

TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

TLM goes global



TLM goes global

Transformer Life Management 2015

21. - 22. Sep. 2015

Halle/Merseburg

Fast alle Anwender von Transformatoren stehen vor derselben Frage:

Wie kann in Zeiten gesteigerter Übertragungsleistungen und zunehmenden Betriebsalters die Sicherheit und Funktionsfähigkeit der Transformatoren an den Schnittpunkten der verschiedenen Netzsegmente weiterhin sichergestellt werden.

Die TLM-Tagung 2015 versucht hierauf mit Betreibern, Herstellern, Ingenieuren und Wissenschaftlern eine Antwort zu geben, in dem ein Überblick über die derzeit am Markt zur Verfügung stehenden Methoden und Möglichkeiten der Zustandsdiagnose und Verbesserung erfolgen soll, um diese Informationen für ein effizientes Instandhaltungskonzept nutzen zu können.

Basierend auf verschiedenen Messverfahren wird eine möglichst ganzheitliche Zustandsdiagnose des Transformators erstellt, um so alterungsbedingte Veränderungen und Funktionsmängel frühzeitig erkennen zu können. Diese Vorgehensweise ermöglicht dann das rechtzeitige Eingreifen und Einleiten von Maßnahmen zur Zustandsverbesserung, um eine optimale Betriebs-zuverlässigkeit zu erreichen.

Ziel ist es, eine optimale Nutzung und eine Verlängerung der Restlebensdauer von Transformatoren sowie eine Verringerung von unplanmäßigen Ausfällen zu erreichen.

Zielgruppe

Diese Fachtagung richtet sich an Ingenieure, Physiker, Chemiker, Konstrukteure und qualifizierte Techniker und Meister von Herstellern und Betreibern von Transformatoren, Entwicklern und Anwendern von Messsystemen und Interessenten von Hochschulen und Forschungseinrichtungen.

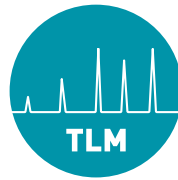


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Konferenzprogramm

Montag, 21.09.2015

11 ⁰⁰	Check-in mit Begrüßungsimbiss und Ausgabe der Tagungsunterlagen	
12 ¹⁵ -12 ³⁰	Begrüßung und Einführung in das Thema durch den Tagungsleiter Prof. Dr.-Ing. Peter Werle - Leibniz Universität Hannover Energiewende	
12 ¹⁵ -12 ⁴⁵	Keynote Speaker 1 Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende Dr. Jochen Patt - Bundesnetzagentur	S1
13 ⁰⁰ -13 ³⁰	Keynote Speaker 2 Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft Michael Halfmann - ABB AG, Mannheim	S2
13 ³⁰ -14 ⁰⁰	Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz Franz Schatzl - SGB Regensburg	S3
14 ⁰⁰ -14 ³⁰	Phasenschieber Thomas Schmidt - ABB AG, Bad Honnef	S4
14 ³⁰ -15 ³⁰	Kaffeepause Besuch der Ausstellung Betriebserfahrung und Instandhaltung	
15 ³⁰ -16 ⁰⁰	Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung Gernot Adamietz - TransnetBW GmbH	S5
16 ⁰⁰ -16 ³⁰	Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal Karsten Götz - Stadtwerke Stendal	S6
16 ³⁰ -17 ⁰⁰	Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung Dr. Thomas Krüger - Vattenfall Generation	S7
17 ⁰⁰ -17 ³⁰	Zusammenfassung durch den Tagungsleiter	
18 ⁰⁰	Abendveranstaltung	

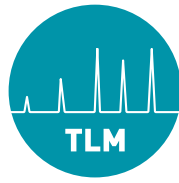


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Konferenzprogramm

Dienstag, 22.09.2015

08 ²⁵	Begrüßung durch den Tagungsleiter Prof. Dr.-Ing. Peter Werle - Leibniz Universität Hannover	
	Isolieröl	
08 ³⁰ -09 ⁰⁰	Stray-Gasing Dr. Ivanka Höhleln-Atanasova - Siemens AG	S8
09 ⁰⁰ -09 ³⁰	Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse Dr. Michael Hahn - ECH Elektrochemie Halle/S.	S9
09 ³⁰ -10 ⁰⁰	Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen Dr. Alois Ellmann - Power Diagnostix Systems	S10
10 ⁰⁰ -10 ³⁰	Kaffeepause - Besuch der Ausstellung Diagnose	
11 ³⁰ -12 ⁰⁰	Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten Dr. Michael Krüger - Omicron	S11
12 ⁰⁰ -12 ³⁰	Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn? Guntmar Gunkel - idea metrology	S12
12 ³⁰ -13 ⁰⁰	Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil Dr. Scheil, Sebastian Schreiter - ABB AB, Halle/S.	S13
13 ⁰⁰ -14 ⁰⁰	Mittagessen Forschung	
14 ⁰⁰ -14 ³⁰	Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber - FH Zittau	S14
14 ³⁰ -15 ⁰⁰	Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive Prof. Dr.-Ing. Maik Koch - FH Magdeburg	S15
15 ⁰⁰ -15 ³⁰	Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje - FH Bremen	S16
15 ³⁰ -16 ⁰⁰	Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten Mohammed Taghi Imani - Leibniz Universität Hannover	S17
16 ⁰⁰ -16 ¹⁵	Zusammenfassung und Abschlussdiskussion Prof. Dr.-Ing. Peter Werle - Leibniz Universität Hannover	
16 ¹⁵	Ende der Fachtagung	



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Partner in Exhibition





Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Dr. Jochen Patt Bundesnetzagentur



Herr Dr. Patt ist Anfang 2005 in den Aufbaustab Energie-regulierung in der damaligen Regulierungsbehörde für Telekommunikation und Post, der Vorgängerbehörde der Bundesnetzagentur, eingetreten. Nach Gründung der Bundesnetzagentur war der promovierte Physiker zunächst im Referat für Technische Grundsatzfragen tätig und hat sich u. a. mit Fragen der Versorgungsqualität beschäftigt.

Anfang 2006 ist Herr Dr. Patt in die für Netzanschluss- und Netzzugangsfragen zuständige Beschlusskammer 6 gewechselt und hat dort Mitte 2008 die Funktion des Beisitzers übernommen. In der Beschlusskammer 6 hat sich Herr Dr. Patt schwerpunktmäßig mit technischen Fragestellungen, insbesondere mit Fragen der Systemdienstleistungen (Regelenergie, Redispatch, Verlustenergie, Spannungshaltung, ...). beschäftigt.

Anfang 2012 hat Herr Dr. Patt die Leitung des neu gegründeten Referats Netzentwicklung Strom (613) übernommen. Das Referat 613 ist zuständig für die Überprüfung und Genehmigung des von den Übertragungsnetzbetreibern jährlich vorzulegenden Netzentwicklungsplans. Weitere Themenfelder des Referats 613 sind die Bewertung von Übertragungstechnologien für den Netzausbau sowie Fragen der Netzstabilität. Seit Mitte 2015 verantwortet Herr Dr. Patt innerhalb der Beschlusskammer 6 den Aufgabenbereich Offshore-Windenergie.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende



Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Dr. Jochen Patt
Merseburg, 21.09.2015



www.bundesnetzagentur.de

Warum Netzausbau? Grundlegender Umbau der Erzeugungsstruktur



Wind offshore



Stand 2014: 0,9 GW
Zubau bis 2024:
9,0 GW

Wind onshore

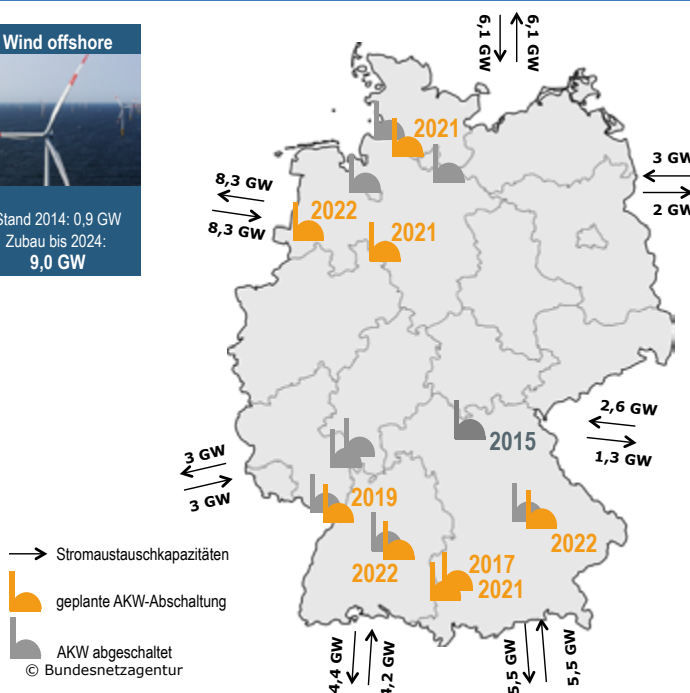


Stand 2014: 38,1 GW
Zubau bis 2024:
16,9 GW

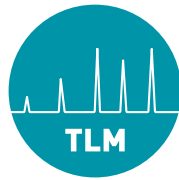
Photovoltaik



Stand 2014: 38,2 GW
Zubau bis 2024:
17,8 GW



2

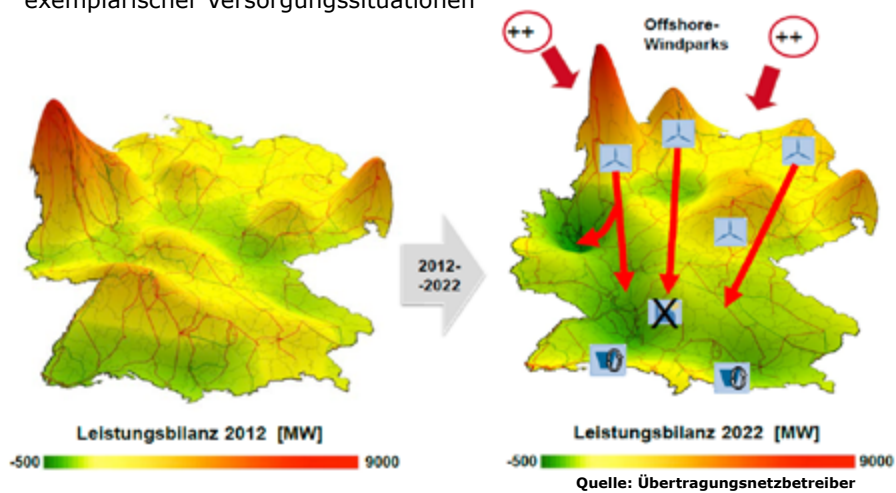


Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Warum Netzausbau?
Exemplarische Versorgungssituationen 2012 - 2022



Die Veränderung zur lastfernen Erzeugungslandschaft am Beispiel exemplarischer Versorgungssituationen



© Bundesnetzagentur

3

Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)



© Bundesnetzagentur

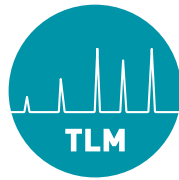
Gesetzgeber hatte 2009 durch Verabschiedung des EnLAG bereits auf verzögerten Netzausbau reagiert

Stand nach dem 1. Quartal 2015

- 1.872 km Gesamtlänge EnLAG
- Bisher wurde mit 479 km lediglich ein Viertel des EnLAG fertig gestellt
- Die ÜNB rechnen mit einer Fertigstellung von lediglich 40 % der EnLAG-Maßnahmen bis 2016

➡ Netzausbau stark verzögert

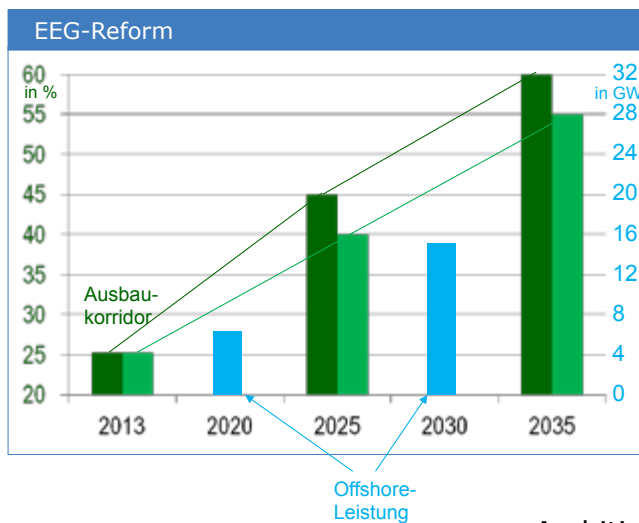
4



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

EEG 2.0 (2014)
Ziele der Bundesregierung



Eckpunkte:

- **Ausbaukorridore**
40-45% (2025)
55-60% (2035)
- **Offshore-Leistung**
6,5 GW (2020)
15 GW (2030)
- **Mengenregulierung**
Onshore-Wind + 2,5 GW/a
Photovoltaik + 2,5 GW/a
Biomasse + 0,1 GW/a

EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in %
■ obere Grenze des Ausbaukorridors
■ untere Grenze des Ausbaukorridors
© Bundesnetzagentur

=> Ambitionierte Ausbauziele
bekräftigt

5

Daher: Neustrukturierung des Netzausbauprozess

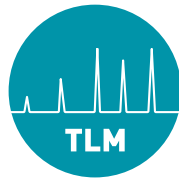


Ziel: Beschleunigung des Netzausbaus durch:

- Die jährliche Erstellung eines 10-Jahres-Netzentwicklungsplans
- Bundesweite Koordination des Netzausbaus
- Zugleich intensive Öffentlichkeitsbeteiligung in allen Verfahrensschritten

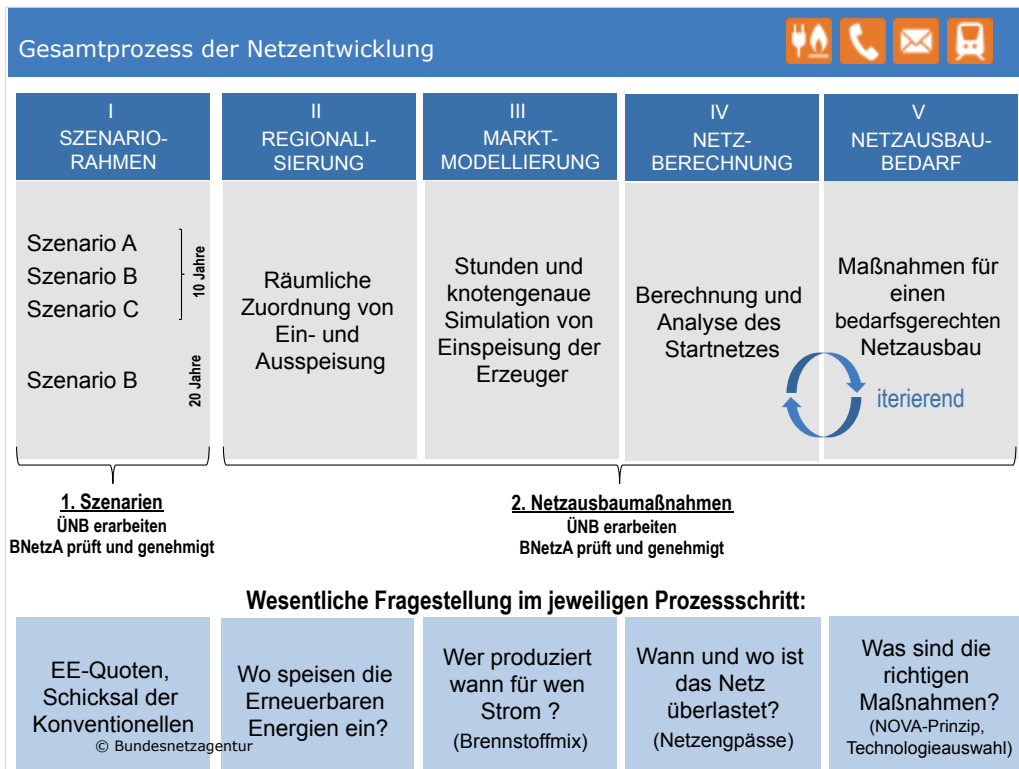
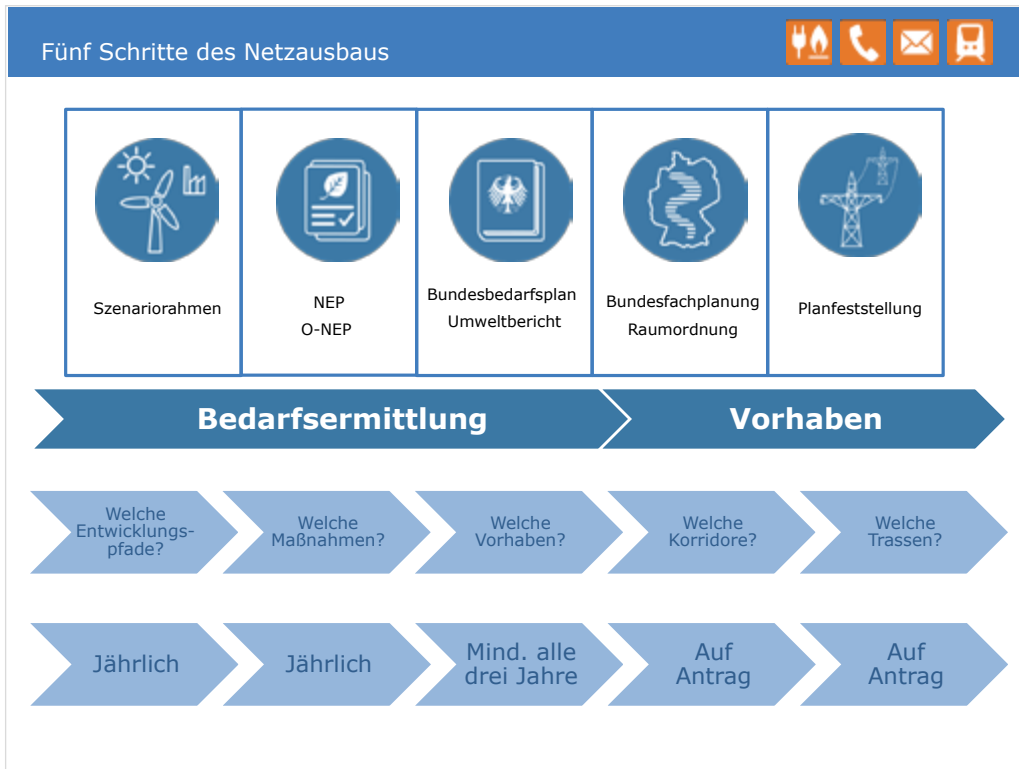
Rechtsgrundlagen:

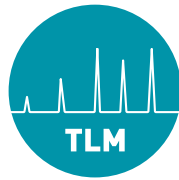
- §§ 12a ff. Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)
- Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG)



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende





Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

I Szenariorahmen



Basis:

- gesetzliche Vorgaben
- ökonomische Gesetzmäßigkeiten

Installierte Leistung [GW]	2013	B 2024
PV	36,3	56,0
Wind onshore	33,8	55,0
Wind offshore	0,5	12,7
Biomasse	6,2	8,7
Wasserkraft	3,9	4,7
EE-Anteil	25 %	47 %
Braunkohle	21,2	15,4
Steinkohle	25,9	25,8
Erdgas	26,7	28,2
Jahreshöchstlast	82,8 GW	84,0 GW
(Netto-)Stromverbrauch	543,6 TWh	535,4 TWh



Bundesnetzagentur berücksichtigt in ihrer Prüfung:

- Offshore Reduktion auf 9,9 GW
- Spitzenkappung

9

II Regionalisierung



Regionalisierung:

Verfahren zur räumlichen Verteilung der Stromerzeuger und Stromverbraucher

Bestehende und zuzubauende Erzeugungsleistung und Last wird einem der rund 450 Netzknoten in Deutschland zugeordnet

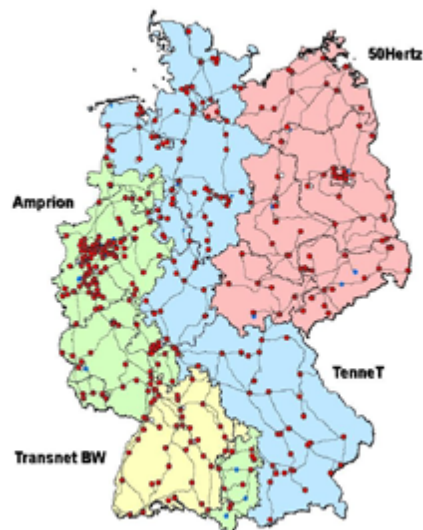
Konventionelle Erzeugung

Entsprechend der genehmigten Kraftwerkliste

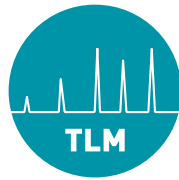
Erneuerbare Energien

Flächenansatz bei Wind-Onshore und PV

Regionalisierung auf Basis von ausgewiesenen Windvorrangs- und Windeignungsflächen bzw. verfügbaren Dach- und EEG geförderten Freiflächen



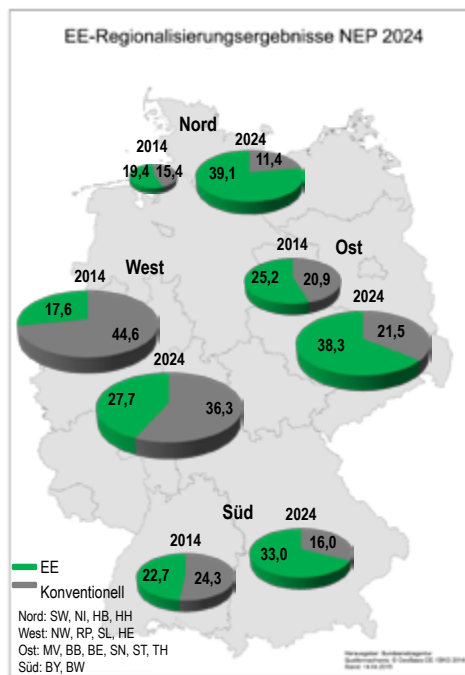
10



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

II Erneuerbare / konventionelle Erzeugerleistung 2014 und 2024



III Marktmodellierung



Prämissen:

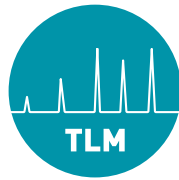
- Ausgangspunkt: Last, d.h. die Stromnachfrage der Kunden (im In- und Ausland).
- Stromnachfrage wird zunächst durch Erneuerbaren Energien wegen Einspeisevorrang und geringer Grenzkosten gedeckt
- Verbleibender Bedarf (Residuallast): Durch konventionelle Erzeugung zu decken

Marktmodellierung:

- Mit Hilfe eines computergestützten Modells wird **europaweit** für jede Stunde des Betrachtungsjahres 2024 auf Basis der Grenzkosten (im Wesentlichen Brennstoffkosten) der volkswirtschaftlich günstigste Kraftwerkseinsatz zur Deckung der Stromnachfrage ermittelt.



Ergebnis: Knotenscharfe Einspeise- und Lastsituation, die Verbrauch, EE-Erzeugung und daraus resultierende konventionelle Erzeugung beinhaltet.



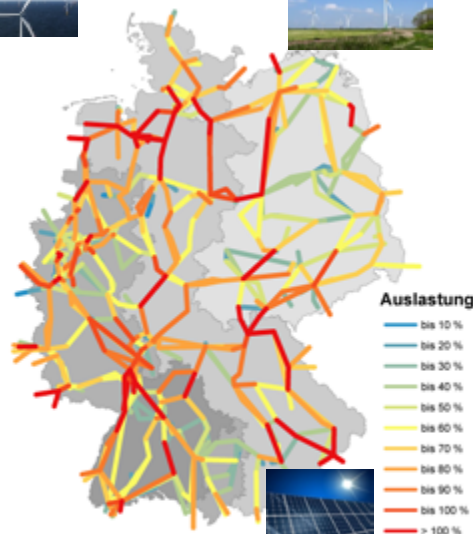
Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

IV Netzberechnungen



Auslastung des Startnetzes (inkl. EnLAG) im Jahr 2024

- Einspeise- und Lastsituation im Jahr 2024 wird für jede einzelne Stunde des Jahres betrachtet (8.760 Netznutzungsfälle)
- Besondere Situationen (z.B. viel Wind, geringe PV, hohe Last) sind bei der Netzberechnung besonders relevant
- Netznutzungsfälle werden auf ein Modell des Übertragungsnetzes übertragen
 - ca. 6.600 Netzknoten in Europa
 - 5.500 Stromkreise
 - rund 1.850 Transformatoren
 - 35.000 km Netzlänge (Leitungen)
- Daraus ergeben sich für diese einzelnen Netzelemente Betriebs- und Belastungswerte
- Belastungswerte dürfen dabei bestimmte Bandbreiten nicht verlassen, da sonst die Netzstabilität gefährdet würde



© Bundesnetzagentur

13

V Ermittlung des Netzausbaubedarfs



- Feststellung, dass das Startnetz den modellierten Transportbedarf des Zieljahres nicht bewältigen kann
- Überlastungen und Schwachstellen im Stromnetz müssen durch einzelne Maßnahmen behoben werden
- Dabei ist nach dem sog. **NOVA**-Prinzip vorzugehen:

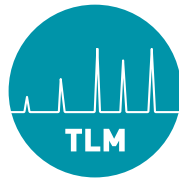
Netz-
Optimierung vor
Verstärkung vor
Ausbau

Angesichts der Vielzahl der Schwachstellen war zunächst eine Grundsatzentscheidung über die Art des Transports großer Leistungen über große Entfernungen zu treffen.

Die Entscheidung fiel zu Gunsten von HGÜ-Korridor Lösungen.

© Bundesnetzagentur

14



Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Entwurf des Netzentwicklungsplans 2024 der ÜNB



Überarbeiteter Entwurf des NEP 2024:

- 92 Maßnahmen von ÜNB beantragt
- darunter 4 HGÜ-Korridore
- ca. 7.300 km an Umbau- und Ausbaumaßnahmen
- geschätztes Investitionsvolumen: ca. 23 Mrd. Euro

15

Die unterschiedlichen Rollen von ÜNB und BNetzA



- **NEP-Planung durch ÜNB**
 - **Basis:** international anerkannte Planungsgrundsätze, z. B. (n-1)-Kriterium
- **NEP-Prüfung durch BNetzA**
 - über Planungsgrundsätze hinausgehende, einschränkende Kriterien, z.B.
 - mindestens 20% Auslastung der Vorhaben
 - Sensitivitäts-Untersuchungen
 - **Grund:** Bestätigung nur für ausreichend robuste Vorhaben (die wahrscheinlich auch bei Veränderung der Rahmenbedingungen notwendig bleiben)

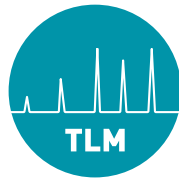


Bestätigter NEP deshalb NICHT engpassfrei!

Im Klartext: Bestätigter NEP kein Vollausbau, sondern Kompromiss, der gegebenenfalls weiterhin Einsatz unterstützender Kraftwerke erfordert

© Bundesnetzagentur

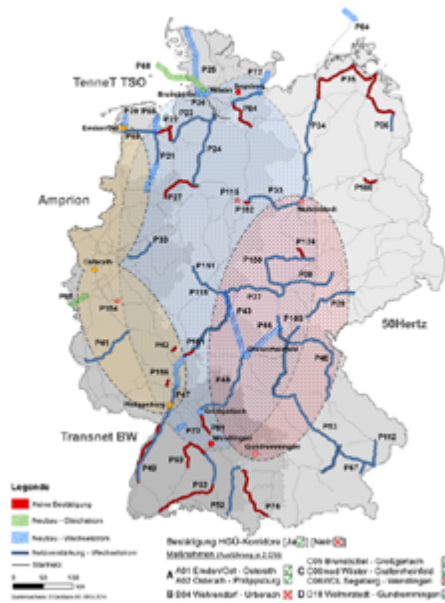
16



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Bestätigter NEP 2024



- 63 von 92 Maßnahmen bestätigt
- Entspricht ca. 5.800 km Aus- und Umbaumaßnahmen
(zum Vergleich: BBP ca. 5.000 km)
- Alle im BBP enthaltenen HGÜ-Korridore erneut bestätigt
- HGÜ-Korridore B und C06 erneut (noch) nicht bestätigt
- 20 Maßnahmen zusätzlich zum BBP bestätigt (fast ausschließlich Maßnahmen in bestehender Trasse)
- 5 Maßnahmen des BBP nicht mehr bestätigt

17

Ziel der Netzentwicklung: der Bundesbedarfsplan



Der Bundesbedarfsplan

- Für darin enthaltenen Vorhaben wird energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlicher Bedarf verbindlich festgestellt
- Bundesbedarfsplan ist Basis für Planungen der konkreten Trassenverläufe in sich anschließender Bundesfachplanung und in Planfeststellungsverfahren
- Tritt neben Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) aus 2009
- Erstmals im Sommer 2013 auf Basis des bestätigten NEP 2012 erlassen



© Bundesnetzagentur

18



Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende



Offshore-Netzentwicklungsplan

© Bundesnetzagentur

19

Seit 2013: Offshore-Netzentwicklungsplan (O-NEP)



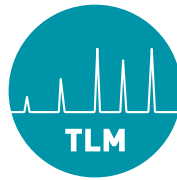
Bis 2012: Individueller Netzanbindungsanspruch jedes OWP

Ab 2013 O-NEP: Sammelanbindung zwischen Netzverknüpfungspunkten und Windpark-Clustern

- O-NEP basiert auch auf Szenariorahmen
- ähnliche Verfahrensführung wie landseitiger NEP, **aber:**
 - Offshore-NEP soll konkrete Trassenvorschläge für AWZ - Küstenmeer - Netzverknüpfungspunkte Land enthalten
 - Staffelung der Vorhaben an Hand von konkreten Kriterien (z.B. Nähe zur Küste, Realisierungsgrad)

© Bundesnetzagentur

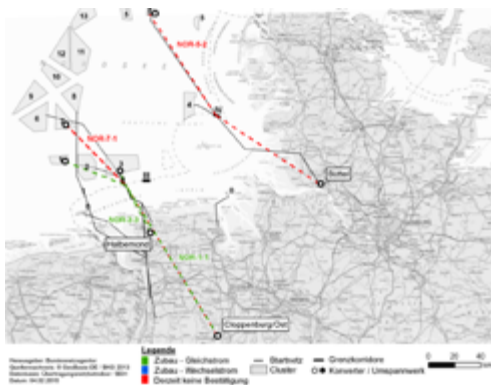
20



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende

Übersicht Bestätigung O-NEP 2024



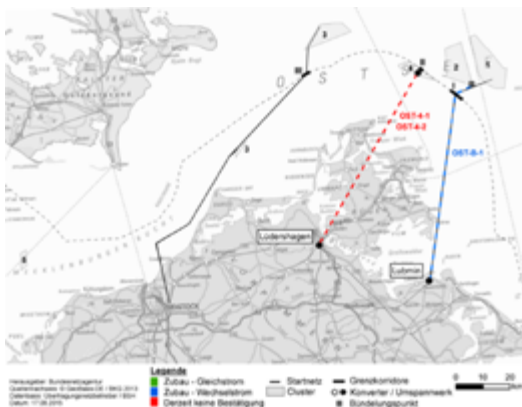
Bestätigung O-NEP 2024 Nordsee

- Von vier beantragten Anbindungsleitungen hat BNetzA nur zwei Anbindungssysteme bestätigt
- Grund: Reduzierung des Ausbaus der Offshore-Windenergie in EEG-Novelle Mitte 2014

Anbindungssystem	Bestätigt	Beginn Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
NOR-3-3	Ja	2018 (2016 beantragt)	2023 (2021 beantragt)	Halbmond
NOR-1-1	Ja	2019 (2017 beantragt)	2024 (2022 beantragt)	Cloppenburg/Ost
NOR-7-1	Nein (im O-NEP 2023 bestätigt)	-	-	Cloppenburg/Ost
NOR-3-2	Nein (im O-NEP 2023 bestätigt)	-	-	Büttel

21

Übersicht Bestätigung O-NEP 2024 Ostsee



Bestätigung O-NEP 2024 Ostsee

- Von drei beantragten Anbindungsleitungen hat BNetzA nur ein Anbindungssystem bestätigt
- Das Anbindungssystem ist als Sammelanbindung mit 500 MW geplant

Anbindungssystem	Bestätigt	Beginn der Umsetzung	Geplante Fertigstellung	Netzverknüpfungspunkt
OST-B-1	Ja	2020 (2017 beantragt)	2023 (2020 beantragt)	Lubmin
OST-4-1	Nein	-	-	Lüdershagen
OST-4-2	Nein	-	-	Lüdershagen

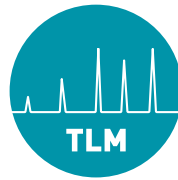
22



Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende



Dr. Jochen Patt
Jochen.Patt@BNetzA.de



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

**Neue Technologien und Servicelösungen für das
Netz der Zukunft**

Michael Halfmann
ABB AG, Mannheim



Michael Halfmann wurde 1964 in Darmstadt geboren. Von 1986 bis 1992 studierte er Elektrotechnik an der Fachhochschule und der Technischen Hochschule Darmstadt.

1993 trat er als Serviceingenieur bei der ABB Schaltanlagen GmbH ein und übernahm dort 1999 die Leitung des Geschäftsbereiches Service Energietechnik. Ebenfalls 1999 gründete er in Abu Dhabi die neue Gesellschaft ABB Transmission & Distribution und war bis 2002 Mitglied des Aufsichtsrates.

Zusätzlich zu seiner Leitung des Bereiches Service Energietechnik übernahm er von 2003 bis 2004 die Leitung des Geschäftsbereiches Leitungsbau und von 2005 bis 2011 Leitung des Geschäftsbereiches Elektrische Netze.

Seit 2010 ist er Mitglied der Landesgeschäftsleitung der ABB Deutschland und seit 2011 als Leiter Service verantwortlich für das gesamte Servicegeschäft der Energie- und Automatisierungstechnik der ABB Deutschland, Österreich und Slowenien.





Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

M. Halfmann, H.-M. Bothmann, A. Vogler, T. Schmidt

Elektrischer Strom wird auch zukünftig eine der wichtigsten Energieformen sein, denn die Elektrifizierung in allen Lebensbereichen schreitet weiter voran. Mit den regenerativen Energien haben sich die Möglichkeiten erweitert, Strom zu erzeugen und zu übertragen. Produktion und Verbrauch liegen örtlich aber oft weit auseinander. Dies erfordert Anpassungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Es gilt, das „Netz der Zukunft“ zu realisieren! Zum effizienten und notwendigerweise zügigen Aus- und Aufbau dieses Netzes bedarf es der richtigen Technologien, etwa Hochspannungsgleichstromschalter und Phasenschieber. Auf der anderen Seite – nicht minder wichtig – spielen zukunftsgerichtete Dienstleistungen sowie Wartungs- und Instandhaltungskonzepte eine entscheidende Rolle.

1. Veränderungen durch die Energiewende

Spricht man von neuen Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft in Deutschland, so kommt man nicht umhin, den notwendigen Umbau der Energieversorgung zu beschreiben und zu bewerten. Zunächst also Rück- und Ausblick auf das, was in Wissenschaft, Öffentlichkeit und Medien als „die Energiewende“ bezeichnet wird.

Der Weg zum Netz der Zukunft: Die Energiewende

Mit ihrem Energiekonzept hat die Bundesregierung im Jahre 2010 die Weichen für eine neue, überwiegend auf erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung in Deutschland gestellt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch soll bis 2020 auf mindestens 35 Prozent und bis 2050 auf mindestens 80 Prozent gesteigert werden. Heute sind wir bereits bei einem Anteil von 26,2 Prozent. Damit haben die erneuerbaren Energien erstmals die Braunkohle (25,4 Prozent) als wichtigste Quelle im Stromerzeugungsmix abgelöst.

Entscheidender Treiber für den Umbau der Energieversorgung ist der Klimaschutz. Dies hat die Bundesregierung in ihrem Fortschrittsbericht zur Energiewende vom 3. Dezember 2014 erneut deutlich gemacht. Mit dem Nationalen Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE) und dem Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 werden zusätzliche Maßnahmen beschlossen, mit denen das nationale CO₂-Reduktionsziel von 40 Prozent bis 2020 erreicht werden soll. Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zum

1. August 2014 sind technologie-spezifische Ausbaupfade für die erneuerbaren Energien – als die erste Säule der Energiewende – festgelegt worden. Sie sollen einen systemverträglichen Ausbau der Erneuerbaren gewährleisten. In den kommenden Jahren werden die erneuerbaren Energien damit zur dominierenden Stromquelle. Die Verpflichtung zur Direktvermarktung führt die erneuerbaren Energien näher an den Strommarkt heran. Damit beginnt eine neue Phase der Energiewende.

