponente mit Bildung leitfähiger Mikrokanäle oder Blasen.

Streng statistisch betrachtet, ist ein Vergleich verschiedener Isolationssysteme mit nur 200 Messpunkten eingeschränkt belastbar. Für den Betreiber liefert er dennoch wertvolle „Best-Practice“-Hinweise zur Alterungsbewertung. Die Messwerte stellen **keine End-of-Life-Grenzwerte** dar, sondern dienen als Orientierung für typische Werte gut erhaltener Maschinen und ergänzen die bisher orientierenden BKW-internen Grenzwerte der Alterung [14].

5 Studie der DC-Ramp-Up-Methode

Die **DC-Ramp-Up-Methode (DCR)** ist eine, vor allem in Nordamerika verbreitete, Form der Gleichspannungs-Hochspannungsdiagnostik. In zahlreichen Kraftwerken, beispielsweise in Québec, stehen hierfür stationäre Geräte zur Verfügung, mit denen Betreiber erste Zustandsprüfungen selbst durchführen können [13]. Treten Auffälligkeiten auf, wird eine mobile Hochspannungsquelle eingesetzt, um eine umfassende Diagnosemessung vorzunehmen.

In Europa hingegen ist bisher vor allem die sogenannte **Fehlerstrommessung** etabliert. Dabei wird eine Gleichspannung schrittweise angelegt und in Stufen erhöht. Bei der DCR-Methode wird dagegen eine Phase kontinuierlich und linear mit Gleichspannung beaufschlagt – typischerweise mit einer Steigerungsrate von ca. 1 kV pro Minute. Gemäß der Norm **IEEE 95-2002** liegt die maximale Prüfspannung für Wartungstests bei etwa 70 % von $1,7 \times (2U_N + 1 \text{ kV})$, was ungefähr dem Doppelten der Nennspannung entspricht. In der Praxis wird dieser Wert gelegentlich in Absprache mit dem Betreiber reduziert.

Durch den kontinuierlichen Spannungsanstieg soll der kapazitive Stromanteil minimiert werden. Erfasst wird dann der verbleibende Strom durch die Isolation, bestehend aus Leckstrom und Polarisationsstrom. Dieser setzt sich aus verschiedenen Anteilen zusammen: Leitfähigkeit, Verschmutzungen, Teilentladungen, Adsorptionsverluste oder echte Isolationsschäden. Die Ergebnisse werden in Form einer **I-U-Kennlinie** dargestellt.

Die DCR-Methode wird in der Fachliteratur [11] mit mehreren Vorteilen beschrieben:

- gegenüber der Fehlerstrommessung zusätzliche diagnostische Informationen über Art und Typ möglicher Defekte,
- frühzeitige Erkennung eines kritischen Stromanstiegs, wodurch das Risiko einer unbeabsichtigten Schädigung der Isolation reduziert wird,
- kürzere Messdauer im Vergleich zur klassischen Fehlerstrommessung.

Um diese Vorteile zu überprüfen, führten wir gemeinsam mit der Fachhochschule Fribourg (Prof. D. Rolle, P. Gendre) eine **Versuchsreihe an rund einem Dutzend ausrangierter, aber neuwertiger Generatorstäbe** durch. Die Stäbe stammen aus dem Jahr 1962, sind mit duroplastischer Isolation ausgestattet und für eine Nennspannung von 17,6 kV bei einer Maschinenleistung von 22 MVA ausgelegt.

Zur Untersuchung wurden die Stäbe gezielt mit unterschiedlichen **künstlichen Defekten** präpariert:

- Oberflächenentladungen
- definierte Feuchtegrade
- Delaminationen
- Blasen (Inhomogenitäten)
- Risse
- thermische Alterung

Die Messergebnisse wurden mit Referenzstäben ohne Schäden verglichen. Zusätzlich kamen weitere gängige Diagnoseverfahren wie **Teilentladungsmessungen, Verlustfaktor ($\tan \delta$) und Polarisationsindex** zum Einsatz.

Die Auswertung zeigt:

- Die DCR-Methode liefert tatsächlich **zusätzliche und wertvolle Informationen** über den Zustand des Isolationssystems [12].
- Eine **defektspezifische Identifikation** allein auf Basis von DCR ist jedoch schwierig.
- Vielmehr bestätigte sich erneut, dass sich Diagnoseverfahren **gegenseitig ergänzen** und im Zusammenspiel die zuverlässigsten Ergebnisse liefern.

Eine tabellarische Zusammenstellung (Diagnose-Matrix) verdeutlicht, welche Verfahren für bestimmte Defektarten besonders geeignet sind.

Auf Grundlage dieser Ergebnisse haben wir entschieden, die **DC-Ramp-Up-Methode künftig in unser Messprogramm zu integrieren**.

6 Systematisches Flottenmanagement

Wird demnächst publiziert

7 Demonstration Teilentladungen

Wir haben einen Generatorstab mit verschiedenen künstlich eingebrachten TE-Quellen präpariert und werden – je nach technischen Möglichkeiten vor Ort – die Teilentladungs-Messtechnik live vorführen.

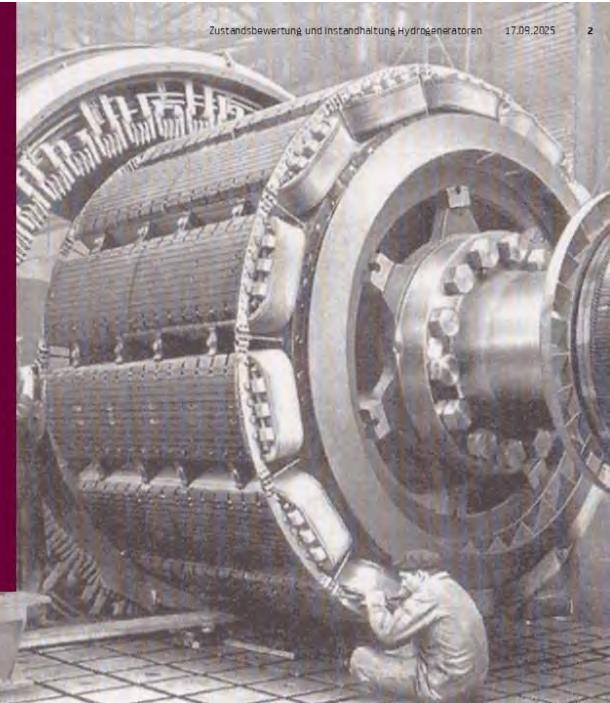
8 Referenzen

- [1] Working Group A1.10, "SURVEY OF HYDROGENERATOR FAILURES," Cigré, Paris, 2009
- [2] A1, Rotating electrical machines, Dielectric dissipation factor measurements on new stator bars and coils, Cigre Brochure 769, June 2019
- [3] IEEE Recommended Practice of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation, IEEE Std 286-2000 (R2012)
- [4] Drehende elektrische Maschinen - Teil 27-3:
Messung des dielektrischen Verlustfaktors an der Ständerwicklung isolierung drehender elektrischer Maschinen, EN 60034-27-3
- [5] Drehende elektrische Maschinen - Teil 27-3:
Messung des dielektrischen Verlustfaktors an der Ständerwicklung isolierung drehender elektrischer Maschinen, IEC 60034-27-1
- [6] Teilentladungsdiagnose an Motoren und Generatoren, D. Gross, Highvolt Kolloquium 2003
- [7] Partial discharge Part XXV: Calibration of PD measurements for motor and generator windings why it can't be done, G. Stone, IEEE, DEIS Feature Article, IEEE Electrical Insulation Magazine Vol 14, No 1, 1998
- [8] Basics of Power Factor Measurements on High Voltage Stator Bars & Stator Windings, F. T. Emery, IEEE, DEIS Feature Article, IEEE Electrical Insulation Magazine May/June 2004, Vol. 20, No 3
- [9] The Relation of Capacitance Increase with High Voltages to Internal Electric Discharges and Discharging Void Volume, T. Dakin, Paper 59-151, AIEE Winter General Meeting New York, 1959
- [10] Principles of Power Factor Testing of Complete Generator Stator Windings, F.T. Emery, Conf. Record of the 2004 IEEE International Symposium on Electrical Insulation, Indianapolis, USA, 19-22 September 2004
- [11] The Ramp Test - Its Origins, Development and Application W. McDermid, J.C. Bromley
- [12] ASSESSMENT OF STATOR BARS BY FOUR DIAGNOSTIC METHODS, D. Rolle, P. Gendre, L. Nilsson, D. Riesen, Paper 1062, Cired 2025 Conference
- [13] private communications, Montreal, 2018, C. Hudon, L. Nilsson
- [14] Gantenbein, F., Die Beurteilung von Alterungsmessungen an Generator-Statorwicklungen, Un = 16 kV, Isolationsmaterial im Nutteil: Micafolium, B. 411.CQ.000, BKW FMB Energie AG, MtB, 1977
- [15] Partial Discharge Signal Interpretation for Generator Diagnostics, C. Hudon, M. Bélec, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 12, No 2, April 2005

Sammlung Präsentationsseiten

Inhaltsverzeichnis

- 1 Diagnostik an Generatoren
- 2 Praktische Erfahrungswerte aus dem Unterhalt
- 3 Alterungsverhalten elektrischer Isoliersysteme
- 4 Studie der DC-Ramp-Up-Methode
- 5 Systematisches Flottenmanagement
- 6 Demonstration Teilentladungen



Zustandsbewertung und Instandhaltung Hydrogeneratoren 17.09.2025 3

Diagnostik an Generatoren



BKW & Konzerngesellschaften

Generatoren: 36

Leistungen: 4 – 12MVA

Beteiligungen (KWO, GKW...)

Generatoren: 43

Leistungen: 2 – 100MVA

Dritte

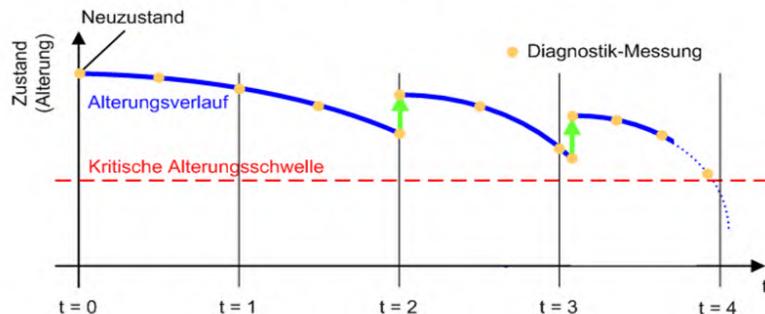
Generatoren: ~30

Leistungen: 1 – 53MVA

Diagnostik und visuelle Kontrolle an Generatoren

Konzept BKW

- Unterstützung Instandhaltung (zeit- / zustandsbasierte Instandhaltung)
- Diagnistikintervall alle 5 Jahre (z.T. Intervall angepasst)
- Diagnistik/ ViKo nach Störfall / Veränderung (IST-Zustand)



Diagnostik an Generatoren

Messung offline und ViKo an Teilkomponenten

- Messungen an Stator und Rotor
- Visuelle Kontrolle
- Isolationsverhalten (Alterungsbestimmung)



► Die Diagnostik muss immer dem Zustand der Maschine angepasst werden!

Diagnostik an Generatoren

Beurteilung

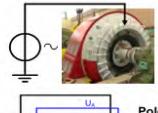
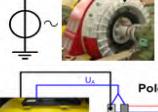
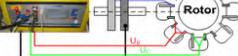
- basierend auf:
 - Vergleich mit Referenzmessungen
 - Erfahrungen an ähnlichen Maschinen (Isolationstyp)
 - Know-how bei BKW

Möglichkeiten der Diagnose

- | | |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> - Zustand Maschine "geschlossen" "offen" | <ul style="list-style-type: none"> - Beschränkte Messmöglichkeit - Visuelle Kontrolle eingeschränkt - Komplette Diagnose möglich - Ideal für Visuelle Kontrolle |
| <ul style="list-style-type: none"> - Dauer einer Diagnose: 1 Tag Messung + 2 Tage Auswertung | |

Diagnostik an Generatoren

Übersicht Messmethoden

	Stator	Rotor
- Visuelle Kontrolle		✓
- Polarisationseffekte		✓
- Kapazität – Verlustfaktor		✓
- Teilentladungen – UV		✓
- Spannungsprüfung		✓
- Wicklungswiderstand		✗

Diagnostik an Generatoren

Messequipment



Praktische Erfahrungswerte

Fallbeispiel A

Thomas Holzer

Praktische
Erfahrungswerte



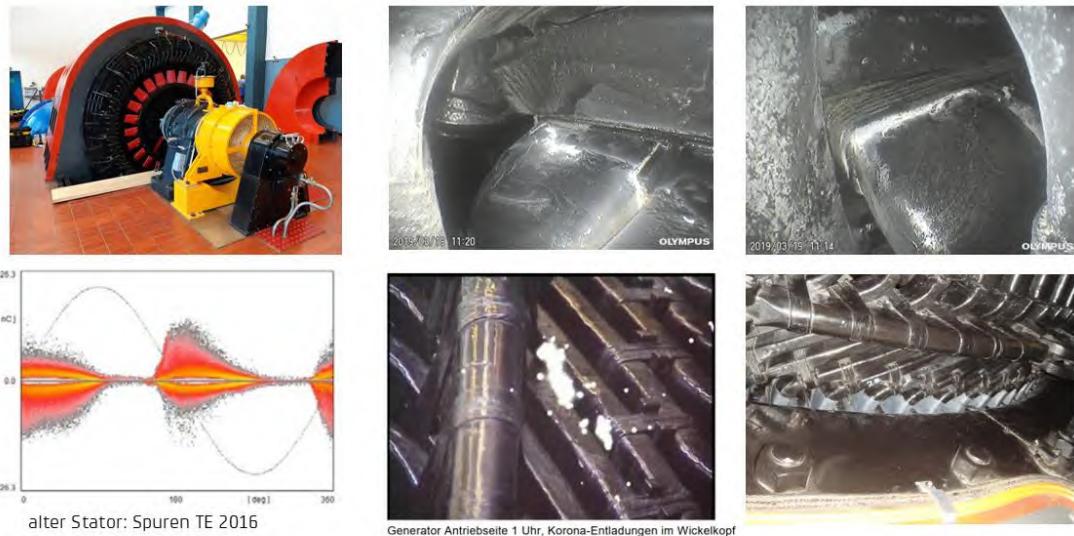
Praktische Erfahrungswerte Fallbeispiel A