Energieeffizienz als zweite Säule der Energiewende

Energieeffizienz ist die zweite Säule der Energiewende. Die Steigerung der Energieeffizienz wirkt dämpfend auf die Energiepreise, senkt die Abhängigkeit von Energieimporten, mindert den Ausstoß von klimaschädlichem Kohlendioxid, erhöht die Versorgungssicherheit und wirkt drohenden Energieverteilungskonflikten entgegen. Der schonende Umgang mit und die intelligente Nutzung von Energie ist daher eine der zentralen Herausforderungen der Zukunft. Gerade bei der Stromanwendung, sei es in der Industrie, in Handel und Gewerbe oder im Haushalt, spielt der effiziente Umgang mit der Ressource Strom daher eine ganz wichtige Rolle. Folgte in der alten Stromversorgungswelt die Erzeugung der Last, so werden künftig steuerbare Lasten mit Hilfe von intelligentem Lastmanagement der zunehmend wetterabhängigen und volatilen Erzeugung folgen.

Die Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in Deutschland befindet sich in einem fundamentalen Strukturwandel: Sie wird vielfältiger, kleinteiliger, volatil und überwiegend dezentral. Verbrauchsfern, dezentral und volatil sind hier die neuen, dominierenden Begriffe. Der Strom wird nicht mehr dort erzeugt, wo er gebraucht wird, sondern vermehrt an anderer Stelle, gegebenenfalls sehr weit entfernt. Besonders trifft dies auf die Onshore- und Offshore-Windparks zu, die viel Strom erzeugen (wenn Wind weht), die sich aber entweder in dünn besiedelten Gebieten mit wenig Stromverbrauch befinden oder gar offshore weit draußen in der Nord- und Ostsee.

Eine sehr einschneidende Veränderung gegenüber dem bisherigen Stromversorgungssystem ist auch, dass der Strom nicht immer dann erzeugt wird, wenn er gebraucht wird, sondern wenn beispielsweise die Sonne scheint oder der Wind weht. Der Strom wird



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

zunehmend in kleinen, in der Fläche weit verteilten Einheiten erzeugt und der Anschluss dieser Erzeugungsanlagen erfolgt häufig im Mittel- und Niederspannungsnetz. Bauernhöfe oder Wohnhäuser, die bisher nur Strom verbraucht haben, erzeugen jetzt mit Hilfe von Windenergie-, Biomasse- und Photovoltaikanlagen selbst Strom und speisen ihn in das Versorgungsnetz ein. Dadurch fließt der Strom an vielen Stellen plötzlich in die andere Richtung.

2. Folgen für die Netzbetreiber

Die skizzierten Hintergründe, Rahmenbedingungen und Schwerpunkte der Energiewende stellen die Netzbetreiber vor neue Herausforderungen, um in ihrem Geschäft erfolgreich zu bleiben. Durch die neue Situation, dass die Erzeugung dezentral(er) wird und viele kleinere Erzeuger auf den unteren Spannungsebenen Strom einspeisen, ändern sich Lastfluss beziehungsweise Stromrichtungen. Folge: Für die Stabilität der Energieversorgung bedarf es eines komplex ausgestalteten Steuerungssystems. Es muss die vielen geographisch verteilten Netzkomponenten managen können. Dadurch ist der Bedarf an Kommunikation mit den Netzbetriebsmitteln höher. Die Netzbetreiber sind also gezwungen, ihre Betriebsmittel diesen neuen Bedingungen anzupassen, um dieser Situation und Herausforderung erfolgreich zu begegnen.

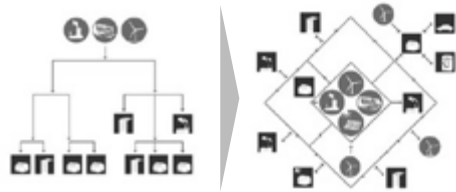


Bild 1: Die Zukunft der Stromerzeugung: vielfältiger, kleinteiliger, volatiler und überwiegend dezentral.

Die Netzbetreiber suchen Experten, insbesondere industrielle Partner, um zukunftsfähige Lösungen zu finden. Einer dieser Experten ist ABB. ABB besitzt eine jahrzehntelange Expertise in der Energietechnik. Als erfahrener Hersteller und Dienstleister in diesem Bereich, hat sich das Unternehmen frühzeitig auf den beschriebenen Wandel im Stromversorgungssystem und die geänderten Kundenbedürfnisse eingestellt. Dies zeigt sich auch in der Ausprägung des Serviceportfolios. Es umfasst neben Beratungseinsätzen unter anderem auch technologieintensive Dienstleistungen wie Engineering, Upgrades und Nachrüstlösungen, abgestimmt auf die Anforderungen des Marktes beziehungsweise auf die Nachfrage von Kundenseite. Im Folgenden wird ein Einblick in

neue Technologien und Lösungen in Verteilnetzen gegeben: Service-Produkte und -Lösungen, die einen wichtigen Beitrag leisten, die bestehende Infrastruktur auf die neuen Gegebenheiten anzupassen.

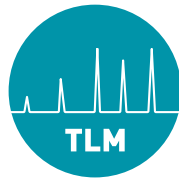
Längsspannungsregler

Die stark schwankende Stromeinspeisung aus der regenerativen Energie von Sonne und Wind bedeutet für viele Netze eine Herausforderung. Dabei ist nicht nur die Übertragung der Leistung ein limitierender Faktor, sondern auch die Einhaltung des zulässigen Spannungsbereichs. Dieser ist als europäischer Standard nach EN 50160 definiert. Bei einer zu großen Abweichung besteht die Gefahr, dass elektrische Geräte nicht mehr störungsfrei funktionieren und beschädigt werden können. Um den steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu bewältigen, müssen die Netze leistungsfähiger werden. Eine Möglichkeit, dieses Ziel zu erreichen, besteht im konventionellen Ausbau. Entweder durch zusätzliche Leitungstrassen oder durch Kabel mit größerem Querschnitt.

Je nach Szenario beziffern Experten die Kosten für den klassischen Netzausbau in den kommenden 20 Jahren auf 20 bis 40 Mrd. Euro. Angesichts dieser Prognosen sind Alternativen gefragt. Mit intelligenten technischen Lösungen lassen sich die Kosten für den Ausbau der Netze um bis zu 40 % reduzieren. Ein Beispiel dafür sind Längsspannungsregler. Die Upgrade-Lösung gleicht Spannungsschwankungen aus, die sich aus der fluktuierenden Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Energien ergeben.

Für die Mittelspannung hat ABB in Kooperation mit RWE einen Prototypen entwickelt, der das Spannungsniveau innerhalb des gewünschten Regelbereichs hält. Seit Dezember 2014 kommt dieser beim RWE-Verteilnetzbetreiber Westnetz in der Eifel erstmals in Europa zum Einsatz, angeschlossen an das 20-kV-Verteilnetz in der Nähe des Ortes Nattenheim. Neben seinem vollständig automatisierten Betrieb gehören zu den weiteren Vorteilen die geringen elektrischen Verluste und seine kompakten räumlichen Abmessungen.

Auch für das Niederspannungsnetz hat ABB einen Längsspannungsregler entwickelt. In der Schweizer Gemeinde Schwarzenburg gleicht er seit dem Frühjahr 2014 Spannungsschwankungen aus, die durch das Einspeisen von Photovoltaikstrom aus einer großflächigen Solaranlage entstehen. Dass der Regler über ein GPRS-Modem in das Leitsystem des Netzbetreibers eingebunden ist, bietet die Option, ihn per Fernzugriff zu steuern.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

Lebenszyklusbetrachtung und Assetmanagement von Investitionsgütern

Ausgehend von den oben beschriebenen Szenarien, Netzanlagen flexibler zu betreiben, ändert sich auch die klassische Lebenszyklusbetrachtung des „Assets“ und Instandhaltungsstrategien müssen überdacht und gegebenenfalls auch flexibel angepasst werden. Die technische Beanspruchung zum Beispiel eines Transformators ist aufgrund der Lastflusswechsel erheblich gestiegen. Bis vor kurzem wurden Aufgaben wie die Wartung von Transformatoren und Hochspannungsleitungen, Behebung von Unterbrüchen oder Optimierungen von Arbeitsabläufen mit Standardformeln, Schätzungen und Erfahrungswerten bewältigt. Die enge Verzahnung von Hard- und Software schafft mittlerweile Möglichkeiten, ganze Flotten von Transformatoren effizient und mit minimalen Eingriffen im Zustand zu bewerten und Investitions- und Instandhaltungspläne pro Betriebsmittel differenziert nach Wichtigkeit und Zustand zu erstellen.

Trotzdem ist die Koppelung von Soft- und Hardware in der Energieversorgung kaum den Kinderschuhen entwachsen. Als weiteres Hilfsmittel, einen Überblick über hochinvestive Güter zu behalten, hat ABB das sogenannte Asset Health Center (AHC) entwickelt.

AHC überwacht den Zustand und die Leistungsfähigkeit der Infrastruktur der Kunden laufend, integriert unterschiedlichste Daten – historische als auch Echtzeitdaten –, analysiert relevante Daten, löst, wenn nötig, operative Maßnahmen aus und unterstützt strategische Entscheidungen. Durch ein ganzheitliches Vorgehen sollen nicht nur Unterbrechungen in der Versorgung reduziert, die Lebensdauer der Ausrüstung erhöht und die Kosten für ihren Unterhalt reduziert werden, sondern Mitarbeiter, Ausrüstung und Technologie effizienter eingesetzt werden. So machen etwa Alarmsignale auf drohende Probleme aufmerksam, bevor Pannen eintreten. Oder – um ein zweites Beispiel anzuführen – Wartungen orientieren sich am Zustand der Anlagen statt an vorgegebenen Terminplänen. Systeme dieser Art werden ständig weiterentwickelt. Das Ziel ist klar: Sie sollen noch sicherer, verlässlicher und kostengünstiger werden. AHC trägt schon heute – unter den hochveränderlichen Rahmenbedingungen in der Netzbetriebsführung – als Kernelement eines ganzheitlichen und vorausschauenden Wartungskonzepts enorm zur Lebensdauerverlängerung der Assets bei. Dies erleichtert die wirtschaftliche Planbarkeit der Anlagenbetreiber und trägt zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit bei.

Intelligente Beratungsdienstleistungen für Verteilnetze

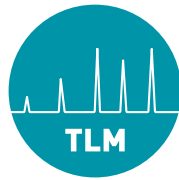
Die Eigenerzeugung und Einspeisung in das öffentliche Netz durch Industrienetzbetreiber und -betriebe ist eine neue Situation, aufgrund derer Stadtwerke die örtliche Energieverteilung in ihren Mittel- und Niederspannungsnetzen neu bewerten müssen. Der Beratungsbedarf ist hier, wie die Praxis zeigt, signifikant höher als zu Vor-Energiewende-Zeiten. Neben Hochschulen haben sich auch Anbieter wie ABB eine weitreichende Expertise auf dem Gebiet der Netzberatung erarbeitet.

ABB hat ein weltweit operierendes Expertenteam, das auf einen Erfahrungsschatz aus einer umfassenden Anzahl von Systemstudien der vergangenen 40 Jahre zurückgreift. Eine Expertise, die sonst auf dem Markt nur schwerlich zu finden ist. Mit dem „Check“ – einem eintägigen Workshop direkt vor Ort – haben Kunden die Möglichkeit, von den Erfahrungen der Experten direkt zu profitieren. Gemeinsam mit dem Netzbetreiber werden Optimierungspotenziale identifiziert und Maßnahmen aufgesetzt, die zur nachhaltigen Verbesserung führen. Mit den aufbereiteten Ergebnissen erhalten sie zugleich eine erste Bewertung ihres Netzes.

Das Analyse-Spektrum, das durch „Check“ abgedeckt werden kann, ist dabei umfangreich und individuell auf die Kundenbedürfnisse abgestimmt. So werden beispielsweise Netzberechnungen durchgeführt oder aktualisiert. Durch eine Berechnung mit Hilfe von Netzmodellen kann zum Beispiel geprüft werden, ob die Schutzparameter korrekt gewählt sind. Hierdurch werden Messungen an oder in elektrischen Anlagen, die nur mit einem erheblichen technischen oder wirtschaftlichen Aufwand durchführbar sind, vermieden. Auch bei Problemen im Netz oder von Betriebsmitteln – um ein zweites Beispiel zu nennen – können Netzbetreiber von der externen Beratung profitieren. In jedem Netz kann es im Laufe der Zeit zu einem Fehler, einer Störung oder zu einem Ausfall eines Betriebsmittels kommen. Die entstandenen Schäden werden dann behoben und ausgefallene Betriebsmittel werden ausgetauscht, damit der Netzbetrieb und die Versorgung der Produktionsstätten möglichst schnell wieder aufgenommen werden kann. Eine Bestandsaufnahme und umfassende Analyse kann die Ursachen der Störung ermitteln und dabei helfen, Maßnahmen aufzusetzen, damit weitere Ausfälle dieser Art zukünftig vermieden werden.

3. Kundennutzen im Fokus

Vor dem Hintergrund der Veränderungen im Energiemarkt und der ständig steigenden



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

Anforderungen in der Automatisierungstechnik, haben Serviceanbieter ihr Angebotsportfolio auf die sich veränderten Kundenbedürfnisse angepasst. Schwerpunktmäßig haben sich dabei folgende Hauptthemen herauskristallisiert:

Schneller Kundenservice

Um erfolgreich zu sein, ist ein schneller und flexibler Service, der die Anlagenverfügbarkeit sichert, unabdingbar. Ein verstärkter Trend zu Remote Services und Online-Monitoring ist die Folge. Weiterhin steigen die Anforderungen an Flexibilität sowie Digitalisierung in der Einsatzplanung von Servicepersonal, in der Erbringung von Serviceleistungen und in der Ersatzteillogistik.

Lifecycle Management

Jedes Produkt oder System hat einen eigenen Lebenszyklus und neueste Technologien müssen mit älterer Technik kompatibel sein. Servicepartner betreuen Anlagen über die gesamte Lebensdauer hinweg und sorgen dafür, dass die Investitionen der Netzbetreiber langfristig gesichert sind. Die Lebensdauer von Betriebsmitteln wird verlängert, was die Investitions- und Betriebskosten gesamthaft senkt – seien es Transformatoren, Schaltanlagen oder Leitsysteme in der Industrie oder Energieversorgung.



Bild 2: Die zentralen Kundenbedürfnisse im Service und die Dienstleistungsangebote von ABB.

Effizienzsteigerung

Die Zuverlässigkeit und Effizienz von Betriebsmitteln unter den gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu erhöhen, ist ein ständiges Ziel. Serviceanbieter unterstützen mit ihren Beratungsdienstleistungen aktiv dabei, unnötige und kostspielige Ausfallzeiten der Anlagen ihrer Kunden zu vermeiden. Im Rahmen von Upgrades und Retrofits werden Anlagenkomponenten durch effizientere ersetzt

und Revisionsarbeiten, Modernisierungen, Erweiterungen oder Neuanschaffungen getätigt.

Leistungssteigerung

Die Leistung industrieller Prozesse muss ständig weiter optimiert werden, um die Anlagenwirtschaftlichkeit zu verbessern. Netzbetreiber benötigen also strategische Partner, die ihnen helfen, die Herausforderungen betreffend Produktivität, Verfügbarkeit, Sicherheit und Kosteneffizienz zu meistern.

4. Trends im Service – die Zukunft hat bereits begonnen

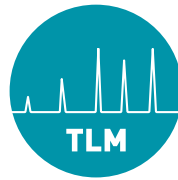
Zu den vieldiskutierten Zukunftsthemen, die bereits Einfluss auf das Heute haben, gehört auch das Thema „Industrie 4.0“. Hier stellt sich die Frage, inwiefern sich industrielle Serviceleistungen wie Reparatur und Wartung verändern werden und in welchen Bereichen die Chancen von „Industrie 4.0“ liegen.

Field Service 4.0

Egal ob erste, zweite oder dritte industrielle Revolution: Serviceingenieure, die im Kundendienst technische Anlagen reparieren und warten, gab es immer. Auch die Digitalisierung wird hieran nichts ändern. Über die verschiedenen Stufen der Industrialisierung hinweg, mussten Serviceanbieter ihre Kundendienstleistungen allerdings stetig weiterentwickeln. Zur traditionellen Vor-Ort-Reparatur kamen Telefon-Support und Remote-Services hinzu, bei denen sich der Servicetechniker „aus der Ferne“ auf ein Gerät oder System aufschaltet und eine Fehlerdiagnose erstellt oder sogar einen Fehler behebt.

Industrie 4.0 steht für die Vision einer Industrie, bei der alle Wertschöpfungsketten vernetzt sind. Die ABB spricht hier vom „Internet der Dinge, Dienste und Menschen“ und bezieht den Menschen in ihre Betrachtung ein. Schließlich ist und bleibt der Mensch ein wesentlicher Teil der Wertschöpfungskette. Bei Installation und Inbetriebnahme, bei Reparatur und Wartung, bei Umbau und Modernisierung von Anlagen und Komponenten im industriellen Umfeld sind die erforderlichen Arbeitsschritte meist sehr komplex. Ferner unterscheiden sich die Umgebungsbedingungen und der Zustand von Betriebsmitteln von Fall zu Fall. Daher ist nicht damit zu rechnen, dass diese Dienstleistungen in naher Zukunft ohne Zutun von Menschen automatisiert vor Ort erbracht werden können.

Das „Internet der Dinge, Dienste und Menschen“ verändert den Service in der Energietechnik in vielfacher Weise. Mehr und mehr Geräte und Komponenten werden zukünftig miteinander und in einen zentralen Datenspeicher hinein



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

kommunizieren, häufig als „Cloud“ bezeichnet. Geräteinformationen sind dann in einer solchen „smarten“ Netzumgebung überall und jederzeit verfügbar und können für servicerelevante Dienste genutzt werden. Eine Entwicklung, die bereits begonnen hat. Noch ist allerdings nur ein sehr geringer Teil der Geräte und Systeme aller Wertschöpfungsketten kommunikationsfähig und vernetzt. Es wird wahrscheinlich noch mehrere Jahrzehnte dauern, bis sich dies großflächig geändert hat. Bis dahin sind die vor Ort durch Bedien- oder Servicepersonal aufgenommenen Informationen zu Funktion und Status von Betriebsmitteln unverzichtbar und bilden die Basis für optimale Instandhaltungsdienstleistungen.

Neu an Industrie 4.0 ist, dass standardisierte Software-Dienste auf Basis standardisierter Semantik zum Einsatz kommen. Grundlage und Voraussetzung hierfür ist eine ebenfalls standardisierte Syntax für die Speicherung von konsistenten Zustandsdaten, die idealerweise an nur einer Stelle gespeichert sind („Single Source of Data“). Ob in der Cloud oder in einer konventionellen Datenbank ist dabei unerheblich – wichtig ist die allseitige Vernetzung dieser Informationen in einem dynamischen Informationsnetzwerk.

Smartphone-Anwendungen

Ein weiteres Trend-Thema sind Smartphone-Anwendungen. Mobile Geräte wie Smartphones sind in den letzten Jahren im privaten wie geschäftlichen Umfeld zu Kommunikationszentralen geworden. Folgerichtig bringen immer mehr Serviceanbieter ihre Dienstleistungen auch auf das Handy ihrer Kunden. Beispiel: Field Installed Base Agent, kurz FIBA. FIBA wurde für Apple iOS- und Android-basierte Betriebssysteme entwickelt. Zum Funktionsumfang gehören OCR-Technologie, mit der Seriennummern vom Typenschild abfotografiert und in digitale Schriftzeichen übersetzt werden, sowie die Lokalisierung via GPS. Mithilfe von FIBA können ABB-Produkte erfasst und in ServIS aufgenommen werden. Der zur Verfügung stehende Platz kann während einer Wartung, Reparatur oder Inbetriebnahme eines Produktes sehr eingeschränkt sein. Die Dokumentation dieser Dienstleistungen ist mithilfe eines Laptops vor Ort oft sehr schwierig. Smartphone-Apps wie FIBA sind daher eine große Erleichterung.

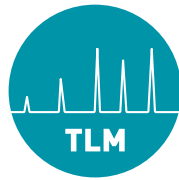
Speziell für die Optimierung und Wartung von Frequenzumrichtern hat ABB die Apps „Drivetune“ und „Drivebase“ entwickelt. Mit der Drivetune-App kann über eine drahtlose Bluetooth-Verbindung einfach auf den Frequenzrichter zugegriffen werden. Mit der benutzerfreundlichen Smartphone-Schnittstelle kann der Techniker die Inbetriebnahme und Einstellung des Frequenz-

umrichters schneller und effizienter durchführen und auftretende Probleme schneller lösen, ohne den Antrieb vom Netz zu nehmen. „Drivetune“ erleichtert Ingenieuren, Montageunternehmen und Systemintegratoren bei der Inbetriebnahme der Antriebe auf der Anlage ihre Arbeit. Durch die Möglichkeit einer Drahtlosverbindung mit ABB-Frequenzumrichtern müssen Ingenieure zudem nicht mehr selbst in gefährliche oder schwer zugängliche Bereiche gehen, um sich die zur Inbetriebnahme oder Einstellung eines Frequenzumrichters notwendigen Informationen zu beschaffen.

Die Drivebase-App ermöglicht dem Anlagenpersonal einen dynamischen QR-Code zu scannen, der durch den Frequenzrichter erzeugt und auf seinem Bedienpanel angezeigt wird. Der Code liefert die zur Registrierung des Antriebs benötigten Informationen und bietet Hilfestellung bei der Lösung von Problemen. Über die Cloud kann außerdem auf die umfangreiche Wissensdatenbank zugegriffen werden, falls weitere Hilfe benötigt wird. Drivebase hilft Anlagenbetreibern bei der Überwachung und Wartung ihrer Antriebe über die gesamte Nutzungsdauer und eröffnet neue Möglichkeiten, die Erfahrung von ABB zu nutzen. Ab der Installation des Antriebs bis zum Ende der Nutzung kann Drivebase Aufzeichnungen speichern. Diese helfen dem ABB-Service-Team, Empfehlungen zur Sicherstellung des zuverlässigen Betriebs und zur Reduzierung von Stillstandszeiten zu geben.

Innovative Vor-Ort-Services

Unzureichend gewartete Transformatoren können zu Ausfällen im Energienetz führen. Regelmäßige Prüfungen und Instandhaltungsmaßnahmen minimieren dieses Risiko. Vor-Ort-Services setzen sich in diesem Bereich immer mehr durch. Dementsprechend nachgefragt ist das TrafoSiteTesting Mobile. Das mobile AC-Hochspannungsprüffeld zur Vor-Ort-Prüfung von Leistungstransformatoren umfasst Prüffelder für Wechselspannungsprüfungen bis 500 kV und 1.200 MVA sowie Stossspannungsprüfungen bis 1.800 kV. Dieses weltweit einmalige AC-Hochspannungsprüffeld auf Basis eines 3-phasigen, statischen Frequenzkonverters wurde speziell für die Durchführung von Routine- und Sonderprüfungen gemäß der Standards IEC 60060-3, IEC 60076 und IEEE Std. C57.12.00 konstruiert. In Kombination mit den gängigen modernen Messverfahren ermöglicht es ABB, eine breite Palette an diagnostischen Möglichkeiten für alle Typen und Marken von Transformatoren, von kleinen Netz- bis hin zu den größten Kraftwerkstransformatoren, anzubieten.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Technologien und Servicelösungen für das Netz der Zukunft

Wird eine Reparatur eines Transformators erforderlich, können Netz- und Kraftwerksbetreiber auf den Service TrafoSiteRepair zurückgreifen. Die Maßnahmen können zum Beispiel direkt im Umspannwerk oder Kraftwerk erfolgen. Eine Serviceleistung, die einen unmittelbaren Beitrag zur schnellen Wiederinbetriebnahme und Sicherung der Verfügbarkeit leistet sowie Transportkosten und -risiken vermeiden hilft.

Life Cycle Index

Wie der Überblick über die Trends im Service zeigt, spielt das Thema „Proaktivität“ eine zunehmend wichtige Rolle. Umfassende Systemanalysen mit umfangreichen Optimierungs- und Modernisierungsempfehlungen gewinnen an Bedeutung. Bei ABB heißt diese Dienstleistung „extended Life Cycle Index (eLCI)“. Dabei handelt es sich um ein Werkzeug, mit dem der Status energietechnischer Komponenten wie Mittel- und Hochspannungsgeräte sowie Transformatoren analysiert und mit einem branchenspezifischen Indexwert verglichen werden kann.

Der Index wird im Rahmen eines Beratungsprojekts ermittelt und erfasst die Software und Hardware der eingesetzten Automationstechnik. Darüber hinaus beschreibt er insbesondere auch die Potenziale und Produktivitätsrisiken, die sich aus Faktoren wie der Qualität des Systemmanagements und der Qualifikation des Personals ergeben. So wird mit dem eLCI beispielsweise gemessen, wie schnell und wie gut ein Anlagenbetreiber im Falle eines Problems in der Lage ist, das erforderliche Know-how zur Fehleridentifikation sowie die gegebenenfalls erforderlichen Ersatzteile und deren Logistik zu organisieren, um Produktivitätsverluste zu vermeiden. Die aus dem Index gewonnenen objektiven Kennzahlen zeigen potenzielle Stärken, aber auch Produktivitätsrisiken in Bezug auf die geplanten Leistungsziele der Anlage auf. Zahlreiche Unternehmen nutzen diesen vorausschauenden Service mittlerweile, darunter der Spezialchemiekonzern Lanxess und das Großkraftwerk Mannheim (GKM).

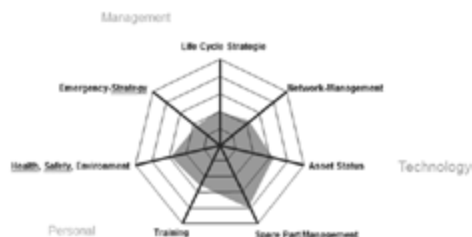


Bild 3: Bewertung gemäß des Modells „extended Life Cycle Index“.

Interaktive webbasierte Plattformen

In Zukunft werden interaktive webbasierte Plattformen unterschiedliche Dienste zusammenfassen und visualisieren. MyABB ist ein solches innovatives Kundenportal. Hier finden Kunden kompakt, schnell, übersichtlich und vor allem jederzeit Informationen zu Ersatzteilen und zu technischen Dokumentationen sowie Angaben zum Gerätelebenszyklus inklusive Handlungs- und Wartungsempfehlungen. Plattformen wie diese bieten dem Kunden echten Mehrwert, denn sie bilden eine wichtige Grundlage für schnelle Reaktionszeiten und optimierte Planung von Instandhaltungsmaßnahmen.

Fazit

Ausgelöst durch ökonomische und ökologische Gegebenheiten sowie die Anforderungen von Industrie und Netzbetreibern, ist der Auf- und Ausbau eines Stromnetzes, das treffenderweise als „Netz der Zukunft“ bezeichnet wird, bereits in vollem Gange. Wie gezeigt werden konnte, leisten Technologien und Servicelösungen hierbei einen elementaren Beitrag. Netzbetreiber profitieren in vielfältiger Weise von einer engen, partnerschaftlichen und strategischen Zusammenarbeit mit Serviceanbietern.

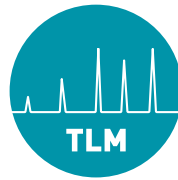
Zusammenfassung

Mit den regenerativen Energien haben sich die Möglichkeiten erweitert, Strom zu erzeugen und zu übertragen. Dabei ist die Stromerzeugung in Deutschland durch einen fundamentalen Strukturwandel gekennzeichnet. Sie wird vielfältiger, kleinteiliger, volatil und dezentraler. Dies erfordert Anpassungen in den Übertragungs- und Verteilnetzen. Um diesen Anforderungen erfolgreich zu begegnen, gilt es, das „Netz der Zukunft“ zu realisieren. Beim effizienten und notwendigerweise zügigen Aus- und Aufbau dieses Netzes – der bereits in vollem Gange ist – leisten Technologien und Servicelösungen einen elementaren Beitrag. Netzbetreiber profitieren in vielfältiger Weise von einer engen, partnerschaftlichen und strategischen Zusammenarbeit mit Dienstleistungsanbietern. Vorausgesetzt, deren Lösungen sind zukunftsgerichtet und orientieren sich an den zentralen Kundenbedürfnissen: schneller Kundenservice, Lifecycle Management, Effizienzsteigerung und Leistungssteigerung.

Autorenanschrift

ABB AG
Service Energie- und Automatisierungstechnik
Deutschland

Michael Halfmann
Kallstadter Straße 1
68309 Mannheim
Tel: +49 621 3813109
Fax: +49 621 3812550
e-mail: michael.halfmann@de.abb.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz

Franz Schatzl SGB, Regensburg



Franz Schatzl hat an der Technischen Universität Wien Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik studiert. Seine berufliche Laufbahn hat er 1999 bei Siemens Transformers Austria (STA) AG als Berechnungsingenieur für Transformatoren begonnen.

In seiner Tätigkeit war er für spezielle Projekte wie die Entwicklung von Geräusch-reduktionsmaßnahmen bei Transformatoren und die Einführung von alternativen Isolierflüssigkeiten verantwortlich.

Im Zeitraum von 2007 bis 2009 hat er die Berechnungsabteilung geleitet. Seit 2010 ist Hr. Schatzl Technischer Leiter im Bereich Netztransformatoren der SGB in Regensburg.

Er ist Mitglied im DKE K321 sowie in IEC und CIGRE Arbeitsgruppen und Autor von verschiedenen Artikeln zum Thema Leistungstransformatoren



Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz

Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz

Franz Schatzl

Einführung [1]

In Verteil- und Übertragungsnetzen tritt meist keine rein ohmsche Last auf, sondern es kommt zusätzlich eine induktive Komponente durch Verbraucher, die für ihre Funktion ein magnetisches Feld benötigen wie z.B. Asynchronmotoren, Drosselspulen und Transformatoren oder eine kapazitive Komponente durch die Kapazitäten der Leitung hinzu. Auch Stromrichter benötigen zur Kommutierung Blindstrom.

Der zum Aufbau und Umpolen des magnetischen Feldes benutzte Strom verbraucht sich nicht, sondern pendelt als Blindstrom zwischen Generator und Verbraucher hin und her. Wie in Bild 1 gezeigt, decken sich die Nulldurchgänge von Spannung und Strom nicht mehr. Es tritt eine Phasenverschiebung auf. Bei induktiver Last eilt der Strom der Spannung nach, bei kapazitiver Last eilt der Strom der Spannung voraus. Berechnet man jetzt nach $(U) \cdot (I) = (P)$ die Augenblickswerte der Leistung, so erhält man immer dann negative Werte, wenn einer der beiden Faktoren negativ wird. Hier wurde als Beispiel eine Phasenverschiebung von $\phi = 45^\circ$ gewählt. Dies entspricht einem induktiven $\cos \phi$ von 0,707. Die Leistungskurve verläuft zum Teil im negativen Bereich. Die Wirkleistung errechnet sich in diesem Fall aus:

$$P = U \cdot I \cdot \cos(\varphi)$$

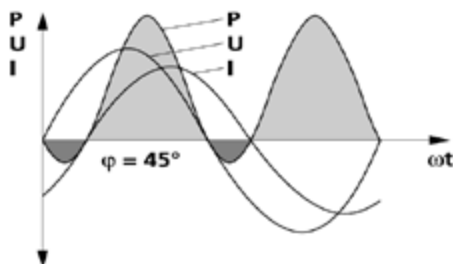


Bild 1: Phasenverschiebung zw. Strom und Spannung

Wenn Spannungs- und Stromkurve um 90° gegeneinander verschoben sind, verläuft die Leistungskurve zur einen Hälfte im positiven, zur anderen im negativen Bereich. Die Wirkleistung ist 0, da positive und negative Flächen sich gegenseitig aufheben.

Blindleistung ist die zum Auf- und Abbau des magnetischen bzw. des elektrischen Feldes zwischen Generator und Verbraucher im Takt der Netzfrequenz pendelnde Leistung.

$$Q = U \cdot I \cdot \sin(\varphi)$$

Die Scheinleistung ist entscheidend für die Belastung der elektrischen Leitungsnetze. Generatoren, Transformatoren, Schaltanlagen, Sicherungen und Leitungsquerschnitte müssen für die auftretende Scheinleistung dimensioniert sein. Die Scheinleistung ist das ohne Berücksichtigung der Phasenverschiebung gewonnene Produkt aus Spannung und Strom.

$$S = U \cdot I$$

Die Scheinleistung ergibt sich aus der geometrischen Addition von Wirkleistung und Blindleistung (Bild 2):

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

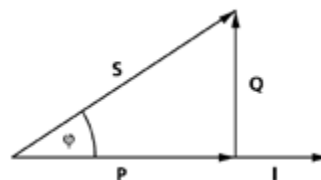


Bild 2: Leistungsreieck

Im Bereich der Energieübertragungs- und Verteilungsnetzen ist die Blindleistungskompensation aufgrund zweier Effekte notwendig.

1. Ferranti-Effekt
2. Kompensation des kapazitiven Ladestroms

Ferranti-Effekt [2]

Dieser Effekt tritt auf, wenn lange Freileitungen oder Kabelstrecken mit hoher Betriebskapazität am abnahmeseitigen Ende durch Ausschalten des Leistungsschalters plötzlich entlastet werden, bzw. eine am Ende unbelastete Freileitung oder Kabelstrecke eingeschaltet wird.

Durch den Ferranti-Effekt treten betriebsfrequente Spannungsüberhöhung infolge des kapazitiven Ladestroms auf, die von dem Blindwiderstand (Reaktanz) der Freileitung oder der Kabelstrecke abhängen. Damit wird die Netzspannung U_E am unbelasteten Ende der Leitung um folgenden Faktor größer als die Netzspannung am Einspeisepunkt U_S :

Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz

$$\frac{U_E}{U_S} = \left(1 - \frac{L \cdot C \cdot \omega^2}{2}\right)^{-1}$$

Die Spannungserhöhungen nehmen zu, je länger die unbelastete Freileitung oder Kabelstrecke l und der damit steigende kapazitive Blindwiderstand der Leitung ist. Der induktive Blindwiderstand wirkt sich, wie auch der ohmsche Belag der Leitung, reduzierend aus. Beim Zuschalten einer unbelasteten Freileitung oder Kabelstrecke treten noch zusätzlich transiente Vorgänge (Schaltüberspannungen) auf.

Zur Reduzierung des Ferranti-Effektes werden Drosselspulen eingesetzt. Diese Drosseln werden je Leiter gegen Erde angeschaltet und vergrößern den induktiven Blindwiderstand der Leitung und wirken so reduzierend auf die Spannungsüberhöhung (Bild 3). Mit der Wahl der Spulenleistung kann die zeitweilige Spannungserhöhung bestimmt werden.

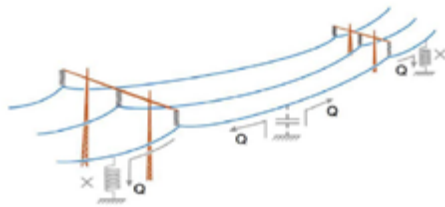


Bild 3: Übertragungsnetz mit Kompensationsdrosseln [3]

Kompensation des kapazitiven Ladestroms [3,4]

Der Einsatz von Drosselspulen am Anfang und am Ende der Leitung ergibt nicht nur eine Reduzierung des Ferranti-Effektes, sondern bewirkt auch eine Kompensation des kapazitiven Ladestromes bei Schwachlastbetrieb.

Ist eine Freileitung oder Kabelstrecke schwach belastet, steigt die Betriebsspannung am Ende an und kann kritische Werte erreichen (Bild 4). Mit Hilfe einer Drossel kann der kapazitive Ladestrom der Leitung kompensiert und die Spannung wieder in den Betriebsbereich reduziert werden (Bild 5).

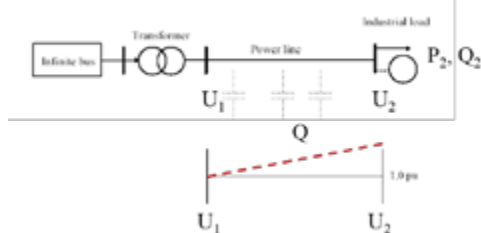


Bild 4: Spannungserhöhung entlang einer Leitung

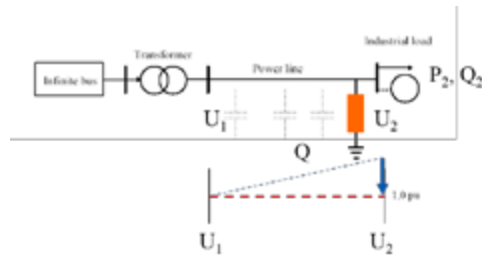


Bild 5: Reduktion der Spannung durch eine Kompensationsdrossel

Bauarten von Kompensationsdrosseln

Grundsätzlich unterscheidet man im Bereich der ölgekühlten Drosseln 2 Arten:

- Luftdrosseln
- Drosseln mit Eisenkern

Luftdrossel:

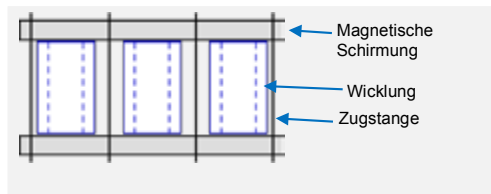


Bild 6: Aufbau einer Drossel ohne Eisenkern

Eine Luftdrossel besteht im Wesentlichen aus einer Wicklung je Phase und einer magnetischen Schirmung oben und unten um den Streufluss zu führen.