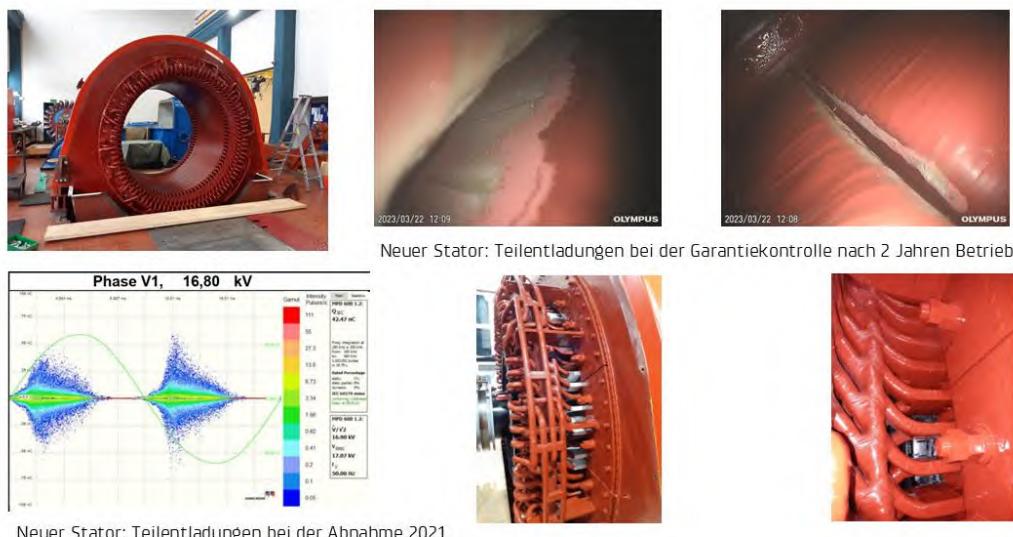
Praktische Erfahrungswerte Fallbeispiel A



Praktische Erfahrungswerte Fallbeispiel B



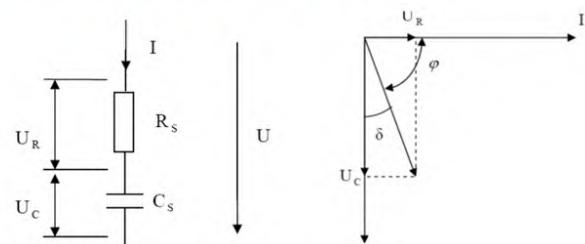
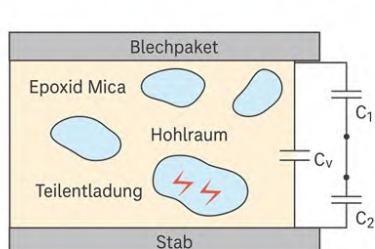
Praktische Erfahrungswerte Fallbeispiel B



Praktische Erfahrungswerte Fallbeispiel C



Alterungsverhalten elektrischer Isoliersysteme



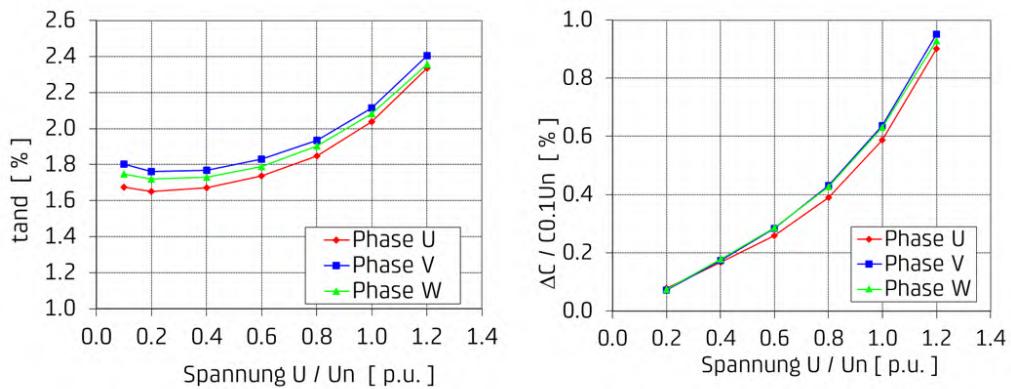
Alterungsverhalten

$$\tan\delta = \omega * C_s * R_s$$

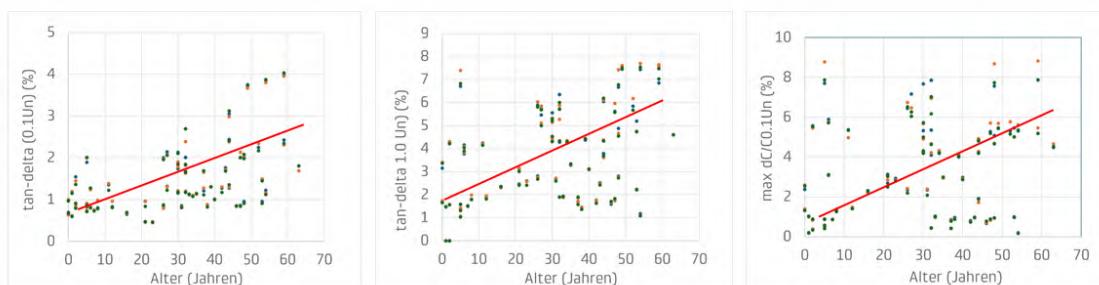
$$U_R = I * R_s$$

$$U_C = C_s * I / \omega$$

Alterungsverhalten



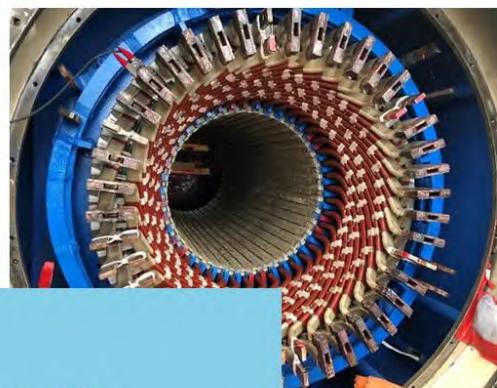
Alterungsverhalten



Mehr als 200 Messwerte für 7 unterschiedliche duroplastische Mica-Isolationssysteme.

Die Werte widerspiegeln eine grundsätzlich sehr gut erhaltene Generator-Flotte und stellen keine End-of-Life-Grenzwerte dar.

Studie DC-Ramp-Up



DC-Ramp-Up

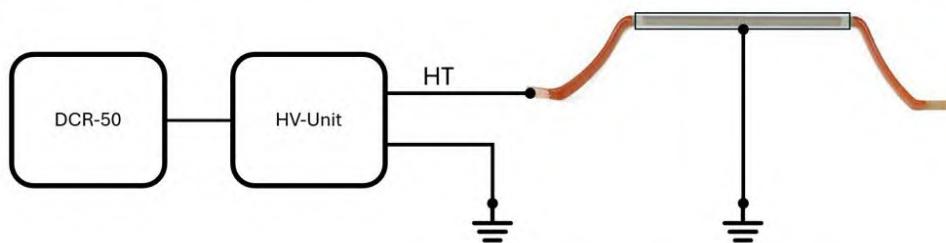


Statorstab aus KW Innergsteig

Studie DC-Ramp-Up

Prinzip :

- Die Gleichspannung wird linear erhöht (1kV pro Minute) - Reduktion des kapazitiven Stroms
- Darstellung Strom-Spannungs-Kennlinie
- Der Strom besteht aus Polarisations- und Leckstrom-Anteilen

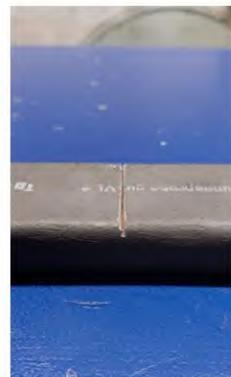


Studie DC-Ramp-Up

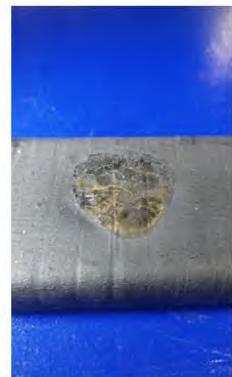
Künstliche / emulierte Defekttypen



Delamination
(Hammerschlag)

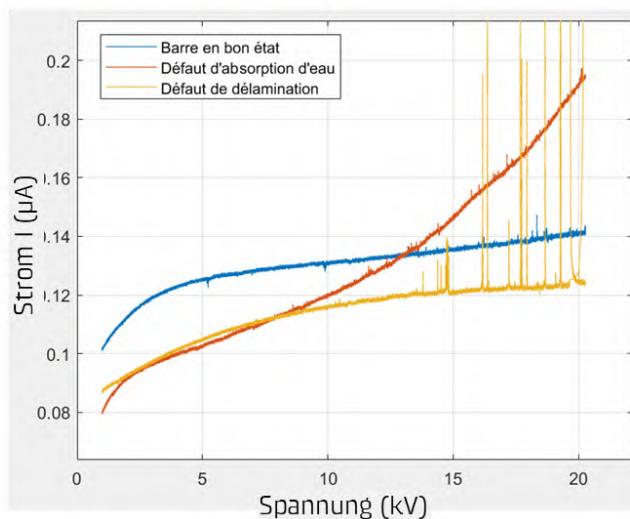


Riss
(gesägte Isolierung)



Perforation der Isolierung
durch Lichtbögen

Studie DC-Ramp-Up



Wasserabsorption:
exponentieller Anstieg

Delamination: Stromsprünge

**Die Ladekurve ist je nach Art
des Defekts verschieden**

Studie DC-Ramp-Up

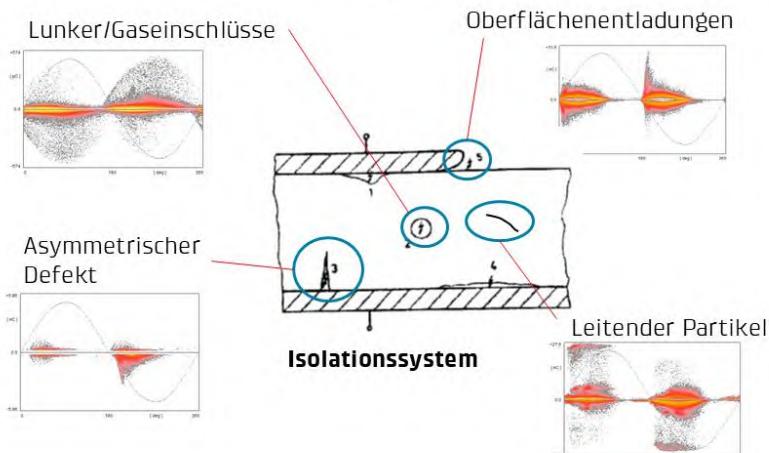
✓	Defekt erkannt
✗	kein Defekt erkannt

Defekt	Statorstab	DC Ramp	Teilentladungen	Tan Delta	Polarisationsindex
Ohne Defekt	B02	✗	✗	✗	✗
Delamination durch Hammerschläge	B00	✓	✓	✓	✗
	B05	✓	✓	✓	✓
	B09	✓	✓	✗	✗
Delaminierung durch Wasseraufnahme	B03	✓	✓	✓	✓
	B10	✓	✗	✓	✓
Luftblasen in der Isolierung	B04	✓	✗	✗	✗
Riss	B01	✓	✓	✓	✓
	B06	✓	✓	✓	✓
	B08	✓	✓	✓	✓
Thermische Alterung	B07	✗	✓	✓	✓
Perforation der Isolierung	B12	✗	✓	✗	✓
Unbekannter Defekt	B11	✓	✓	✗	✓

Demonstration Teilentladungen

Formen der Teilentladung (phasenaufgelöste TE-Muster)

TE-Muster sind defektspezifisch (IEC 60034-27-2)



Demonstration Teilentladungen



FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Teilentladungsmonitoring – von der Datenerfassung zur Bewertung

Dipl.-Ing. Markus Söller
Megger (Power Diagnostix Systems GmbH)

Funktion und beruflicher Werdegang

1990 – 1997: Studium der Elektrotechnik an der RWTH Aachen mit Schwerpunkt Meß- und Regelungstechnik

1997: Abschluß Dipl.-Ing. Elektrotechnik

1997 -2008: Entwicklungsingenieur bei der Power Diagnostix Instruments GmbH (Schwerpunkt Softwareentwicklung für Teilentladungsmeßsysteme), Vor-Ort-TE-Messungen, Kundenbetreuung, Projektabwicklung, Schulungen,

2008 – heute: Geschäftsführer und Leiter des Produktmanagements für Teilentladungsmeß und -monitoringsysteme bei der Power Diagnostix Systems GmbH

06/2019: Übernahme durch Megger

Mitglied bei CIGRE, VDE und IEEE und in diversen Arbeitsgruppen

Teilentladungsmonitoring – von der Datenerfassung zur Bewertung

Dipl.-Ing. Markus Söller
Megger (Power Diagnostix Systems GmbH), Aachen, DE

1 Kurzfassung

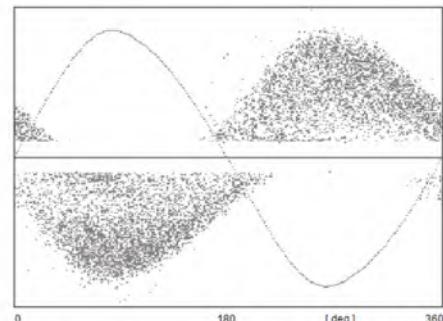
Dieser Beitrag beschreibt die heutigen Methoden zur Erfassung von Teilentladungen im Onlinebetrieb von Schaltanlagen sowie deren Bewertungen. Dabei werden praktische Aspekte von der Inbetriebnahme bis hin zur Datenauswertung mit einbezogen. Beispiele unterstreichen die Relevanz von Teilentladungsmonitoring und zeigen die Möglichkeiten, Isolationsdefekte frühzeitig zu erkennen, zu lokalisieren und entsprechend zu reagieren.

Sammlung Präsentationsseiten

Agenda

Teilentladungsmonitoring – von der Datenerfassung zur Bewertung

1. Wieso Teilentladungsmonitoring an Schaltanlagen?
2. Messfrequenzen und Messtechnik
3. Inbetriebnahme und Hochspannungsprüfung
4. Onlinebetrieb
5. Störsignalunterdrückung
6. Teilentladungsmuster bewerten
7. Teilentladungsaktivitäten lokalisieren
8. Quellenangaben / Referenzliteratur

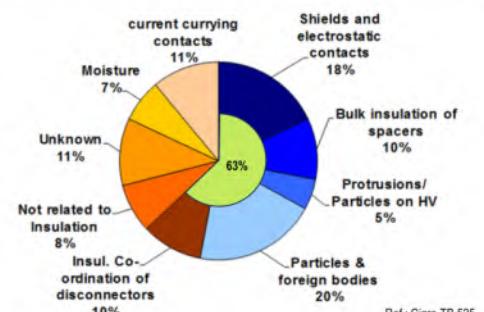


2

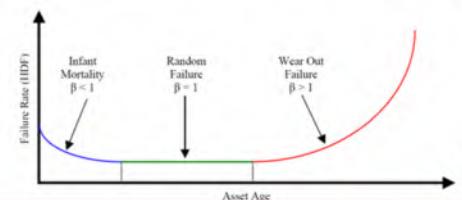
Megger.

Wieso Teilentladungsmonitoring an Schaltanlagen?