Drossel mit Eisenkern:

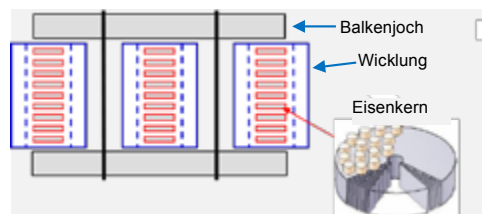


Bild 7: Aufbau einer Drossel mit Eisenkern

Eine Drossel mit Eisenkern ist ähnlich aufgebaut wie eine Luftdrossel, mit dem Unterschied, dass sie einen Eisenkern aus Paketen mit radialgeschichteten Kernblechen und Luftspalten aus Porzellan besitzt. Mit dieser Bauweise ist ein kompakteres Design möglich.

Blindleistungskompensation mit Drosseln im Verteil- und Übertragungsnetz

Variable Kompensationsdrossel(VSR)

Die Lastgangschwankungen über Saison, Tag und Tageszeit führen zu Spannungsänderungen über den Leitungen. Speziell durch die volatile Erzeugung durch Wind und Solarenergie kommt es zu sehr großen Änderungen der Energieflüsse in den Übertragungs- und Verteilungssystemen und daher zu Spannungsschwankungen. Vereinfacht ist dies in Bild 8 dargestellt. Mit steigender Belastung des Netzes sinkt die Spannung am Verbraucher und die Leitung ist induktiv überkompensiert.

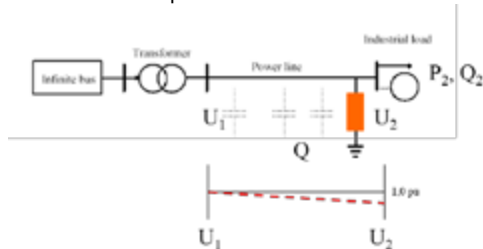


Bild 8: Überkompensation bei steigender Belastung des Netzes

Um diese ausgleichen zu können, ist es notwendig, dass die induktive Blindleistung variabel dem Netz zur Verfügung gestellt wird. Dies kann durch eine sogenannte variable Kompensationsdrossel (Variable Shunt Reactor VSR) erreicht werden. Eine VSR hat zusätzlich zur Hauptwicklung noch eine Regelwicklung deren Windungen mit Hilfe eines Stufenschalters variiert werden können und somit die Induktivität verändert wird. Die Änderung der Impedanz ist verkehrt proportional zum Quadrat der Windungszahl. Die Größe des Regelbereichs ist durch den verwendeten Stufenschalter aufgrund der Stufenspannung und der transienten Beanspruchung begrenzt. In Bild 9 ist der mögliche Regelbereich für VSR angegeben.

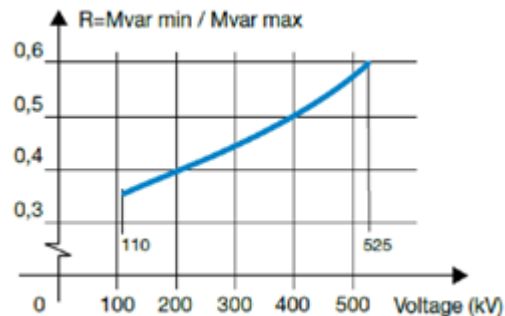


Bild 9: Regelbereich von Drosseln unterschiedlicher Spannungsebenen [3]

Zusammenfassung

Blindleistungskompensation mittels Drosseln ist eine kostengünstige Art die Netzeffizienz zu steigern. Durch eine optimale Kompensation des kapazitiven Ladestroms von Übertragungsleitungen ist es möglich die übertragbare Leistung zu erhöhen und die Verluste zu reduzieren.

Literaturhinweise

- [1] H.G. Mall Handbuch der Blindstrom-Kompensation.
- [2] H. Koettnitz, G. Winkler, K. Weißnigk: Grundlagen elektrischer Betriebsvorgänge in Elektroenergiesystemen. VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie Leipzig.
- [3] ABB, Variable Shunt Reactors
- [4] Abdulaziz M. S. Alboaijan. Reactive Power Compensation and Control via Shunt Reactors and Under Ground Power Cables
- [5] Siemens, Variable Shunt Reactors for flexible grids
- [6] Jakob Kepka, Reactive Power compensation, Master Thesis

Autorenanschrift

Franz Schatzl
Starkstrom Geräte Bau GmbH
Ohmstr.10
93055 Regensburg
Tel.: +49(0)941 7841 6574
Fax.: +49(0)941 7841 517
Email: franz.schatzl@sgb-trafo.de
www.sgb-smit.com



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

Thomas Schmidt

ABB AG, Bad Honnef



Global Product Manager Phase Shifting Transformers der ABB

Thomas Schmidt leitet die Expertengruppe für Phasenschieber in Bad Honnef.

Das ABB Werk in Bad Honnef wurde 2000 zuständig für die Entwicklung und Vermarktung und Produktion von Phasenschiebertransformatoren innerhalb der ABB Gruppe. Herr Schmidt leitet seit dieser Zeit die Aktivitäten rund um dieses Produkt.


Thomas Schmidt war ab 1990 in verschiedenen Vertriebs- und Projektmanagement und Produktmanagement Funktionen tätig. Er hat einen Abschluss als Diplom Ingenieur der Elektrotechnik.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber



Thomas Schmidt, ABB AG Power Products Division, September, 2015

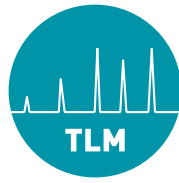
Kepp the power flow under control Phase-shifting Transformers

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 1

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

Power flow control with phase-shifting transformers

- Use of phase-shifting transformers
- Pay-back considerations
- How does a phase-shifting transformer work?
- Examples
- Challenges in PST designs



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

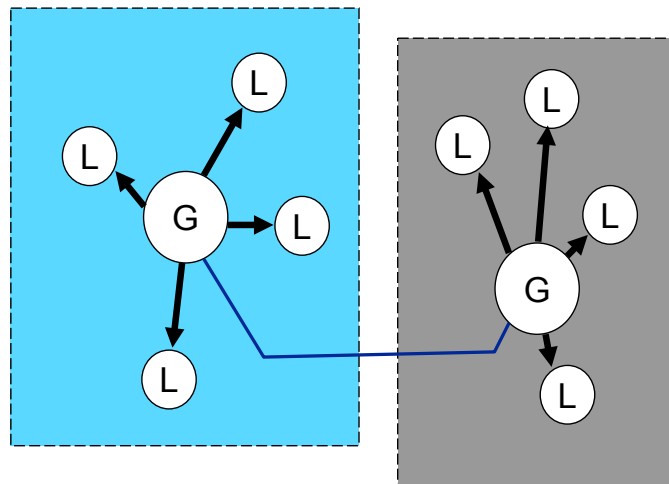
Phasenschieber

Control area: Generation and loads balanced

Traditionally little exchange between control areas.

Each control area balances loads with its own generation

EHV systems (220 kV and 400 kV) were used as back-up only in the European grid.



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 3

ABB

Control area: Transmission on top of generation and loads

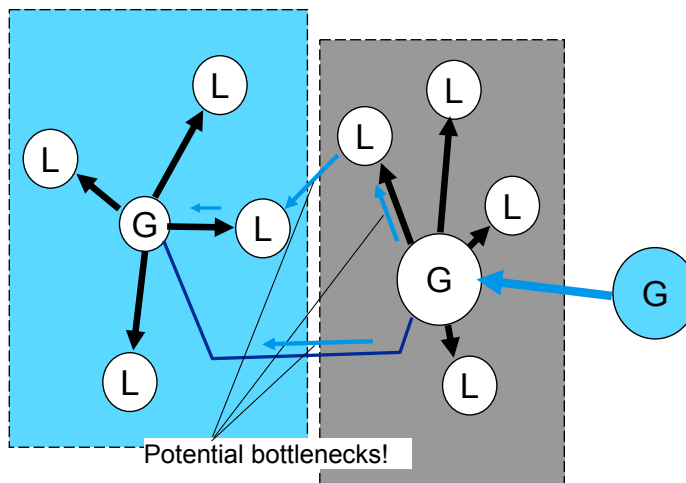
Changes in generation patterns.

New market participants.

Non-discriminating network access politically enforced.

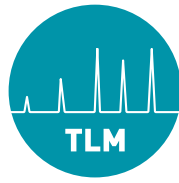
Utilization of transmission lines differs a lot from the time they were designed. Utilization becomes quite volatile.

Bottlenecks need to be managed.



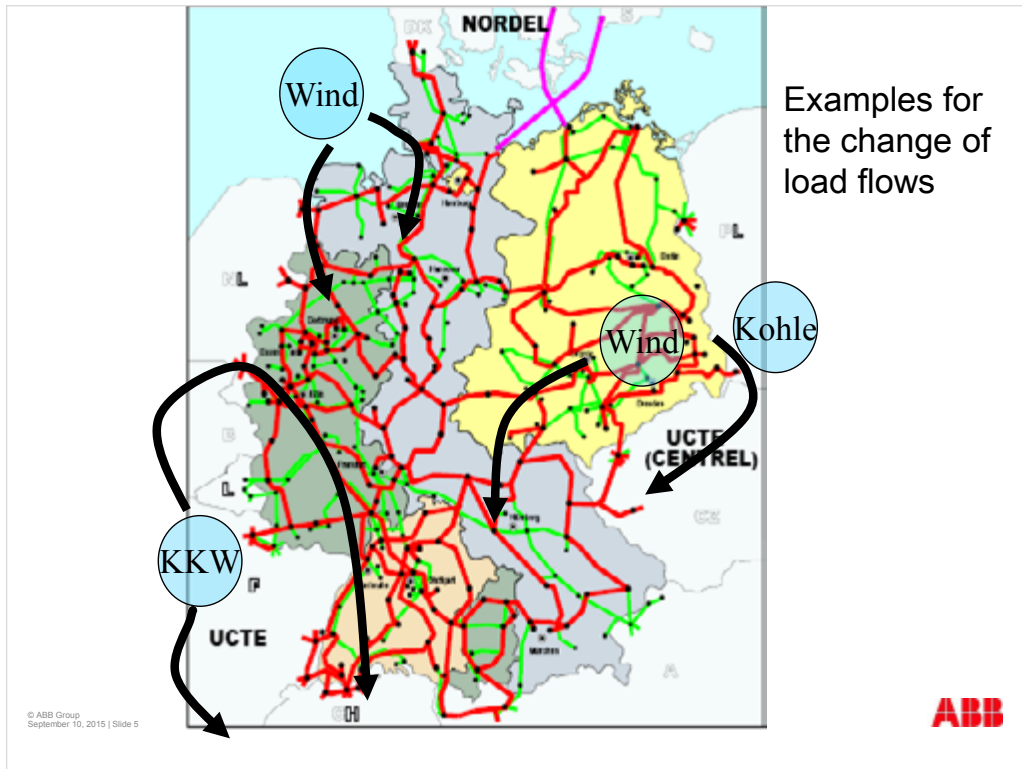
© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 4

ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber



One of three 1400 MVA PSTs for ELIA during erection



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 6





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

Sound house



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 7



Power flow control with phase-shifting transformers
PSTs are power flow control devices

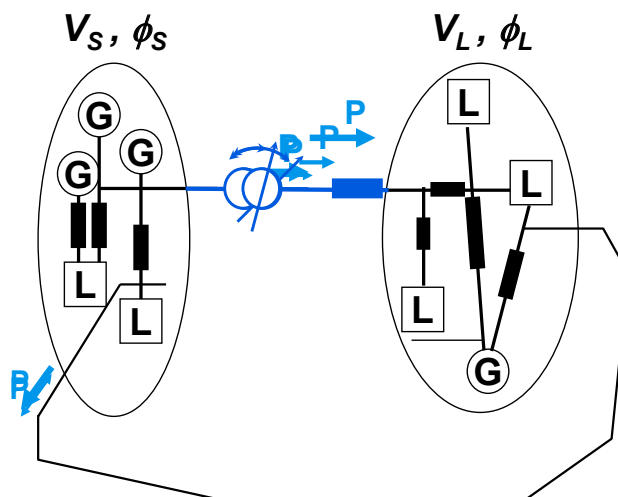
Two synchronous systems

Transmission angle

difference $\phi_S - \phi_L$
drives power flow
across interfaces of
control areas

Changing difference
 $\phi_S - \phi_L$ by generation
dispatch or load
pattern will influence
power flow through all
links

Use of PST allows
control of power flow,
independent of
"natural" transmission
angle difference



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 8





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

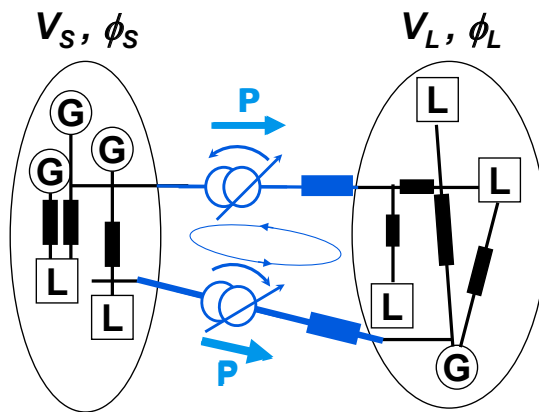
Phasenschieber

Power flow control with phase-shifting transformers
Optimization of load sharing and transmission capacity

Transmission lines with different impedances e.g. overhead / cable or 400 kV / 110 kV.

Transmission angle difference $\phi_S - \phi_L$ drives power flow with unbalanced load sharing of lines. The low impedance line is overloaded, limiting the total transmission capacity of the corridor.

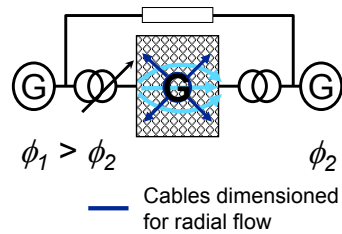
PST impose an additional circulating current, thus improving the balance of power flows. The total transmission capacity increases.



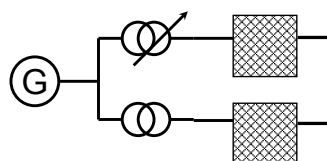
© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 9



Power flow control with phase shifting transformers
Smaller scale applications



- Block parasitic power flow and overload due to transmission angle differences in feeding network(s)



- Distribution of power to different systems/ customers

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 10





Phasenschieber

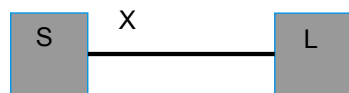
Pay-Back-Consideration

- Increase and control of transmission capacity, independent of the “natural” phase angle of the system, may **relieve restraints on generation**.
- **100 MW extra** for 2000 h/a allowed to the grid can generate approximately **4 MEuro/a additional revenues** (at ~ 20 Euro/MWh)
- The control of power flow is a pre-requisite for marketing transmission capacity
- **100 MW transmission capacity have a value of ~ 2 MEuro/year** (at ~ 20 Euro/kW-year)
-
- **Pay back is possible within a period of 2 - 3 years !**

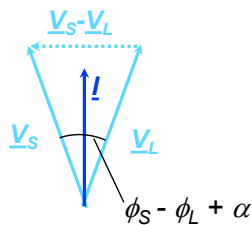
© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 11



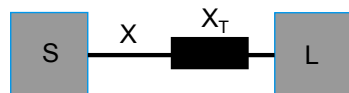
Power flow control with phase-shifting transformers Phase shifting transformers are power flow controllers



$$P = \frac{V_S V_L}{X} \sin(\phi_S - \phi_L)$$



- The phase angle between two systems determines the power exchange



$$P = \frac{V_S V_L}{X + X_T} \sin(\phi_S - \phi_L + \alpha)$$

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 12

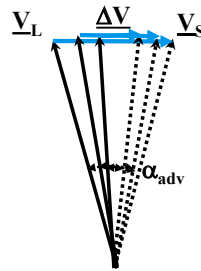
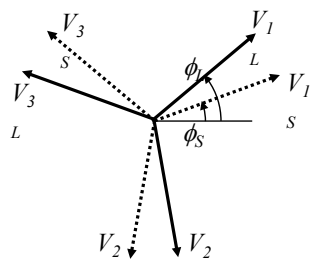




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

Principle of a phase shifting transformer

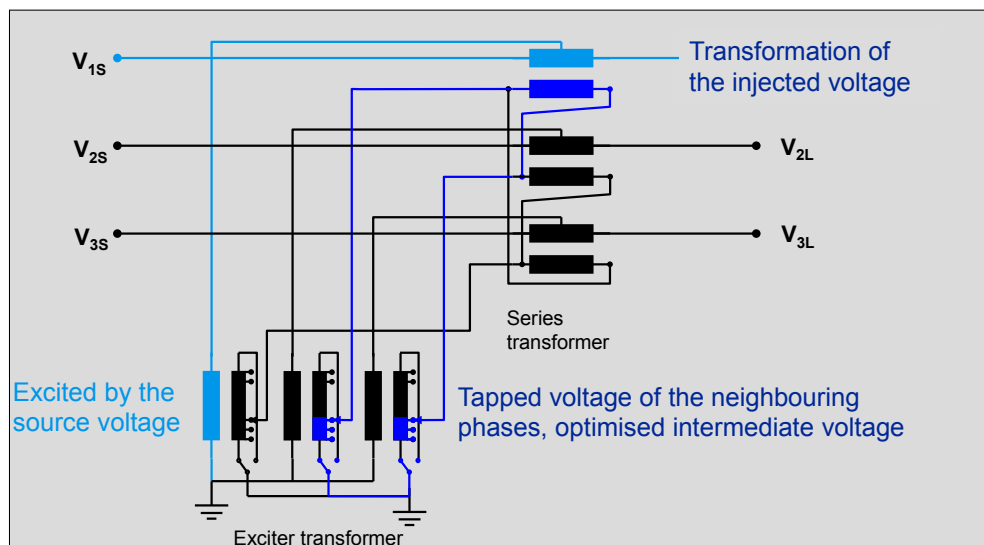


- The phase shifter rotates the phasor orientation between the source and load side.
- In pure phase shifting transformers a voltage in quadrature to the source voltage is injected into the line

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 13



Principle of a phase-shifting transformer
Two core design



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 14

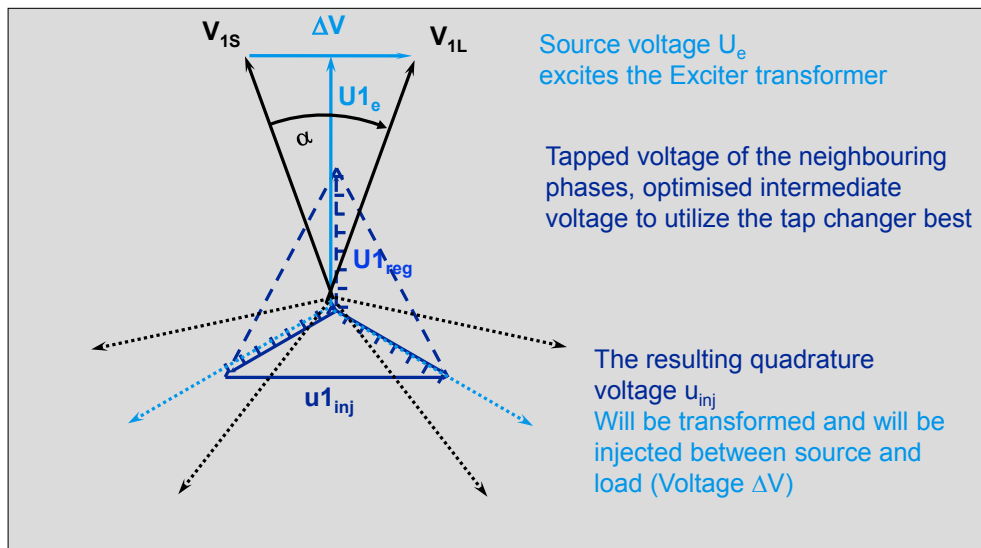




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

Principle of a phase-shifting transformer
Two core design



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 15



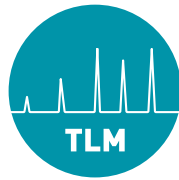
Rating of a phase shifting transformer

- **Typical specification**
- Rated throughput power 300 MVA
- Rated voltages
- Angle range 10°
- Insulation levels BIL / SIL / AC
- Impedance range

- The equivalent two winding rated power (physical size) is:
 - 300 MVA x 2 sin $\Phi/2$ = 52 MVA for the main unit and
 - 300 MVA x 2 sin $\Phi/2$ = 52 MVA for the series unit

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 16

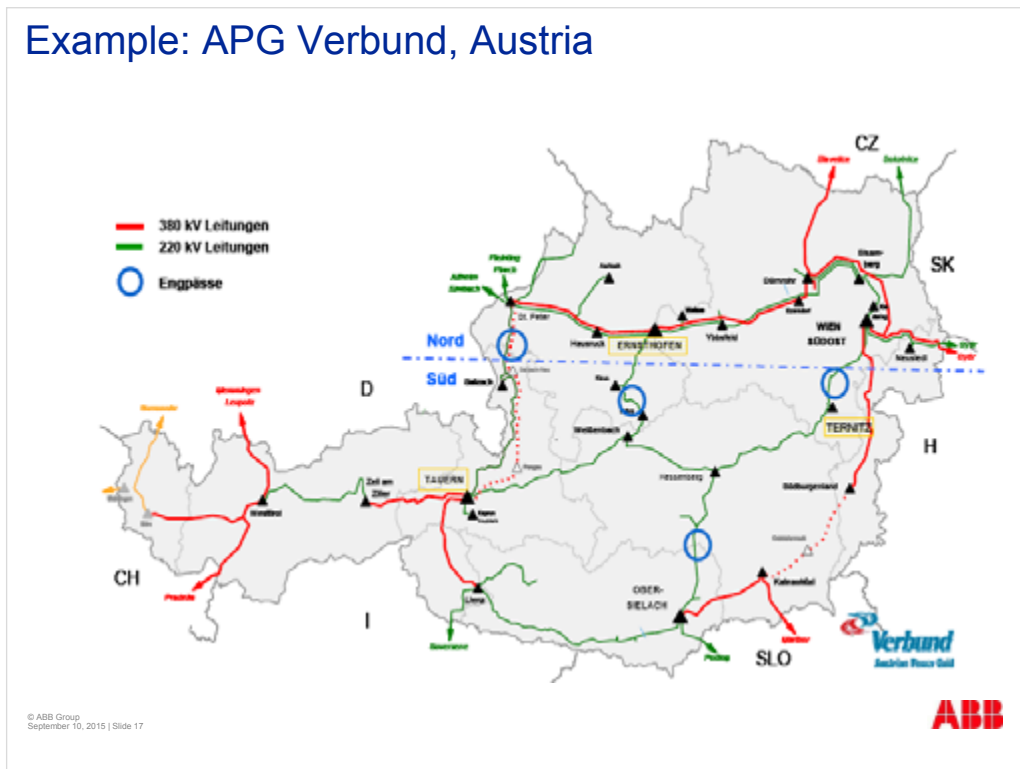




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Example: APG Verbund, Austria



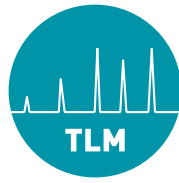
© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 17

Example: APG Verbund, Austria

- | | |
|---|------------------------------------|
| ▪ Throughput Power | ▪ 600 MVA |
| ▪ Physical Size | ▪ 360 MVA (S) + 344 MVA (E) |
| ▪ Rated Voltages | ▪ 232 kV / 232 kV |
| ▪ BIL / SIL | ▪ 950 kV / 750 kV |
| ▪ Phase Angle Regulation | ▪ $\pm 35^\circ$ in ± 16 steps |
| ▪ Transport Dimensions | ▪ 11.9 x 3.94 x 4.47 m |
| ▪ Transport Weight heaviest part | ▪ 260000 kg |
| ▪ Total Weight | ▪ 852000 kg |
| ▪ No-Load losses | ▪ 0...105 kW + 98...88 kW |
| ▪ Load losses | ▪ 870...875 kW + 0...806 kW |
| ▪ Impedance | ▪ 14.5% + 0...4.75% rel. 600 MVA |
| ▪ Advance-Retard-switch in the series transformer, coarse/fine tap changer in the exciter transformer | |

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 18



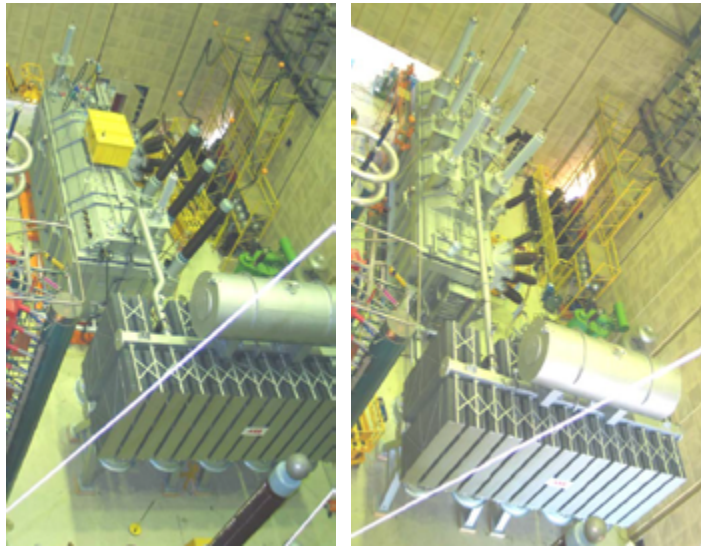


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Temperature rise test Exciter transformer and series transformer

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 19

ABB

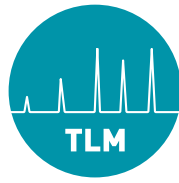
Series transformer active part

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 20

ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

PST during dielectric testing

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$
Cooling equipment
not installed for
dielectric tests



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 21

ABB

Loading on barge in Bad Honnef

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 22

ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

Erection work in Kaprun, Austria

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 23



-17 db sound enclosure

600 MVA
232 / 232 kV
 $\pm 35^\circ$



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 24





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Challenges in PST design, manufacture and delivery Design

- PSTs are power transformers, with special internal connections, resulting in special loading conditions:
- Phase shift is felt as almost purely reactive loading for the magnetic circuit. Potentially strong load-dependent variations of induction in parts of the core(s).
- Regulating windings are for 100% of the transformer's rating, not just 10-20%. Dimensioning of the tap changers is critical.

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 25

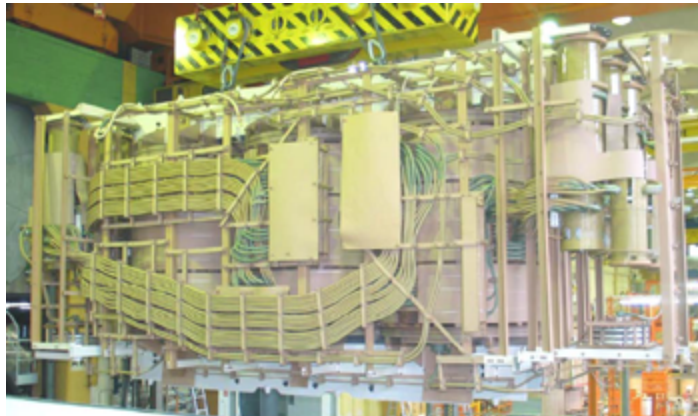


Challenges in PST design, manufacture and delivery Design

Active part of PST for
TERNA Padriciano

370 MVA, 230 kV
+/- 31°

All internal
connections on 230
kV potential



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 26

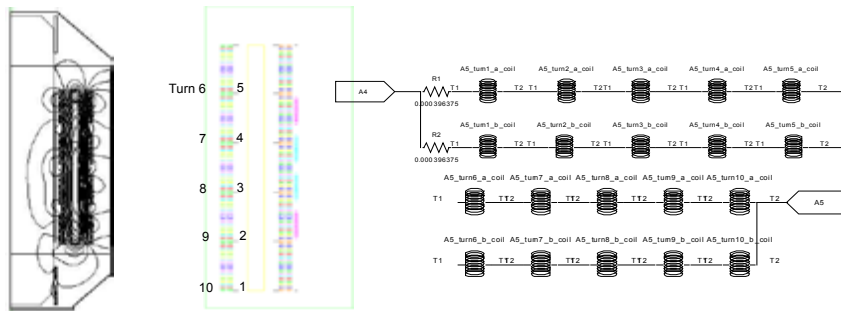




**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Phasenschieber

**Challenges in PST design, manufacture and delivery
Current distribution**

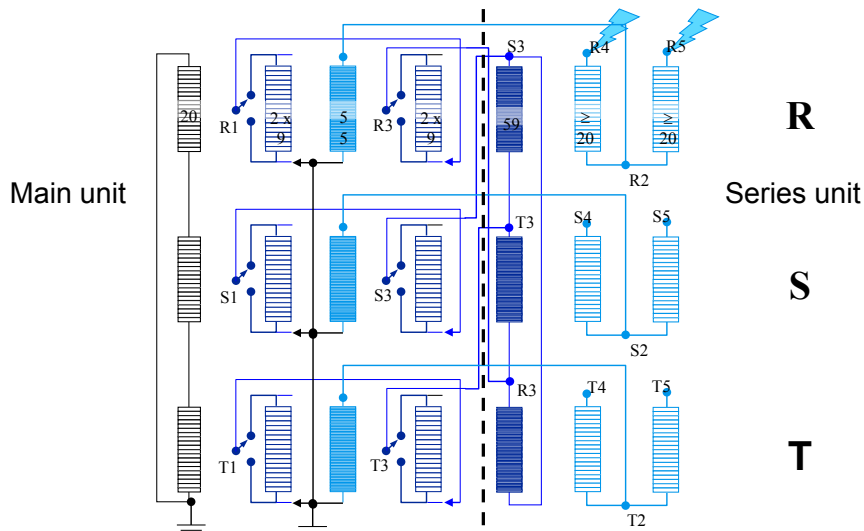


- High currents require use of large parallel conductors.
- Regulating windings with magnetic gaps expose these conductors to inhomogeneous B-field, inducing different voltages in parallel conductors
- Circulating currents may become critical.
- 2D and 3D coupled magnetic and circuit simulations.

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 27

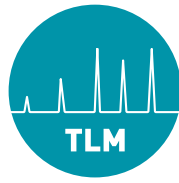


**High resolution transient modelling of voltages
RCL networks with hundreds of nodes for lightning
impulse simulation**



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 28

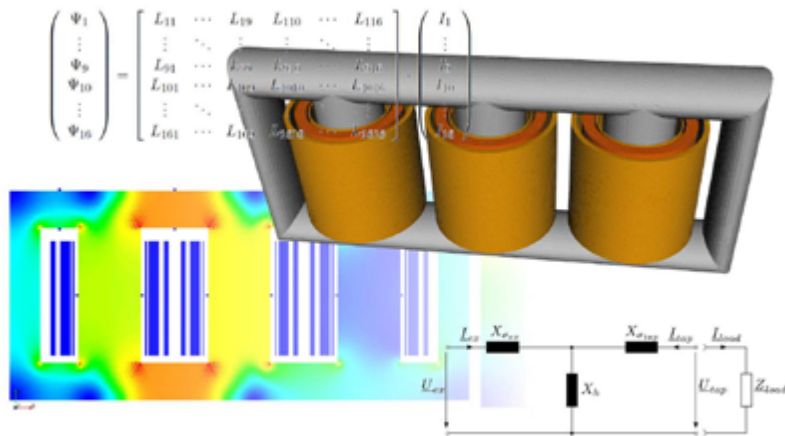




Phasenschieber

Challenges Management of stray magnetic flux

- **RWTH IEM studies**



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 29

ABB

Challenges Interpretation of customer requirements

- **Beispiel Excel tool Schiffer**

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 30

ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Recent developments Switching impulse voltage distribution

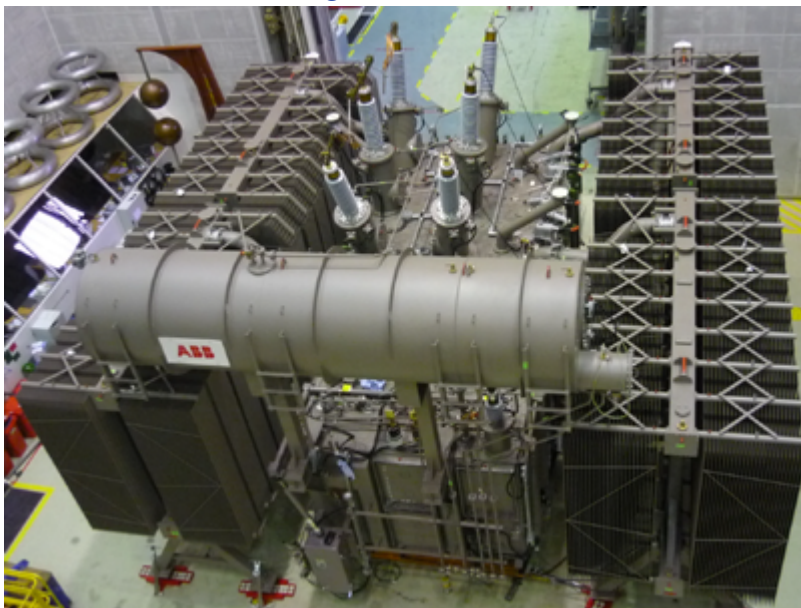
- Lightning impulse 1.2/50 μs
- Necessary resolution: $\sim 0.5 \times c_{\text{light}} \times 1.2 \mu\text{s} = 180 \text{ m}$, corresponding to < 100 turns, fraction of a winding.
- Strong initial capacitive coupling, inductive coupling follows in tail of impulse.
- Time delay between winding parts causes voltage gradients.
- Switching impulse 100/1000 μs
- Necessary resolution: $\sim 0.5 \times c_{\text{light}} \times 100 \mu\text{s} = 15000 \text{ m}$, corresponding to $>$ complete winding
- Inductive and magnetic coupling dominates
- Usually only minor oscillations due to winding capacitances



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 31

ABB

300 MVA Phase-shifting transformer



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 32

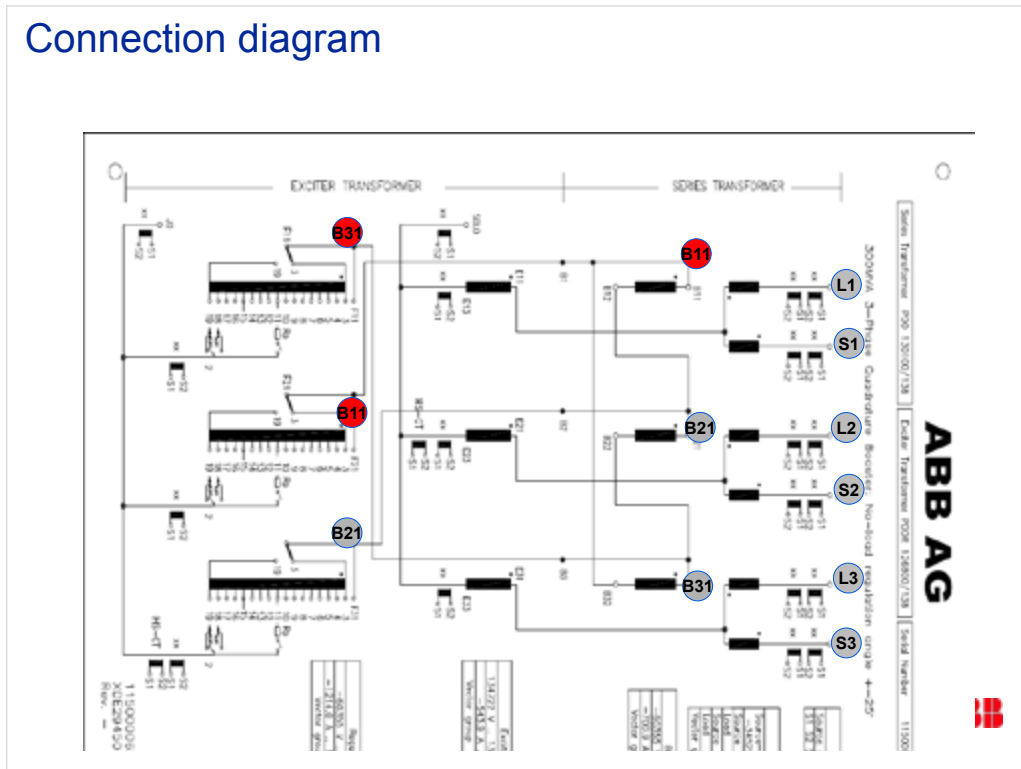
ABB



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Connection diagram



Challenges

Switching impulse voltage distribution

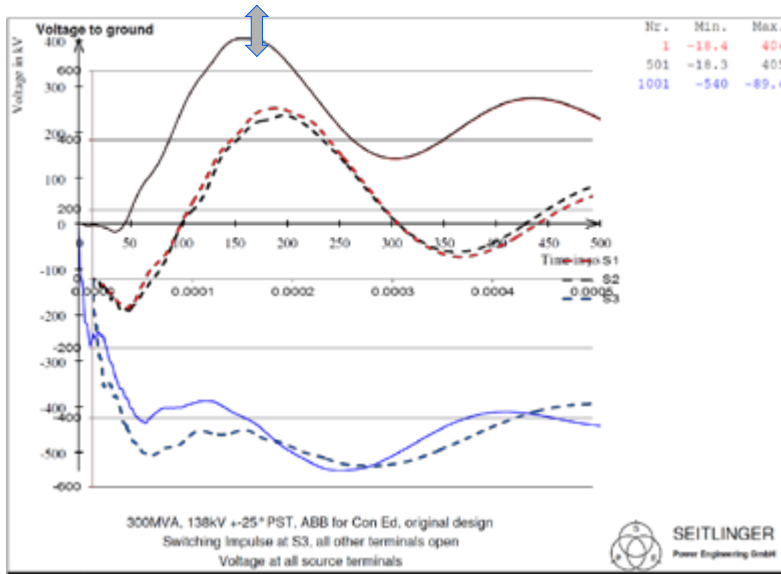
- Unexpected oscillations during switching impulse.
- Main oscillation frequency much lower than simulated, required „unphysical“ tuning of capacitances.
- Detailed measurements of internal voltage distribution available



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Phasenschieber

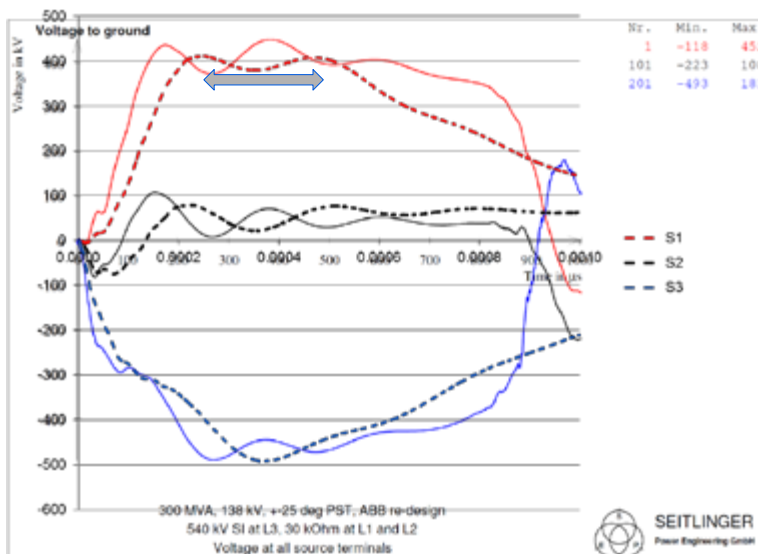
Voltages at S bushings
Comparison to RSO undisturbed, fast rise time



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 35

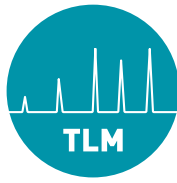


Voltages at S bushings
Comparison to RSO, file 5-4, SI on L3, max advance, slow rise time



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 36

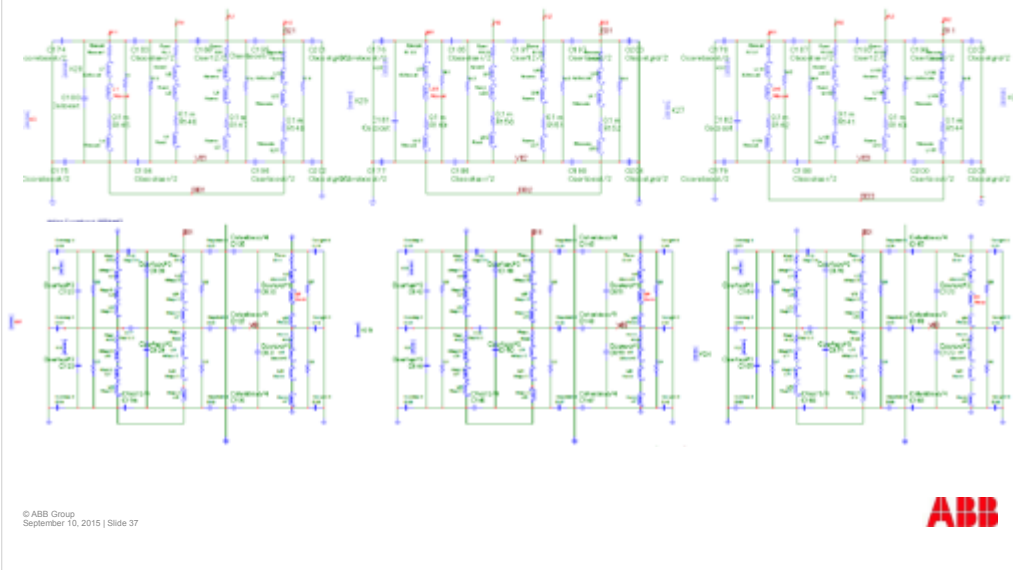




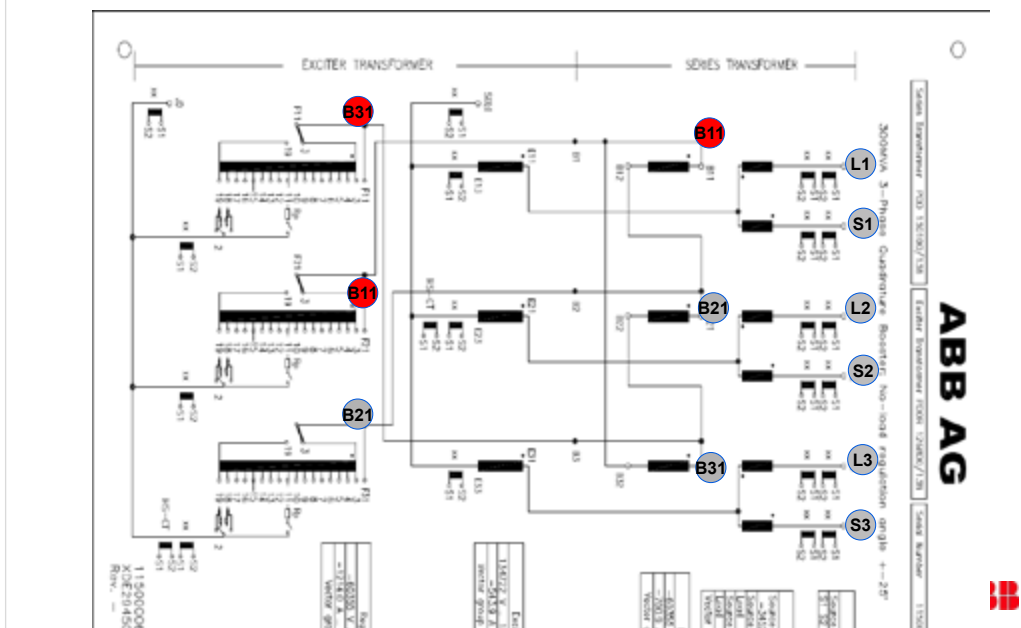
**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Phasenschieber

Modelling of transient voltages
Two coupled 3-phase active parts, with magnetic coupling, for switching impulse simulations



Connection diagram

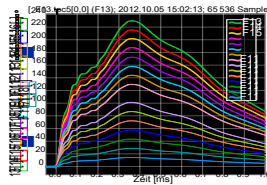




TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

RSO measurement results
linear switching impulse voltage distribution within winding

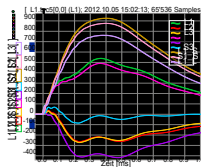


Pictures from ConEd studies
Possible thesis work

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 39



RSO measurement results
Switching impulse voltage distribution at bushings



Pictures from ConEd studies
Possible thesis work

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 40





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Phasenschieber

Example: TERNA Rondissone

1630 MVA
400 / 400 kV
+ 18°



© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 41

Conclusions

- **PSTs connect entire countries**
- **The power industry still needs real hardware**
- **People rely on it every day**

- **We need to utilize modern simulation software to visualize the dielectrical as well as magnetical and thermal or mechanical behavior**
- **This allows to drive more economical solutions**
- **But we should not forget to verify in reality what we simulate**
- **We need excellent scientists and engineers who understand the limits of such simulation**

© ABB Group
September 10, 2015 | Slide 42



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Phasenschieber

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



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in
Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Gernot Adamietz
TransnetBW GmbH

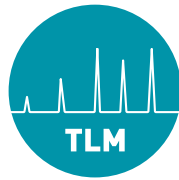


Gernot Adamietz hat Ende 2006 sein Studium am Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Karlsruhe absolviert.

Ab Februar 2007 war er Mitglied im Technikteam der EnBW-Regional AG und dort zuständig für den Schwerpunkt Hochspannungsmeßwandler.

Im März 2012 wechselte er in das Technikteam der TransnetBW GmbH und ist seitdem dort zuständig für induktive Betriebsmittel, mit dem Schwerpunkt Leistungstransformatoren.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Einsatz natürlicher Esterflüssigkeiten in Leistungstransformatoren - Betriebserfahrung

Gernot Adamietz

Kurzfassung

Umweltschutz, Akzeptanz der Bevölkerung für Bauprojekte und Rohstoffverknappung sind Schlagworte, die im Bereich der Energieversorgung eine immer größere Rolle spielen. Für die elektrischen Betriebsmittel bedeutet dies, dass alternative Materialien wie nachwachsende Rohstoffe in Form von natürlichen Estern immer interessanter werden. In diesem Beitrag soll auf die Motivation zum Einsatz alternativer Materialien eingegangen werden. Zusätzlich werden Vergleiche zwischen konventionellen Isolierölen sowie synthetischen und natürlichen Estern gezogen. Es werden die Eigenschaften der Ester vorgestellt und wie damit umzugehen ist. Schließlich werden Betriebserfahrungen beim Einsatz von natürlichen Estern als Isoliermittel bei einem 110kV- und einem 380kV-Leistungstransformator vorgestellt.

Einführung

Die Isolierflüssigkeit in einem Transformator hat zwei Hauptaufgaben. Zum einen die Isolation der spannungsführenden Teile als Imprägnierflüssigkeit in einer Papierisolation. Zum anderen als Kühlflüssigkeit innerhalb des Transformators zur Wärmeabfuhr. Damit ist die Isolierflüssigkeit mit ihrer Wärmekapazität und Wärmeleitfähigkeit ein wesentlicher Faktor für die Übertragungskapazität und die Funktionalität eines Leistungstransformators.

Leistungstransformatoren sind sehr langlebige Betriebsmittel. Dementsprechend ist die Langzeitstabilität und Alterungsbeständigkeit eine wesentliche Eigenschaft von Isolierflüssigkeiten. Bisher kamen hier hauptsächlich Mineralöle zum Einsatz, deren Eigenschaften aufgrund jahrzehntelanger Einsatzerfahrung gut erforscht sind und sich bewährt haben. Die zunehmende Verknappung und schwankende Qualität des Rohstoffs hat die Hersteller zunehmend dazu gebracht, sich Gedanken über Alternativen zu machen. Hersteller von Isolierölen weichen zunehmend auf Verfahren aus, bei denen Erdgas oder andere fossile Rohstoffe in aufwändigen Prozessen zu synthetischen Ölen verarbeitet werden. Parallel werden natürliche Esterflüssigkeiten daraufhin entwickelt. Das wachsende Umweltbewusstsein in der Gesellschaft und den Unternehmen führt zudem zu einem Wechsel in den Prioritäten.

Während früher technische und kommerzielle Belange an erster Stelle standen, hat sich über die Jahre ein Bewusstseinswandel abgezeichnet, bei dem die Schonung von Rohstoffquellen und die ökologische Verträglichkeit immer weiter in den Vordergrund rücken.



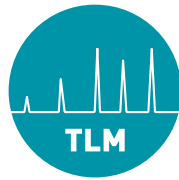
Bild 1: Erweiterung der technischen Möglichkeiten und Änderung der Prioritäten durch die Produkt und Marktentwicklung bei Transformatoren [1]

Gründe, die im Zuge dieses Bewusstseinswandels für natürliche Ester sprechen, sind die biologischen und umweltverträglichen Eigenschaften dieser natürlichen Ester. Das hier verwendete natürliche Ester ist als nicht wassergefährdend eingestuft und ist biologisch leicht abbaubar [2]. Dieser biologische Vorteil scheint gleichzeitig aus technischer Sicht ein Nachteil, wenn man die Langlebigkeit von Transformatoren betrachtet. Unter hermetischen Bedingungen zeigen die natürlichen Ester allerdings eine hohe Langzeitstabilität, so dass hier die Bauform des Transformators aufgrund der Eigenschaften des natürlichen Esters vorgegeben ist [3].

Die im Prinzip unbegrenzte Verfügbarkeit aufgrund seiner Eigenschaften als nachwachsender, CO₂-neutraler Rohstoff mit recht konstanter Qualität, machen natürliche Ester zudem aus wirtschaftlicher Sicht interessant.

Aus technischer Sicht sind die erhöhte Temperaturbelastbarkeit bei Luftabschluss, das bessere Brandverhalten und die damit erhöhte Sicherheit des Betriebsmittels interessant.

Zum Einsatz von natürlichen Estern ist es hier allerdings auch notwendig die Eigenschaften von natürlichen Estern genauer zu betrachten und evtl. Designvorschriften im Transformatorbau anzupassen und zu überarbeiten um sie an die Eigenschaften der Ester anzupassen.



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Eigenschaften natürlicher Esterflüssigkeiten

Um die Eigenschaften natürlicher Ester als Isolierflüssigkeit zu untersuchen, wurden zunächst verschiedene Isolierflüssigkeiten verglichen.

Tabelle 1: Eigenschaften unterschiedlicher Isolierflüssigkeiten [1]

	Mineral- öl	Syn. Ester	nat. Ester
Viskosität bei 20°C	22 mm ² /s	70 mm ² /s	85 mm ² /s
Brennpunkt (°C)	170	325	360
Flammpunkt (°C)	160	275	325
Stockpunkt (°C)	-50	-60	-21
Biologische Abbaubarkeit	langsam	schnell	sehr schnell
wasser-gefährdung	WGK 1	keine	keine
Oxidationsstabilität	+	+	-

Die höhere Viskosität, der natürlichen Ester machen Anpassungen im Design der Transformatoren notwendig. Im speziellen sind hier die Kühlkanäle zu betrachten. Der Stockpunkt wirkt sich in gewissem Maße auf die Steuerung, evtl. vorhandener Pumpen, aus. So wird bei niedrigen Außentemperaturen ein Stocken des Esters in den Kühleinrichtungen verhindert, indem durch ein früheres Einsetzen der Pumpen warmes Öl aus dem Kessel die Kühleinrichtungen durchströmt. Ebenso müssen beispielsweise die Buchholzrelais betrachtet werden ob diese aufgrund der Viskosität des natürlichen Esters genauso zuverlässig reagieren wie bei konventionellem Isolieröl.

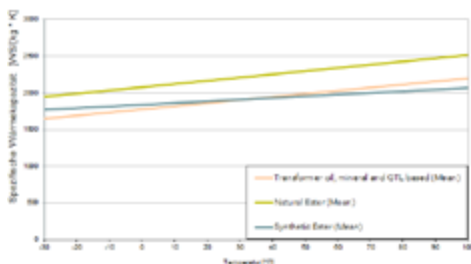


Bild 2: Spezifische Wärmekapazität verschiedener Isolierflüssigkeiten im Vergleich

Im Vergleich zu konventionellem Isolieröl und synthetischen Ester, hat das natürliche Ester eine höhere Wärmekapazität. Siehe Bild2.

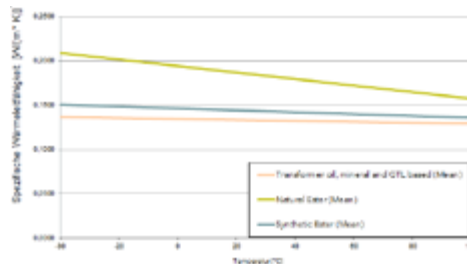


Bild 3: Spezifische Wärmeleitfähigkeit verschiedener Isolierflüssigkeiten im Vergleich

Die spezifische Wärmeleitfähigkeit des natürlichen Esters ist ebenfalls höher als bei synthetischem Ester oder konventionellem Isolieröl. Siehe Bild 3. Dies wirkt sich wiederum positiv auf die Übertragungsfähigkeit des Transformators aus. Insgesamt zeigen Untersuchungen, dass Esterflüssigkeiten unter hermetischen Bedingungen eine höhere thermische Stabilität als Mineralöle haben. [1]

Entwicklung und Betriebserfahrung mit natürlichen Estern 110kV

Der nächste Schritt in der Einführung natürlicher Esterflüssigkeit als Isoliermedium, war dessen Verwendung in einem 40MVA 110kV Transformator bei der damaligen EnBW-Regional AG (heute NetzeBW).

Um die Alterungsstabilität näher zu untersuchen, wurden in geschlossenen Gefäßen, verschiedene Öle unter Luftabschluss in Verbindung mit Kupfer und Papier für 164 Stunden einer Temperatur von 150°C ausgesetzt.

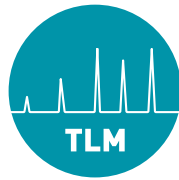


Bild 4: Alterungsuntersuchung von links nach rechts: nichtinhibiertes Öl, inhibiertes Öl, natürliches Ester. [4], [5]

Das Ergebnis dieser Alterungsuntersuchung ist in Bild 4 zu sehen. Von links nach rechts ist das nichtinhibierte Mineralöl, das inhibierte Mineralöl und das natürliche Ester zu sehen. Es ist deutlich zu erkennen, dass das natürliche Ester am stabilsten blieb [4], [5].

Das Ergebnis dieser Untersuchungen führte nun zu einem 40 MVA Transformator mit den folgenden technischen Daten.

Tabelle 2: technische Daten 110kV Transformator mit natürlichem Ester als Isolationsmedium



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Art	Daten
Spannung	110 kV
Leistung	40 MVA
Kühlart	100% KNAN
Bauart	Hermetikausführung
Gesamtgewicht	70 t
Ölinhalt	ca. 16 t

Eingesetzt wurde dieser Transformator in Hermetikbauweise im Umspannwerk Teinach, der heutigen Netze BW.



Bild 5: 110kV Transformator im Umspannwerk Teinach der Netze-BW

Das unterschiedliche Betriebsverhalten eines Transformators mit natürlichem Ester kann anhand der Erwärmungsmessung deutlich gemacht werden. Zu diesem Zweck wurden zwei baugleiche Transformatoren einer Erwärmungsprüfung unterzogen: einer mit natürlichem Ester, der andere mit Mineralöl gefüllt. In Bild 6 sind die Ergebnisse der Erwärmungsprüfungen dargestellt.

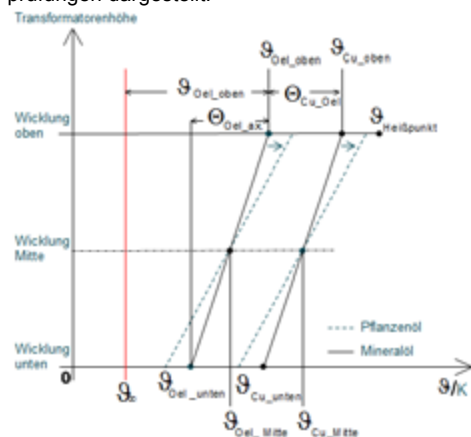


Bild 6: 110kV Transformator im Umspannwerk Teinach der Netze-BW [6]

Es fällt auf, dass der Temperaturunterschied zwischen dem Öl unten am Boden ϑ_{Oel_unten} und dem Öl oben ϑ_{Oel_oben} am Deckel beim natürlichen Ester wesentlich größer ist als beim Mineralöl. Natürliche Ester haben aufgrund ihrer höheren Viskosität eine kleinere Fließgeschwindigkeit als Mineralöl. Das führt zu einer längeren Aufenthaltszeit des Esters im Bereich der Wicklung was zu einer größeren Erwärmung des Esters führt. Dies wiederum führt zu den höheren Temperaturen am Deckel. Gleichzeitig ist die Fließgeschwindigkeit in den Radiatoren langsamer. Das bedeutet, die Abkühlperiode ist länger als bei Mineralöl. Aus diesem Grund ist das Ester auch kühler wenn es den Radiator wieder verlässt. Im Resultat ergeben sich die größeren Temperaturunterschiede für das Ester im Vergleich zum Mineralöl.

Dass die Öl- und Kupfer temperaturen in der Mitte für Mineralöl und Ester nahezu gleich sind, zeigt dass das Kühlsystem für beide Öle dieselbe Kühlleistung aufbringt. [1]

Aufgrund dieser Ergebnisse wurde der Transformator, unter Einbeziehung von Alterungsuntersuchungen [4], [5], bezüglich seiner thermischen Auslegung Neuberechnet. Daraus ergaben sich folgende Neuberechnete Grenztemperaturen:

Tabelle 3: Grenztemperaturen für 110kV Bioöltransformator

Übertemperatur Öl oben	85K
Wicklungstemperatur	95K
Heißpunkttemperatur	110k

Zusammen mit den Werten der Kurzschluss- und Leerlaufverluste wurde die Bemessungsleistung für den mit Ester gefüllten Transformator von 40 MVA auf 48 MVA festgelegt. [1]

Ständige Kontrollen und Ölanalysen zeigten keine signifikanten Änderungen der Estereigenschaften. Es ist bekannt, dass natürliche Ester höhere Konzentrationen an Wasserstoff und Ethan bilden können als Mineralöle. Dieser Vorgang ist eine Folge von Oxidationsprozessen [5]. Nach 2 Jahren im Betrieb erreichte die Ethankonzentration im Transformator einen konstanten Wert. Der Wasserstoffanteil dagegen sank. Diese Vorgänge können ein Resultat des Verbrauchs des verfügbaren Sauerstoffs (beispielsweise in der Papierisolation) sein. [1]

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

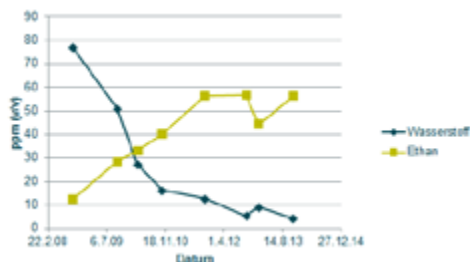


Bild 7: Wasserstoff- und Ethankonzentration von 2008-2013 [1]

Bei den physikalischen Ölkennzahlen war keine Veränderung erkennbar. Bild 8 zeigt den Wassergehalt und die Durchschlagspannung in einem Zeitraum von 5 Jahren. Der Verlauf der Ölfeuchte bewegt sich dabei in einem sehr kleinen Bereich. Die gemessene Feuchte entspricht ca. 1% relativer Sättigung und damit praktisch Neuwert. [1]

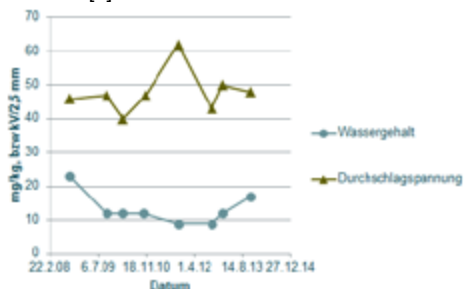


Bild 8: Verlauf des Wassergehalts und der Durchschlagspannung in einem Zeitraum von 5 Jahren [1]

Entwicklung und Betriebserfahrung mit natürlichen Estern 380kV

Aufgrund der positiven Betriebserfahrungen wurde der nächste Schritt die Konstruktion eines 380kV-Transformators in Angriff genommen.



Bild 8: 380kV Transformator im Umspannwerk Bruchsal-Kandelweg der TransnetBW

Am 18. Februar 2014 ging der erste 380kV-Leistungstransformator mit Esterflüssigkeit als Isoliermedium im Umspannwerk Bruchsal-Kandelweg bei Karlsruhe in Betrieb.

Tabelle 4: technische Daten 380kV Transformator mit natürlichem Ester als Isolationsmedium

Art	Daten
Spannung	405 kV
Leistung	180/300/400 MVA
Kühlart	KNAN/KDAF1/KDAF2
Bauart	Hermetikausführung
Gesamtgewicht	400 t
Ölinhalt	97 t

Zur Konstruktion des Transformators war es notwendig, den Imprägnierprozess, die Anordnung und Steuerung der Pumpen sowie die thermische Auslegung des Transformators zu überdenken.

Bisher läuft der Transformator problemlos. In Bild 9 ist die Belastung des Transformators in einem Zeitraum von etwas mehr als einem Jahr dargestellt.

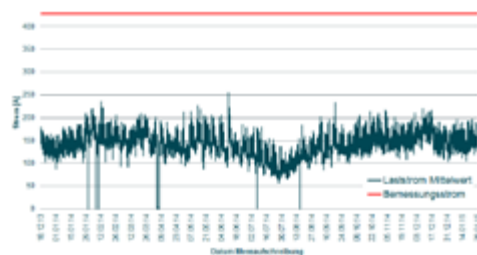


Bild 9: Laststrom Transformator Bruchsal Kandelweg mit Esterfüllung von Dezember 2013 bis Januar 2015

Auch hier zeigt sich im Betrieb des Transformators, wie bei dem 110kV-Transformator der Netze BW auch, ein Ansteigen des Ethan bis zu einem Sättigungswert bei einem gleichzeitigen Abfall des Wasserstoffgehalts.



Bild 9: Wasserstoff- und Ethankonzentration von 2013-2015



Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

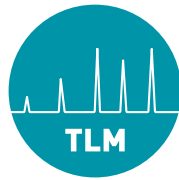
(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Ein wesentliches Thema bei Transformatoren mit Esterfüllung sind Leckagen. Treten kleine Mengen des natürlichen Esters durch Leckagen aus, so steigt die Viskosität des ausgelaufenen Esters bis es fest wird. Das natürliche Ester bildet eine Art Harz (Thin Film Polymerisation). Dies kann bei kleinen Undichtigkeiten ein Vorteil sein, da so die Möglichkeit besteht, dass diese sich selbst abdichten.

Untersuchungen und praktische Beispiele zeigen, dass wenn Umgebungsluft mit großen Mengen des natürlichen Esters über Leckagen in Kontakt kommt, beispielsweise durch einen Defekt am Luftsack des Ausdehners, dies ein vergleichsweise kleines Problem ist. Es gibt Beispiele bei denen sich Viskosität und Feuchtegehalt über Jahre nur wenig verändert haben [7]. Instandsetzungsmaßnahmen können also geplant durchgeführt werden.

Zusammenfassung

Alternative Isolierflüssigkeiten, wie die natürlichen Ester, dringen neben den synthetischen Estern und den GTL-Ölen immer weiter in den Markt für Isolierflüssigkeiten vor. Die Eigenschaften und ihre physikalischen Eigenschaften haben Einfluss auf das Layout und das Design von Transformatoren. Anhand der Beispiele des 110kV-Transformators der Netze BW und des 380kV-Transformators der TransnetBW zeigen die Ester ihre Einsatzfähigkeit in Leistungstransformatoren der Höchst- und Hochspannungsebene. Das Alterungsverhalten und Luftabschluss ist vielversprechend. Betriebsbegleitende Untersuchungen, z.B. in Form von Ölprobenuntersuchungen laufen und zeigen keine Auffälligkeiten. Die höhere Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität des natürlichen Esters wirken sich positiv auf die Übertragungskapazität der Transformatoren aus. Die höheren Flamm- und Brennpunkte erhöhen zudem die Sicherheit der Geräte. Weitere mögliche Anwendungen im Zusammenhang mit natürlichen Estern könnten Anwendungen in Hochspannungsmesswandlern sein.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Einsatz natürlicher Ester-Flüssigkeiten in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Literatur

- [1] I. Atanasova-Hoehlein, R. Fritsche, C.Schmied, M.Schäfer, Einsatz natürlicher Ester in Leistungstransformatoren-Betriebserfahrungen und Stand der Technik, Stuttgarter Hochspannungssymposium, Neue Konzepte und Systemkomponenten für die Netze der Zukunft, Stuttgart 2014
- [2] Sicherheitsdatenblatt gemäß 1907/2006/EC, Artikel 31 für Envirotemp™ FR3™ fluid Revision vom 04.03.2014
- [3] A. Sbravati, S. Bowers, K.J. Rapp, I.P. Arantes Aging performance and oxidation stability of natural esters in sealed versus breathing environments, EuroDoble, Manchester 2014
- [4] S. Tenbohlen, D. Vukovic, M. Koch, A. Weinländer, J. Baum, J. Harthun, M. Schäfer, S. Baker, R. Frotscher, D. Dohnal, P. Dryer, Application of vegetable oil-based insulating fluids to hermetically sealed power transformers, Cigre Session 2008, Paris, A2-102
- [5] I. Atanasova-Hoehlein, Th. Hammer, M. Schäfer, Diagnostic Markers for Oxidation Condition of Mineral Oil and Ester Insulating Fluids, Cigre Session Paris, D1.213 2010
- [6] R. Frotscher, J. Harthun, C. Perrier, D. Vukovic, M. Jovalekic, S. Tenbohlen, M. Schäfer Behavior of Ester Liquids under Dielectric and Thermal Stress- From Laboratory to Practical Use, Cigre Session 2012, Paris D1-105
- [7] A. Sbravati, S. Bowers, K.J. Rapp, Aging performance and oxidation stability of natural esters in sealed versus breathing environments.
- [8] R. Fritsche, Prototype 420 kV Power Transformer using Natural Ester Dielectirc Fluid, Weidmann Seminar 2014 July 2nd-4th
- [9] R. Fritsche, I. Atanasova-Hoehlein, K. Loppach, F. Trautmann, U. Rimmele, M. Schäfer, G. Adamietz, Großtransformatoren mit natürlichen Isoliermitteln – Aspekte im Design und erste Betriebserfahrungen, Konferenz: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2014 - Beiträge der 6. ETG Fachtagung, Berlin 2014
- [10] Experiences in Service with New Insulating Liquids. CIGRE Brochure 436, Working Group A2. 35, Oktober 2010.
- [11] J. Hill, oil reserves, Market Report, 2012.
- [12] H. Gensior, Chancen, Potentiale, Risiken und Grenzen von biogenen Kraftstoffen, Technology Report, 2012.
- [13] IEC 62770 Ed.1: Fluids for electrotechnical applications- Unused natural esters liquids for transformers and similar electrical equipment.
- [14] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers. IEEE C57.147-2008.
- [15] ASTM D6871-03: Standard specification for natural (vegetable oil) ester fluids used in electrical apparatus.
- [16] S. Tenbohlen, D. Vukocic, M. Jovalekic, M. Schäfer, J. Harthun, Dielectric performance and dissolved gas analysis of natural esters for application in power transformers, CIGRE SC D1 Colloquium, Budapest, 2009, D1-PS1
- [17] M. Konermann, M. Schäfer, Einsatz von Pflanzenöl in Leistungstransformatoren, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 Jg (2009) Heft 3
- [18] Pukel G.J., Schwarz R., Baumann F., Muhr H.M., Eberhardt R., Wieder B., Chu D., Power transformers with environmentally friendly and low flammability ester liquids, 2012, Cigre Session, SC A2-201 Paris, France, 2012-08

Anschrift

TransnetBW GmbH
Gernot Adamietz
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart
Tel.:+49 711 21858 3016
Fax:+49 711 21858 4451
E-mail: g.adamietz@transnetbw.de



Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal

Karsten Götz Stadtwerke Stendal



Lehre

1978 - 1981
1985 - 1986

Landmaschinenschlosser mit Abitur
Elektromonteur

Fernstudium

1988 - 1995

- Energietechnik an HTWK Leipzig
Abschluss: Diplom-Energieingenieur (FH)

Beruf

1986 - 1993

- Energieversorgung Magdeburg
Dispatcher Netzbefehlsstelle Börde
Arbeitsvorbereitung Netzleitstelle Magdeburg

1993 - 2013

- Städtische Werke Magdeburg
Ingenieur für Grundsatzplanung
Betriebsingenieur Umspannwerke / Netzschutz
Bereichsleiter Netzbetrieb Strom

2013 -


- Stadtwerke Stendal
Leiter Strom





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal

Stadtwerke Stendal 

Transformatoren in einem kleineren Stadtwerk am Beispiel Stendal

- Anforderungen und Betrieb -

Dipl.-Ing. (FH) Karsten Götz



**Wir sehen gern
zufriedene Kunden.**

Damit Sie sich um Wichtigeres kümmern
können, kümmern wir uns um alles andere.
Ihre Energie – bei uns in guten Händen.