- Isolationsfehler reduzieren die Spannungsfestigkeit der Schaltanlage und müssen frühzeitig detektiert werden
- Ein hoher Prozentsatz (>50%) der Ausfälle könnten durch Teilentladungsmessungen erkannt werden.
- Höhere Ausfallraten bei neuen Systemen aufgrund von Transportschäden, Montagefehlern, schlechter Verarbeitung oder unsachgemäßer Lagerung der gelieferten Komponenten
- Steigende Ausfallraten bei alternden Anlagen aufgrund von Materialabrieb (Schalter), Kontaktproblemen oder mechanischer oder umgebungsbedingter Beanspruchung



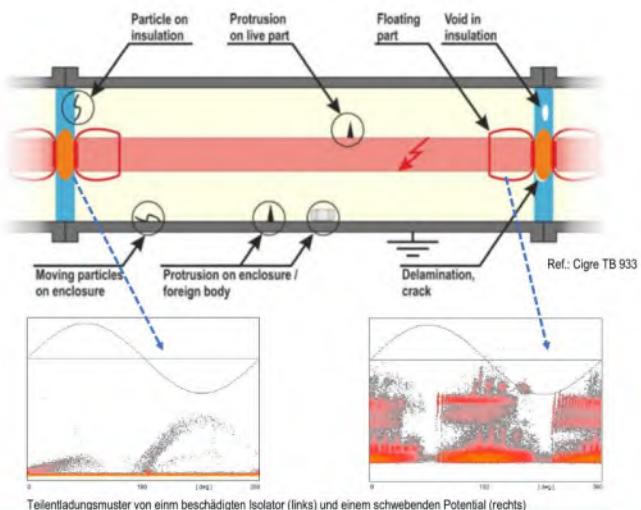
3

**Megger.**

Wieso Teilentladungsmonitoring an Schaltanlagen?

Typische Fehlertypen die u.a. durch Teilentladungsmessungen gefunden werden können:

- Bewegliche Partikel im Gasraum
- Ablösungen oder Unebenheiten auf Leitern oder Rohren,
- Lose Komponenten und elektrisch nicht verbundene Teile
- Hohlräume in Isolationsmaterialien
- Partikel auf Oberflächen von Stützisolatoren
- Metallabrieb durch Schalthandlungen
- Isolationsdefekte in anderen GIS-Komponenten wie z.B. Messwandlern

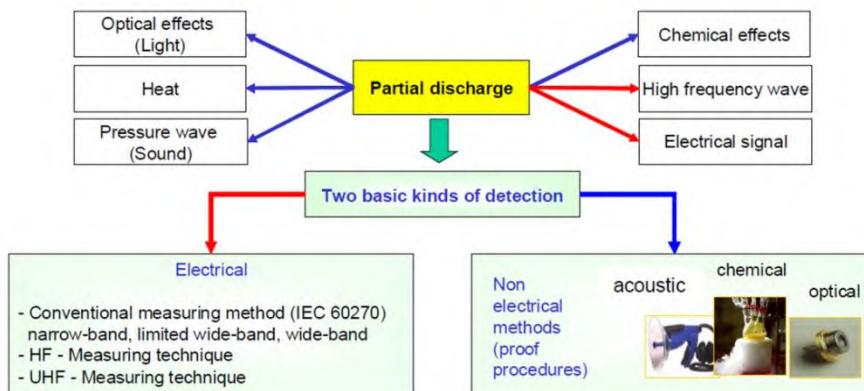


4

Megger.

Physikalische Effekte durch Teilentladungsaktivität

Physical effects of partial discharge



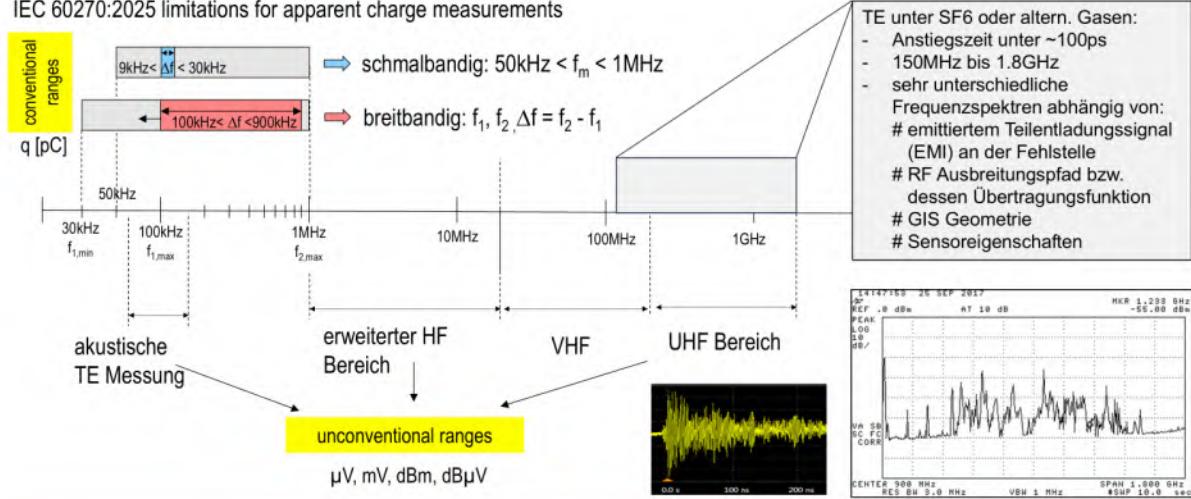
Ref.: Cigre TB 676, 2017

5

Megger.

Geeignete Meßfrequenzen für TE Online Monitoring an GIS

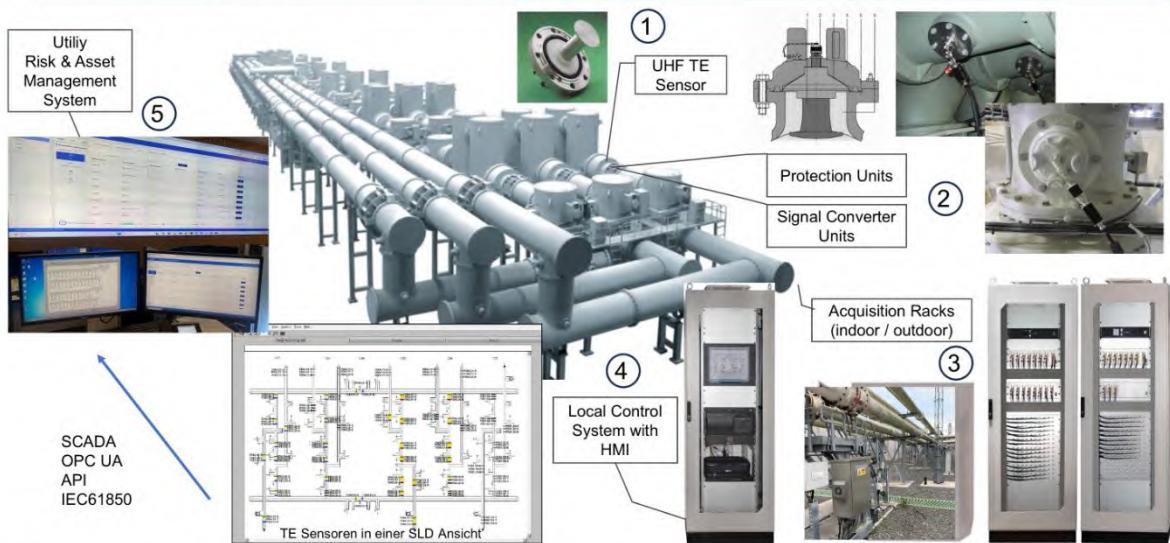
IEC 60270:2025 limitations for apparent charge measurements



6

Megger

Prinzipieller Messaufbau eines Online TE Monitoringsystems



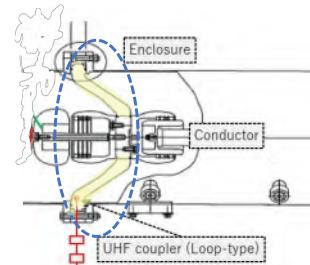
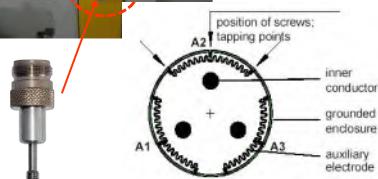
7

Megger

Spezielle UHF Teilentladungssensoren



- Feldsteuerungselektrode fungiert als UHF TE Antenne (© ABB linkes Bild)
- Gute Empfangsqualität von elektromagnetischen TE Impulsen
- Überspannungen bis 10kV aufgrund von Transienten durch Schalthandlungen können Elektronik zerstören



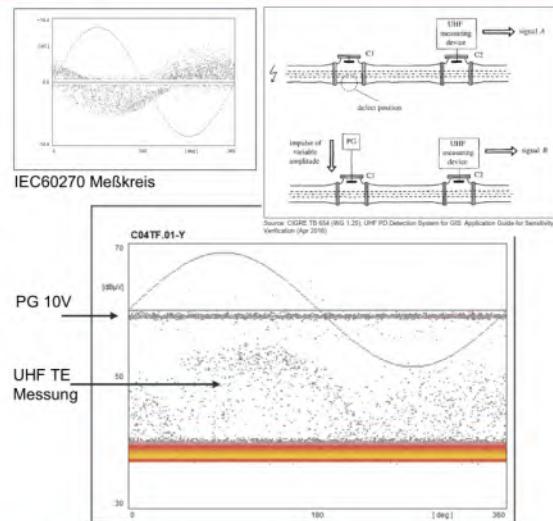
- Im Stützisolator integrierter Loop-type Sensor (rechtes Bild)
- Begrenzte Frequenzbandbreite augrund der Einbettung der Antenne in der Vergußmasse

Megger

8

Sensitivitätsnachweis 1 nach CIGRE TB 654 und TB 933 im Werk

- Bestimmung eines äquivalenten UHF-Pulsgenerator-signals im Vergleich zu einem UHF-Signal eines eingebauten TE-Fehlers, gemessen am benachbarten Sensor, bei paralleler Messung der scheinbaren Ladung im IEC60270 Messkreis
- Eingebaute Fehlerarten sollen im Idealfall eine scheinbare Ladung von 5pC generieren (einfacher für hüpfende Partikel, schwieriger für andere Fehlerarten)
- GIS-Hersteller legen die Anzahl an TE-Sensoren fest, die benötigt werden, um alle Bereiche der GIS ausreichend messtechnisch zu erfassen (Nachweis wird vor Ort bei der Sensitivitätsüberprüfung 2 erbracht)



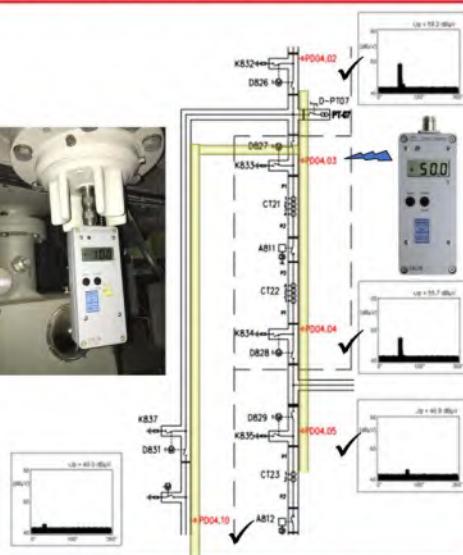
Megger

9

Inbetriebnahme vor Ort - Sensitivitätsnachweis 2 nach CIGRE TB 654

Vorgehensweise vor Ort

1. Einspeisung eines Spannungsimpuls entsprechend der im Sensitivitätstests 1 im Werk festgelegten Amplitude, z.B. 10V
2. Überprüfung der Messbarkeit des Pulses an benachbarten Sensoren (Puls sollte sich deutlich vom Grundrauschen absetzen)
3. Überprüfung jedes Abzweigs und jedes Verbindungsstücks zwischen allen Sensoren



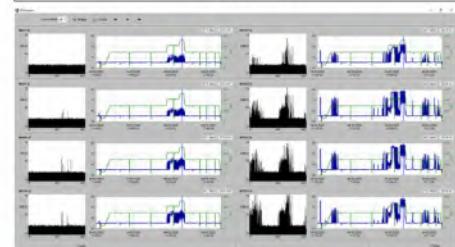
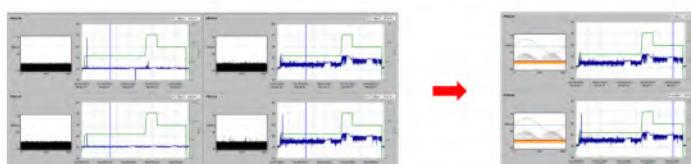
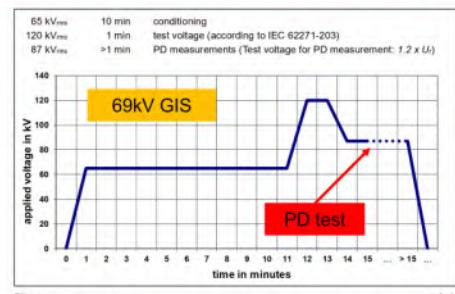
Akzeptanzkriterium

Jeder Sensor muss mindestens einmal das eingespeiste Signal von einem Nachbarsensor anzeigen. Somit zeigt das Monitoringsystem genügend Empfindlichkeit gegenüber der im Sensitivitätstests 1 erzeugten TE-Fehlerarten.

Megger

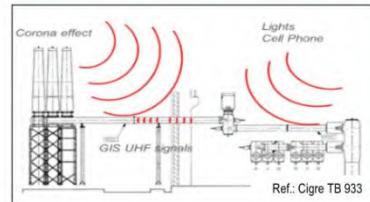
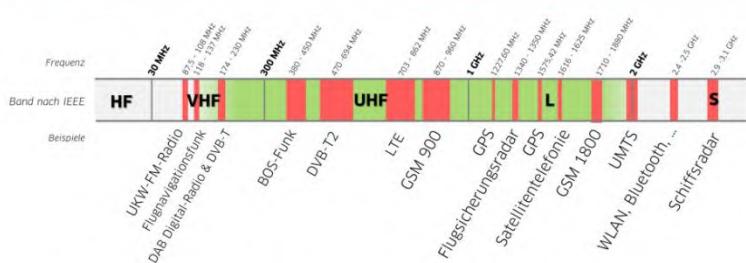
GIS-Inbetriebnahme mit Hochspannungsprüfung und TE Überwachung

- UHF TE Monitoringsystem agiert als TE-Meßsystem für die Abnahmeprüfung
- Auf eine parallele, aufwändige Messung mittels IEC60270 Meßkreis kann verzichtet werden
- Automatische Synchronisierung auf die variable Prüffrequenz
- Echtzeit TE Anzeige liefert sofortige Indikation von TE-Aktivität bei Spannungsfahrt mit Erfassung der Ein- und Aussetzspannung
- Kontinuierliche Messdaten Aufzeichnung und Abspielmöglichkeit
- Parallel TE-Mustererfassung
- Erstellung eines Fingerprints zu jeder Anlage vor Übergabe an den Betreiber



Megger

Störsignalunterdrückung

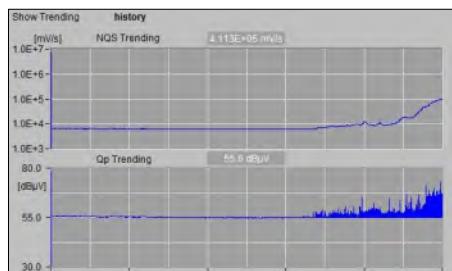


- Ungeschirmte oder UHF durchlässige GIS-Komponenten erlauben das Eindringen von Störsignalen in den Meßkreis
- Tiefpassfilter oder Hochpassfilter begrenzen den Messbereich
- Notchfilter (Kerbfilter / Bandsperrenfilter) unterdrücken Störer gezielt in bekannten Frequenzzonen
- Koronaentladungen an SF₆-Freiluftdurchführungen können als Störsignal von nahegelegenen Sensoren in der GIS wahrgenommen werden
- Störunterdrückungsfilter erhöhen die Zuverlässigkeit von TE Monitoringsystemen

12

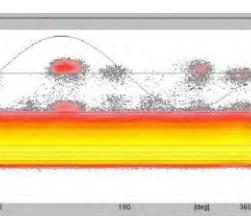
Megger.