Stadtwerke Stendal 

- Agenda -

1. Allgemeine Angaben
2. Transformatoren > 1 kV US
3. Transformatoren < 1 kV US
4. Konzeption Trafos > 1 kV US
5. Konzeption Trafos < 1 kV US
6. Zusammenfassung

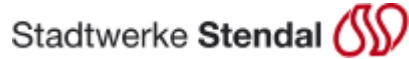
Stadtwerke - Altmärkische Gas- Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de



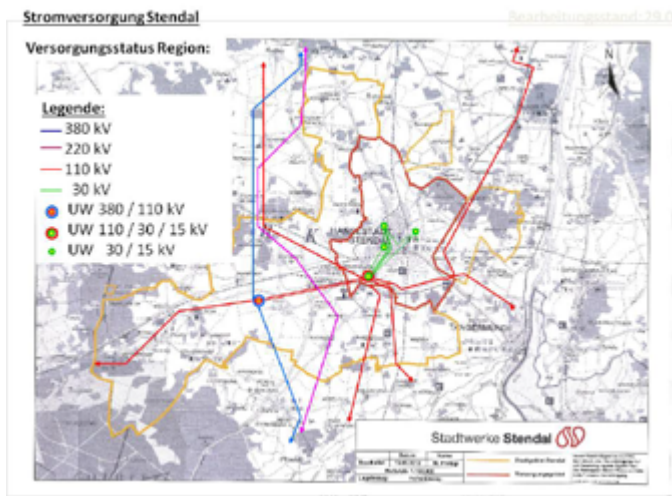
**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal



1. Allgemeine Angaben:

- Kerngebiet Stadt Stendal,
 - Einwohner:
 - ca. 34.000
 - Fläche:
 - 19,9 km²
- Netzlänge MS:
 - ca. 140 km
- Umspannwerke: 4
- Trafostationen:
 - 150 SWS
 - 50 Kunden
- Mitarbeiter SWS Σ / Strom:
 - 100 / 8
- Betriebsführung seit 2012



Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de

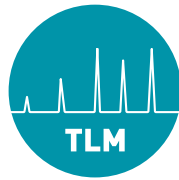


2. Übersicht Transformatoren (1):

Transformatoren > 1kV US:						
Standort, Name:	Spg. [kV]:	S [MVA]:	Bj.:	Alter:	Last- schalter:	Um- steller:
UW Gardelegener Str. Tr.102	110 / 30 / 15	31,5	1961	54	x	
UW Parkstr. Tr.31	30 / 15	16	1998	17	x	
UW Parkstr. Tr.32	30 / 15	16	1998	17	x	
UW Stadtsee Tr.31	30 / 15	16	1975	40	x	
UW Heizwerk Tr.31	30 / 10	30	1992	23		x
UW Heizwerk Tr.32	30 / 10	30	1992	23		x
Anzahl / Summe / Durchschnitt:	6	139,5		29		

Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Transformatorbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal

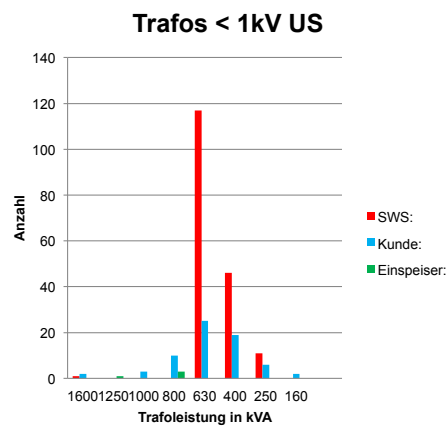
Stadtwerke Stendal

3. Übersicht Transformatoren (2):

Trafos < 1kV US:

S [kVA]:	SWS:	Kunde:	Einspeiser:	Gesamt:
1600	1	2	0	3
1250	0	0	1	1
1000	0	3	0	3
800	0	10	3	13
630	117	25	0	142
400	46	19	0	65
250	11	6	0	17
160	0	2	0	2
Anzahl:	175 ¹⁾	67	4	246
Summe [kVA]:	96.460	39.370	3.650	139.480

1) : davon 2 Gießharztransformatoren



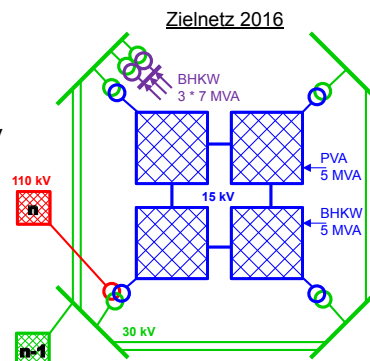
Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de

Stadtwerke Stendal

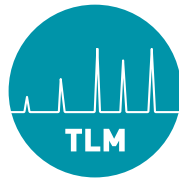
4. Konzeption Trafos > 1 kV US:

- 4 15-kV- Versorgungsgebiete – 4 Transformatoren
 - 4 kleinere UW mit je 1 Trafo,
 - → dezentrale Einspeisung, lastschwerpunktsnah
 - → Redundanz über MS-Netz
 - Vorteile der galvanischen Trennung
 - → Vermeidung Folgefehler
 - Umstellung der SPE
 - Resonanz- → niederohmig, 30, 15 kV
 - Revisionszyklus: 3 Jahre
- Anforderungen:
 - Geringe Kurzschlussspannung
 - Voll belastbarer Sternpunkt
 - Isolierte Anschlüsse
 - geräuscharm



Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

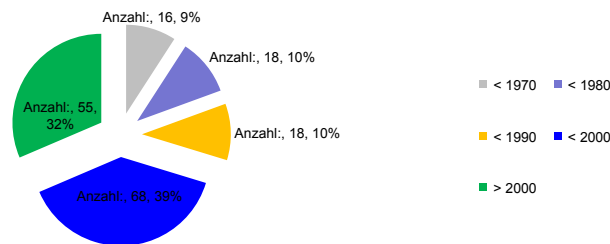
Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal

Stadtwerke Stendal 

5. Konzeption Trafos < 1 kV US:

- Einsatz ‚Standard‘ -Trafos 630 (400) kVA, 15 / 0,4 kV für Kompakt-TS
- Austauschprogramm für Alter > 45 a
- Witgehend wartungsfrei
- Ersatz vor Reparatur

Anzahl SWS-Trafos < 1 kV US:



Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de

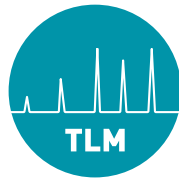
Stadtwerke Stendal 

6. Zusammenfassung:

- Beibehaltung der Spannungsebenen 110 / 30 / 15 kV bedingt durch:
 - historische Entwicklung im Netz
 - Bestands-BHKW mit 21 MVA
 - Zunahme dezentraler Einspeiser
- Dezentrale Aufstellung der vorhandenen 4 Transformatoren (110)/ 30/15 kV
 - Kurze Wartungszyklen der ‚4 Großtrafos‘ zur Ausfallprävention
 - ON-Trafos als Standardkomponente mit moderatem IH-Aufwand
 - Ziele:
 - optimale Spannungsregulierung durch moderate Netzlängen, verhaltener Netzausbau
 - Freiheitsgrade in der Sternpunktutzung
 - Langlebige und leistungsfähige Betriebsmittel mit angemessener Flexibilität

Stadtwerke - Altmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Transformatorenbetrieb in kleineren Stadtwerken am Beispiel Stendal

Stadtwerke Stendal 

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit !

Stadtwerke - Allmärkische Gas-, Wasser- und
Elektrizitätswerke GmbH Stendal
Rathenower Straße 1
39576 Stendal

Tel.: 03931 / 688 - 255
Fax: 03931 / 688 - 310
E-Mail: karsten.goetz@stadtwerke-stendal.de
Web: www.stadtwerke-stendal.de



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

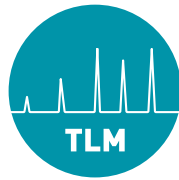
**Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer
Stromerzeugung**

**Dr. Thomas Krüger
Vattenfall Generation**



- 1996 –2001 Studium der Elektrotechnik an der BTU Cottbus
- 2001 – 2007 wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl Elektrische Maschinen und Antriebstechnik der BTU Cottbus
- 2006 Promotion zum Dr.-Ing.
- 2007 –2013 Mitarbeiter der Abteilung Modernisierung und Effektivitätssteigerung im Fachbereich Elektro- und Leittechnik bei der Vattenfall Europe Generation AG
- 2013 – heute Mitarbeiter des Bereichs Asset Management und Operational Excellence bei der Vattenfall Europe Generation AG





**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

**Dr. Stephanie Tappe
Dr. Thomas Krüger**

Energiemix 2015 und die Entwicklung bis 2025

Der ständig steigende Anteil Erneuerbarer Energien und die Vorrangregeln zur Einspeisung in die Energieversorgungsnetze führen zu Veränderungen und neuen Herausforderungen für die konventionellen Erzeugungsanlagen in Deutschland.

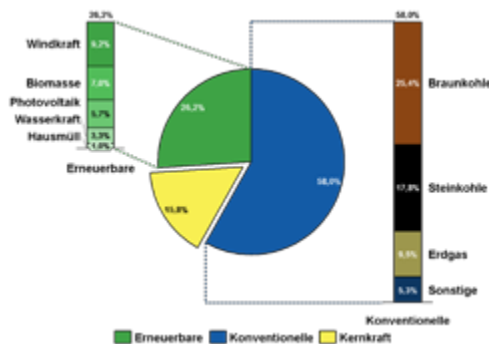


Bild 1: Bruttostromerzeugung in Deutschland 2014 [4]

Insgesamt ist in Deutschland eine Leistung von rund 190 GW zur Stromerzeugung installiert. Der Anteil installierter Windkraftkapazität (On- und Offshore) beläuft sich mittlerweile auf über 36 GW elektrische Leistung. Photovoltaikanlagen haben mittlerweile einen Anteil von etwa 38 GW erreicht (Quelle: BMWi Stichtag 17.12.2014), in Bild 1 ist die Bruttostromerzeugung nach Energieträgern dargestellt.

Dies führt dazu, dass bei entsprechenden Wetterbedingungen über 40 % des deutschen Strombedarfs aus Wind- und Photovoltaikanlagen gedeckt werden können. Bild 2 zeigt die Deckung des Strombedarfs nach Energieträgern im Januar 2015, deutlich erkennbar ist das Absinken konventioneller Braun- und Steinkohlekraftwerke bei Einspeisung erneuerbarer Energien.

Der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien hat zwei wesentliche Folgen auf den Betrieb von konventionellen Kraftwerken. Ein Großteil der Windeinspeisung wird an der Börse gehandelt, somit ändert sich die Zusammensetzung der gehandelten Stromvolumina. Da in solchen Situationen die kostengünstigste konventionelle Stromerzeugung aus dem Markt gedrängt wird,

sinken die Börsenpreise entsprechend. Dies führt dazu, dass in einigen Zeitspannen sogar negative Preise zu verzeichnen sind. Das Jahr 2015 scheint hierbei einen neuen Rekord zu brechen. Im ersten Halbjahr waren bereits 81 Stunden mit negativen Preisen an der Börse zu registrieren. Parallel sinkt der durchschnittliche Börsenpreis stetig. Daraus wird ersichtlich, dass sich ein ökonomischer Betrieb der Anlagen zunehmend schwieriger gestaltet.

Darüber hinaus treten in den Stromnetzen Engpässe auf, die zu sogenannten Redispatchmaßnahmen führen. Dabei werden in der Regel konventionelle Kraftwerke in ihrer elektrischen Ausspeiseleistung eingesenkt. Ursache hierfür sind unter anderem nicht ausreichende Transportkapazitäten von den im Bereich der Erneuerbaren Energien erzeugungsstarken Gebiete im Norden in den Süden Deutschlands. Dies führt zu einem Rückgang der Betriebsstunden konventioneller Kraftwerke, mit der Folge einer erhöhten Anlagenbeanspruchung durch vermehrte An- und Abfahrvorgänge und häufigere Lastwechsel.

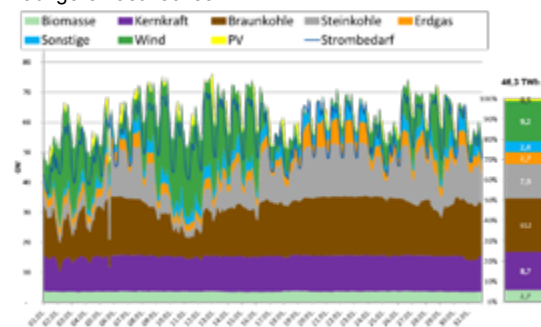


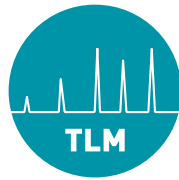
Bild 2: Deckung des deutschen Strombedarfs im Januar 2015

Diese Situation stellt neue Anforderungen und Herausforderung an die Kraftwerksbetreiber, da der Einsatz der Kraftwerke sich in kürzester Zeit gewandelt hat.

Eine Möglichkeit, auf diese Entwicklung zu reagieren besteht darin, die Kraftwerke zu flexibilisieren.

Zusammenspiel Erneuerbarer Energien und konventioneller Kraftwerke

Wie im ersten Kapitel gezeigt stellt der Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien die



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Betreiber konventioneller Kraftwerke hinsichtlich der Flexibilisierung ihrer Anlagen vor neue Herausforderungen. Die Anforderungen werden in Zukunft noch weiter wachsen. In den nächsten 10 Jahren wird sich der Anteil installierter Leistung Erneuerbarer Energien bei einer gleichbleibenden Last von maximal 84 GW auf ca. 129 GW für Deutschland verdoppeln, siehe Bild 3.

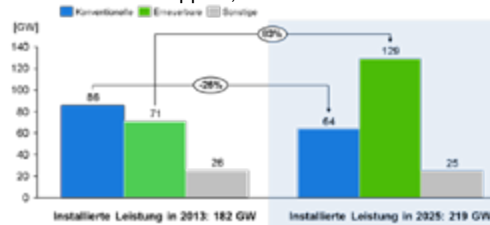


Bild 3: Entwicklung der installierten Leistung in 2015

Unsere Antwort – Das FlexGen-Programm

Die Vattenfall Europe Generation AG betreibt an vier Standorten in Brandenburg und Sachsen braunkohlebefeuerte Kraftwerksanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 8 GW. Diese Anlagen befinden sich in der Regelzone der 50Hertz Transmission GmbH, die sich über die östlichen Bundesländer und Hamburg erstreckt. Diese Kraftwerke sind hochmodern, teilweise wurden sie im Laufe der letzten Jahre modernisiert. Sie wurden als Grundlastkraftwerke gebaut und bisher auch betrieben. Neben den Braunkohlekraftwerken der Vattenfall Europe Generation AG befinden sich in dieser Regelzone weitere konventionelle Kraftwerke mit einer installierten Leistung von 14 GW und rund 23 GW Wind- und Photovoltaikanlagen sowie Pumpspeicherkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von ca. 3 GW. Demgegenüber stehen eine geringe Einwohnerdichte und wenig Industriebetriebe auf der Verbraucherseite. Die Antwort auf die weitersteigenden Anforderungen durch den Zubau erneuerbarer Energien ist die Erweiterung des Betriebsbereichs der braunkohlebefeuerten Kraftwerke durch technische Anpassungen mit dem Ziel, bei einer volatilen Energieerzeugung durch die Erneuerbaren Energien weiterhin eine zuverlässige Stromerzeugung sicherzustellen.

2013 wurde bei der Vattenfall Europe Generation AG das FlexGen-Programm ins Leben gerufen, mit dem Ziel die Flexibilität der braunkohlebefeuerten Kraftwerke zu erhöhen. Hier werden sämtliche Maßnahmen gebündelt und koordiniert, die die Kraftwerke flexibler machen.

Die Schwerpunkte des FlexGen-Programms sind im Wesentlichen (Bild 4):

- Absenkung der elektrischen Ausspeiseleistung eines Kraftwerksstandortes unter Gewährleistung aller Versorgungsverpflichtungen, wie Fernwärmebereitstellung und Prozessdampfauskopplung
- Erweiterung des Regelbereichs der Kraftwerke mit Fokus auf Absenkung der Kessel- bzw. Blockmindestleistung.

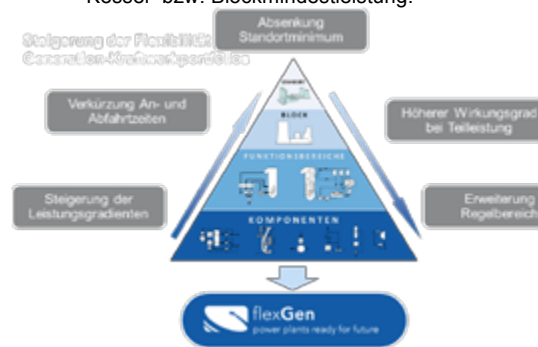


Bild 4: Betrachtungsebenen zur Charakteristik der Flexibilität eines Kraftwerksstandortes

- Der Betrieb in Teillast hatte bisher eine untergeordnete Bedeutung. Ziel ist es Betriebseinstellungen in diesem Bereich zu optimieren.
- Zukünftig steigt der Bedarf weiter an, volatile Schwankungen in der Stromerzeugung kurzfristig auszugleichen. Somit steht die Optimierung und Erhöhung der Lastgradienten ebenfalls im Fokus des FlexGen-Programms.
- Zum besseren kurzfristigen Ausgleich der volatilen Erzeugung ist ein häufigeres Abfahren und somit auch wieder Anfahren erforderlich. Daher ist es wichtig, die Anfahrprozesse zu optimieren und zu verkürzen.
- Die flexible Fahrweise erhöht die Beanspruchung einzelner Komponenten deutlich. Somit ist es eine weitere Aufgabe des FlexGen-Programms, die Auswirkungen einer flexiblen Fahrweise auf Instandhaltungsregimes und Lebensdauerverbrauch zu erfassen und Maßnahmen zu definieren, um sie zu reduzieren.

Wurden in den vergangenen Jahren technische Anpassungen vornehmlich zur Erhöhung der Effizienz im Vollastbereich durchgeführt, ergibt sich durch die geänderten Anforderungen die Notwendigkeit der Erhöhung der Flexibilität der



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Kraftwerke bzw. der Kraftwerksstandorte. Folgende Punkte bieten dabei die Möglichkeit die Flexibilität zu erhöhen:

- Optimierung der Ausnutzung der bestehenden Anlagen- und Beschaffenheitsmerkmale
- Überprüfung von Betriebsabläufen und Optimierung der Betriebseinstellungen
- Optimierung von Teilkomponenten
- Ersatz von Teilkomponenten durch solche mit flexibleren Eigenschaften
- Integration neuer Teil-Technologien in den Prozess

Maßnahmen zur Erhöhung der Flexibilität werden seit 2011 fortlaufend umgesetzt. Einer der Schwerpunkte ist die Erweiterung des Regelbereichs der Dampferzeuger bzw. des gesamten Blocks.

Reduzierung der Standortminima

Die einzelnen Kraftwerksstandorte haben neben der Erzeugung von Strom, weitere Versorgungsaufgaben. So wird von sämtlichen Standorten der Vattenfall Europe Generation AG Fernwärme ausgekoppelt, um naheliegende Ortschaften zu versorgen. In vielen Stunden im Jahr deckt das KW Lippendorf beispielsweise den gesamten Fernwärmebedarf der Stadt Leipzig. Neben der Fernwärme ist in Schwarze Pumpe die Versorgung des naheliegenden Industrieareals mit Prozessdampf eine wichtige Versorgungsaufgabe. Zudem erfolgt die Mitverbrennung von Klärschlamm bzw. Sekundärbrennstoffen was eine definierte Mindestleistung des Kraftwerkes erfordert. Hier gilt es, die elektrische Ausspeiseleistung unter der Prämisse weiter zu verringern, dass sämtliche oben angesprochenen Versorgungsaufgaben und Dienstleistungen ebenfalls bereitgestellt werden können.

Reduzierung Blockmindestleistung

Braunkohlekraftwerke wurden in den letzten Jahren bis zu einer Blockmindestleistung von ca. 50 % betrieben.

Im Rahmen des FlexGen-Programms wurde die Blockmindestleistung auf bis zu 30 % gesenkt.

Für die Feuerung bedeutet dies insbesondere eine Optimierung des unteren Teilleistungsbereichs. Durch den Übergang vom Zwangsdurchlauf- und den Umwälzbetrieb ist es möglich, die Kesselleistung deutlich abzusenken. Durch den Einsatz von Flammenüberwachungssystemen für die Dampferzeuger ist ein sicherer Betrieb auch bei abgesenkter Kesselmindestleistung möglich.

Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeiten

Eine Erhöhung der Laständerungsgeschwindigkeit kann insbesondere durch ein optimiertes Zusammenspiel des Feuerungssystem

mit dem Wasser-Dampf-System erreicht werden. Mit Hilfe von verfahrenstechnischen Maßnahmen, wie z.B. Kondensatstau, kann dem Wasser-Dampf-System kurzfristig eine größere Energiemenge entnommen werden, die durch eine zeitnahe Anpassung der Feuerungsleistung kompensiert wird. Allerdings ist hier zu beachten, dass die Beanspruchung einzelner Komponenten, insbesondere der dickwandigen Bauteile aufgrund von Wechselbeanspruchung steigt und damit ein erhöhter Lebensdauerverbrauch mit diesen Maßnahmen einhergeht.

Integration neuer Technologien

Die Installation einer Zünd- und Stützfeuerung auf Basis von Trockenbraunkohle (TBK) ist ein weiteres Beispiel zur Erhöhung der Flexibilität von Braunkohleblöcken. Hierbei wurden die heizölbetriebenen Zündbrenner durch TBK-Brenner ausgetauscht. Die Innovation der Technologie liegt in der Zündung des Brennstoffs. Die TBK wird mit einem Plasma gezündet. Diese Technologie wird weltweit, erstmalig in einem konventionellen Kraftwerksblock, angewendet. Zusätzlich wurde die gesamte Infrastruktur um die Vorlage der TBK in Form eines Silos und die Förderung und Dosiereinrichtungen erweitert. Somit ist es möglich, die Kesselmindestleistung deutlich weiter abzusenken, so dass eine Blockmindestleistung von etwa 20% angestrebt wird. Dies wirkt sich positiv auf die Einsatzfähigkeit des Blockes aus, da aufgrund der abgesenkten Mindestleistung Abfahrvorgänge vermieden werden können. Darüber hinaus können die TBK-Brenner kurzfristig zugeschaltet werden, um zum Beispiel die Leistungsgradienten zu erhöhen.

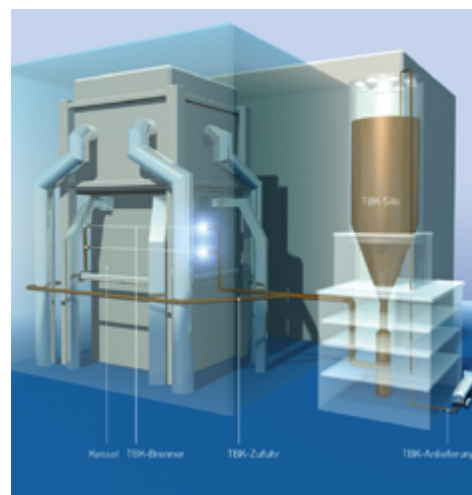
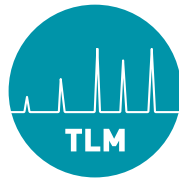


Bild 5: Schema der TBK-Zünd- und Stützfeuerung am Standort KW Jänschwalde



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Die beschriebene TBK Zünd- und Stützfeuerung wurde im Herbst 2014 errichtet. Zur Zeit steht die Inbetriebsetzung bzw. die Optimierung der Anlage kurz vor dem Abschluss.

Die Förderung durch das Bundeswirtschaftsministerium unterstreicht hierbei die Relevanz und Bedeutung der Technikentwicklung für zukünftige Kraftwerkskonzepte.

Zusammenfassung

Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien wird in den nächsten Jahren auf 40 % bis 45 % Anteil an der Bruttostromerzeugung in 2025 steigen. Für das Jahr 2035 ist sogar ein Anteil von 55 % bis 60 % angestrebt.

Dies wird zu Veränderungen auf dem deutschen Strommarkt führen. Die volatile Einspeisung wirkt sich direkt auf den Betrieb der konventionellen Kraftwerke, insbesondere auch der Braunkohlekraftwerke aus.

Selbst wenn es gelingt, Speichermöglichkeiten für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu realisieren und die Einspeisung der dieser volatilen Erzeugung planbar zu gestalten, wird dieses System viele Herausforderungen zu meistern haben.

Hierbei ist die Bereitstellung von Regelleistung und die Flexibilität der Braunkohlekraftwerke im Besonderen ein entscheidender Baustein für eine sichere Stromversorgung, unabhängig von den Wetterverhältnissen.

Über die bereits erzielten Flexibilitätserhöhungen hinaus wird es für die Braunkohlekraftwerke darauf ankommen, weitere Potenziale für ein partnerschaftliches Nebeneinander mit der erneuerbaren Stromerzeugung zu heben.

Vattenfalls Ansatzpunkte für diese Herausforderungen sind die Erweiterung der Regelbereiche und die Absenkung der Blockmindestleistung der Kraftwerke. Ein weiterer Punkt ist die Anhebung der Leistungsgradienten. Dies wurde durch Modifikationen im Bereich der Feuerung und der Kesseltechnik erreicht.

Darüber hinaus bieten die Integration von neuen Technologien, wie zum Beispiel der Einsatz von Trockenbraunkohle für den Anfahr- und Mindestleistungsbetrieb oder die integrierte Trocknung von Braunkohle interessante Potenziale, um die erforderliche Flexibilisierung für die Erzeugungsanforderungen der Zukunft zu meistern.

Braunkohlekraftwerke stellen eine flexible elektrische Einspeiseleistung bereit. Dies ist ein wichtiger Schritt für eine sichere und importunabhängige Stromversorgung.

Dieses Paket an Maßnahmen soll die Braunkohlekraftwerke, auch im Kontext des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien, in

die Lage versetzen, ein wesentlicher Bestandteil einer sicheren, preiswerten und importunabhängigen Stromversorgung von Industrie- und Haushaltskunden zu sein.

Thesen – Der Blick in die Zukunft

Strombedarf in Deutschland konstant, in Europa leicht steigend

Erneuerbare Energien Zuwachs bis 2025 in Deutschland auf 40 % bis 45 % an der Bruttostromerzeugung, in Europa etwas flacher

Speicher Pumpspeicherkraftwerke sind derzeit einzige großtechnisch verfügbare Technologie. Ein Durchbruch bei der Speicherung elektrischer Energie außerhalb von Pumpspeicherkraftwerken ist derzeit nicht in Sicht.

Thermische Kraftwerke Notwendig zur Bedarfsdeckung und Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Spannungs- und Frequenzhaltung

Brennstoffe Braunkohle hat einen langfristigen Kostenvorteil gegenüber Steinkohle und Erdgas und ist importunabhängig

CO₂ Verringerung der Emissionen um 40 % gegenüber 1990, steigende CO₂-Preise

Netzausbau Nationaler und europäischer Netzausbau schreitet voran, Akzeptanzprobleme und hohe Kosten

Regulierung Zunehmende Einwirkung der Politik im Kontrast zu Marktmechanismen

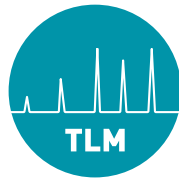
Literaturhinweise

[1] G. Heimann. Flexibilitätssteigerung von Braunkohlekraftwerken. VGB-PowerTech, 04/2015.

[2] S. Tappe. Technische Möglichkeiten zur Absenkung der Blockmindestlast braunkohlebefeuerter Kraftwerke. Kraftwerkstechnisches Kolloquium 2014. Dresden,

[3] S. Lysk, S. Tappe, P. Lange: Ergebnisse von Schwachlastuntersuchungen an den 920 MW Braunkohle-Dampferzeugern des Kraftwerkes Lippendorf. VGB PowerTech, 04/2015.

[4] AG Energiebilanzen, 27.02.2015



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Zusammenspiel konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Autorenanschrift

Vattenfall Europe Generation AG
Dr. Stephanie Tappe
Hermann-Löns-Str. 33
03050 Cottbus
E-Mail: stephanie.tappe@vattenfall.de

Vattenfall Europe Generation AG
Dr. Thomas Krüger
Vom-Stein-Str. 39
03050 Cottbus
E-Mail: thomas2.krueger@vattenfall.de



Stray-Gasing

Dr. Ivanka Höhlein-Atanasova

Siemens AG



Ivanka Atanasova-Höhlein ist Leiterin des chemisch-physikalischen Siemens Prüflabors in Nürnberg.

Sie ist aktiv in den nationalen und internationalen Gremien, die sich mit Materialien in der Elektrotechnik beschäftigen, z. B. Cigre D1 und IEC TC 10.





Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

STRAYGASSING VON ISOLIERFLÜSSIGKEITEN Ivanka Atanasova-Höhlein

Einführung

Die Gasentwicklung in Isolierflüssigkeiten ist ein wichtiges Kriterium für die Betriebssicherheit, da elektrische und thermische Fehler über bestimmte Gasungsmuster zuverlässig erkannt werden können. Vor ca. 50 Jahren wurde das heute weit angewandte Verfahren Gas-in-Öl Analyse (DGA) geboren. Das Prinzip und die Interpretationsschemata sind in verschiedenen Standards und Leitfäden beschrieben.

Das Phänomen der Gasentwicklung aus Isolierflüssigkeiten bei moderaten Temperaturen, das nur von deren Zusammensetzung abhängt und keinesfalls mit einem Fehler im elektrischen Equipment verbunden ist, wird mit dem Begriff „Straygassing“ beschrieben. Das „Straygassing“ ist keinesfalls eine neue Erscheinung, nichtdestotrotz scheint es stärker bei modernen Ölen ausgeprägt zu sein. Insbesondere die Anwendung von manchen Additiven, hauptsächlich Passivatoren, kann stark die „Straygassing“ Aktivität beschleunigen [1- 3].

Das „Straygassing“ ist nicht ein immer gleiches Phänomen und es hängt von vielen Faktoren ab. „Straygassing“ ist nicht nur bei Mineralölen, sondern auch bei synthetischen oder natürlichen Estern feststellbar.

„Straygassing“ bei Mineralölen

Mineralöle können verschiedenen Ursprungs sein und sind unterschiedlich gegenüber Oxidation anfällig.

Interessant ist es, dass hauptsächlich nicht inhibierte oder niedrig raffinierte Isolieröle Spaltgase bilden bei thermischer Beanspruchung. Diese Spaltgase können unterschiedlicher Natur sein – Wasserstoff, Methan, Ethan oder Kohlenmonoxid. Die Anwesenheit von Additiven kann das „Straygassing“ Verhalten von Isolierölen auch stark beschleunigen.

Inhibierte Öle, die aber einer Oxidationswirkung ausgesetzt sind, wie z. B. Isolieröle im Stufenschalter oder Hochtemperaturanwendungen, bilden hauptsächlich moderate Mengen an Wasserstoff und Methan. Bei freiatmenden Transformatoren werden die Bildungsraten von den Leckraten

kompensiert, deshalb bildet sich ein konstanter Pegel. Diese Art von moderatem „Straygassing“ ist absolut normal und kein Hinweis auf Fehler.

Kohlenmonoxid ist auch eine Komponente, die direkt mit der thermischen Ölbeanspruchung zu tun hat. Dies führt oft zu Missverständnissen, da bis jetzt immer noch die Meinung herrscht, dass Kohlenmonoxid ausschließlich aus dem Abbau der festen Isolierung stammt.

„Straygassing“ bei Esterflüssigkeiten

Natürliche Ester können höhere Mengen an Wasserstoff und Ethan abspalten. Dieser Prozess kann sowohl temperatur- als auch oxidationsabhängig sein.

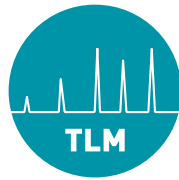
„Straygassing“ ist eine temperatur- und ölsorteabhängige Spaltgasabspaltung, die durch regelmäßiges Monitoring oder gezielte Laboruntersuchung festgestellt und richtig interpretiert werden kann.

Hauptparameter, die das „Straygassing“ beeinflussen

Rolle des Sauerstoffs

Sauerstoff aus der Luft kann im Öl bis zu 3,5% in gelöster Form vorliegen. Sogar in Transformatoren mit Abschlussystemen sind immer noch signifikante Mengen Sauerstoff im Öl und der festen Isolierung gelöst. Die Reaktionsfähigkeit des Sauerstoffs steigt mit der Temperatur. Sauerstoff reagiert mit reaktiven organischen Molekülen in der Gegenwart von elektrischem Feld und Temperatur mit der Bildung von Peroxiden und somit löst Oxidations-Kettenreaktionen aus. Diese Peroxide können mit weiteren Substanzen reagieren oder Umlagerungen eingehen, die die Bildung von stabileren Verbindungen erlauben. Es gibt einige Methoden, die eine Abschätzung des „Straygassing“ unter Einfluss von Sauerstoff erlauben – dies sind z. B. ASTM D7150 oder die Cigre Broschüre 296 (2006) [4].

Typische „Straygassing“ Produkte sind Wasserstoff, Kohlenmonoxid, Ethan und Methan. Normalerweise steigen diese Konzentrationen stark am Anfang des Betriebs und erreichen später eine konstante Konzentration im Gleichgewicht, manche können sogar absinken.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Fall 1. 20 MVA freitrunder Ofentransformator, Herstellungsjahr 1955 mit gealtertem Öl (tangensdelta bei 90°C 0,418).

Die Gas-in-Öl Analyse zeigte einen hohen Gehalt an gesättigten Kohlenwasserstoffen. Die Bewertung nach den geläufigen Bewertungskriterien würde einen Hotspot < 300°C vermuten (**Tabelle 1**).

Tabelle 1 Gas-in-Öl Analyse aus dem Transformator (**Fall 1**) vor Regenerierung

Gas		ppm (v/v)
H ₂	Wasserstoff	51
CH ₄	Methan	270
C ₂ H ₆	Ethan	2186
C ₂ H ₄	Ethylen	99
C ₂ H ₂	Acetylen	< 1
C ₃ H ₈	Propan	973
C ₃ H ₆	Propylen	74
CO	Kohlenmonoxid	239
CO ₂	Kohlendioxid	6399
O ₂	Sauerstoff	4546
N ₂	Stickstoff	66258

Um dieses Verhalten im Labor nachzubilden, wurde eine Ölaufbereitung unter Vakuum mit anschließender Lagerung in Headspace vials bei 80°C und 120°C durchgeführt. **Bild 1** zeigt die Methanentwicklung bei diesen Temperaturen. Ähnliches Verhalten zeigt auch Ethan.

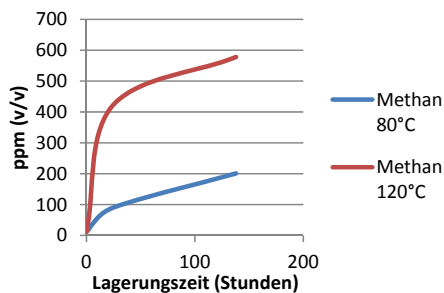


Bild 1. Methan-Entwicklung während der Lagerung für Straygasing bei 80°C und 120°C über 135 Stunden.

Um die Ölkennzahlen wiederherzustellen (nicht nur tangensdelta, sondern auch die Neutralisationszahl war erhöht) wurde dieses Öl regeneriert und inhibiert. Danach wurde kein Straygasing mehr festgestellt. Die Gas-in-Öl Werte acht Jahre nach der Regenerierung sind in **Tabelle 2** dargestellt.

Tabelle 2 Gas-in-Öl Analyse des Öls aus dem Transformator (**Fall 1**) acht Jahre nach der Regenerierung.

Gas		ppm (v/v)
H ₂	Wasserstoff	< 1
CH ₄	Methan	< 1
C ₂ H ₆	Ethan	5
C ₂ H ₄	Ethylen	1
C ₂ H ₂	Acetylen	< 1
C ₃ H ₈	Propan	12
C ₃ H ₆	Propylen	5
CO	Kohlenmonoxid	77
CO ₂	Kohlendioxid	1105
O ₂	Sauerstoff	30895
N ₂	Stickstoff	56835

Fall 2. 40 MVA freitrunder Transformator, Herstellungsjahr 2011, nicht inhibiertes Isolieröl.

Die Entwicklung der gelösten Spaltgase Methan, Ethan und Sauerstoff im Betrieb ist auf dem **Bild 2** dargestellt.

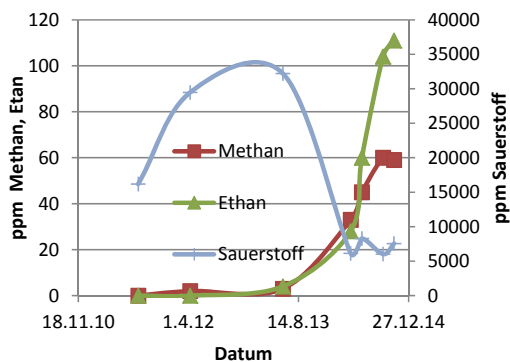
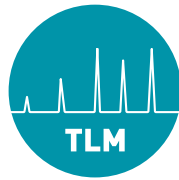


Bild 2. Entwicklung von Methan, Ethan und Sauerstoff in einem 40 MVA Transformator im Betrieb.

Interessant ist zu vermerken, dass das Straygasing erst nach einer gewissen Betriebsdauer in Erscheinung trat. Die Entwicklung des Straygasing folgt der Sauerstoffabnahme. Es ist zu vermuten, dass das oxidierte Isolieröl die Ursache fürs Straygasing ist. Diese Schlussfolgerung wird auch durch den steigenden Verlustfaktor bekräftigt (**Bild 3**). Die Entwicklung im Verlustfaktor korreliert mit der Straygasing-Entwicklung.



Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

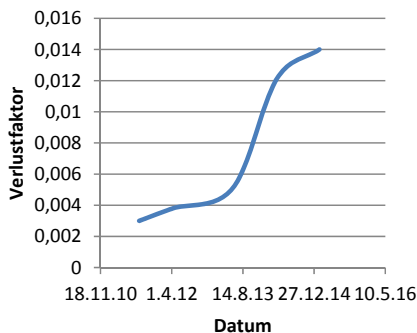


Bild 3. Entwicklung des Verlustfaktors im Öl (gemessen bei 90°C) in einem 40 MVA Transformator (Fall 2) im Betrieb.

Rolle der Additive

Passivatoren, die Amino-Gruppen enthalten, finden weite Verbreitung als vorbeugende Maßnahme gegen korrosiven Schwefel. Substanzen wie z. B. Irgamet 39 oder Abbauprodukte davon können als Oxidationsbeschleuniger wirken und „Straygassing“ verursachen (Bild 4).

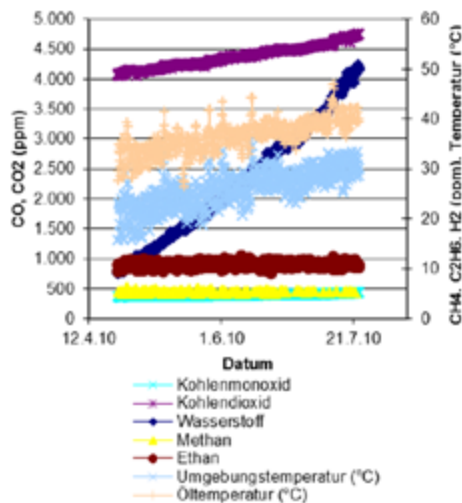


Bild 4. Entwicklung von Wasserstoff als Straygas nach Zugabe von Passivator infolge von Oxidationsprozessen

Besondere Fälle von „Straygassing“ mit Entwicklung von Ethylen

Beispiel: 112 Mvar, 315 kV Drossel, gefüllt mit nicht inhibiertem naphthenischen Öl

- das Öl wurde 2001 passiviert, allerdings hatte es zu diesem Zeitpunkt schon einen messbaren Säuregehalt und erhöhten Verlustfaktor.
- Nach der Passivierung wurde eine anhaltende Entwicklung von Ethylen, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid beobachtet. Dieser gab einen Verdacht auf Hotspot mit möglichem Abbau von fester Isolierung.
- Der Gehalt an Furfurol war niedrig (0,050 mg/kg)
- Das Originalöl wurde teilweise entgast und bei 100°C gelagert, um die Entwicklung von Ethylen, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid zu verfolgen (Bild 5)
- Der Passivator wurde gemäß der Prozedur beschrieben in IEC 60296 entfernt und das Öl wurde erneut bei 100°C gelagert (Bild 6).

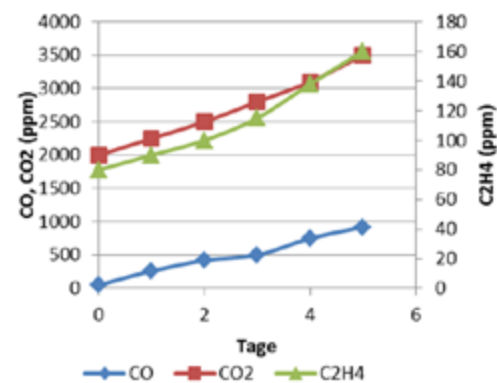


Bild 5. Bildung von Spaltgasen bei der Lagerung bei 100°C von teilentgastem Originalöl (mit Passivator)

Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

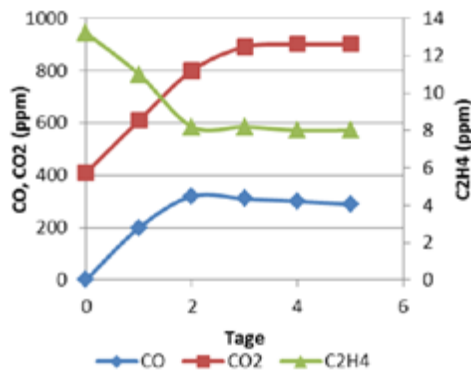


Bild 6. Bildung von Spaltgasen bei der Lagerung bei 100°C von mit Chromabond behandeltem Originalöl (Passivator entfernt)

Nach Entfernung des Passivators wurde keine weitere Entwicklung von Ethylen beobachtet.

„Straygassing“ synthetischer Ester auf Pentaerythritbasis

Synthetische Ester auf Pentaerythritbasis entwickeln einen hohen Anteil an Ethylen bei Lagerung bei 150°C ohne Anwesenheit von weiteren Trafomaterialien unter Laborbedingungen, **Bild 7**. Die Zugabe von Kupfer führt zu völligem Verschwinden dieser Art von Gasen, möglicherweise durch Bildung von Komplexen [5, 6].

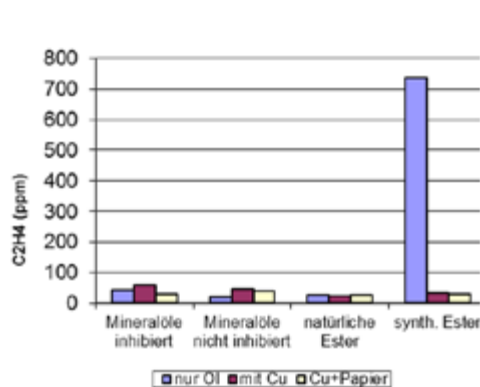


Bild 7. Bildung von Ethylen aus synthetischem Ester beim Erhitzen bei 150°C ohne weitere Transformatorienmaterialien.

„Straygassing“ von natürlichen Estern

Natürliche Ester entwickeln höhere Anteile an Wasserstoff und Ethan im Vergleich zu Mineralöl, **Bild 8**. Die Ethanentwicklung scheint von der Oxidationsstabilität des Fluids abhängig zu sein. [5,7].

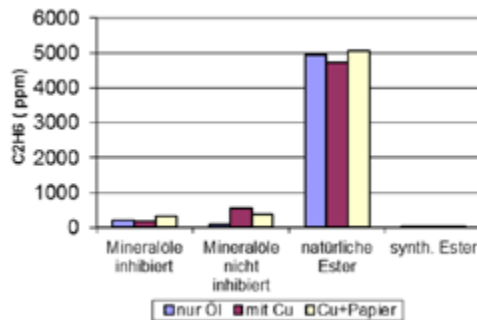


Bild 8. Bildung von Ethan aus natürlichem Ester bei Lagerung bei 150°C mit und ohne weitere Transformatorienmaterialien.

Die Tendenz zu Stray Gassing, d.h. zu einer Gasbildung, die nur aus dem Öl kommt, ist höher. Bei natürlichen Estern ist z. B. die Bildung von Ethan und z. T. von Wasserstoff normal und hängt mit Oxidationsprozessen zusammen. Je höher der Anteil an mehrfach ungesättigten Verbindungen ist, desto höher ist der Ethangehalt – **Tabelle 3** [5]. Bei der Interpretation von Kohlendioxid muss berücksichtigt werden, dass dieser auch aus der Esterflüssigkeit stammen kann.

	0,2	0,2	7	53
Anteil mehrfach ungesättigter Säuren (%)				
Wasserstoff (ppm)	357	282	316	708
Ethan (ppm)	4	26	563	2371

Tabelle 3. „Stray Gassing“ in natürlichen Estern, abhängig vom Anteil der mehrfach ungesättigten Säuren [9].

Bild 9 zeigt einen üblichen Verlauf der Gas-in-Öl Werte in einem estergefüllten Transformator im Betrieb [5].



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

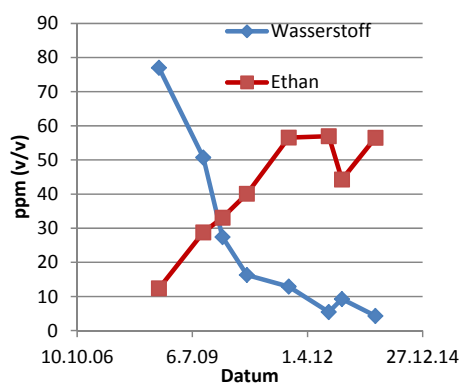


Bild 9 Wasserstoff- und Ethankonzentration im Betrieb eines estergefüllten Transformators

Der Einfluss des „Straygassing“ auf die Interpretation von Gas-in-Öl Analysen

„Straygassing“ kann in manchen Fällen ein Fehlerbild gemäß der allgemeinen Interpretationsschemata der Gas-in-Öl-Analyse vortäuschen oder solches überlagern. Um dies auseinander zu halten, müssen die Interpretationsregeln konsequent angewendet werden. Da die Gas-in-Öl-Analyse eine komplexe Interpretation der Gaswerte, Gasquotienten und Gasanstiegsraten ist, sollte Folgendes beachtet werden:

- es sollten die Anstiegsraten nicht nur von einem Einzelgas, sondern von allen Spaltgasen bewertet werden
- Bildung von Gasquotienten, die für Teil-, elektrische Entladungen oder thermisches Problem signifikant sind, z. B. diese beschrieben in der IEC 60599
- Monitoring der Entwicklung der absoluten Werte und Spaltgasverhältnisse
- Die absoluten Werte an Kohlendioxid als auch der Quotient $\text{CO}_2/\text{CO} > 10$ hat eine hohe Aussagekraft in Bezug auf Zelluloseabbau im Falle von mineralölprägnierten Zelluloseisolationen. Weitere diagnostische Merkmale, z. B. Furanwerte zeigen eine bessere Korrelation mit Kohlendioxid als mit Kohlenmonoxid [10].

Wie kann „Straygassing“ verhindert werden?

Verwendung von „high-grade“ inhibierten Ölen

Die Verwendung von inhibierten „high-grade“ Mineralölen vermindert die Tendenz zu „Straygassing“. Grundsätzlich zeigen

Isolierflüssigkeiten mit höherer Oxidationsstabilität weniger „Straygassing“.

Verminderung/Entfernung von Sauerstoff

Da die Oxidationsbeständigkeit eng mit dem „Straygassing“-Verhalten zusammenhängt [9], wirkt sich die Reduzierung der Sauerstoffkonzentration positiv aus. Der Sauerstoffgehalt kann durch Verwendung vom Gummisack im Ausdehner oder aber durch innovative Sauerstoffabschlussysteme, die Stickstoff aus der Luft generieren, reduziert werden [11].

Optimisierung der Kühlung

Die Reduzierung der Betriebstemperatur wird die Oxidationsrate und dadurch die Tendenz zu „Straygassing“ reduzieren.

Ölregenerierung

Die Ölregenerierung mit Fullererden mit nachfolgender Inhibierung reduziert das „Straygassing“ und die Sauerstoffdepression.

Literaturhinweise

- [1] Atanasova-Höhlein I., „Unusual Cases of Gassing of Transformers in Service“, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 22, Nr. 1, 22–25, 2006.
- [2] Atanasova-Höhlein I., Frotscher R., „Carbon Oxides in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers and Tap Changers“, IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 26, Nr. 6, 22–26, 2010.
- [3] Cigre Brochure 526 „Oxidation Stability of insulating fluids“, 2013.
- [4] Cigre Brochure 296, Recent Developments in DGA interpretation, D1.01/A2.11 JWG, 2006
- [5] Atanasova-Hoehlein I., Schaefer M., Hammer Th., „Diagnostic Markers for Oxidation Condition of Mineral Oil and Ester Insulating Fluids“, Cigre D1_203, Cigre Session Paris 2010.
- [6] Martins M. A., Gomes, A. R. „Comparative Study of the Thermal Degradation of Synthetic and Natural Esters and Mineral Oil: Effect of Oil Type in the Thermal Degradation of Insulating Kraft Paper“, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 28, Nr. 2, 23-28, 2012.
- [7] Schaefer M., Atanasova-Hoehlein I., Fritsche R., Schmidt C. „Einsatz natürlicher Ester in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrungen und Stand der Technik, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014.“



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Stray-Gasing

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

- [8] Sundermann, Erfahrungen aus dem Betrieb und der Überwachung von Leistungstransformatoren, 4. ETG-Fachtagung "Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen", Dresden, 2013
- [9] R. Martin, Fluid Maintenance and DGA for Ester Based Transformer Liquids, Verbund Workshop, Graz, 2014
- [10] Pahlavanpour B., Sterner M., Weesmaa J. and Nunes J. "Mineral insulating oil Straygassing and its effect on DGA Laboratory study", Trafotech 2014.
- [11] Rimmele U., Atanasova-Höhlein I. "Reduzierte Alterung durch neuartige Abschlusssysteme", ETG Tagung 2012, Fulda.

Autorenanschrift

Siemens AG
Energy Management Division
Transformers
Life Cycle Management
EM TR TLM ML
Katzwanger Str. 150
90461 Nuernberg, Germany
Tel.: +49 911 434-2324
Fax: +49 911 434-2329
Mobile: +49 170 3358909
<mailto:ivanka.hoehlein-atanasova@siemens.com>

Zusammenfassung

Das Phänomen der Gasentwicklung aus Isolierflüssigkeiten bei moderaten Temperaturen, das nur von deren Zusammensetzung abhängt und keinesfalls mit einem Fehler im elektrischen Equipment verbunden ist, wird mit dem Begriff „Straygassing“ beschrieben. Das „Straygassing“ ist keinesfalls eine neue Erscheinung, nichtdestotrotz scheint es stärker bei modernen Ölen ausgeprägt zu sein. Insbesondere die Anwendung von manchen Additiven, hauptsächlich Passivatoren, kann stark die „Straygassing“ Aktivität beschleunigen. In diesem Beitrag werden folgende Sachverhalte behandelt:

- Einflussfaktoren auf das „Straygassing“
- Typische und untypische „Straygassing“ Muster im Mineralöl und synthetischen und natürlichen Estern
- Möglicher Einfluß des „Straygassing“ auf die Gas-in-Öl Analyse
- Möglichkeiten, das „Straygassing“ zu reduzieren



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse

Dr. Michael Hahn ECH Elektrochemie Halle/S.



- | | |
|-----------|---|
| 1982-1987 | Studium der Chemie an der Universität Halle |
| 1992 | Promotion zum Thema:
„Probenvorbereitungssysteme für die
analytische Chemie“ |
| 1994 | Gründung und Mitgesellschafter der
Fa. ECH Elektrochemie Halle GmbH |
| Seit 2005 | Geschäftsführer der ECH Elektrochemie Halle GmbH |
| Seit 1998 | Kooperation mit Fa. Energy Support GmbH
mit dem Ziel der Entwicklung und Fertigung von
Meßgeräten für die Ölprüfung |





Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse

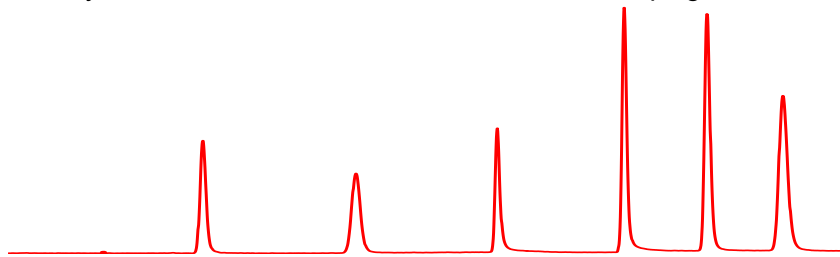


Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse

*Dr. Michael Hahn**, *Dirk Philipp***

* ECH Elektrochemie Halle GmbH

**Analysen-Service GmbH, Umwelt- und Öllabor Leipzig



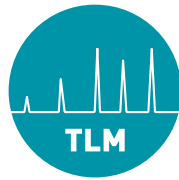
1



Schritte der Gas-in-Öl-Analyse

1. Bereitstellung einer repräsentativen Ölprobe
2. Abtrennung der gelösten Gase
3. Detektion der Gase
4. Interpretation der Messergebnisse mittels Expertensystem

2



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Welche Gase sind zur Gas-in-Öl-Analyse zu erfassen?

Fehlgase

- Wasserstoff H_2
- Kohlenmonoxid CO
- Kohlendioxid CO_2
- Methan CH_4
- Ethan C_2H_6
- Ethylen C_2H_4
- Acetylen C_2H_2

- Propan C_3H_8
- Propylen C_3H_6

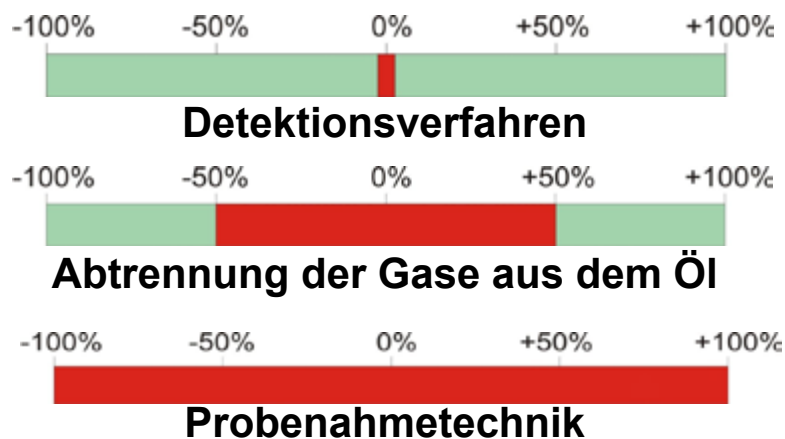
Atmosphärische Gase

- Sauerstoff O_2
- Stickstoff N_2
- (Kohlendioxid CO_2)

3



Fehlermöglichkeiten bei der Analyse



Und die Ergebnisanzeige? **12,873 ppm ???**

4



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Fehlermöglichkeiten bei der Analyse

Fehler bei der **Probenahme**, beim **Transport**, bei der **Lagerung** und insbesondere bei der **Vorbereitung der Proben**, können durch eine noch so aufwendige Kalibrierung und Sorgfalt bei der Durchführung der Messung selbst mit den besten Messgeräten nicht mehr behoben werden.

5



Repräsentative Ölprobe für DGA?



6



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Repräsentative Ölprobe für DGA?



Luftkontakt ist zu vermeiden.
Inerte Probengefäße sind zu verwenden.

7



Ankopplung an Siemensventil



8

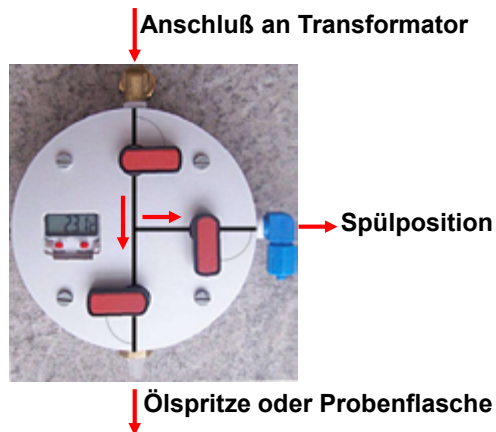


Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Kontaminationsfreie Probennahme

- Kontaminationsfrei
- Ohne Beeinflussung durch Fremdluft
- Probennahme der aktuellen Ölprobe
- Online Registrierung der Öltemperatur



9

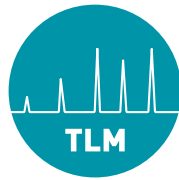


Die Ölprobenentnahme

Kontrolle der Ölprobenentnahme



10



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Vorteile der direkten Ölprobenentnahme

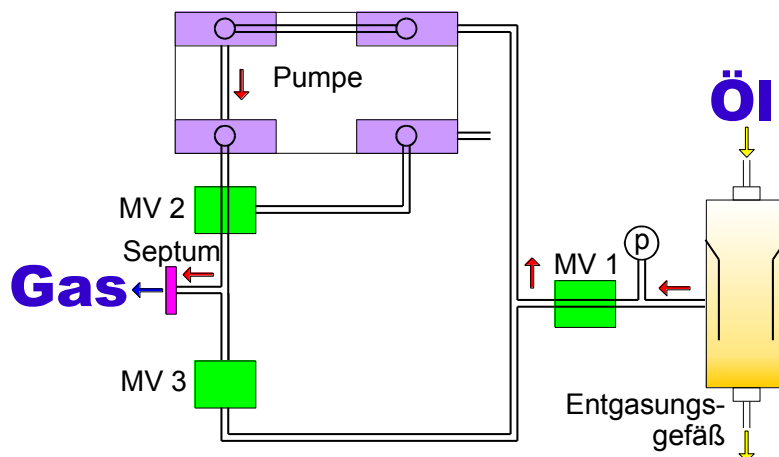


- Kein Kontakt der Ölproben mit der Umgebungsluft
- Möglichkeit der Ölprobenentnahme auch unter ungünstigen Bedingungen
- Sicherer Transport der Ölprobe aufgrund der Vermeidung von Gasverlusten
- Vermeidung von Ölbeeinflussung durch Temperaturschwankung während des Transportes in das Analysenlabor
- Die Ölproben können direkt für die Gas-in-Öl-Analyse eingesetzt werden

11



Vakuumentgasung ohne Quecksilber



Patent Nr. DE 10252652

12



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



TOP - TOGA - GC

Merkmale:

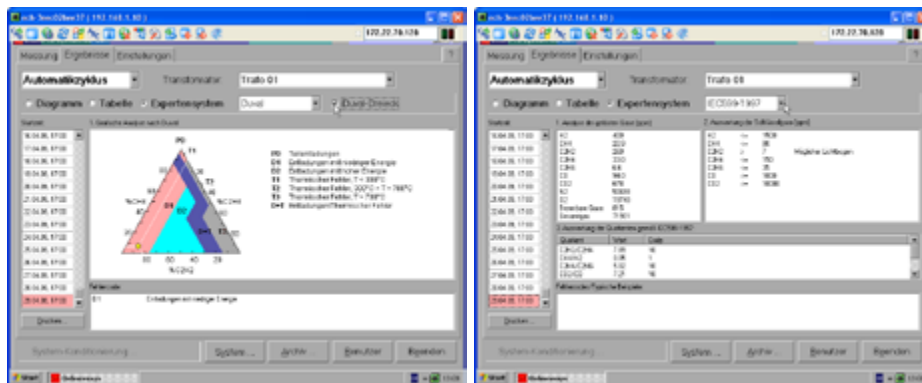
- Automatische Ölprobendosierung
- Vollautomatischer Messablauf
- Multiperiodische Vakuumentgasung
- Schnell und zuverlässig
- Komplette Gas-in-Öl Analyse für alle 11 Gase + Gesamtgasgehalt
- Integriertes Expertensystem zur Auswertung



13



Integriertes Expertensystem



14



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Woher kommen die gelösten Gase?

1. Restgasgehalt im Transformator
2. Umgebungsluft
3. Betrieb des Transformators
4. Oxidationsprozesse

15



Ursachen für Oxidationsreaktionen im Isolieröl

- **Sauerstoff**
selbst nach einer Entgasung des Öls verbleiben noch 0,05 – 0,25% Sauerstoff im Öl
- **Temperatur**
Temperaturerhöhung um 8-10°C verdoppelt Reaktionsgeschwindigkeit
- **Katalysator**
Metalle, z.B. Cu, Fe, Al, Zn

16



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse

Installation eines Neutransformators vor Ort

Gasname	CO2	C2H4	C2H2	C2H6	C3H6	C3H8	CH4	CO	H2	O2	N2	GG(%)
20100221_01_aut	23.0	-	-	-	-	-	0.075	6.4	3.6	737	2304	0.29
20100221_08_aut	22.1	-	-	-	-	-	0.049	6.1	4.9	714	1963	0.28
20100224_01_aut	22.0	-	-	-	-	-	0.073	6.0	4.0	747	1334	0.27
20100224_08_aut	23.0	-	-	-	-	-	0.056	6.1	5.2	759	1917	0.28
20100225_08_aut	23.7	-	-	-	-	-	0.056	6.3	5.1	854	2265	0.29
20100226_08_aut	23.7	-	-	-	-	-	0.053	6.4	5.0	827	2197	0.30
20100227_08_aut	24.5	-	-	-	-	-	0.054	6.6	4.8	826	2192	0.21
20100228_08_aut	24.7	-	-	-	-	-	0.057	6.7	5.1	827	2126	0.32
20100301_08_aut	25.4	-	-	-	-	-	0.046	7.0	4.9	830	2167	0.32
20100302_08_aut	25.5	-	-	-	-	-	0.059	7.0	5.6	754	1334	0.22
20100301_08_aut	25.5	-	-	-	-	-	0.046	6.8	5.4	821	2126	0.21
20100304_08_aut	26.8	-	-	-	-	-	0.054	7.1	5.2	842	2198	0.32
20100305_08_aut	26.8	-	-	-	-	-	0.057	7.4	5.5	804	2202	0.33
20100306_08_aut	26.8	-	-	-	-	-	0.049	7.0	6.1	821	2184	0.21
20100307_08_aut	26.8	-	-	-	-	-	0.050	7.0	6.1	860	2238	0.32
20100308_08_aut	26.8	-	-	-	-	-	0.055	7.0	6.0	852	2227	0.21

Stabile Betriebszustände, niedrige DGA-Werte

17

Elektrische Inbetriebnahme eines Transformators

Gasname	CO2	C2H4	C2H2	C2H6	C3H6	C3H8	CH4	CO	H2	O2	N2	GG(%)
20100306_03_aut	25.0	-	-	-	-	-	0.043	7.0	6.1	821	2184	0.28
20100307_03_aut	25.0	-	-	-	-	-	0.053	7.0	6.1	850	2230	0.32
20100308_03_aut	25.9	-	-	-	-	-	0.055	7.0	6.6	852	2227	0.28
20100511_03_aut	26.5	-	0.087	-	-	-	0.15	13.4	10.2	951	3025	0.44
20100512_03_aut	29.5	-	0.096	-	-	-	0.15	14.4	10.7	1047	3180	0.46
20100512_08_aut	29.4	-	0.11	-	-	-	0.13	14.2	10.6	990	2824	0.43
20100512_02_aut	28.6	-	0.12	-	-	-	0.17	14.7	10.7	1084	3201	0.49
20100513_03_aut	29.0	-	0.12	-	-	-	0.17	14.8	11.6	945	3025	0.39
20100513_08_aut	28.8	-	0.12	-	-	-	0.17	14.1	10.5	885	2829	0.37
20100513_02_aut	29.4	-	0.13	-	-	-	0.17	14.6	10.2	921	2933	0.43
20100514_03_aut	29.1	-	0.12	-	-	-	0.13	14.3	10.5	951	3046	0.39
20100514_08_aut	29.7	-	0.12	-	-	-	0.17	13.3	10.6	927	2866	0.34
20100514_02_aut	29.5	-	0.12	-	-	-	0.14	13.8	9.6	886	2764	0.33
20100528_03_aut	29.9	-	0.13	-	-	-	0.18	14.7	10.9	992	3203	0.43
20100527_03_aut	29.5	-	0.13	-	-	-	0.17	14.7	10.5	981	3211	0.43
20100522_03_aut	31.0	-	0.14	-	-	-	0.23	15.2	10.6	1210	3277	0.42

Elektrische Inbetriebnahme – Beispiel für signifikanten Anstieg von C₂H₂, CH₄, H₂ und CO

18

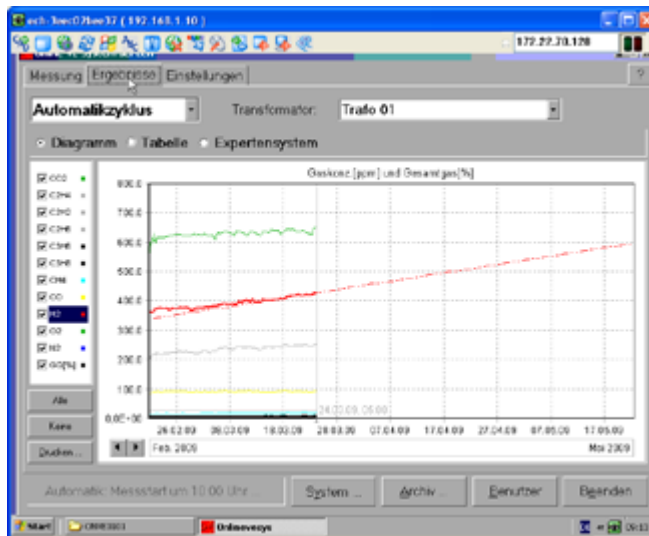


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Kontinuierliche Betriebsphase I

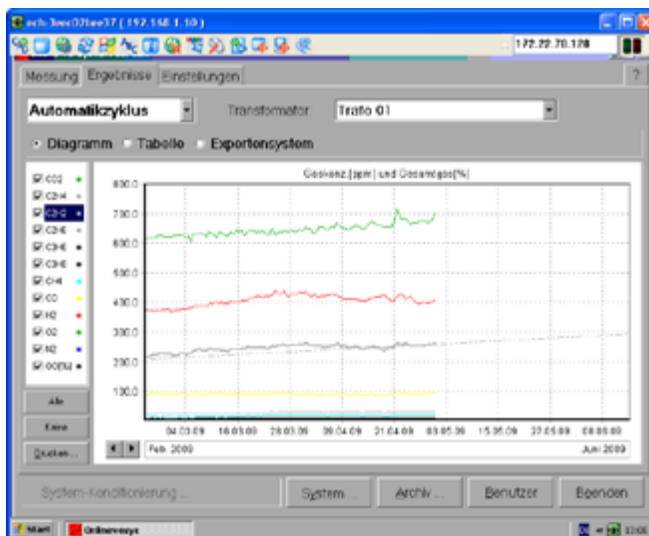


Beispiel: Ansteigende H₂-Konzentrationen

19



Kontinuierliche Betriebsphase II



Stabilisierende H₂-Konzentration, kontinuierlicher Anstieg C₂H₂

20



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse

Problem mit Isolationsmaterial im Transformator



Ansteigende CO und CO₂-Konzentrationen

21

Oxidationsprozesse I



Starke Sauerstoffzehrung durch einsetzende akute Oxidationsprozesse
mit beginnender Bildung von C₂H₄ und C₂H₆

22



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Oxidationsprozesse II

Measuring Result overview

Automatics Transformer: MPZ Thresholds ...

Diagram Table Expert system

Start time	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	CH ₄	CO	C ₃ H ₆	C ₃ H ₈	H ₂	O ₂	N ₂	T _g (%)	TG ₀
18.09.14, 11.00	686	-	-	-	-	269	-	-	6.1	468	19472	2.2	275
20.09.14, 11.00	661	-	-	-	-	368	-	-	8.3	705	26777	3.0	377
22.09.14, 11.00	601	-	-	-	-	269	-	-	7.3	431	18859	2.1	276
03.09.14, 11.00	676	-	-	-	-	313	-	-	9.0	536	22225	2.5	319
05.09.14, 11.00	791	-	-	-	-	387	-	-	7.7	511	27892	3.1	395
08.09.14, 11.00	597	-	-	-	-	295	-	-	6.3	375	20089	2.1	292
10.09.14, 11.00	815	-	-	-	-	399	-	-	7.5	490	27480	3.1	406
12.09.14, 11.00	576	-	-	-	-	296	-	-	5.1	342	19803	2.1	291
15.09.14, 11.00	846	-	-	-	-	404	-	-	5.6	484	28453	3.0	409
17.09.14, 11.00	641	-	-	-	-	273	-	-	5.9	213	18764	2.0	279
19.09.14, 11.00	713	-	-	-	-	287	-	-	5.8	21	18638	2.0	293
22.09.14, 11.00	845	0.22	-	0.90	4.0	321	-	-	6.8	3	20956	2.2	333
24.09.14, 11.00	771	0.30	-	1.8	3.7	288	-	-	5.9	3	18674	2.0	300
26.09.14, 11.00	753	0.44	-	1.5	3.8	280	-	-	5.7	3	18756	2.0	292
29.09.14, 11.00	934	0.66	-	2.6	5.3	373	-	-	7.6	3	24277	2.6	389
01.10.14, 11.00	1109	0.89	-	2.4	5.1	411	-	-	8.0	3	26424	2.8	428

Buttons: Graphics, Results, Print, Export, Delete, Evaluate, Gradient, Settings, Help, Close

Period: 22.09.2014 - 17.05.2015

Einsetzende akute Oxidationsprozesse mit beginnender Bildung von C₂H₄ und C₂H₆ und mit gleichzeitiger Zunahme von CO₂ und CO

23

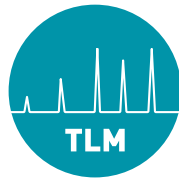


Langsame Oxidationsprozesse



Einsetzende langsame Oxidationsreaktionen über mehrere Wochen unter Verbrauch des O₂

24



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Oxidationsprozesse mit H₂-Bildung

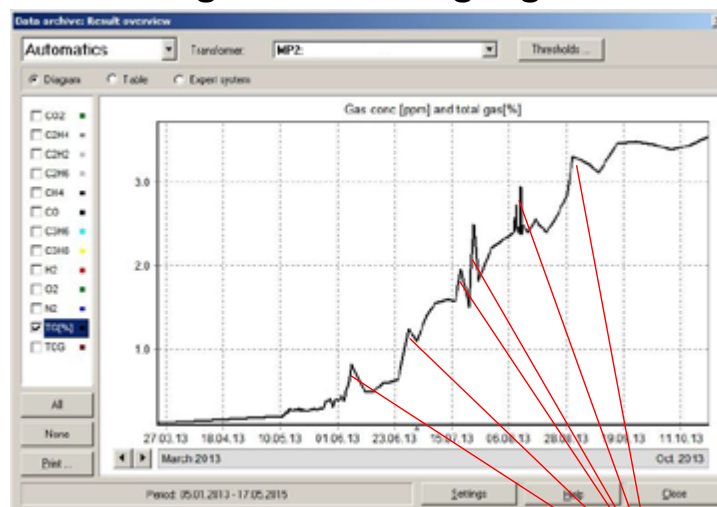


Einsetzende Oxidationsreaktionen unter Verbrauch von O₂ und zunehmender H₂-Bildung

25

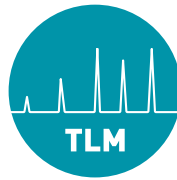


Anstieg des Gesamtgasgehaltes



Ein allmählich ansteigender Gesamtgasgehalt kann z.B. durch einen undichten Kühlkreislauf mit eindringender Umgebungsluft verursacht werden. Zwischenzeitliche Spitzen deuten auf stärker eindringende Luftblasen hin, die anschließend im Öl verteilt werden.