Beispiel: TE-Warnung und Datenauswertung



- Installation an einer 161kV GIS in einer Industrieanlage in Taiwan
- Trendverläufe zeigen eine ansteigende TE-Aktivität über drei Wochen an den Sensoren in nächster Nähe zu den Kabelanschlüssen
- Vor Ort Untersuchungen zeigten, dass die TE nicht aus der GIS stammt
- TE vom Trafo koppelte über kurzes HS-Kabel ein (Frequenzen <350MHz)
- Trafoausfall mit Überschlag
- Erweiterung des GIS TE Monitoringsystems für Kabelendverschlüsse

Sensor Alarm Events					
No	Date & Time	Sensor	Alarm Type	Charge Value	NQs Value
4347	2021/06/07 07:11:21	PD EO5.R	QP Warning	61.1 dBµV	2.04E+03 m
4348	2021/06/07 07:11:21	PD EO4.L	QP Warning	61.1 dBµV	2.40E+03 m
4349	2021/06/07 07:10:59	PD EO5.S	QP Warning	61.1 dBµV	2.40E+03 m
4344	2021/06/07 07:10:59	PD EO4.R	QP Warning	63.0 dBµV	3.10E+03 m
4343	2021/06/07 07:10:02	PD EO4.S	QP Warning	60.6 dBµV	2.40E+03 m
4342	2021/06/07 07:10:00	PD EO4.T	QP Warning	64.2 dBµV	3.70E+03 m
4341	2021/06/07 07:09:49	PD EO4.R	QP Warning	63.0 dBµV	3.10E+03 m
4340	2021/06/07 07:09:44	PD EO5.T	QP Warning	60.9 dBµV	1.82E+03 m
4339	2021/06/07 07:09:19	PD EO5.R	QP Warning	61.7 dBµV	2.30E+03 m
4338	2021/06/07 07:08:59	PD EO4.R	QP Warning	60.9 dBµV	3.10E+03 m
4337	2021/06/07 07:08:43	PD EO4.R	QP Warning	63.0 dBµV	3.10E+03 m
4336	2021/06/07 07:08:41	PD EO5.T	QP Warning	60.9 dBµV	1.82E+03 m

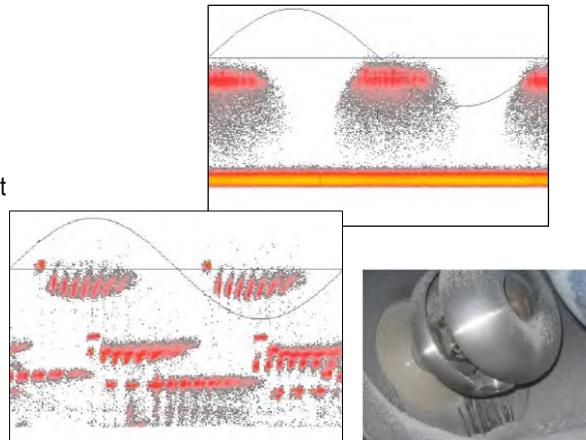


Megger.

Teilentladungsmuster bewerten

Schlecht kontaktierte bzw. nicht geerdete Komponenten im elektrischen Feld

- Schlecht kontaktierte Elemente beginnen zu vibrieren
- Starke Akustiksignale häufig messbar bei doppelter Netzfrequenz (100Hz/120Hz)
- TE Aktivität dominant um den Nulldurchgang
- Starke Änderung des elektrischen Feldes in dem Spalt führt zu Teilentladungsimpulse
- TE Einsatz, sobald die kritische Feldstärke im Spalt überschritten wird
- TE führt nicht unmittelbar zu einem Systemausfall
- Langzeiteffekte schädlich:
Abrieb-, Verschmutzungseffekte (Partikel), chemische Beiprodukte



14

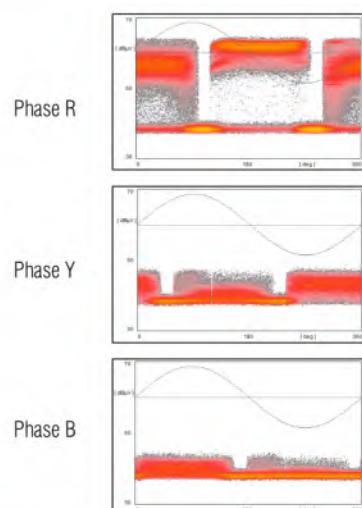
Megger

Teilentladungsmuster bewerten

Unverbundene und frei bewegliche Elemente

Beispiel von einer dreiphasigen Schaltanlage in den Vereinigten Arabischen Emiraten:

- Teilentladungswarnungen wurden aufgrund erhöhter Pegel vom Monitoringsystem angezeigt
- Das gleiche TE-Muster konnte auf drei unterschiedlichen Phasen festgestellt werden (Phasenversatz von 120° erkennbar)
- Höhe der Amplitude und Phasenlage ergab klaren Bezug zu Phase R und Überkopplung des Signals zu Phase Y und B
- Auswertung der Amplituden an benachbarten Sensoren auf Phase R ermöglichte die Lokalisierung der Teilentladung



15

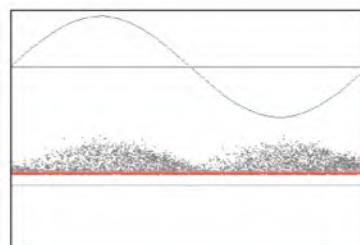
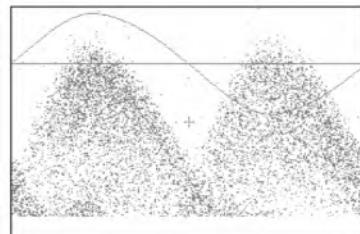
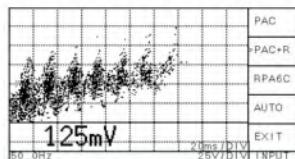
Megger

Teilentladungsmuster bewerten

Frei bewegliche Partikel

- Verschmutzungen werden häufig beim Zusammenbau der GIS vor Ort eingebracht (Sand, Alu Späne, Metallabrieb, Lackreste,...)
- Kleine Partikel können aufgrund der elektrostatischen Anziehungskraft zum Leiter angehoben werden
- Ein Überschlag erfolgt sobald sich ein Partikel zu nah in Richtung Leiter bewegt oder oft nach Anhaftung auf einem Isolatorscheibe
- Je länger die Flugzeit, desto höher der Sprung, desto höher die TE-Amplitude und umso gefährlicher das Partikel

$$H = \frac{1}{2} g \left(\frac{t_{\max,h}}{2} \right)^2$$



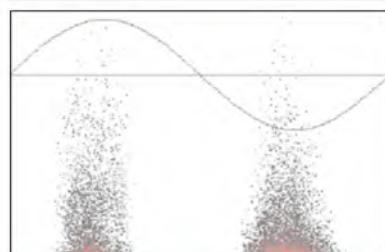
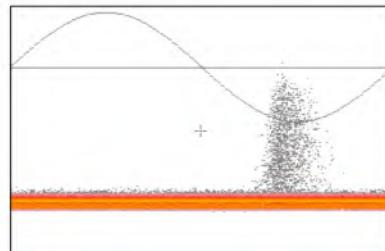
16

Megger

Teilentladungsmuster bewerten

Unebenheiten (Protrusions) am Innenleiter

- Häufig verursacht durch Kratzer bzw. Spitzen auf dem Innenleiter aufgrund von unsachgemäßer Handhabung während des Zusammenbaus
- Oft sehr kleine Teilentladungspegel
- Je schärfer die Spitze, desto eher zu detektieren
- Die Geometrie der Spitze kann sich über der Zeit verändern
- Deutlicher Polaritätseffekt, d.h. TE einer Ablösung auf dem Leiter zeigt sich zunächst nur in der negativen Halbwelle, später auch in der positiven Halbwelle



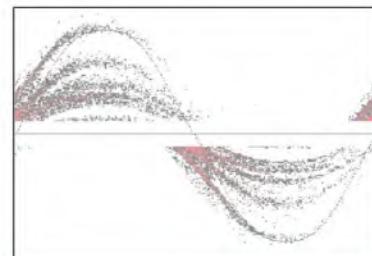
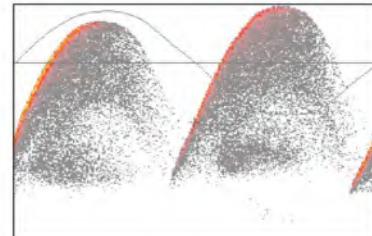
17

Megger

Teilentladungsmuster bewerten

Gasblasen in Feststoffisolationen

- Teilentladungsaktivität erfordert zunächst ein Startelektron
 - Oft werden Blasen oder Lunker in Isolatorscheiben, Stützern o.Ä. im Werk „übersehen“
 - Manche Hersteller wenden Röntgenstrahlenbeschuß während der Qualitätsprüfung von Komponenten an, um solche Fehlstellen schnell zu detektieren
- Solche Defekte führen zu beschleunigten Alterungseffekten in Isolatoren



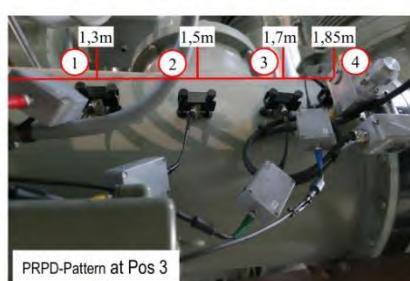
18

Megger

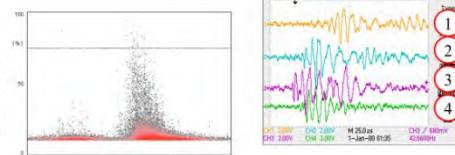
Teilentladungsaktivitäten akustisch lokalisieren

Teilentladung kann auch mittels akustischer Sensoren lokalisiert werden:

- Kann auch angewendet werden wenn keine UHF-Sensoren vorhanden sind
- Pulse Laufzeitenanalyse zur präzisen Ortung



Akustiksensoren mit Befestigungsbändern



19

Megger

Referenzen und empfohlene Literatur zum Thema

- **IEC 60270, Ed.4.0, 2025-06:**
High voltage test techniques – Charge-based measurement of partial discharges
- **IEC TS 62478, Ed.1.0, 2016-08:**
High voltage test techniques – Measurement of partial discharges by electromagnetic and acoustic methods
- **IEEE C37.301:** IEEE standard for high-voltage Switchgear (above 1000 V) test techniques—Partial Discharge Measurements
- **Cigre TB933:**
Requirements and application of UHF PD monitoring systems for gas insulated systems
- **Cigre TB674:**
Benefits of PD diagnosis on GIS condition assessment
- **Cigre TB662:**
Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC60270) and unconventional methods
- **Cigre TB654:**
UHF PD detection on GIS - Application guide for sensitivity verification
- **Cigre TB525:**
Risk Assessment on Defects in GIS based on PD Diagnostics
- **Cigre TB502:**
High Voltage on site testing with partial discharge measurements
- **Cigre TB444:**
Guidelines for unconventional partial discharge measurements
- **Glenn Behrman, Wojciech Koltunowicz, Uwe Schichler;**
"State of the Art in GIS PD Diagnostics", CMD 2018
- **G.J. Behrman, D. Gross, S. Neuhold;**
"Limitations of Attempting Calibration of Partial Discharge Measurements in VHF and UHF Ranges",
2020 IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena – East Rutherford – USA
- **Markus Söller, Daniel Hering:**
"Applicable Insulation Condition Assessment Methods by Partial Discharge Measurement and Monitoring Systems",
10th Int. Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Oct. 2024, Gangneung, Korea



FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Spektrum der Zustandsüberwachungsmöglichkeiten von GIS-Anlagen

Robert Lüscher

GE Grid Solutions GmbH – GE Vernova, 5036 Oberentfelden

Funktion und beruflicher Werdegang

Robert Lüscher ist nach seinem Abschluss als Elektroingenieur in Brugg Windisch seit 30 Jahren in verschiedensten Bereichen der Mittel- und Hochspannung in tätig.

Durch die weltweiten Inbetriebnahmen von Hochspannungsanlagen hat er sich einen vielfältigen Einblick in die Welt der Energieerzeugung und -Verteilung geschafft. Als Leiter der Typprüfungen und spätere Übernahme der Entwicklung und Design von GIS bis 170 kV ist das Aufgabengebiet gewachsen auch mit den spezifischen Anwendungen von der Schutz- und Messtechnik basierend auf LPIT.

Die Pionierarbeit mit der SF₆ freien Technologie war einer seiner Hauptaufgaben und er war als Produktmanager für „g³“ innerhalb GE Grid Solutions mehrere Jahre tätig.

Mit der Integration in GE Renewables Energy hat er sich intensiv mit den Anforderungen im aufstrebenden Offshore-Wind-Markt beschäftigt. Die Integration von GIS in den Offshore-Plattformen aber auch spezifisch der letzten Generation der 66-kV-GIS in die zurzeit weltweit grösste Offshore-Windturbine, Haliade-X (14 MW), wurde mit seinem Team erfolgreich fertiggestellt.

Er ist Mitglied im Normengremium der CES TK17A/C und deren Arbeitsgruppen sowie im Cigré Nationalkomitee der Schweiz.

Heute ist er in der Funktion als R&D Manager am Standort in Oberentfelden tätig.

Spektrum der Zustandsüberwachungsmöglichkeiten von GIS-Anlagen

Robert Lüscher

GE Grid Solutions GmbH – GE Vernova, 5036 Oberentfelden

1 Kurzfassung

Der Vortrag vermittelt dem Zuhörer eine vielfältige Einsicht in die Möglichkeiten der Zustandsdiagnosen von gasisolierten Schaltanlagen. Der Anfang der Prüfungen und Diagnosen startet immer bei der Inbetriebsetzung der Anlage und setzt sich mit den Wartungszyklen über die gesamte Lebensdauer der Anlage hinweg. Die Arten der Diagnosen sind bemerkenswert einfache Checks können aber je nach Wunsch auch äusserst vielfältig und detailliert erfolgen. Die meisten Überwachungsmöglichkeiten erfolgen nicht invasiv, d.h. die Anlage wird per-se nicht geöffnet und es gilt in erster Linie die einfache Regel „never touch a running system“. GIS sind bekannt für ihre äusserst geringen Wartungsmassnahmen über die ganze Betriebsdauer. Die meisten Anlagen werden oft auch als wartungsfrei für mehrere Betriebsjahre angeboten.

Die möglichen Zustandsdiagnosen sind im Wesentlichen durch die Massnahmen, welche „offline“ oder „online“ durchgeführt werden können gegeben, wovon bestimmte Arten des Monitorings manchmal auch für beide Kategorien anwendbar sind.

- Offline
 - o Interlocking Check der verschiedenen Geräte (CB, DES, ES, HSES, etc.)
 - o Gas-Qualitäts-Messungen und Leckagen-Tests (SF_6 und Mischgase wie g^3)
 - o «Sensitivity Check» der UHF-Sensoren
 - o Hochspannungsprüfung mit Teilentladungsmessung (konventionell IEC 60270 oder mit UHF-Methode)
 - o Dichtewächterprüfungen (schaltende Dichtewächter, 4-20mA oder digitales Bussystem)
 - o Funktionsprüfungen aller Antriebe sowie Weg- und Zeitmessungen der Antriebe, Dauer und Peak-Strom der Motoren und Auslösekreise
 - o Isolationsmessung des Hochspannungspfades sowie diverser sekundärer Isolationsstrecken (Beispiel isolierte Erder)
 - o CT- und VT-Prüfungen (Phasenreihenfolge, Übersetzungsverhältnisse)
 - o Ableiterströme der Überspannungsableiter
 - o Schutzauslösungsprüfungen, Primary injection and testing of protection & control (Standard Equipment, Omicron, Megger, etc.)
 - o Leistungsschalterprüfungen (Zeitmessungen, Bewegungskurven mit allen Parametern)
 - o Widerstandsmessungen der Hauptstrompfade

- DRM dynamic resistance measurement (Dynamische Widerstandsmessungen der Leistungsschalter)
 - Digital X-Ray
- Online
- UHF Teilentladungs-Monitoring (PD-Watch, GE-VERNOVA mit Interpretation der PD-Muster anhand einer Datenbank, Fault Location)
 - Gas Monitoring mit digitalem Sensor (B-Watch, GE-VERNOVA)

Controlled-Switching Monitoring, Phasengesteuertes Schalten der Leistungsschalter für diverse Funktionen im Netz, Shunt-Reactor, Kapazitäten, Freileitungen (CSD 100, GE-VERNOVA)

Einen kleinen Einblick in die diversen Themen geben die unten dargestellten Folien:

Sammlung Präsentationsseiten

Dynamic Contact Resistance Measurement (DCRM)

Main Features	Typical Mission	Type of Defect Detected
<ul style="list-style-type: none"> Non-intrusive method of condition assessment Available for AIS, GIS and GCB circuit-breakers Can be performed on GE legacy and third party equipment Up to a day per bay outage duration Can be performed at the same time as a static contact measurement 1 supervisor and 1 expert on site to perform the inspection 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluation of the condition of the arcing contacts Measurement of the contact resistance Evaluation of the condition of the moving parts 	<ul style="list-style-type: none"> Misalignment of moving parts Contact wipe of main and arcing contacts Erosion of Arcing and main contact Mechanical integrity of Various components Measurement of the arcing contact length <p><i>Any change in dynamic/frictional characteristics of the CI immediately reflects as a change in the dynamic resistance signature</i></p>
<p>Evaluation of the arcing contact</p> <p>Two graphs side-by-side. The left graph is titled 'DCRM new arcing contacts' and shows a sharp rise in resistance (R [mΩ]) from ~2000 to ~10000 mΩ at approximately 180 ms. The right graph is titled 'DCRM old arcing contacts' and shows a similar sharp rise but with more noise and a higher peak around 200 ms.</p>	<p>Evaluation of the damping system</p> <p>A graph showing current (A) versus time (ms). The current rises sharply from 0 to a plateau of approximately 10 A between 150 and 200 ms.</p>	<p>ARCING CONTACTS NOZZLE</p> <p>ARCING CONTACT EROSION NOZZLE EROSION</p> <p>Two diagrams. The top diagram shows 'ARCING CONTACTS' and 'NOZZLE'. The bottom diagram shows 'ARCING CONTACT EROSION' and 'NOZZLE EROSION', with arrows pointing to specific wear areas on the components.</p>

Confidential. Not to be copied, distributed, or reproduced without prior approval.

October 25, 2025 15

Digital X-Ray

Main Features	Typical Mission	Type of Defect Detected
<ul style="list-style-type: none"> Non-intrusive method of condition assessment Performed by specialists of radiography inspection Available for GIS, GCB, live or dead tank, circuit-breakers with aluminum, porcelain or polymer Can be performed on GE, legacy and third party equipment Up to a day per bay outage duration 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluation of the condition of main and arcing contacts, nozzles / resin insulation,moving part Condition / penetration of main & arcing contacts Evaluation of dimensions of internal components 	<ul style="list-style-type: none"> Damaged or deformed parts : crack & bent components Missing or loose components Corrosion and inclusion Misalignment of components Nozzles / Barrier / Resin Insulation
<p>Crack on the cover Hole on the nozzle</p> <p>Note : The bands are due to the wings of the insulator</p>	<p>Position of components Dimensions</p>	<p>Loose components</p>

Confidential. Not to be copied, distributed, or reproduced without prior approval.

UHF Sensor – Ultra high frequency

Main Features

- Non-invasive sensor
- Noise filtering for spurious alarm prevention
- Band scanning and factory calibration for high accuracy
- Frequency spectrum analysis and time analysis (PRPD and PRPS)
- Smart Grid features: valid for g³, remote access
- Applicable for GE, legacy and 3rd party GIS up to 800 kV
- No outage

Typical Mission

- Supervision of partial discharges:
- Supervision of commissioning, operation and maintenance
- Trend graph for fleet management

Type of Defect Detected

- Presence of particles
- Protrusion
- Coronas
- Free potentials
- Insulator voids

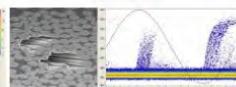
Protrusion



Floating potential



Insulatorvoid



Particle



Confidential. Not to be copied, distributed, or reproduced without prior approval.

Applicable to Gas-insulated switchgears – all brands

Example for non-intrusive inspection of Gas-Insulated Substation
Several methods have to be applied at the same time to get a global view of the circuit breaker



Confidential. Not to be copied, distributed, or reproduced without prior approval.

October 25, 2025 19

GISWatch: Partial Discharges monitoring

PDWatch

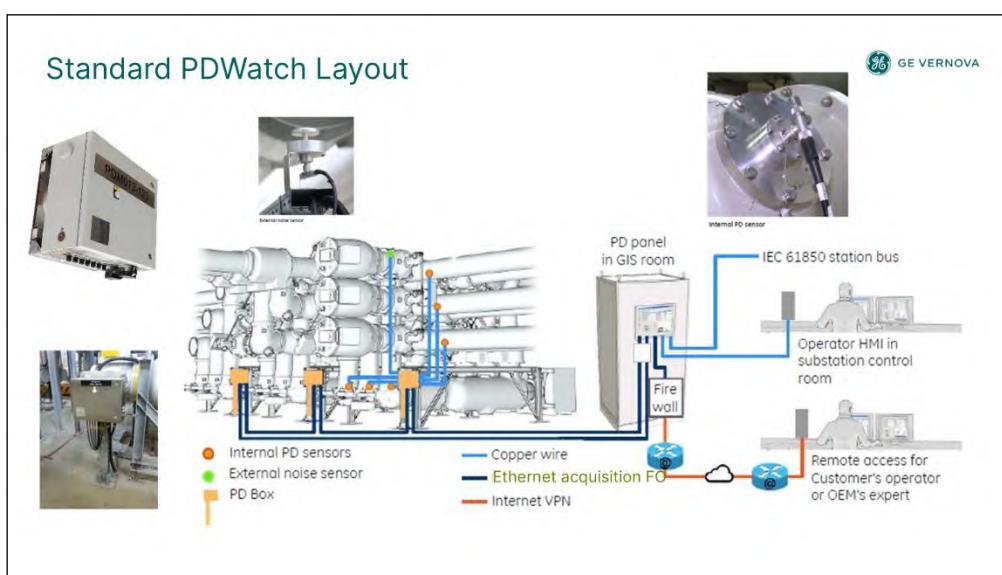


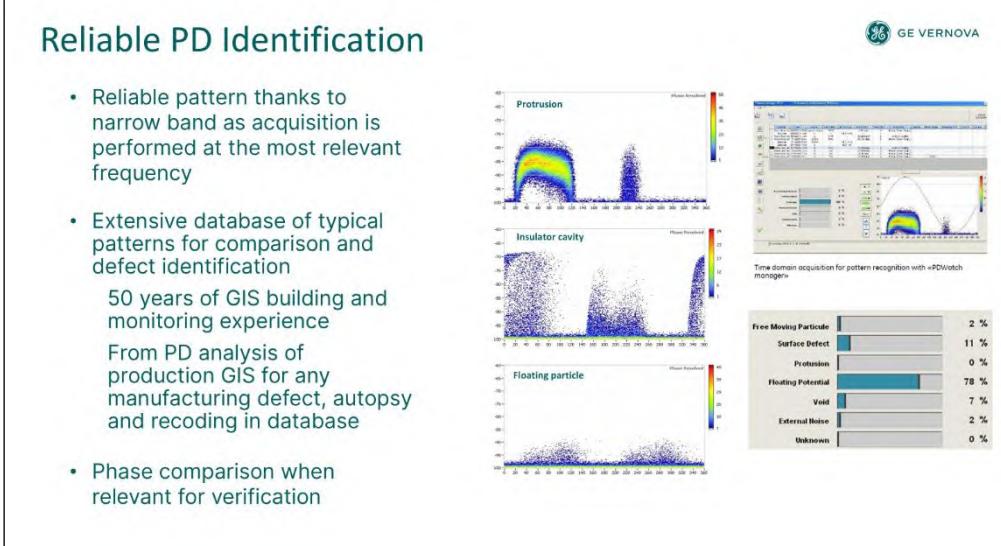
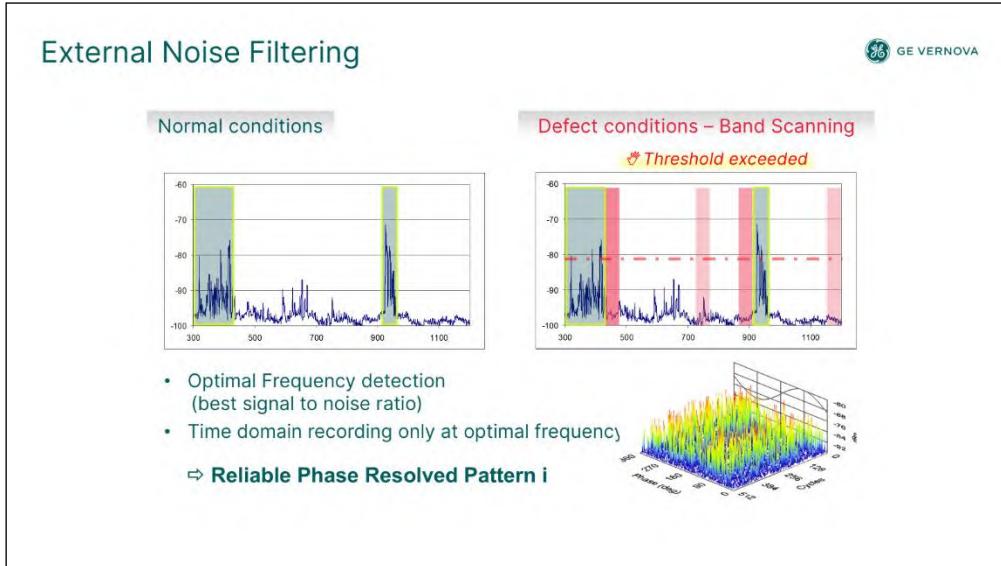
On-Line PD monitoring system

- Fully integrated in the GIS product & process
- Project based engineering for sensors depending on the Single Line Diagram
- Noise discrimination & modeling is key
- Mandatory calibration at factory and on site
- Expert system software for DP recognition



14





OFF-Line Mode or Manual Mode

GE VENOVA

Spectrum

Phase resolved pattern of discharge (PRPD)*

***PRPD:** The point on wave distribution of the discharges is represented in term of number of discharges over series of power cycles. The graph can be displayed in 2D or in 3D. The colour represents the density of discharges

Site Experience

GE VENOVA

Voltage transformer
UHF sensors
Noise sensors

Easy to use HMI with configurable graphic GIS layout for easy sensor location

BWatch and PDWatch can share HMI

LVCC cubicles

Fiber optic

Modbus or IEC 61850 over TCP/IP

OVERALL SUBSTATION

Combination of PDWatch and BWatch on the same single line diagram

More than 4,800 sensors connected to on-line PDWatch systems

Optimized installation time thanks to a modular design using stand-alone boxes "PD-Box", fully equipped (plug & play).