26



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Factory Test (heat run)

entsprechend IEC 61181

Merkmale:

- Direkt an Transformator im Prüffeld ankoppelbar
- Frei einstellbare Ölzirkulation
- Kontaminationsfreie Dosierung
- Komplette Gas-in-Öl Analyse für alle 11 Gase
- Sehr hohe Nachweisempfindlichkeit aller Gase

Tabellarische Messergebnisse DeWGA Seite 1/1
Datei: W07000

Messzeitpunkt	CO2	CO	C2H4	C2H2	C2H6	C4H8	CH4	H2	HC	O2	H2O	CO2N
21.09.09 16:00	96,9	-	-	-	-	-	0,561	1,5	0,74	9879	1360	0,55
21.09.09 17:00	96,4	-	-	-	-	-	0,580	1,7	0,82	1724	3683	0,79
21.09.09 18:00	96,7	-	-	-	-	-	0,587	1,9	0,82	1837	4244	0,82
21.09.09 19:00	96,4	-	-	-	-	-	0,572	1,5	0,83	1639	4195	0,89
21.09.09 20:00	94,9	-	-	-	-	-	0,562	1,8	0,83	1736	4298	0,74
21.09.09 21:00	94,7	-	-	-	-	-	0,536	1,7	0,79	1796	4299	0,72
21.09.09 22:00	94,4	-	-	-	-	-	0,517	1,7	0,79	1837	4227	0,69
21.09.09 23:00	94,1	-	-	-	-	-	0,504	1,8	0,84	1827	4223	0,66
22.09.09 00:00	94,9	-	-	-	-	-	0,539	1,9	0,82	1737	4064	0,69
22.09.09 01:00	95,3	-	-	-	-	-	0,565	1,8	0,85	1823	4115	0,83
22.09.09 02:00	93,1	-	-	-	-	-	0,539	1,5	0,84	1843	4193	0,82
22.09.09 03:00	92,8	-	-	-	-	-	0,563	1,7	0,79	1729	4139	0,84
22.09.09 04:00	93,9	-	-	-	-	-	0,585	1,5	0,84	1871	4142	0,80
22.09.09 05:00	93,8	-	-	-	-	-	0,588	1,8	0,83	1784	4026	0,80
22.09.09 06:00	93,9	-	-	-	-	-	0,582	1,6	0,73	1816	4036	0,88
22.09.09 07:00	94,4	-	-	-	-	-	0,570	1,5	0,85	1854	4483	0,85
22.09.09 08:00	94,6	-	-	-	-	-	0,571	1,7	0,8	1769	4039	0,87
22.09.09 09:00	96,3	-	-	-	-	-	0,59	2,1	1,2	2812	5369	0,96
22.09.09 10:00	96,9	-	-	-	-	-	0,51	2,1	1,6	1951	5029	0,74
22.09.09 11:00	21,4	-	-	-	-	-	0,54	2,9	1,8	2212	5172	0,75
22.09.09 12:00	29,4	-	-	-	-	-	0,54	3,6	2,8	2224	5177	0,79
22.09.09 13:00	29,9	-	-	-	-	-	0,53	4,3	2,1	2335	5196	0,74
22.09.09 14:00	31,4	-	-	-	-	-	0,52	4,8	1,5	1487	5170	0,81

Versuchsablauf:

- 16.00 – 05.00 Uhr Konditionierung des Transformators
- 06.00 – 09.00 Uhr Aufheizprozess des Transformators auf Betriebstemperatur 70°C
- 09.00 – 14:00 Uhr Temperatur 70°C halten während des Tests

27



Folgen der Fehler bei der Probenahme und Lagerung

- Leckage-Verdacht, insbesondere bei Neutransformatoren
- Verfälschung der Expertenauswertung (Quotienten):
 - Wasserstoffverlust
 - Acetylenverlust
 - Sauerstoffeintrag (Verdeckung der Oxidationsprozesse)
 - Anreicherung von Gasen, z.B. CO₂
- Unreproduzierbarkeit im Lebenslauf (bei einer einzigen Analyse pro Transformator jedes Jahr)

28



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Online DGA zur Überwachung mehrerer Transformatoren



Online DGA zur Überwachung von 1, 2 oder 3 Öltransformatoren

29



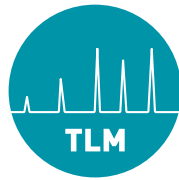
Vorteile des online DGA-Monitoring

Merkmale:

- Kontaminationsfreie Probenahme
- Komplette Gas-in-Öl-Analyse aller 11 Gase
- Automatische Kalibrierung
- Messung des Gesamtgasgehaltes als unabhängige Messgröße
- Geeignet für Factory Tests (heat run test)
- Sehr hohe Nachweisempfindlichkeit aller Gase
- Fehler im Transformator können frühzeitig erkannt werden
- Meßregime wird dem Transformatorbetrieb angepasst
- Automatischer Alarmzyklus bei Überschreitung von Grenzwert oder Gradient (MODBUS, Email, SMS)



30



Kontaminationsmöglichkeiten und deren Vermeidung bei der Gas-in-Öl-Analyse



Zusammenfassung

Kontaminationsfreie Ölprobenahme

Vollvakuumentgasung entsprechend der Norm

Gaschromatographische Analyse

Bestimmung aller 11 Fehlergase + Gesamtgasgehalt

Auswertung mittels Expertensystem

Automatischer Alarmzyklus

Alarmausgänge konfigurierbar

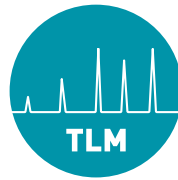
Automatischer Datenexport

**ECH Elektrochemie
Halle GmbH**
Weinbergweg 23
D-06120 Halle/S.

Analysen-Service GmbH
Umwelt- und Öllabor
Arno-Nitzsche-Straße 35
D-04277 Leipzig

Energy Support GmbH
Sperberweg 47
D-41468 Neuss

31



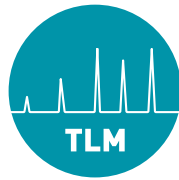
Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen

Dr. rer. nat. Alois Ellmann **Dipl.-Chemiker** **Trafolube GmbH**



- Trafolube GmbH,
Geschäftsführer seit 2009
- Ellol GmbH, Geschäftsführer seit 2006
- Starke & Sohn GmbH,
Geschäftsführer, 2002–2006
- Mineralölraffinerie Dollbergen (Avista)
F&E, Abfallmanagement, QM 1998 bis 2002
- Panolin AG (Schweiz), F&E, QM, 1997-1998
- RWE Umwelt AG / RMV Duisburg, F&E,
Abfallmanagement, QM1986-1997
- 1986 Promotion an der WWU- Münster





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Entsorgung von Transformatorenöl

Transformer-Life-Management Conference
Halle / Merseburg, 21. - 22. September 2015

Trafolube GmbH

2009 Gründung der Trafolube GmbH
2011 Mai, Inbetriebnahme
2011 Juli, Anerkennung als EfB
2013 zertifiziert nach QM 9001

analysiert
entsorgt
recycelt
produziert
Transformatoren-
und weitere Spezialöle

www.trafolube.de

Tel.: 0203 - 45 65 482
Fax: 0203 - 45 67 617
info@trafolube.de

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

2



Themen

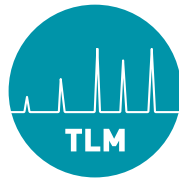
- Abfallrecht . . .
(1976 – Unfall bei der Herstellung von Hexachlorophen – Bildung von Dibenzo-p-dioxine (PCDD), Seveso, Dioxin, PCB, PCT, PCP)
 - ◇ Europäische Abfallrichtlinie ,
 - VVA, Baseler Übereinkommen
 - Notifizierung
 - Ressourceneffizienz
 - ◇ nationale Gesetzgebung
 - Kreislaufwirtschaftsgesetz, KrWG
 - Abfallhierarchie
 - Nachweisverfahren (EN, BS, DA ...)
- Begriffsbestimmungen
 - Entsorgung, Verwertung stofflich/thermisch
 - Beseitigung
- Marktsituation Transformatorenöle

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

3



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Themen

- Transformatorenöle
 - Chemische Charakterisierung
 - Inhaltsstoffe
 - Alterung von Transformatorenölen

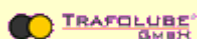
- Recycling/ Entsorgung
 - Sammlung
 - Raffinationsverfahren
 - mobile Anlagen
 - stationäre Anlagen
 - Herstellung von Basisölen
 - Herstellung von Transformatorenölen

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

4



Notifizierungsverfahren

keine Notifizierung: Informationspflicht Art. 18
Notifizierung: Grundverfahren Art. 4 - 17

Notifizierungsverfahren nach der EG-VVA

Verbringung:	von Abfällen zur Verwertung nach Anhang :					alle Abfälle zur Beseitigung und gem. Siedungsgebiete: 20 03 01 zur Verwertung
	III	III A ¹⁾ (Stärke)	III B ²⁾	IV	IV A ³⁾ nicht gelistet	
innerhalb der EG:	Art. 3 (2) → Art. 18			Art. 4 - 17		Art. 4 - 17
Ausfuhr in OECD-Staaten:	Art. 38 (1) → Art. 18			Art. 38 → Art. 4 - 17		verboden Art. 38 Ausnahme: EFTA-Staaten, die Vertragspartei (ÜL) Art. 25 → Art. 4 - 17
Ausfuhr in Nicht-OECD-Staaten:	Art. 37 (2), KOM.VD: - Art. 18 - Art. 25 → Art. 4 - 17 - verboten			Art. 37 (3) → Art. 4 - 17		verboden Art. 36 für gefährliche Abfälle und Art. 40 für gefährliche Abfälle in ÜLG
Einfuhr in die EG:	verboden Art. 43 Ausnahme: - Art. 44 OECD-Staaten - Art. 45 Basel-Staaten - Art. 43 Staaten m. stat. Übereink. - Art. 44 Krisen- o. Kriegsgebiete - Art. 46 ÜLG → Art. 18			verboden Art. 43 Ausnahme: - Art. 44 OECD-Staaten - Art. 45 Basel-Staaten - Art. 43 Staaten m. stat. Übereink. - Art. 44 Krisen- o. Kriegsgebiete - Art. 46 ÜLG → Art. 4 - 17		verboden Art. 41 Ausnahme: - Art. 42 Basel-Staaten - Art. 42 Krisen- oder Kriegsgebiete - Art. 41 (3) Staaten m. stat. Übereink. - Art. 46 ÜLG → Art. 4 - 17
Transit:	Art. 48 → Art. 18			Art. 48 → Art. 4 - 17		Art. 47 → Art. 4 - 17

1) Geräte aus zert. o. nach in Anhang II aufgeführten Abfällen, die nicht als Einzelvertrag eingekauft sind
2) Zusätzlich aufgeführte Abfälle der Grünen Liste, für die noch kein Eintrag in die Baselisten vorliegt
3) in Anhang II aufgeführte Abfälle, die der Notifizierung unterliegen
4) Notifizierungspflicht, wenn eine anschließende Verwertung vor- oder nicht vor- Entsorgung in einem Staat erfolgen soll, für den der OECD-Beschluss nicht gilt

K.A.: Keine Anwendung
ÜLG: Übersaatsliche Länder und Gebiete

© Heag NCS

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

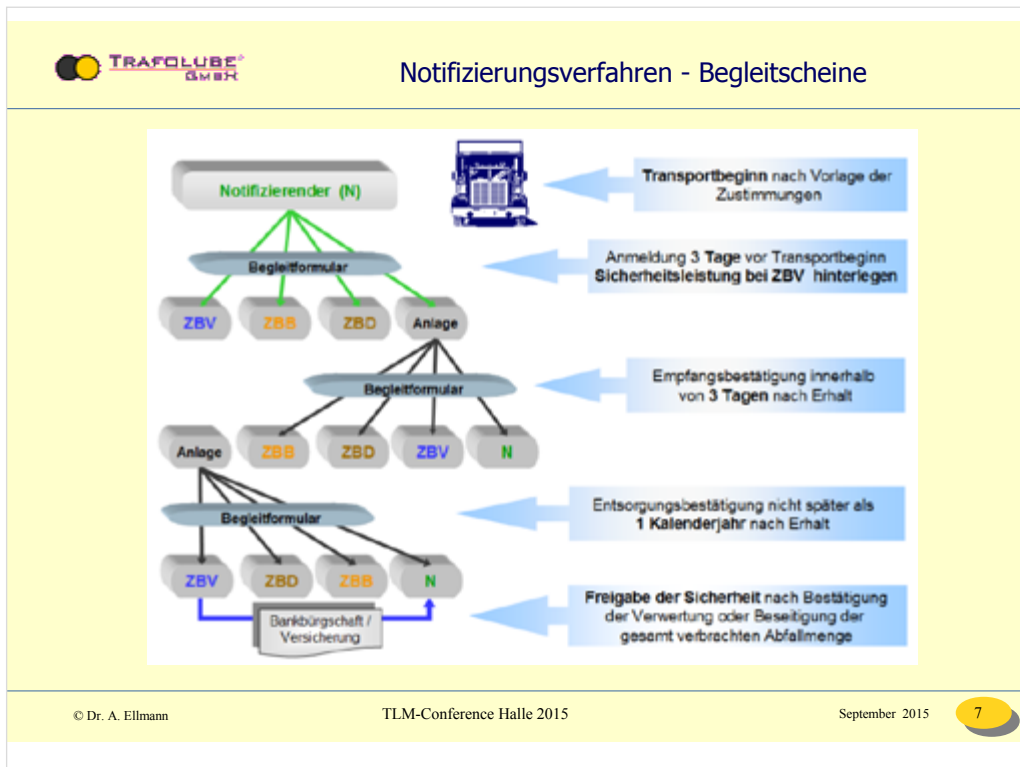
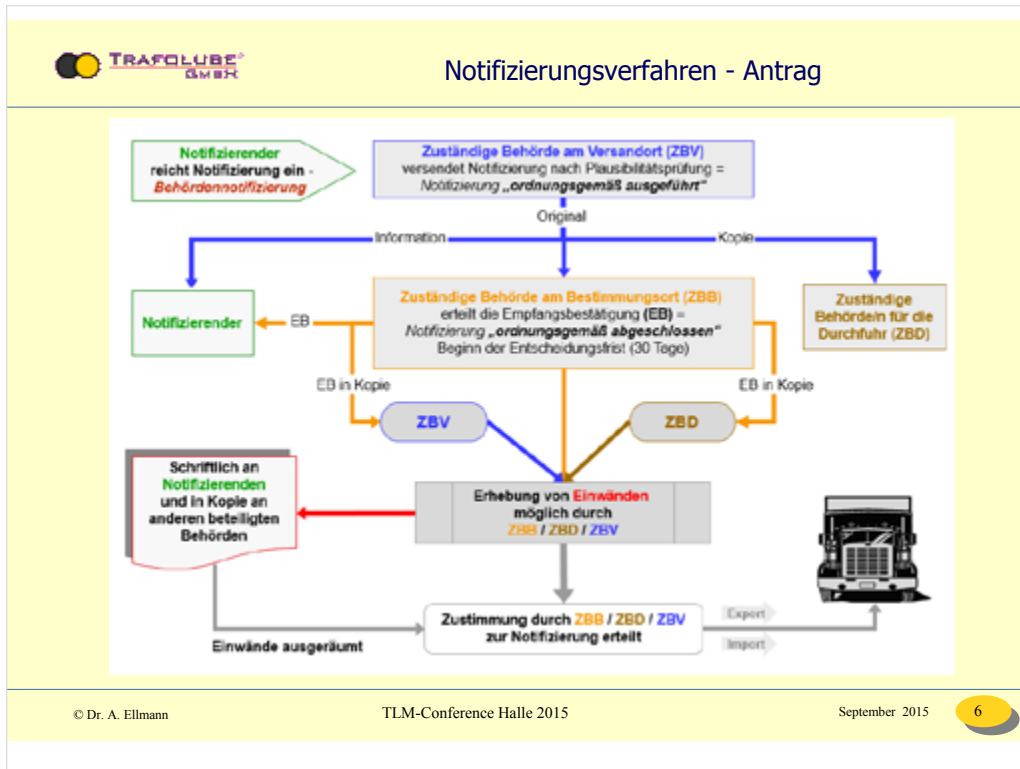
September 2015

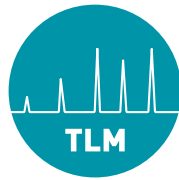
5



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen





**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Vereinfachte Darstellung des Grundverfahrens

bis zum 3. Werktag nach Eingang bei der zuständigen Behörde am Versandort:

Vollständigkeitsprüfung und
ggf. Nachforderung von Unterlagen (Frist wird angehalten, bis Unterlagen vollständig sind und beginnt dann erneut)
Versenden der Unterlagen an Durchführstaaten und zuständige Behörde am Bestimmungsort und Information an Notifizierenden

bis zum 3. Werktag nach Eingang bei der zuständigen Behörde am Bestimmungsort:

Vollständigkeitsprüfung und
ggf. Nachforderung von Unterlagen (Frist wird angehalten, bis Unterlagen vollständig und beginnt dann erneut)
Versenden der Empfangsbestätigung an den Notifizierenden mit Kopie an die anderen Behörden

innerhalb von 30 Tagen nach Übermittlung der Empfangsbestätigung:

schriftliche Zustimmung mit oder ohne Auflagen durch alle beteiligten Behörden oder
Erhebung von Einwänden (Behebung der Probleme durch den Notifizierenden innerhalb der 30-Tage-Frist möglich)

Gültigkeit der Notifizierung: maximal ein Jahr

mindestens 3 Werktage vor jeder Verbringung Information der Behörden und des Empfängers

innerhalb von 3 Tagen nach Erhalt der Abfälle Empfangsbestätigung an die Behörden und den Notifizierenden

innerhalb eines Kalenderjahres Bestätigung der endgültigen Verwertung oder Beseitigung

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

8



Europäische und nationale Abfall-„Vorschriften“

**Abfallverzeichnis-
verordnung AVV**

**Technische Anleitung
Sonderabfall TA Abfall**

**Altautoverordnung
AltautoV**

**Kreislaufwirtschafts-
und Abfallgesetz
KrW-/ AbfG**

**Nachweisverordnung
NachwV**

**Altölverordnung
AltölV**

**Abfallbestimmungs-
verordnung AbfBestV**

**Entsorgungs-
Fachbetriebeverordnung EfbV**

**Abfallverbringungs-
gesetz AbfVerbrG**

**VO über Betriebsbeauftragte
für Abfall AbfBetrbV**

PCB/PCT-AbfallVO

**Entsorgungsgemeinschaften-
Richtlinie EgRL**

**EG-Abfall
RahmenRL**

**Klärschlamm-
verordnung AbfKlärV**

**Transport-
Genehmigungs-
verordnung TgV**

**EG-Abfallver-
bringungsVO
VO (EWG) 259/93 7a**

FCKWHalonVerbV

VerpackV

AbfKlärV

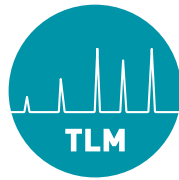
HKWAbfV

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

9



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Ressourceneffizienz

Ressourceneffizienz ist als das Verhältnis eines bestimmten Nutzens zu dem dafür erforderlichen Einsatz an natürlichen Ressourcen definiert. Der Nutzen kann in Form eines Produktes oder einer Dienstleistung erbracht werden. Je geringer der dafür nötige Input an natürlichen Ressourcen oder je höher der Nutzen des Produktes bzw. der Dienstleistung, desto höher ist die Ressourceneffizienz.

Bezieht sich Ressourceneffizienz auf Produkte, kann sie entlang des Lebenszyklus mit Hilfe geeigneter Maßnahmen verbessert werden. Beispiele sind Leichtbau und Miniaturisierung bereits im Produktdesign, **Einsparungen von Rohstoffen** während der Fertigung, Reduktion von Verbrauchsmaterial in der Nutzungsphase sowie die Möglichkeit der **sortenreinen Trennung und Rückführung** der Materialien in die technischen oder natürlichen Kreisläufe.

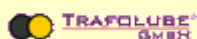
<http://de.wikipedia.org/wiki/Ressourceneffizienz>

© Dr. A. Ellmann

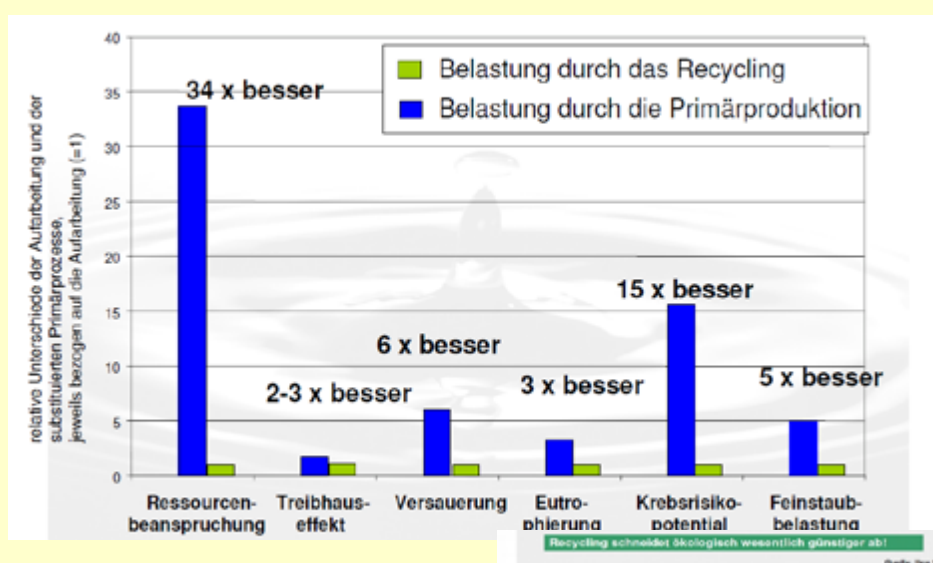
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

10



Recycling zu Basisöl: ökologische Vorteile

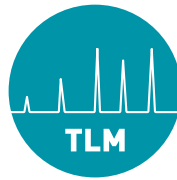


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

11



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Abfallhierarchie und Altölrecht

Mit der Richtlinie 2008/98/EG über Abfälle (Abfallrahmenrichtlinie – AbfRRL) wurde die frühere dreistufige durch eine fünfstufige Abfallhierarchie ersetzt. Die so geschaffene neue bzw. differenziertere Prioritätenreihung von Maßnahmen im Umgang mit Abfällen gilt über Art. 21 Abs. 1 lit. b AbfRRL auch für den Umgang mit Altölen. Das Inkrafttreten des Gesetzes zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz – KrWG), das die Abfallrahmenrichtlinie in nationales Recht umsetzen sollte, hat im deutschen „Altölrecht“ de facto nichts verändert. Spezielle Regelungen für Altöl sind im Kreislaufwirtschaftsgesetz nicht enthalten und eine Novellierung der Altölverordnung (AltÖlV) aus dem Jahr 2002 ist derzeit nicht geplant. Die Frage, ob durch die unveränderte Beibehaltung der Regelungen der Altölverordnung die Umsetzung der fünfstufigen Abfallhierarchie und die Sicherstellung des Vorrangs der Aufbereitung von Altölen in Deutschland überhaupt gewährleistet sind, wird gegenwärtig diskutiert und einzelne Regelungen des Kreislaufwirtschaftsgesetzes werden durch die Europäische Kommission offen in Frage gestellt. Der Beitrag betrachtet die europarechtlichen Anforderungen der fünfstufigen Abfallhierarchie für den Bereich der Altölentsorgung und widmet sich der Frage, ob der Vorrang der Aufbereitung von Altölen gegenwärtig – also ohne eine Novelle des deutschen Rechts – Umsetzung gefunden hat oder ob die Bundesrepublik Deutschland in diesem Bereich mutmaßlich eine europarechtskonforme Nachbesserung zu leisten hat.

Dr. jur. Holger Jacoby, Ass. jur. Ralf Ramin

© Dr. A. Ellmann

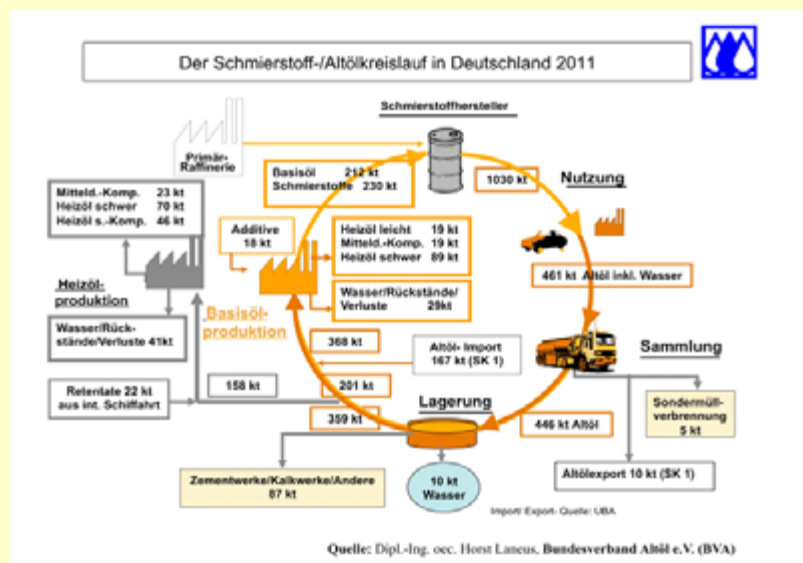
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

12



nationale Gesetzgebung, Kreislaufwirtschaftsgesetz



© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

13



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Entwicklung der Inlandsablieferungen von Schmierstoffen 2014 – 2015 (vorläufige Berechnungen)

Sortengruppen	Messangaben in Tonnen		
	2015 Jan - Jun	2014 Jan - Jun	Veränd. in v.H.
+ Motorenöle	142.162	142.044	-0,1
+ Kompressoröle	4.014	2.772	+44,5
+ Turbinenöle	1.761	2.853	-38,3
Getriebeöle:			
+ -KFZ	22.315	22.828	-2,3
+ -ATF	22.627	19.535	+15,8
+ -Industrie	16.651	15.826	+5,2
+ Hydrauliköle	60.809	62.809	-3,2
+ Elektroisieröle	8.710	5.475	+59,1
+ Maschinenöle	18.072	21.123	-14,4
+ Andere Industrieöle nicht zum Schmieren	22.100	19.846	+11,4
+ Prozessöle	91.377	96.593	-5,4
darunter technische Weißöle	5.328	4.954	+7,5
darunter medizinische Weißöle	29.710	25.640	+15,9
Metallbearbeitungsöle			
+ Härteöle	1.361	1.305	+4,3
+ wassermischbare	8.763	8.530	+2,7
+ nicht wassermischbare	13.208	14.180	-6,9
+ Korrosionsschutzöle	9.578	9.153	+4,6
+ Schmierfette	15.271	15.866	-3,7
darunter für KFZ	5.364	5.803	-7,6
+ Basisöle	81.471	80.314	+1,4
+ Extrakte aus der Schmierölraffination	3.860	5.437	-29,0
Insgesamt	544.112	546.489	-0,4

2010: 15.000 t
2011: 12.000 t
2012: 9.000 t
2013: 12.000 t
2014: 14.000 t

Quelle: Bundesamt für
Wirtschaft und
Ausfuhrkontrolle, Ref. 423,
Amtliche Mineralölstatistik

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

14



Fünfstufige Abfallhierarchie

---- <http://www.bmu.de/themen/wasser-abfall-boden/abfallwirtschaft/abfallpolitik/kreislaufwirtschaft/eckpunkte-des-neuen-kreislaufwirtschaftsgesetzes/>

Kern des Kreislaufwirtschaftsgesetzes ist die neue fünfstufige Abfallhierarchie (§ 6 KrWG) und ihre Umsetzung im bisherigen Grundpflichtenmodell (§§ 6 bis 8 KrWG).

Die neue Hierarchie legt die grundsätzliche Stufenfolge aus Abfallvermeidung, Wiederverwendung, Recycling und sonstiger, u.a. energetischer Verwertung von Abfällen und schließlich der Abfallbeseitigung fest.

Vorrang hat die jeweils beste Option aus Sicht des Umweltschutzes. Dabei sind neben den ökologischen Auswirkungen auch technische, wirtschaftliche und soziale Folgen zu berücksichtigen.

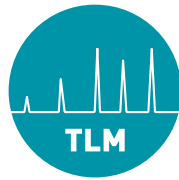
Die Kreislaufwirtschaft wird somit konsequent auf die Abfallvermeidung und das Recycling ausgerichtet, ohne etablierte ökologisch hochwertige Entsorgungsverfahren zu gefährden.

© Dr. A. Ellmann


TLM-Conference Halle 2015

September 2015

15



Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen

 **Begriffsbestimmungen**

- Abfall
- AVV
- eANV
- Verwertung
- Annahmeerklärung
- Deklarationsanalyse
- Begleitschein
- Übernahmeschein
- Entsorgungsnachweis
- Sammelentsorgung
- Transportgenehmigung
- ...

Abfall
Abfälle im Sinne des KrW-/AbfG sind alle beweglichen Sachen, die unter die im Anhang I aufgeführten Gruppen fallen und der sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muß


zur Verwertung

- besonders Überwachungsbedürftig
- Überwachungsbedürftig
- nicht Überwachungsbedürftig

zur Beseitigung

- besonders Überwachungsbedürftig
- Überwachungsbedürftig

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 16

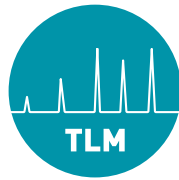
 **Altölverordnung, AltöIV**

§ 1 Anwendungsbereich

§ 1a Definitionen.

- (1) Altöle im Sinne dieser Verordnung sind Öle, die als Abfall anfallen und die ganz oder teilweise aus Mineralöl, synthetischem oder biogenem Öl bestehen.
- (2) Aufbereitung ist jedes Verfahren, bei dem Basisöle durch Raffinationsverfahren aus Altölen erzeugt werden und bei denen insbesondere die Abtrennung der Schadstoffe, der Oxidationsprodukte und der Zusätze in diesen Ölen erfolgt.
- (3) Basisöle sind unlegierte Grundöle zur Herstellung der folgenden nach Sortengruppen spezifizierten Erzeugnisse: Sortengruppe 01 – 11 (s. AltöIV) . . . Motorenöle, Getriebeöle, Hydrauliköle etc.

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 17



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Vorrang der Aufarbeitung

- (1) Die Aufbereitung von Altölen wird Vorrang vor sonstigen Entsorgungsverfahren eingeräumt, sofern keine technischen und wirtschaftlichen einschließlich organisatorischer Sachzwänge entgegenstehen.
- (2) Altöle der Sammelkategorie I der Anlage 1 sind zur Aufbereitung geeignet.

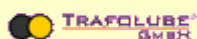
13 01 10	büA	nichtchlorierte Hydrauliköle auf Mineralölbasis
13 02 05	büA	nichtchlorierte Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle auf Mineralölbasis
13 02 06	büA	synthetische Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle
13 02 08	büA	andere Maschinen-, Getriebe- und Schmieröle
13 03 07	büA	nichtchlorierte Isolier- und Wärmeübertragungsöle auf Mineralölbasis

© Dr. A. Ellmann

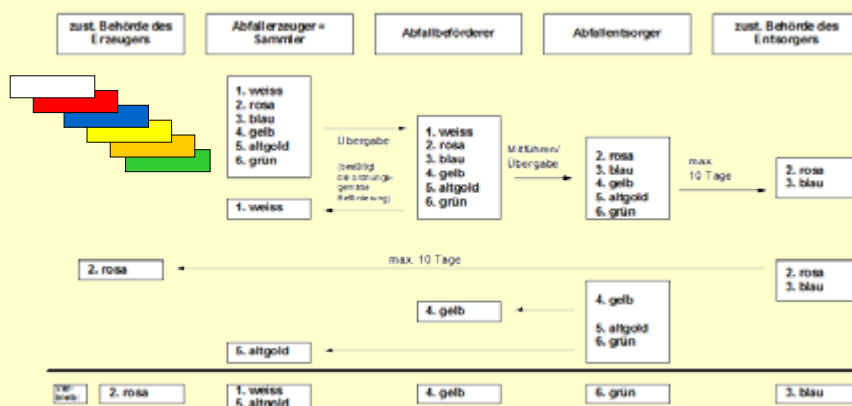
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

18



Nachweisverfahren - Historie



- je 1 (Sammel-) Begleitschein („Sammler) für Abfallschlüssel (AVV) / je Bundesland und Abholung
- die Übernahmescheine sind im Feld „Bemerkung“ aufzulisten.

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

19



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen

TRAFOLUBE® GMBH **eANV-Portal**

V. 3.12.04 Angemeldet als [ell@trafolube.de](#) für Trafolube GmbH (E112156421) - Rolle Entsorger
[Systemadministrator](#) - [CarolineKissel](#) - [FrankWendt](#) - [GerdKissel](#) - [Till](#) - [Michael](#)

eANV portal Die elektronische Plattform für die amtliche Entsorgungsbewertung **FRITZ & MACZIOL group**

Guten Tag Sie **A. Ellmann (ell@trafolube.de)**,
Herzlich Willkommen im Entsorgungsbereich des eANVportals. Version: 3.12.04

Sollten Ihre letzte Anmeldung am 23.09.2015 um 15:23 sind

- kein neuer Entsorgungsauftrag
- kein neuer Depotplan
- kein neuer Übernahmewechsel
- keine neue Abholung
- keine neue Registeranmeldung
- kein neues Entsorgungsfeld
- kein neuer ASB-Beschrieb

empfangen worden.

Weitere Informationen:

- Aktuelle Gesetze und offenen Registrierungen vor
- 03 unvollständige Registrierungen [zur Liste](#)
- 10 fehlerhafte Depotpläne [zur Liste](#)

eANVportal Newsletter:

Wir freuen Sie sich über den Newsletter, um Sie über die neuesten Informationen zu informieren. Wenn Sie keine weiteren Informationen für die nächsten 12 Monate erhalten möchten, können Sie sich jederzeit abmelden.

Sie gehen Anmelden (aus).

Unsere tagtäglichsten Leistungen finden Sie ab sofort im eANV-Infocenter im Bereich [Infocenter](#). Bitte suchen Sie hier im eigenen Interesse in regelmäßigen Abständen vorbei, um stets auf dem Laufenden zu sein.

Anleitungen für Sie als Endanwender zum Thema Jobs und mehr finden Sie ebenfalls im eANV-Infocenter im Bereich [FAQ](#), oder Sie stellen [hier](#) selbst eine Frage und bekommen eine mögliche Antwort sofort zugesendet.

Die notwendigen Systemanforderungen für das Arbeiten mit dem eANVportal, entnehmen Sie [an dieser Stelle](#).

Selbstverständlich dürfen Sie sich auch im eANV-Infocenter [registrieren](#), um erweiterte Informationen zu erhalten.

Se eANVportal Team [Mit freundlichen Grüßen](#)

eANVportal Info auf abrufen:

E-Mail Adresse:

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 20

TRAFOLUBE® GMBH **Transformator**

Durchführung

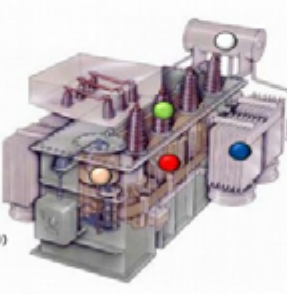
- Öldruck
- Spannung
- Laststrom
- Leiterinnentemperatur
- Leckstrom
- Tan δ
- Cos φ
- Spannungsverteilung

Stufenschalter

- Stufenschalterstellung
- Anzahl der Schaltungen
- Schaltzeit Lastumschalter
- Drehmoment
- Motorstrom/ -spannung
- Kontaktbrand
- Öltemperatur
- Umgebungstemperatur
- Motor-Current-Index
- Ölfeuchte
- Schädigkeitsgehalt im Öl (nur VACUTAP®)
- Ölströmung Strömungsrelais
- Öldruck Stufenschalter
- Durchschlagspannung Isoliermedium
- Differenztemperatur Lastumschalter - Transformator

Zubehör

- Ölstand Ausdehnungsgefäß Transformator
- Luftfeuchte im Ausdehner Transformator
- Ölstand Ausdehnungsgefäß Stufenschalter
- Luftfeuchte im Ausdehner Stufenschalter
- Sternpunkt-Ableitstrom



Quelle: Cigre Roundtable 2006, Marktanalyse MRU 2011

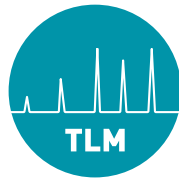
Kühlanlage

- Einlauftemperatur Kühler
- Auslauftemperatur Kühler
- Leckageüberwachung Kühler
- Ölströmung
- Strömung Kühlmedium
- Umgebungstemperatur
- Kühleffizienz
- Laufzeit Lüfter
- Laufzeit Pumpen
- Zustandsüberwachung Lüfter
- Zustandsüberwachung Pumpen

Aktivteil

- Öltemperatur
- Kerntemperatur
- Hot-Spot-Temperatur
- Ölfeuchte
- Schädigkeitsgehalt im Öl
- Presskraft
- Siedetemperatur
- Alterungsrate
- Lebensdauerverbrauch
- Überstabilität
- Gasmenge im Buchholzrelais
- Gasantriebsrate im Buchholzrelais
- Ölströmung Buchholzrelais
- Öldruck Kessel (Hermetic Transformer)

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 21



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Transformator

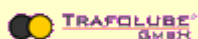


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

22



Basisöle - mineralisch

Gesättigte Kohlenwasserstoffe (KW)

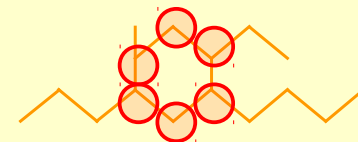
Lineare ... KW,
n-Paraffine



Verzweigte ... KW,
iso-Paraffine



Cyclische ... KW,
naphthenische Paraffine



Ungesättigte Kohlenwasserstoffe
z. B. Aromaten, Polyaromaten, Olefine

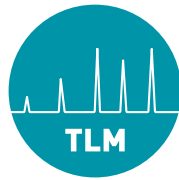


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

23



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Hersteller von naphthenischen Grundölen

April 2013

Der einzige Hersteller naphthenischer Grundöle

Fusionskontrolle: Europäische Kommission eröffnet eingehende Untersuchung zu geplanter Übernahme von Shell-Raffinerieanlagen in Hamburg-Harburg durch **Nynas**

"Würde die geplante Übernahme vollzogen, gäbe es danach keinen Wettbewerber mehr, der im EWR ebenfalls naphthenische Grundöle herstellt"

<http://www.compliance magazin.de/printable/gesetzstandards/europa/europaeische-kommission/europaeische-kommission2190413.html>

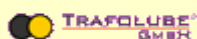
Die Grundöle kommen überwiegend aus Venezuela.

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

24



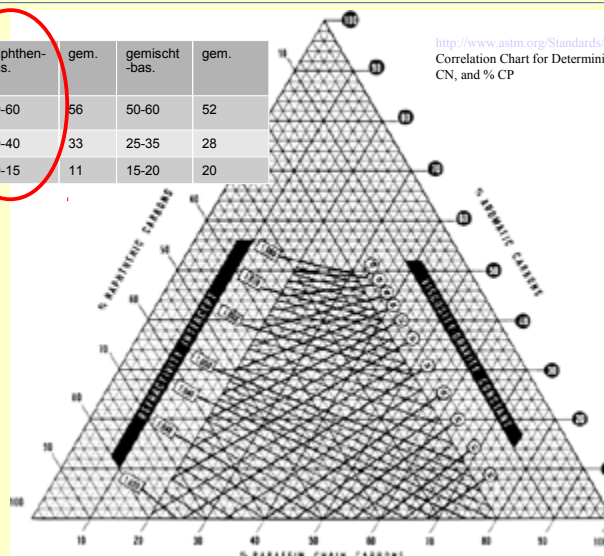
naphthenisch

Kennzahl mol-%	paraffin-bas.	gemittelt	naphthen-bas.	gem.	gemischt-bas.	gem.
C _P *	65-70	67	50-60	56	50-60	52
C _N	25-30	28	30-40	33	25-35	28
C _A	5-10	5	10-15	11	15-20	20

* C_P = paraffinisch geb. Kohlenwasserstoff (KW)
C_N = naphthenisch geb. KW
C_A = aromatisch geb. KW

Dichte von naphthenischen Ölen ca. 834 – 844 kg/m³

Quelle: Schmierstoffe im Betrieb, Dipl.-Chem. Dr. rer. nat. Uwe J. Möller ...VDI Verlag (1987)



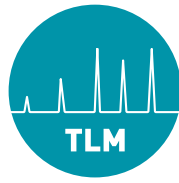
<http://www.astm.org/Standards/D2140.htm>
Correlation Chart for Determining % CA, % CN, and % CP

© Dr. A. Ellmann

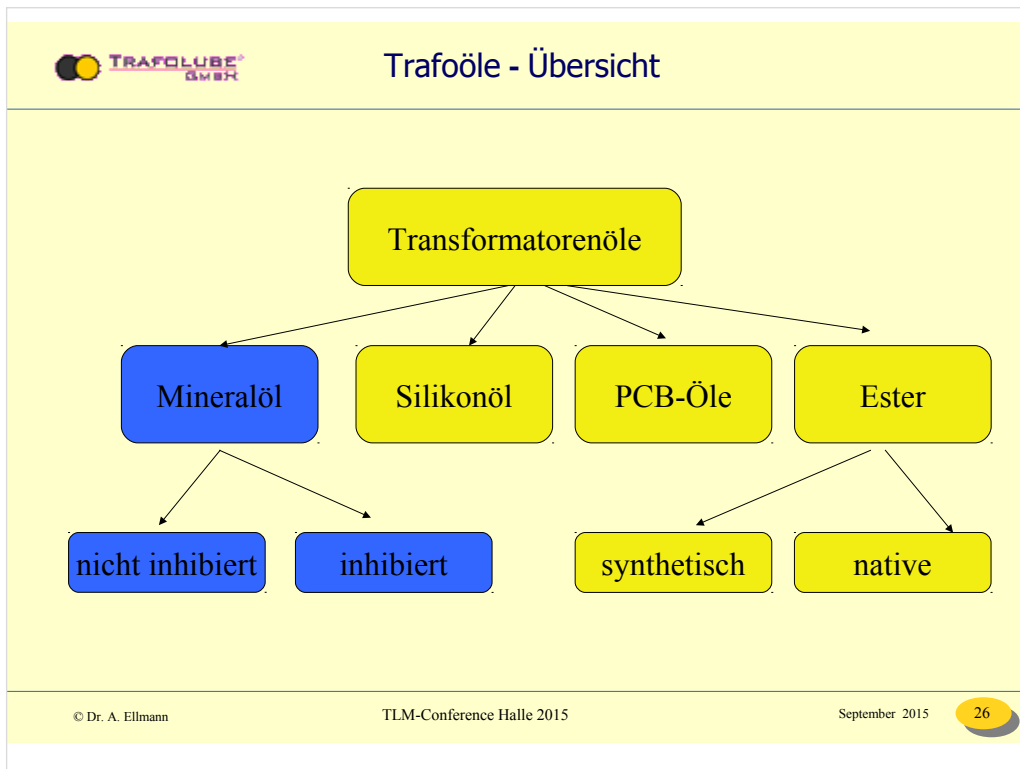
TLM-Conference Halle 2015


September 2015

25



Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



 **Trafoöle - synthetische**

Beispiele für alternative Isolierflüssigkeiten:

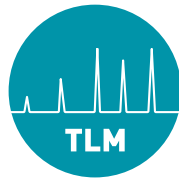
Mineralöle: GTL,

synth. und natürliche Ester: MIDEL 7131, ENVIROTEMP 200, ENVIROTEMP FR3, BIOTEMP

Siliconöle: Powersil (Siliconöl)

Sonstige: PCB-Öle (verboten)

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 27



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Trafoöle - synthetische

Wie findet man heraus, welches Öl im Trafo enthalten ist?