GISWatch: Gas and Switchgear monitoring

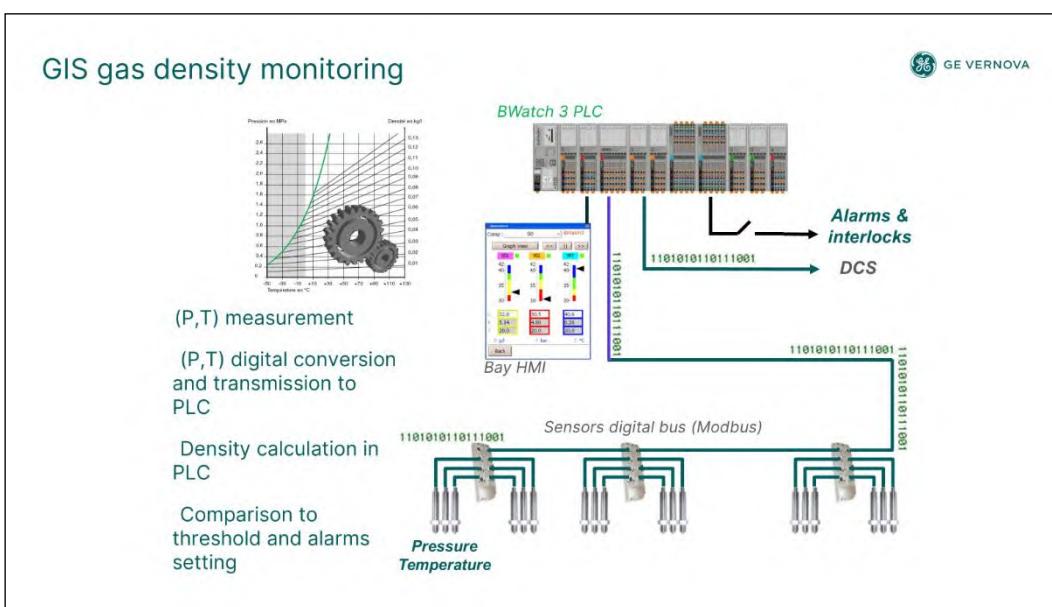
BWatch3



• Measure temperature & pressure
 • Density computation
 • On-line analysis trend density curves
 • Alarm urgent & no urgent management
 • Friendly tactile HMI
 • Leakage rate management (<0,5% per year)
 • Monitoring apparatus DSC & CB
 • Centralized visualization tool



13



GIS gas density monitoring



Designed to operate under the most severe environment conditions



Gas monitoring : real-time data



Controlled Switching Device

GE VERNOLA

CSD100 Point on wave controller

Operate a CB to a pre-determined moment

Reduce switching transients

- On transformers and reactors
- On capacitor banks
- On overhead lines
- Clever and inexpensive way to reduce transients (address the root cause, not the consequence).
- Transient phenomena's more and more monitored, analyzed and considered in substations design. Typical example : power transformers.
- Trend to increase number of switchgear operations (renewable, decentralization)
- Networks and/or switchgears "at the limit"



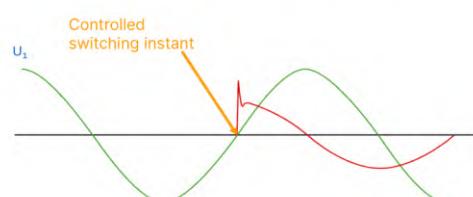
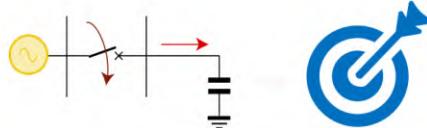
15

Controlled switching example

GE VERNOLA

Closing on capacitors

The use of a controlled device to perform closing and opening operations on a circuit breaker reduce greatly the switching electrical transients.



In red: minimized inrush current while closing on capacitors

FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Methoden zur Überwachung der Gasqualität in Schaltanlagen mit umweltfreundlichen Isolergasen

Dr. Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

Herr Walter studierte Elektrotechnik und Informationstechnologie an der ETH Zürich, wo er anschliessend als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnologie auf dem Gebiet der HVDC-Leistungsschalter promovierte. Anschliessend arbeitete er für GE (ehemals ALSTOM) als Abteilungsleiter Technische Dienste und Prüfungen. Er leitete die akkreditierten Prüflabore am Standort Oberentfelden und war an der Entwicklung von C4-FN-basierten Schaltanlagen und den dazu notwendigen Handlings- und Messgeräten beteiligt. Seit 2018 war Herr Walter Vorstandsmitglied der FKH und wechselte 2022 in die Funktion des FKH-Geschäftsleiters. Herr Walter ist Mitglied im TK42 und TK99 und CIGRE D1 Nationalvertreter. Zudem leitet er als Convenor die CIGRÉ-Arbeitsgruppe D1.78 zum Thema „Teilentladungsverhalten in alternativen Isolergasen“.

Methoden zur Überwachung der Gasqualität in Schaltanlagen mit umweltfreundlichen Isolergasen

Michael Walter

Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH), Zürich

1 Kurzfassung

Das weitreichende Nutzungsverbot für SF₆ in neu gebauten Hochspannungsanlagen gemäss der EU F-Gas-Verordnung [1] hat zum Ziel, den ökologischen Fussabdruck von Hochspannungsbetriebsmitteln zu reduzieren. In den letzten Jahren hat die Suche nach SF₆-Alternativen einen Entwicklungsschub hin zu einer neuen Generation SF₆-freier Hochspannungsschaltanlagen ausgelöst. Es konkurrieren aktuell im Markt Produkte mit synthetischer Luft und Vakuumschalter, Mischungen mit C4-FN (Novec 4710), CO₂ und O₂ mit Gasschalter und Mischungen mit CO₂ und O₂ mit Gasschalter. Im Gegensatz zu SF₆ handelt es sich hierbei um Mischungen mehrerer Gase mit synergetischen Eigenschaften. Es ergeben sich daraus neue Fragestellungen bezüglich der Gasqualität. Insbesondere der Nachweis der korrekten Mischverhältnisse und die Quantifizierung allfälliger Veränderungen der Gasmischungen im Betrieb sind von Interesse.

Der Beitrag beleuchtet praktische Aspekte der Zustandsbeurteilung von Gasmischungen mittels mobilen Gasanalysegeräten. Es wird aufgezeigt, weshalb sich Gaskonzentrationen ändern können, welche Gaskomponenten zu welchem Zweck überwacht werden sollten, welche Genauigkeiten in der Praxis mit mobilen Gasanalysegeräten erreichbar sind und welche Aspekte bei der Durchführung solcher Analysen berücksichtigt werden sollten.

Anhand von einem kürzlich durchgeföhrten Vergleichstest mit Gasanalysegeräten verschiedener Hersteller konnte die FKH die in der Praxis erreichbare Messgenauigkeit mit Schwerpunkt auf C4-FN-Mischungen aufzeigen und umfangreiche praktische Erfahrung im Einsatz dieser Geräte sammeln. Dies ermöglicht es der FKH, künftig Gasanalysen als Dienstleistung anzubieten und allfällige Zustandsveränderungen von in Betrieb stehenden Schaltanlagen mit C4-FN-Mischungen messtechnisch zu quantifizieren.

2 Mechanismen der Veränderung der Gaszusammensetzung

Eine falsche oder kontaminierte Gasmischung kann zu einer reduzierten elektrischen Festigkeit des Hochspannungsbetriebsmittels führen. Gasanalysen an Schaltanlagen werden aus folgenden Gründen durchgeführt:

- Nachweis, dass die Gasqualität vor der Inbetriebnahme den spezifizierten Qualitätskriterien entspricht.
- Nachweis, dass (vor und) nach einem Nachfüllvorgang die Gasqualität sich nicht negativ verändert hat.
- Zustandsbeurteilung des Gases nach Auffälligkeiten oder Fehlern und Identifikation von betroffenen Gasräumen (z. B. Kurzschluss oder Verdacht auf Teilentladung).

- Beurteilung der Wirksamkeit von verbauten Absorbern für Feuchtigkeit und/oder Zersetzungspprodukte.
- Klassifizierung von Gas vor einer Entsorgung oder Zwischenspeicherung in Re-Use-Flaschen zur Wiederverwendung.
- Quantifizierung der kumulierten Schaltleistung in einem Gasraum mit Leistungsschalter, Trenner oder Schnellerder.

Aufgrund der Überlagerung verschiedener Mechanismen kann die zu erwartende Gasveränderung in einem Gasraum während der Lebensdauer der Schaltanlage nicht vorausgesagt werden. Es kann lediglich eine Worst-Case-Abschätzung erstellt werden, wie sich die Gasmischung bei einer ungünstigen Kombination obiger Effekte verändern kann. Solche bewusst hergestellte schlechte Gasmischungen werden zum Nachweis der Konformität von Schaltanlagen in Typentests verwendet [2]. Folgende Mechanismen können die Gasmischung beeinflussen und sind in der Praxis relevant:

- **Reinheit** – Neues Gas zur Befüllung aus der Flasche kann produktionsbedingt kleine Mengen anderer Gase enthalten. Gelegentlich wird recyceltes Gas mit akzeptabler Qualität zur Befüllung neuer Schaltanlagen wiederverwendet.
- **Kontaminierung** – Fremde Gase, welche nicht Teil der Gasmischung sind, können durch Kontaminierung ins Gas eingebracht werden (z. B. Luft).
- **Zersetzungspprodukte** – Gase, welche durch chemische Reaktionen im Gasraum während dem Betrieb der Anlagen entstehen können (z. B. unter Lichtbogeneinwirkung bei Schalthandlungen).
- **Feuchtigkeit (H_2O)** in gasförmiger, flüssiger oder fester Form – Bei tiefen Betriebstemperaturen $< 0^{\circ}C$ kann sich im Gas enthaltenes Wasser verflüssigen. Bei weiterer Abkühlung können sich zusätzlich Eiskristalle bilden.
- **Teilverflüssigung** – Mischungen aus Gasen mit unterschiedlichen Verflüssigungspunkten können sich unterhalb der spezifizierten minimalen Betriebs- oder Lagertemperatur teilverflüssigen. Die Mischung in der Gasphase wird dadurch temporär verändert. Dies muss auch beim absichtlichen Verflüssigen der Gase unter Druck zur Speicherung in Gasflaschen berücksichtigt werden.
- **Leckagen** – Einzelne Gaskomponenten in Gasmischungen können unterschiedliche Leckraten durch Dichtungen aufweisen, was über längere Zeit die Gaszusammensetzung verändern kann.

Die entsprechenden Mechanismen sind in der Praxis beherrschbar und werden durch die Hersteller beim Design von GIS-Anlagen durch ausreichende Margen in den Produkten berücksichtigt, sowie durch die Spezifikation von Grenzwerten für die Gasqualität für den sicheren Betrieb einer Schaltanlage.

Am Beispiel einer C₄-FN/CO₂/O₂-Mischung soll aufgezeigt werden, weshalb sich bei Mischungen mit alternativen Isolergasen bis zu 5-mal höhere Anforderungen an die Messgenauigkeit stellen, als dies bei SF₆ der Fall ist. In SF₆ wird typischerweise eine Unsicherheit von $\pm 0.5\%$ gefordert [3], um eine allfällige Kontamination mit Umgebungsluft zu quantifizieren, welche sich negativ auf die elektrische Festigkeit auswirkt. Mischungen mit C₄-FN enthalten typischerweise nur 3.5 - 6 % C₄-FN in einem Hintergrundgas aus CO₂/O₂ (oder N₂). Ein starker Synergieeffekt zwischen C₄-FN und dem Hintergrundgas führt dazu, dass der geringe Anteil C₄-FN die elektrische Festigkeit der Mischung überproportional positiv beeinflusst, wie in der CIGRE Broschüre 849 nachgewiesen wer-

den konnte [4]. Bei einer C₄-FN-Mischung ist eine Mischgenauigkeit von $\pm 0.1\%$ gewünscht. Der Nachweis derart kleiner Abweichungen stellt sowohl für mobile Gasanalysegeräte als auch für Laboranalysen eine Herausforderung dar und ist in der Praxis nur unter optimalen Bedingungen zu erreichen.

3 Methoden zur Analyse von Mischgasen in Schaltanlagen

Zum Nachweis der Gasqualität in Schaltanlagen stehen mobile Gasanalysegeräte, sowie Laboranalysen an Gasproben in Probeflaschen zur Auswahl. Die beiden Analysearten ergänzen sich in der Praxis. Es ist zu empfehlen, Analysen mit mobilen Geräten vor Ort systematisch an jedem Gasraum einer Schaltanlage durchzuführen und bei Auffälligkeiten oder Unstimmigkeiten Proben zur vertieften Analyse zu entnehmen, aufwändiger Untersuchung sollten im Labor durchgeführt werden. Laboranalysen können sehr geringe Konzentrationen von Molekülen nachweisen, welche sich durch Zersetzungsprozesse im Gas z. B. unter Lichtbogenauswirkung bilden können.

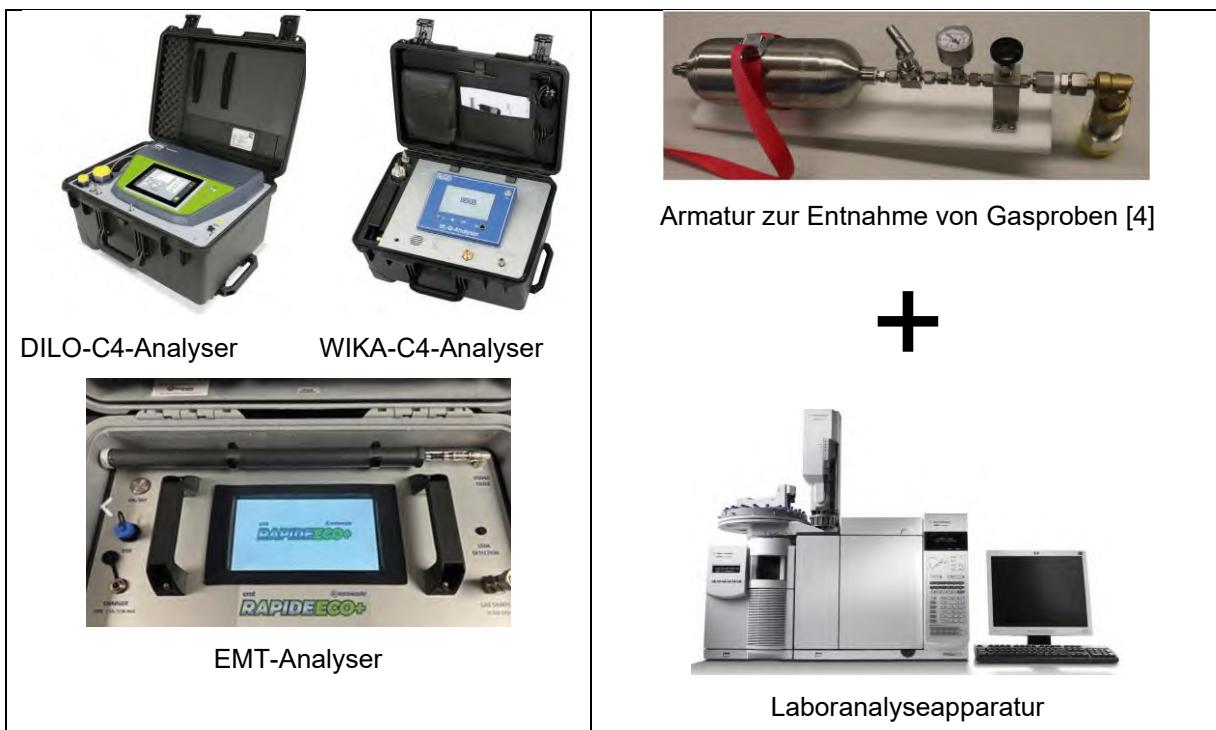


Abbildung 1: (links) Beispiele mobile Gasanalysegeräte für C₄-FN-Mischungen, (rechts) Beispiel einer Armatur zur Entnahme von Gasproben und Symbolbild einer Laboranalyseapparatur.

Laboranalysen mit FTIR oder GC(MS)-Geräten könnten in der Praxis Analysegenauigkeiten des C₄-FN-Gehalts von $\pm 0.1\%$ erreichen, wie die Ringversuche in der CIGRE Broschüre 849 in Abbildung 2 gezeigt hatten [4]. Die Voraussetzung für eine hohe Analysegenauigkeit ist die Verwendung von rückführbaren, auf internationalen Standards basierenden Kalibriermischungen zur Qualitätssicherung. Solche Kalibriermischungen standen zum Zeitpunkt der Ringversuche noch nicht zur Verfügung. Weiter besteht das Risiko, dass die Gasprobe durch den Prozess der Probenahme kontaminiert werden oder sich die Probe im Zeitraum zwischen der Probenahme und der Laboranalyse verändern könnte.

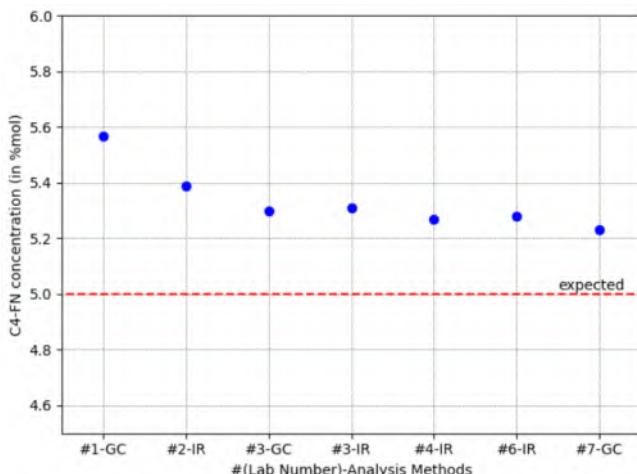


Abbildung 2: Messgenauigkeit in einem von der CIGRE Arbeitsgruppe D1.67 durchgeführten Ringversuche mit Laboranalysen an einer C₄-FN/CO₂/O₂-Gasmischung [4]

Mobile Gasanalysegeräte bieten den Vorteil, dass Messresultate unmittelbar verfügbar sind. Sie stellen eine vergleichsweise günstige Analysemöglichkeit dar, beschränken sich aber auf die Analyse von ausgewählten, aussagekräftigen Gaskomponenten. Bei C₄-FN-Mischungen ist dies 1. der C₄-FN-Gehalt zur Beurteilung der elektrischen Festigkeit der Mischung, 2. der O₂-Gehalt zur Unterstützung der Lichtbogenunterbrechung und Verringerung von sich bildenden Zersetzungspprodukten, 3. die Menge des Zersetzungsprodukts CO, welches sich bei der Unterbrechung stromstarker Lichtbogen bildet, sowie 4. die Feuchtigkeit (H₂O) im Gasraum, welche aus denselben Gründen wie in SF₆-Schaltanlagen vermieden werden sollte. Zusätzlich analysieren einzelne Gasanalysegeräte den CO₂-Gehalt, aus dessen Reduktion indirekt auf eine Kontamination mit Luft geschlossen werden kann.

Die erreichbaren Genauigkeiten mit mobilen Gasanalysegeräten hängen von der eingesetzten Sensortechnologie und vom gewählten Messbereich des verbauten Sensors ab. Eine Genauigkeit nahe $\pm 0.1\%$ ist unter optimalen Bedingungen aber ebenfalls möglich, wie in diesem Beitrag gezeigt wird. In den in diesem Beitrag durchgeführten Messungen kamen die mobilen Gasanalysegeräte der Firmen EMT, WIKA und DILO mit den in Tabelle 1 genannten Sensortechnologien und spezifizierten Analysegenauigkeiten zum Einsatz.

Es ist zu erwähnen, dass die Hersteller in den spezifizierten Messunsicherheiten teilweise unterschiedliche Einflussfaktoren auf die Messunsicherheit berücksichtigen, sodass die angegebenen Unsicherheiten nicht in jedem Fall eins zu eins vergleichbar sind. Einflussfaktoren können sein: die Genauigkeit der Kalibriergasmischung, die Anzahl verwendeter Kalibrierpunkte, die Dauer seit der letzten Kalibrierung, eine allfällige Sensoralterung, welche insbesondere bei elektrochemischen Sensoren auftreten kann, Umgebungsdruck und Umgebungstemperatur bei der Messung, allfällige Kontaminationen aufgrund von verbleibendem Gas oder Feuchtigkeit im Messschlauch, allfällige nicht homogen vorliegende Gasmischung im Gasraum sowie allfällige Beeinflussung des Gasraums durch das Rückpumpen von Gas aus vorausgehenden Gasanalysen. Verschiedene Einflussfaktoren werden im «SF₆ Measurement Guide» näher erläutert [3].

Untersuchte Gase	EMT-Analyser (RapideEco+)	WIKA-C4-Analyser (g3-Analyser Prototype)	DILO-C4-Analyser (C4-3-039RR501)	MBW-SF6-Analyser (SF6-Analyser 973)
C4-FN	NDIR ± 0.1 % für 0-25 %	Schallgeschwindigkeit ± 0.3 % (0-10 % C ₄)	NDIR ≤ ± 0.1 mol-% für (0-7 %) ≤ ± 0.2 mol-% für (7-10 %)	n.a.
H ₂ O	NDIR ±0.5 °C für -30 °C bis 20 °C ±20 ppmv für -60 °C bis -30 °C	Kapazitiv auf Polymerbasis -25 ... 0 °C Taupunkt ± 2 K -35 ... -25 °C Taupunkt ± 3 K -55 ... -35 °C Taupunkt ± 4 K	kapazitiv ≤ ± 2 °C für > -40 °C ≤ ± 3 °C für < -40 °C	Taupunktspiegel ≤ ± 0.5 °C bzw. ≤ ± 1 ppm bzw. +6% des Ablesewerts (40-20'000 ppmv)
O ₂	Elektrochemisch ± 0.2 % FS für 0-25 %	Optisch ± 0.5 % für 0-25 %	Optisch ≤ ± 0.3 mol-% für 1 bis 12 % ≤ ± 0.5 mol-% für 12 bis 25 %	n.a.
CO	Elektrochemisch ± 2 % FS für 0-10'000 ppmv (alternative Variante ± 2 % FS für 0-1000 ppmv)	Elektrochemisch ± 9 ppmv (0-500 ppmv) Kein Sensor verbaut im untersuchten Gerät	Elektrochemisch ≤ ± 2 % FS	n.a.

Tabelle 1: Messmethoden, Messbereich und spezifizierte Messunsicherheit verschiedener mobiler Gasanalysegeräte (FS = bezogen auf den Messbereich, rel. = bezogen auf den Messwert)

4 Vergleichstests mit Gas-Analysen verschiedener Hersteller

In Zusammenarbeit mit GE, Innovate und emt hat die FKH Vergleichstests an verschiedenen Referenzgasflaschen mit hochpräziser und bekannter Gasmischung durchgeführt. Es wurden die Gase in Tabelle 2 untersucht.

Die Referenzgasmischungen von Westfalen stellen einen Quasistandard dar, da sowohl GE als auch alle drei Hersteller von Gasanalysegeräten für C₄-FN-Mischungen im Besitz entsprechender Referenzgasmischungen von Westfalen sind. Die C₄-FN-Mischungen wurden nach Prozessen angelehnt an ISO17025 hergestellt, gelten aber nicht als rückführbar im Sinne von ISO17025, da die Reinheit des zur Herstellung der Mischung verwendeten C₄-FN (Novec 4710) nicht durch Westfalen ermittelt, sondern auf den Genauigkeitsangaben des Herstellers mit >99.5% C₄-FN-Reinheit basiert.

Die Qualität der Referenzgasmischung für Feuchtigkeit in N₂ wurde durch EMT mittels einer Laboranalyse mit Zertifikat bestimmt. Auch diese Analyse stellt keinen rückführbaren Standard im Sinne von ISO17025 dar. Die Aussagekraft und Rückführbarkeit von Feuchtigkeitsstandards in Flaschen ist in der Branche nicht ganz unumstritten. Es wäre grundsätzlich möglich, dass sich der absolute Feuchtigkeitswert in der Flasche durch Temperaturschwankungen bei der Lagerung der Flasche leicht verändert hat. Es wäre theoretisch ebenfalls möglich, dass sich unterschiedliche Hersteller von Gasanalysegeräte nicht alle auf denselben Standard beziehen. Für die Messung eines Feuchtigkeitsreferenzgases in N₂ wurde zusätzlich ein SF₆-Taupunktspiegelmessgerät von MBW verwendet. Die Feuchtigkeitsmessung mit Taupunktspiegel wird als sehr genaue und stabile Messmethodik angesehen, kann aber für C₄-FN-Mischungen nicht eingesetzt werden.

Gasbezeichnung	C4-FN in %	O ₂ in %	CO ₂ in %	H ₂ O in ppmV	CO in ppmV	N ₂ in %
Referenzgas 1 Westfalen C4-FN-Mischung (Herstell datum 05.2021)	6 (±1 % rel)	13 (±1 % rel)	81	unbekannt ca. 10	250 (±2 % rel)	-
Referenzgas 2 Westfalen C4-FN-Mischung (Herstell datum 05.2021)	5 (±2 % rel)	13 (±2 % rel)	82	unbekannt ca. 10	500 (±2 % rel)	-
Referenzgas 3 Westfalen C4-FN-Mischung (Herstell datum 05.2021)	5 (±2 % rel)	13 (±2 % rel)	82	unbekannt ca. 10	50 (±2 % rel)	-
Referenzgas EMT Feuchtigkeit in N ₂ (Herstell datum 13.4.2023)	-	-	-	190.2 (±2 % rel)	-	100

Tabelle 2: Untersuchte Referenzgase

Es wurden die Gasanalysegeräte für C₄-FN-Mischungen in Tabelle 3 eingesetzt. Vorrangiges Ziel der Messungen war die Validierung der EMT-Geräte, die für eine Analyse von C₄-FN-Mischungen relativ neu auf dem Markt sind. Die bekannten Gasmischungen und Geräte von WIKA- und DILO, bei denen bereits mehr Erfahrungsdaten vorliegen, da sie schon länger am Markt sind, werden den EMT-Geräten gegenübergestellt. Die EMT-Geräte waren für den Versuch frisch kalibriert. Die Kalibrierung des DILO-Gasanalysegeräts lag am Ende des durch den Hersteller empfohlenen Kalibrierzyklus. Die Kalibrierung des WIKA-Gasanalysegeräts lag deutlich länger zurück als durch den Hersteller empfohlen. Die Geräte von WIKA und DILO zeigten im regelmässigen Einsatz im R&D-Department von GE allerdings keinerlei Auffälligkeiten.

Hersteller	Eigentümer Gerät	Gerätetyp	Datum letzte Kalibrierung
WIKA	GE Vernova	g3-Analysen Prototype	9.11.2020
DILO	GE Vernova	C4-3-039RR501	31.01.2023
EMT1	EMT	RapideEco+	15.5.2025
EMT2	FKH	RapideEco+	15.5.2025
EMT3	Inovate	RapideEco+	15.5.2025
EMT4	GE Vernova	RapideEco+	15.5.2025
MBW1-SF6	GE Vernova	SF6-Analysen 973	23.5.2024

Tabelle 3: Eingesetzte C₄-FN- Gasanalysegeräte

Jede Gasmischung wurde mit jedem Gasanalysegerät mindestens 3-mal gemessen. Bei C₄-FN-, O₂, CO₂ und CO-Messungen wurden eine sehr gute Messwertstabilität für die Geräte aller Hersteller erreicht. Es wurde der Mittelwert der drei Messungen gebildet. Bei H₂O-Messungen zeigte die erste Messung teilweise einen höheren Wert an, während die beiden Folgemessungen nahe beieinander lagen. Wo dies auftrat, wurde der erste Messwert verworfen und stattdessen der Mittelwert des zweiten und dritten Messwerts gebildet.

Abbildung 3 zeigt, dass der C₄-FN-Wert, der O₂-Wert und der Feuchtigkeitswert der Gase zuverlässig bestimmt werden konnte. Die Messwerte der verschiedenen Geräte stimmen für C₄-FN mit einer Abweichung nahe ±0.1 % sowie für O₂ mit einer Abweichung nahe

$\pm 0.5\%$ überein. Es konnte damit nachgewiesen werden, dass die spezifizierten Unsicherheiten der Geräte unter kontrollierten Bedingungen eingehalten werden.

Erkenntnisse zur Messgenauigkeit von C₄-FN: emt-, WIKA- und DILO-Anlaysatoren zeigten bei C₄-FN-Messungen an verschiedenen C₄-FN/CO₂/O₂-Mischungen mit C₄-FN-Gehalt zwischen 5 % und 6 % eine sehr gute Übereinstimmung mit dem Referenzgas und bewegten sich in einem Bereich nahe $\pm 0.1\%$.

Erkenntnisse zur Messgenauigkeit von O₂: emt-, WIKA- und DILO- Anlaysatoren zeigten bei den O₂-Messungen an verschiedenen C₄-FN/CO₂/O₂-Mischungen mit 13 % O₂ im Rahmen der spezifizierten Messunsicherheit der Geräte eine Übereinstimmung mit dem Referenzgas und bewegten sich in einem Bereich nahe $\pm 0.5\%$.

Erkenntnisse zur Messgenauigkeit von CO: emt- und DILO-Anlaysatoren zeigten bei CO-Messungen im Bereich 250 – 500 ppmv eine gute Übereinstimmung mit ± 30 ppmv. Werte von 50 ppmv sind mit dem emt-Analysator nachweisbar, die spezifizierte Unsicherheit des Messgeräts mit einem Messbereich von 0-10'000 ppmv ist allerdings in diesem Fall höher als der Messwert. Das verwendete WIKA-Gerät hatte keinen CO-Sensor verbaut. Mit dem DILO-Gerät wurde die 50-ppmv-Mischung nicht gemessen. Zur exakten Quantifizierung sehr kleiner CO-Werte < 100 ppmv könnte mit einer Laboranalyse voraussichtlich eine höhere Messgenauigkeit erzielt werden als mit mobilen Gasanalysegeräten.

Erkenntnisse zur Messgenauigkeit von H₂O: Bei H₂O-Messungen trat es gelegentlich auf, dass der erste Messwert höher lag und sich anschliessende Messwerte auf einem tieferen Wert stabilisierten. Dies ist sehr wahrscheinlich auf die Messbedingungen, z. B. auf einen feuchten Messschlauch oder Feuchtigkeit in den Gasarmaturen zurückzuführen. Bei der Messung von H₂O in N₂ in lagen der erwartete Wert von 190 ppmv und der des Messwerts des MBW-Messgeräts von 140 ppmV nahe, aber nicht exakt beieinander. Die Korrektheit des Absolutwerts konnte daher nicht zweifelsfrei nachgewiesen werden. Die restlichen Geräte streuten zwischen 97 ppmV und 217 ppmv. Die Abweichungen zwischen Geräten lagen somit im Bereich von ca. ± 50 ppmv für den Messbereich bis 200 ppmv.

Bei den Messungen von sehr trockenen Mischungen von ca. 10 ppmV waren die Abweichungen zwischen Geräten deutlich kleiner. EMT1 wies einen unerwartet hohen Messwert für beide C₄-FN-Mischungen auf. Ob der Messwert von EMT1 auf einen gesättigten Trockenfilter zurückzuführen ist, konnte nachträglich nicht eindeutig ermittelt werden.

Für Qualitätskontrollen bei einigen 100 ppmv sind die Geräte gut geeignet. Es zeigt sich aber, dass Feuchtigkeitsmessungen in der Praxis herausfordern sind und, dass Effekte während der Prüfung die Messresultate und deren Wiederholbarkeit beeinflussen können. Es ist daher empfehlenswert, jeweils mehrere Messungen durchzuführen, um die Stabilität der Werte nachzuweisen.

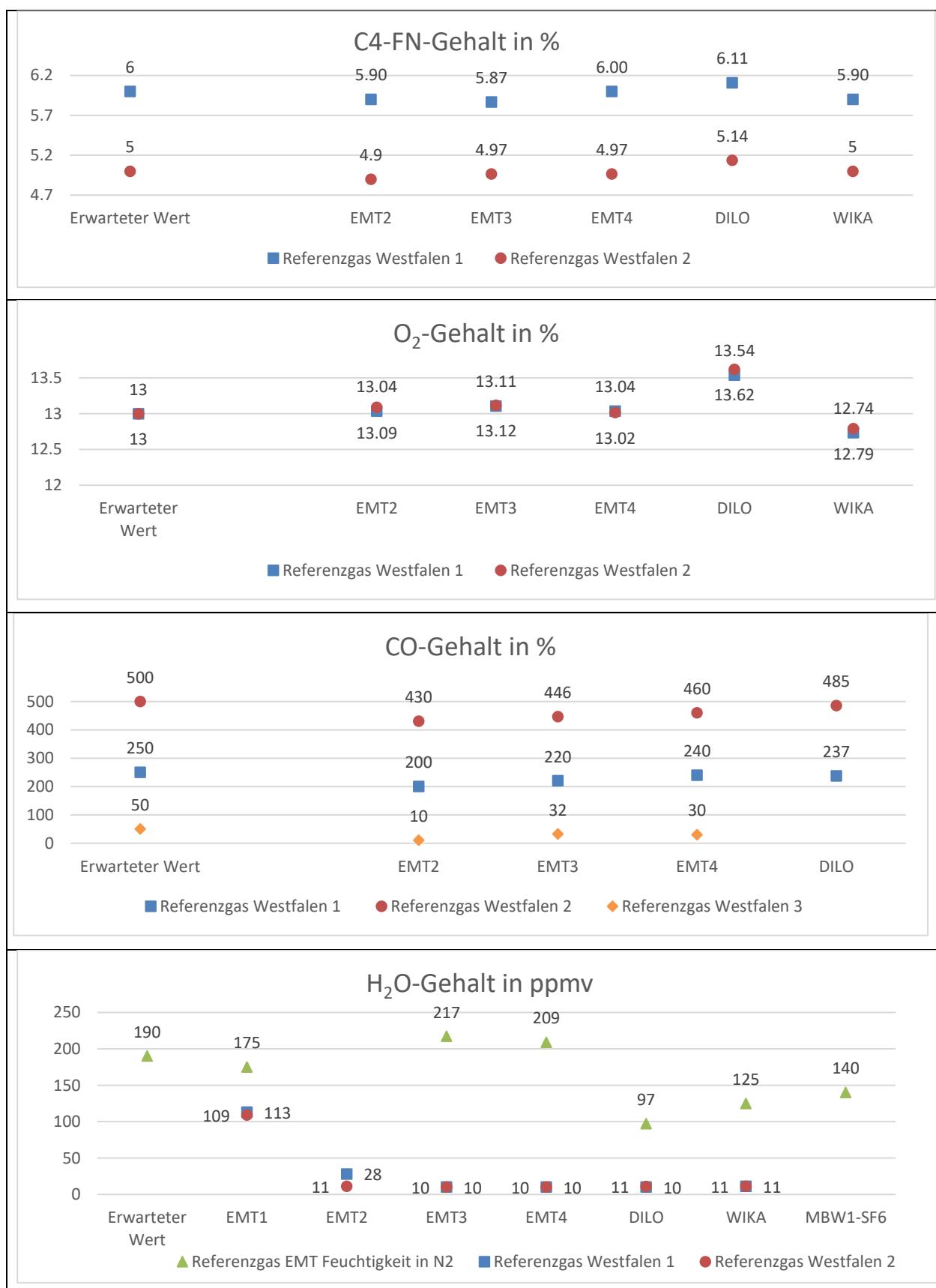


Abbildung 3: Resultate eines Ringversuchs von drei Gas-Analysator-Typen der Firma EMT und je einem Analysator der Firmen WIKA und DILO

5 Schlussfolgerungen

Gasanalysen in alternativen Isolergasen, insbesondere in C₄-FN-Mischungen, stellen im Vergleich zu Gasanalysen in SF₆ höhere Anforderungen an die Messgenauigkeit.

Auch wenn ein Gasanalysegerät innerhalb des durch den Hersteller spezifizierten Kalibrierintervalls ist, ist die Validierung des Messgeräts mittels eines Performance-Checks vor Beginn einer Gasanalyse ein wichtiger Schritt zur Qualitätssicherung. Dies ist z. B. durch die Mitführung von Referenzgasflaschen vor Ort gut möglich oder alternativ durch die Messung an einem Gasraum mit bekannter Mischung.

Im Allgemeinen erreichen emt-, WIKA- und DILO-Analysatoren in der Praxis stabile Messergebnisse mit vernünftiger Messtoleranz. Verschiedene Einflussfaktoren können sich auf die Genauigkeit der Gasanalyse negativ auswirken. Bei Auffälligkeiten, oder wenn ein Resultat angezweifelt wird, sollte das Messergebnis mit einer zusätzlichen Laboranalyse oder mit einem zweiten Analysator validiert werden.

Die Messkampagne zeigt, dass vergleichbar zur Feuchtigkeitsbestimmung in SF₆, die Bestimmung von H₂O-Werten in C₄-FN-Mischungen mit mobilen Gasanalysegeräten technisch anspruchsvoll ist. Für eine optimale Messgenauigkeit sind frisch kalibrierte Geräte und möglichst kontrollierte Messbedingungen förderlich.

Die FKH konnte in den Versuchen umfangreiche praktische Erfahrung in der Analyse von C₄-FN-Mischungen sammeln und kann entsprechende Analysen als Dienstleistung zukünftig anbieten.

Referenzen

- [1] VERORDNUNG (EU) 2024/573 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES, 2024/573, 20.2.2024, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202400573
- [2] Current Interruption in SF₆-free Switchgear, CIGRE Brochure 871, 2022
- [3] SF₆ Measurement Guide, CIGRE Brochure 723, WG B3.40, April 2018
- [4] Electric performance of new non-SF₆ gases and gas mixtures for gas-insulated systems, CIGRE Brochure 849, WG D1.78, 2021

Acknowledgement

Danke an Jan Szymczak und Andreas Müller von GE Vernova für die Zurverfügungstellung der C₄-Referenzgase und ihrer Labore für die Vergleichstests.

Danke an Neil Gwinnutt von EMT und an Diego Meyer von Inovate für die Begleitung der Tests, die Zurverfügungstellung zusätzlicher EMT-Analysen und die Zurverfügungstellung der Feuchtigkeit-in-N₂-Referenzgasen für den Test.

FKH - Fachtagung

26. November 2025

Messtechnische Zustandsbeurteilung von Betriebsmitteln in Schaltanlagen und Kraftwerken

Anwendungsmöglichkeiten von KI für Predictive- Maintenance von Leistungsschaltern und ihre Grenzen

Chi-Ching Hsu

High Voltage Laboratory, ETH Zürich, Zürich, Schweiz

Funktion und beruflicher Werdegang

- Seit 2021 Doktorand am High Voltage Laboratory (ETH Zürich, Prof. Christian Franck) und am Intelligent Maintenance and Operations Systems Laboratory (EPFL, Prof. Olga Fink) mit Schwerpunkt auf Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern
- 2021 MSc Robotics, Systems and Control an der ETH Zürich abgeschlossen

Anwendungsmöglichkeiten von KI für Predictive Maintenance von Leistungsschaltern und ihre Grenzen

Chi-Ching Hsu

High Voltage Laboratory, ETH Zürich, Zürich, Schweiz

1 Kurzfassung

Leistungsschalter sind so konstruiert, dass sie unter normalen Betriebsbedingungen und bei Kurzschlägen zuverlässig unterbrechen. Sie spielen eine entscheidende Rolle für die Sicherheit und Zuverlässigkeit von elektrischen Energieübertragungssystemen. Jeder Ausfall eines Leistungsschalters kann schwerwiegende Folgen haben, wie z. B. die Schädigungen von Komponenten des Energienetzes oder sogar weitreichende Stromausfälle. Weltweit werden jedoch immer noch über 65% der Leistungsschalter ohne Zustandsüberwachungssystem betrieben. Selbst wenn ein solches System vorhanden ist, beschränkt es sich auf grundlegende Parameter wie den Gasdruck mit statischen Schwellenwerten. Diese Parameter sind zwar einfach zu überwachen und leicht zu interpretieren, decken jedoch nur einen kleinen Teil möglicher Defekte ab.

Daher wurde in der Literatur die Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern basierend auf mehreren komplexen Messgrößen untersucht. Insbesondere mechanische Vibration und akustische Signale haben aufgrund ihrer nicht-intrusiven Echtzeit-Überwachungsfähigkeiten zunehmend Aufmerksamkeit erlangt. In diesen Studien wurden überwachte Methoden für die Defekt-Diagnose verwendet, bei denen die tatsächlichen Defekttypen aufgrund künstlich erzeugter Defekte im Labor bekannt sind. Das Ziel dieser Methoden war es zu zeigen, dass die Modelle zwischen defektfreien Zuständen und verschiedenen bekannten Defekttypen unterscheiden können. Diese Ansätze sind jedoch in realen Anwendungen, in denen keine Defektlabels verfügbar sind, nicht umsetzbar. Darüber hinaus ist es technisch unmöglich, zuverlässige Daten zu sammeln, die alle möglichen Defekttypen abdecken.

Eine weitere Herausforderung bei künstlich erzeugten Defekten besteht darin, dass sie keine Abbildung des allmählichen Verschleisses oder der Alterung von Leistungsschaltern ermöglichen. Die Erkennung von Defekten ist zwar das Hauptkriterium, jedoch wird dabei nicht berücksichtigt, ob Defekte frühzeitig erkannt, ihre Entwicklung verfolgt oder sogar Prognosen erstellt werden können. Das Experiment mit künstlich erzeugten Defekten kann nur zwischen diskreten defektfreien und defekten Zuständen unterscheiden, ohne die kontinuierliche Entwicklung der Verschlechterung zu erfassen.

In dieser Forschungsarbeit wird ein neuartiges Framework zur Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern vorgestellt, das auf mehreren Run-to-Failure-Datensätze basiert, die über 30'000 Ein- und Ausschaltvorgänge ohne Strom von Leistungsschaltern umfassen. Dabei wurden verschiedene Zustandsüberwachungssignale, wie Vibration, Spulenstrom und Position über Zeit, aufgezeichnet und analysiert. Diese Datensätze sind der Öffentlichkeit für weiterführende Analysen zur Verfügung gestellt. Je nach Kombination aus Schaltertyp und Defekttyp eignen sich einige Indikatoren aufgrund ihres allmählichen

Veränderungstrends im Laufe der Zeit, der wahrscheinlich mit dem tatsächlichen Degradationzustand korreliert, gut für die kontinuierliche Zustandsüberwachung. Andere sind weniger nützlich, da sie nur vor oder bei einem Ausfall abrupte Veränderungen zeigen oder während des gesamten Run-to-Failure-Prozesses fast keine Veränderungen aufweisen. Darüber hinaus wurde ein massgeschneidertes System zur Zustandsüberwachung von Leistungsschaltern entwickelt und in einem Umspannwerk installiert, das vier Leistungsschalter mit dem Framework zur Zustandsüberwachung über einen Zeitraum von mehr als einem Jahr überwacht hat. Diese Arbeit eröffnet die Möglichkeit einer genauen Verfolgung des Zustands von Leistungsschaltern, ohne Ground-Truth-Defektlabels und mit ausschliesslich gesunden Daten. Damit ermöglicht sie den Übergang von zeitbasierten zu zustandsbasierten Wartungsstrategien oder sogar zu vorausschauender Wartung (predictive maintenance).

2 Literatur

- [1] Hsu, C. C., Frusque, G., Fink, O., & Franck, C. M. (2025). Continuous Health State Monitoring of High Voltage Circuit Breakers. *IEEE Access*. [Link](#)
- [2] Hsu, C.-C., Frusque, G., Forest, F., Macedo, F., Franck, C. M., and Fink, O. (2025). Explainable AI Guided Unsupervised Fault Diagnostics for High-Voltage Circuit Breakers. *Reliability Engineering & System Safety*. [Link](#)
- [3] Hsu, C. C. (2024). Run-to-Failure High-voltage Circuit Breaker Mechanical Test Dataset. *ETH Zurich Research Collection*. [Link](#)
- [4] Marcsek, Z., Gfrörer, T., Polonelli, T., Hsu, C. C., Magno, M., and Franck, C. M. (2025). An IoT Sensor Platform for Predictive Maintenance of High Voltage Circuit Breakers. *10th International Workshop on Advances in Sensors and Interfaces (IWASI)*. [Link](#)

Referentenadressen

Fehlmann	Pascal	Swissgrid AG Bleichemattstrasse 31 5001 Aarau	pascal.fehlmann@swissgrid.ch Tel.: +41 58 580 38 34
Gross, Dr.	Detlef	PDIXC GmbH Dennewartstr. 25 DE 52068 Aachen	dwg@mailbox.org Tel +49 241 980 917 40
Holzer	Thomas	BKW Energie AG Obere Zollgasse 74 3072 Ostermundigen	thomas.holzer@bkw.ch Tel.: +41 76 315 52 49
Hsu	Chi-Ching	Eidg. Technische Hochschule Zürich Physikstrasse 3 8092 Zürich	hsuch@ethz.ch Tel.: +41 77 951 78 69
Köstinger	Paul	Retranol GmbH Bühlweg 2 8810 Horgen	paul.koestinger@retranol.ch Tel: +41 79 571 52 53
Lüscher	Robert	GE Grid Vernova (Switzerland) GmbH Carl-Sprecher-Strasse 3 5036 Oberentfelden	robert.luescher@gevernova.com Tel.: +41 62 737 39 56
Nilsson	Lars	BKW Energie AG Galgenfeldweg 18 3006 Bern	lars.nilsson@bkw.ch Tel.: +41 58 477 57 84
Söller	Markus	Power Diagnostix Systems GmbH Vaalser Straße 250 DE 52074 Aachen	markus.soeller@megger.com Tel.: +49 175 521 46 98
Tenbohlen, Prof. Dr.	Stefan	Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Pfaffenwaldring 47 DE 70569 Stuttgart	stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de Tel.: +49 711 685 678 70
Voramwald	Roland	Trafopower AG Wöschnauerstrasse 38 5012 Schönenwerd	roland.voramwald@trafopower.ch Tel.: +41 62 858 91 80
Walter, Dr.	Michael	FKH Hagenholzstrasse 81 8050 Zürich	walter@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 61

QR-Code zu den Präsentationen

Link: <https://fileserver.fkh.ch/s/FKH-FT-2025-Praesentationen>

Die Gross-/Kleinschreibung muss bei der Eingabe des Links berücksichtigt werden.

Der Link ist gültig bis 31. Januar 2026.

Notizen