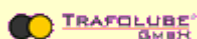
- Typenschild
- Fragen !
- technisches Datenblatt, Sicherheitsdatenblatt
- Geruch, Farbe, Dichte, Brechungsindex, Schlieren
- Probe analysieren lassen, insbesondere bei Verdacht auf PCB-Öl
- Infrarotspektroskopie

© Dr. A. Ellmann

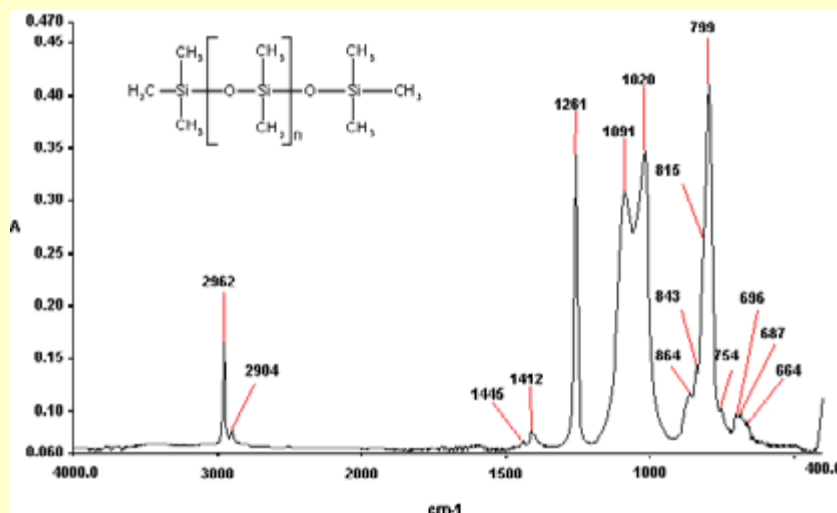
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

28



Infrarotspektroskopie, Beispiel Silikonöl



© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

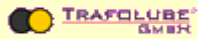
September 2015

29

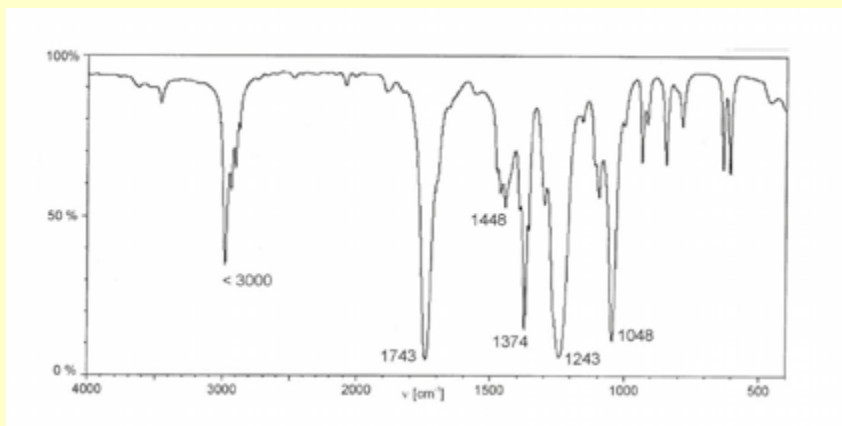


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Infrarotspektroskopie, Beispiel Ester



Esterbande bei 1743 cm^{-1} , im gleichen Bereich finden sich auch die „Alterungsbanden“

© Dr. A. Ellmann

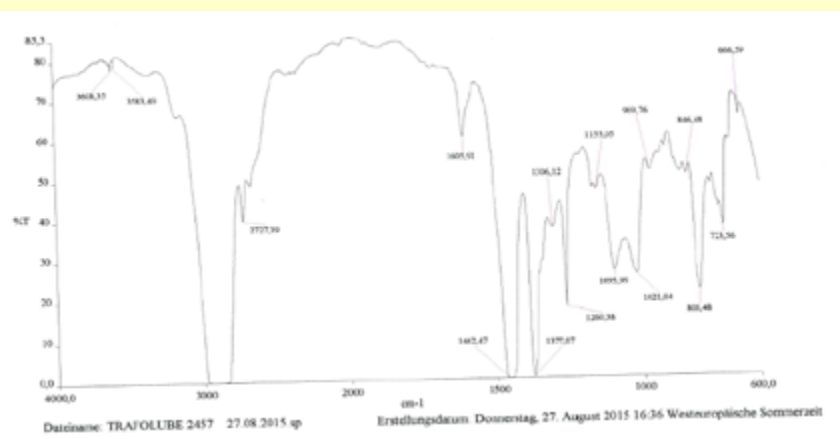
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

30



Infrarotspektroskopie, Beispiel Ester



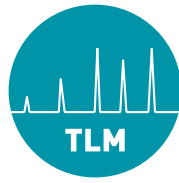
Transformatorenöl, vermischt mit Siliconöl

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

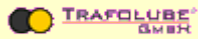
September 2015

31

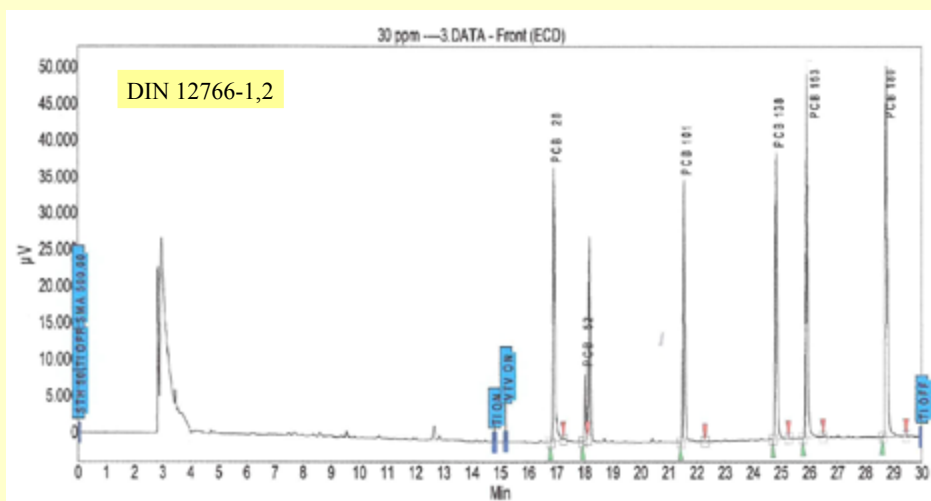


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



PCB – polychlorierte Biphenyle



© Dr. A. Ellmann

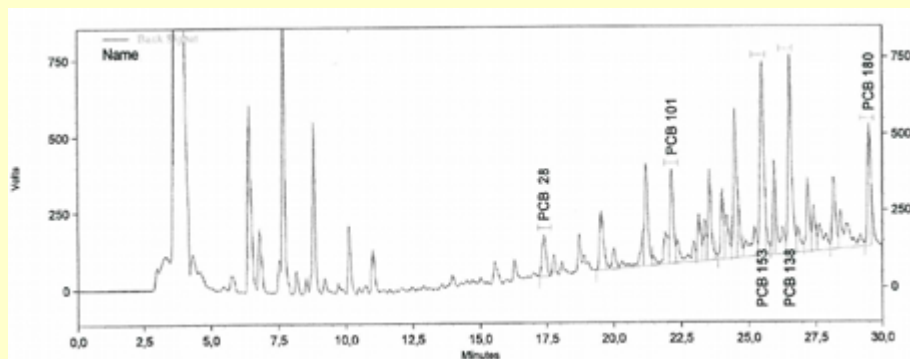
TLM-Conference Halle 2015

September 2015

32



PCB – polychlorierte Biphenyle



Auswertung nach DIN 51... Bestimmung von 6 Kongoneren

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

33

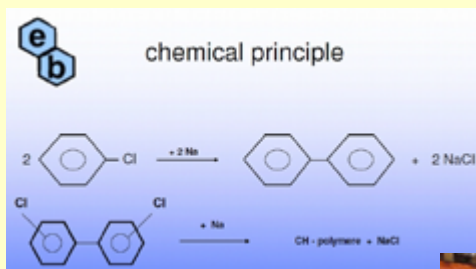


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen

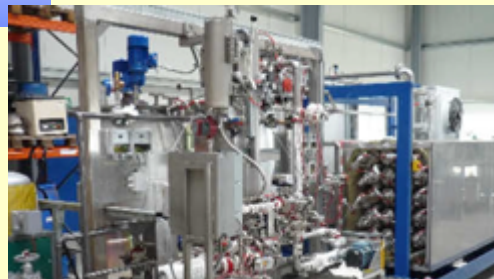


PCB – polychlorierte Biphenyle



Na-Dispersion

Anlage: 1 t/h



Verfahren nach Dr. Bilger

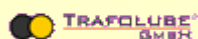
Behandlung mit Na-Dispersion
verwandelt PCB in NaCl und KW

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

34



Ursachen für die Alterung

Ursachen für die Alterung

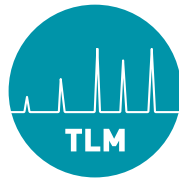
- Wasser, Temperatur und Sauerstoff wirken auf Öl- / Zellulose Dielektrikum ein.
- Chemische Reaktionen lassen Wasser, Säure und Peroxide entstehen, welches zum mechanischen und chemischen Zerfall führen.
- Überschläge, Teilentladungen sowie Kurzschlüsse sind die Folge.

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

35



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Alterung von Transformatorenölen



EW Jg. 104 (2005) Heft 3; Dipl.-Ing. Uwe Thieß, Dipl.-Chem. Ivanka Höhle, Dr. Alois Ellmann

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

36



Sammlung - Entsorgung

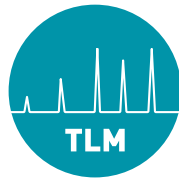


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

37



Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Spezialflansche



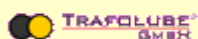
© A. Ellmann

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

38



Sammlung - Entsorgung

- hohe Vergütung für Altöl nur für unvermischte Ware
- Transformatorenaltöle enthalten max. ca. 300 ppm Wasser, d. h. ca. max. 0,03 Gew.-%
- keine PCB-haltigen Öle
- keine Silikonöle, Probleme schon bei sehr kleinen Anteilen im Öl
- keine Esteröle,
- keine Altölrreste von Motoren-, Getriebe- und auch nicht von Hydraulikölen

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

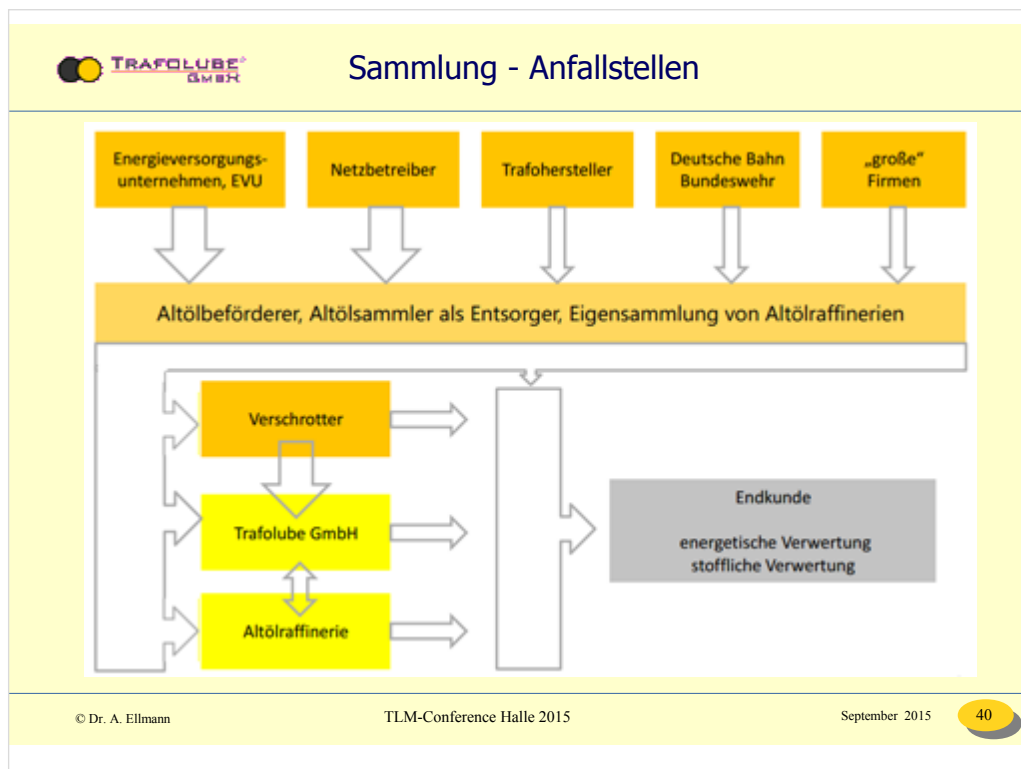
September 2015

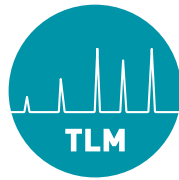
39



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Mobilanlagen



Bild oben:
Fluidex-Anlage im ABB-Trailer
(C) Fluidex S.A.
Bild unten:
Micafill-Anlage. Foto von
JOERG METLACH RWE anlässlich Trafoworkshop in
Wesel, 27.9.2011 - MRcademy



© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

42



Stationäre Anlage

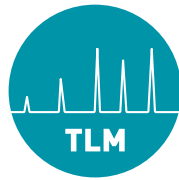


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

43



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen

TRAFOLUBE[®]
GMBH

Vorher-Nachher

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 44

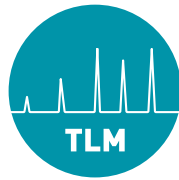
TRAFOLUBE[®]
GMBH

Basisöl

Charakterisierung: naphthenbasisches hoch ausraffiniertes Mineralöl
 Aussehen: klare, gelbliche Flüssigkeit
 Geruch: mild, neutral

<u>Typische Kenndaten</u>			
Dichte bei 15°C:	878	kg/m ³	DIN 51 757
Farbzahl:	< 1,5		DIN ISO 2049
Viskosität bei 40°C:	8,5 – 9,5	mm ² /s	DIN 51 562-1
Pour Point	< - 50	°C	DIN ISO 3016
Flammpunkt	> 140	°C	DIN EN 22719
Neutralisationszahl	< 0,03	mg KOH/g	DIN 51 558-1
Gesamtbasenzahl	< 0,50	mg KOH/g	DIN ISO 3771
Oxid-Asche	< 0,001	Gew.-%	DIN EN ISO 6245
Kohlenstoffverteilung			
Ca/Cn/Cp	11/41/48	%	IR, nach Brandes
PCA	< 3	Gew.-%	IP 346
Schwefelgehalt	< 0,2	Gew.-%	DIN EN 24260

© Dr. A. Ellmann TLM-Conference Halle 2015 September 2015 45



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Transformatorenöl

Transformatorenöl,
hergestellt aus
recyceltem Trafoaltöl

... Vermeidung von Abfällen

aktuelle
Transformatorenöl-
Spezifikation:
IEC 60296 (ed.4)
erschienen in 2012

Trafol® VDE 0370

Charakterisierung: naphthenbasiertes hoch ausraffiniertes Mineralöl
Aussehen: klare, gelbliche Flüssigkeit, frei von Feststoffen
Geruch: mild, neutral

Typische Kennwerte

Dichte bei 15°C:	873 - 888	kg/m ³	DIN 51 757
Farbzahl	< 1,5		DIN ISO 2049
Viskosität bei 40°C:	< 11	mm ² /s	DIN 51 567-1
Pour Point	max. - 50	°C	DIN ISO 3016
Flammpunkt	> 135	°C	DIN EN 22719
Neutralkonzentration	< 0,005	mg KOH/g	DIN 51 508-1
Wassergehalt	< 20	mg/kg	IEC 814
Dielektrischer Verlustfaktor	< 0,005		IEC 247
Grenzflächenspannung	> 40	mN/m	ISO 6295
Durchschlagsspannung	> 60	kV	IEC 156

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

46



Aussichten



- Transformatoren werden immer benötigt
- größere Windanlagen benötigen größere Trafos
- Umbau der Netze, 'Aus' für Kernkraftwerke
- 60 % aller Trafos in Europa sind älter als 20 Jahre!



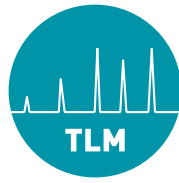
- Kontamination mit synth. Transformatorenölen
- Einsatz von mit Gel gefüllte Transformatoren bei immer höheren Spannungen möglich
- mehr Wettbewerb bei Mobil-Anlagen

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

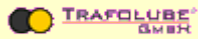
September 2015

47



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Tanklager

Trafolube GmbH
Kapazität: 8000 t/a (erweiterbar)
Angestellte: 7 Personen

Produkttanke



Altöltanklager



© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

48



Trockner / Abfüllung

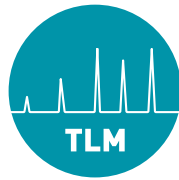


© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

49



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Entsorgung und Recycling von Transformatorenölen



Literaturverzeichnis

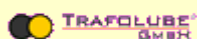
- 1) Dr. jur. Holger Jacobj, Ass. jur. Ralf Ramijn, ZUR 2014, 649 - beck-online
- 2) Horst Laneus, Chronik des Altölrecyclings, 2010
- 3) Detlev Bruhnke, Die Altölverwertung in Europa aus Sicht des GEIR, Europäisches Forum Altölentsorgung 2012, bvse, Berlin
- 4) Dipl.-Ing. Uwe Thieß, Dipl.-Chem. Ivanka Höhle und Dr. Alois Ellmann
- 5) Andreas Küchler, Hochspannungstechnik, Grundlagen – Technologie – Anwendungen, Springer Verlag 1997, 2004, 2009
- 6) Carlo Laszlo, Lebensverlängerung für Transformatoren, Naphthenics 1/2007
- 7) Kjell Sundkvist, Ahmad Kalantar, Neue Regenerationsmethode für Transformatorenöl, Naphthenics 4/2006
- 8) Ertüchtigung von Transformatoren, Ing. Horst Penack, Lübbenau 12.3.2013
- 9) Dr. A. Ellmann, Altölbeseitigung, Umweltfreundliche Schmierstoffe und ihre Entsorgung, TAE Mai 1990
- 10) GADSYS, Das neue elektronische Nachweisverfahren, Stand Juni 2007
- 11) Beiträge der Altölbranche zu Klimaschutz und Ressourceneffektivität C. Hartmann, Vortrag BVA-Tagung, 13. Oktober 2007
- 12) KreislaufwirtschaftsG, 18. Auflage 2014, Beck-Texte im dtv
- 13) Die Neufassung der Nachweisführung bei der Entsorgung von Abfällen, Dr. W. Güntner, 30.4.2007
- 14) Vollzugshilfe zum novellierten Nachweisrecht, Umweltministerium Baden-Württemberg, 29.1. 2007
- 15) Bundesgesetzblatt Jahrgang 2006 Teil I Nr. 34, 20.Juli2006, Gesetz zur Vereinfachung der abfallrechtlichen Überwachung
- 16) Inburex Consulting GmbH – Die neue TRbF 20 Lager (Information v. 21.11.2007)
- 17) Umweltrecht, 25. Auflage 2015, Beck-Texte im dtv
- 18) BImSchG, 14. Auflage 2015, Beck-Texte im dtv
- 19) Dr. Bilger Umweltconsulting GmbH, Sodium – Technology for PCB disposal, Kiev PCB and POP's, 2013
- 20) Ivanka Höhle, Oxidationsstabilität von Isolierflüssigkeiten und deren Einfluss auf die Diagnostik, 5. Regensburger Trafosymposium, Regensburg 7. – 9. 12.20
- 21) Grenzüberschreitende Abfallverbringung, Dr. Joachim Wuttke, Dessau 2013

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

50



analysiert
entsorgt
recycelt
produziert
Transformator-
und weitere Spezialöle

www.trafolube.de

Tel.: 0203 - 45 65 482
Fax: 0203 - 45 67 617
info@trafolube.de



Mitglied im
Bundesverband Altöl e.V. (BVA)

Vielen Dank für
Ihre
Aufmerksamkeit!

© Dr. A. Ellmann

TLM-Conference Halle 2015

September 2015

51



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

**Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und
zugehörigen Komponenten**

**Dr. Michael Krüger
Omicron**

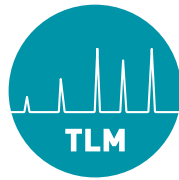


Michael Krüger ist PRINCIPAL ENGINEER bei OMICRON electronics GmbH in Klaus, Österreich. Er studierte Elektrische Energietechnik an der RWTH Aachen und an der Universität Kaiserslautern.

Im Jahr 1990 wurde er an der TU Wien zum Dr. techn. promoviert. Michael Krüger hat mehr als 35 Jahre Erfahrung auf dem Gebiet der Mess- und Prüftechnik von Schaltanlagen, Messwandlern, Transformatoren und rotierenden elektrischen Maschinen.

Er ist Mitglied im VDE, bei der Cigre und beim IEEE und arbeitet in mehreren Working Groups von ÖVE, Cigre und IEC mit.





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

Transformer Life Management Symposium Merseburg 2015

M. Krüger, OMICRON, Klaus, Austria
michael.krueger@omicron.at

S. Hoek, OMICRON Energy, Berlin, Germany
stefan.hoek@omicron.at

NEW TRENDS OF DIAGNOSIS ON POWER TRANSFORMERS AND ASSOCIATED COMPONENTS

NEUE TRENDS DER DIAGNOSE AN TRANSFORMATOREN UND ZUGEHÖRIGEN KOMPONENTEN

ABSTRACT

With advancing age of power transformers, a regular check of the operative condition becomes more and more important. The Dissolved Gas Analysis (DGA) is a proven and meaningful method such that if increased proportions of H₂ and hydrocarbon gases are found in the oil, the fault must be located. In order to find out the reason for high gas rates, further tests have to be performed. Common methods are: winding resistance measurement (static), On-Load Tap Changer (OLTC) test (dynamic resistance test), turns ratio and excitation current measurement, measurement of the leakage reactance and the measurement of capacitances and dielectric losses.

Innovative new tools like the Dielectric Response Analysis with Polarisation-Depolarisation Current (PDC) and Frequency Response Spectroscopy (FDS), the measurement of the transfer function with the Frequency Response Analysis (FRA), capacitance and dissipation factor measurement at different frequencies and the Partial Discharge (PD) measurement with modern synchronous multi-channel and multi-frequency PD systems enable more detailed diagnostic measurements on

transformers. For the assessment of the danger potential of PD in transformers the knowledge of the location of the PD faults is essential. A powerful tool for PD location is the acoustical measurement with ultrasonic microphones together with UHF triggering.

The paper describes all these new methods and illustrates them with practical case studies for the diagnosis and fault finding.

Keywords

Frequency response analysis (FRA), dielectric response measurement with PDC and FDS, partial discharge (PD) measurement with synchronous multi-channels and multi-frequencies technology, combined synchronous PD measurement with conventional electrical, UHF and acoustic sensors, PD location

DIELECTRIC RESPONSE MEASUREMENT

Water in oil-paper-insulations decreases the dielectric withstand strength of the insulation, accelerates cellulose decomposition and causes the



Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

emission of bubbles at high temperatures. State of the art for moisture measurements are equilibrium diagrams, where one tries to derive the moisture in the solid insulation (paper, pressboard) from moisture in oil. This method does not deliver very reliable results [1]. To assess the insulation's water content some dielectric diagnostic methods were widely discussed and occasional used during the last decade. The multilayer insulation of common power transformers consists of oil and paper and therefore shows polarization and conductivity effects. Dielectric diagnostic methods work in a range dominated by interfacial polarization at the boarders between cellulose and oil, cellulose conductivity and oil conductivity. Moisture influences these phenomena. Temperature and the insulation construction have a strong impact too [2]. In [3] a comparison of the mentioned methods was analysed. Frequency Domain Spectroscopy (FDS) and Polarization Depolarization Current (PDC) methods give rather reliable results and reflect also the influence of the temperature and the geometry by using an X-Y model. The results of the PDC measurement can be transformed from the time domain into the frequency domain. Although the results of PDC and FDS methods are comparable, both methods have advantages and disadvantages. If the FDS shall be used down to 100uHz, a measuring time of up to twelve hours is needed for one measurement e.g. the insulation gap between HV and LV winding. If also other insulation gaps e.g. HV winding to tank or LV to TV winding shall be measured, even more time is necessary. The PDC measurement needs much less time but is limited to frequencies up to about 1Hz. A new approach combines both methods [4]. The FDS measurement is replaced by the PDC method in the low frequency range and the results are transformed into the frequency domain, whereas the FDS is used for higher frequencies, which can be done rather quickly. Two input channels for simultaneous measurement of two insulation gaps make it even faster. New model curves for aged oil-pressboard insulation, an outcome of a research project at the University of Stuttgart make the results for aged transformers much more reliable compared to the standard model curves for new oil-pressboard insulation which were used up to date.

Onsite measurement on an aged 200 MVA power transformer

The transformer was manufactured in 1977, has a rated power of 200 MVA, a transformation ratio of

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

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

Table 1: Results before and after drying

After drying the measurements were repeated. Table 1 shows the moisture and the capacitance and tan δ at 50Hz before and after drying. Figure 1 shows the results in the frequency domain (FDS). The moisture of the insulation gap HV to LV was reduced from 2.6% to 1.6%, the moisture of the insulation gap LV to TV was reduced from 2.4% to 1.7%.

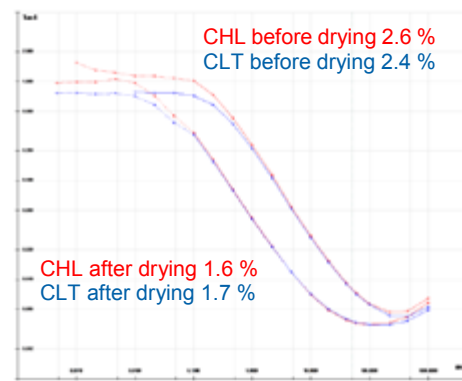


Fig. 1 Water content before and after drying

DISSIPATION FACTOR MEASUREMENT ON HIGH VOLTAGE BUSHINGS

Bushings with high moisture in the insulation show increased 50/60Hz tan δ values particularly at higher temperatures. Figure 2 shows the Dissipation Factor (DF) of OIP bushings at 50Hz for different water contents as function of the temperature [5], in figure 3 it can be seen that the DF at low frequencies

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

is a very sensitive parameter also at ambient temperatures. This is important if measurements are made on built-in bushings which cannot be heated.

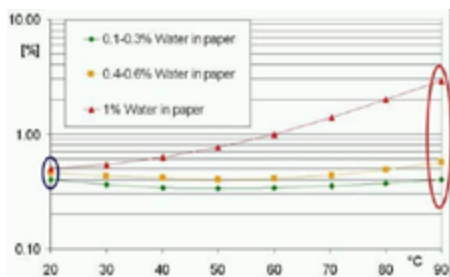


Fig. 2 $\tan \delta (T)$ at 50Hz with different moisture

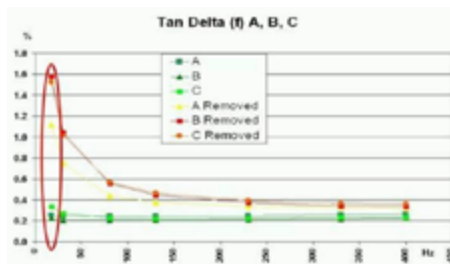


Fig. 3 $\tan \delta (f)$ at 30°C with different moisture

Limits for the dissipation factor

In the existing standards limits are given for 50/60Hz only. The measurement of the dissipation factor at other frequencies should be also included in the standards. Low frequency results (e.g. 15Hz) allow for a very sensitive moisture assessment, measurements at high frequencies (e.g. 400Hz) allow a very sensitive detection of contact problems at the measuring tap or at the layer connections. Also high impedance partial break downs between grading layers can be detected. Table 2 shows indicative limits for new and aged bushings at different frequencies [6]. The indicative limits were extracted out of more than 2000 different measurements. They were calculated as average values plus two times the standard deviation. That means that 95% of the results were below these values [7].

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

Table 2 Indicative limits for bushings [6]

FREQUENCY RESPONSE ANALYSIS (FRA)

Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) has turned out to be a powerful, non-destructive and sensitive method to evaluate the mechanical integrity of windings and the core within power transformers by measuring the electrical transfer functions over a wide frequency range. This is usually done by injecting a low voltage signal of variable frequency into one terminal of a transformer's winding and measuring the response signal on another terminal (figure 4). This is performed on all accessible windings following according guidelines [8], [9]. The comparison of input and output signals generates a frequency response which can be compared to reference data, to other phases, or to sister transformers. The core-and-winding-assembly of power transformers can be seen as a complex electrical network of resistances, self- and mutual inductances, ground capacitances and series capacitances. The frequency response of such a network is unique and therefore it can be considered as a fingerprint. Geometrical changes within and between the elements of the network cause deviations in its frequency response. Differences between FRA fingerprints and the results of an actual measurement are an indication of positional or electrical variations of the internal components.

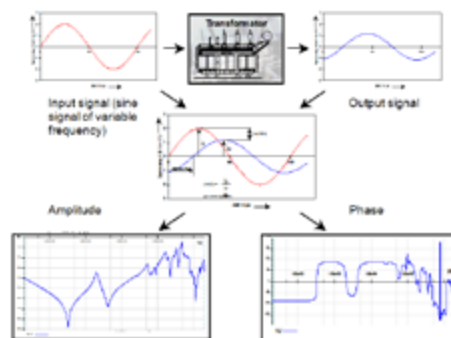
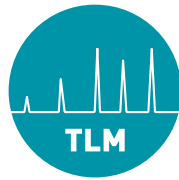


Fig. 4 Principle operation of SFRA



Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

Different failure modes affect different parts of the frequency range and can usually be discerned from each other. Practical experiences as well as scientific investigations show that currently no other diagnostic test method can deliver such a wide range of reliable information about the mechanical status of a transformer's active part.

A transformer with 110kV / 30kV was switched off by the differential protection relay after a ground fault in a nearby overhead line. The FRA result is shown in figure 5.

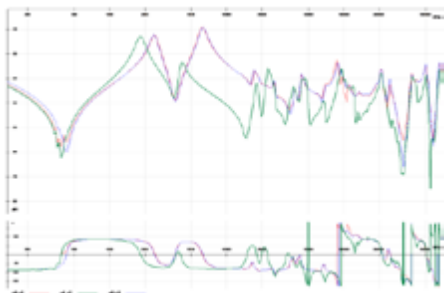


Fig. 5 FRA LV winding x1=red, x2=green, x3=blue

The middle phase x2 (green line) is totally different from x1 (red line) and x3 (blue line). After opening the transformer an interruption of one of the parallel windings was detected (figure 6).



Fig. 6 Interruption in one branch of a LV winding

ELECTRICAL MEASUREMENT OF PARTIAL DISCHARGES

Partial Discharge (PD) measurement is a proven tool for quality control of high voltage apparatus in

the factory and on site. Different PD measuring techniques are using different physical peculiarities of the PD phenomenon, e.g. electric discharge currents according to IEC 60270 [10], gas formation (DGA - dissolved gas analysis), electromagnetic (UHF Measurement) or acoustic radiation in the ultrasonic frequency range. Partial discharge measurements according to IEC60270 standard are often the basis for acceptance tests of the insulation system of high voltage (HV) equipment. Outside screened laboratories PD signals are very often superposed by noise pulses, a fact that makes a PD data analysis more difficult for both human experts and software expert systems. Therefore the handling of disturbances is one of the main tasks when measuring PD. PD measurements are often conducted under noisy conditions. The PD signal is superposed by stochastic noise pulses or even multiple PD sources, which will lead to a complex phase-resolved PD pattern that is not easy to analyse.

Modern methods of data evaluation

A new field of evaluation methods is opened by fully synchronous multi-channel PD instruments in order to gain more reliable measuring results combined with effective noise suppression. A technical overview of the system is given in [11].

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

PD measurement on a repaired transformer

Figure 7 shows a PD measurement setup with four simultaneously measuring channels which are connected to the three HV bushings and the star point. It can be seen in figure 8 that the three different clusters in the 3PARAD diagram are generated by three different PD sources: statistical noise, pulse disturbances and inner partial discharges. As an enhancement of 3PARAD the 3-Center-Frequency-Relation-Diagram (3CFRD) was introduced as an additional tool for PD data analysis and PD fault separation in real-time on single-phase test objects [12].

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten



Fig. 7 PD measurement on a 110kV transformer

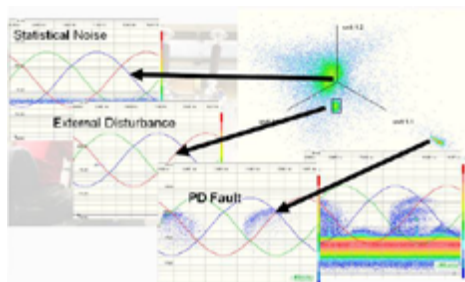


Fig. 8 3PARV filtering on the 110kV transformer

The synchronous consideration of three different frequency parts of the PD spectrum of a single PD pulse provides information on its discharge nature and indicates its possible PD fault location due to PD signal propagation and attenuation. The 3CFRD method requires three different PD band-pass filters, measuring every PD event simultaneously at their predefined centre frequencies. Here the proper selection of these three band-pass positions in the frequency domain is the key to get the optimum benefit from this method. These three filters have to be set in a way that the spectral differences of PD pulses and other pulses are at their maximum. Figure 9 shows the spectra of three PD pulses and the three filters marked as blue bars. The red arrows indicate the absolute charge values of PD pulse 1 (shown in red) at the discrete filter frequencies.

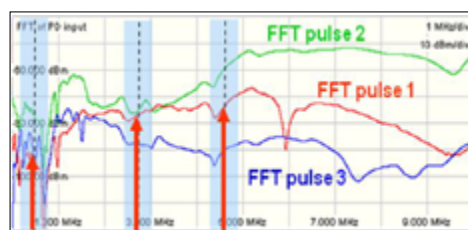


Fig. 9 FFT of three different PD pulses

The charge values are drawn into the star diagram as shown in figure 10. The lengths of the vectors represent the measured charge and the axes indicate the respective filter. By adding the phasors of the PD responses one single dot is the final representation of the initial triplet.

The use of this principle is shown in two examples. The first example is the 3CFRD measurement on a high voltage bushing. Figure 11 shows the phase resolved pattern of different PD sources. The overlaying of different patterns doesn't allow a detailed analysis. Figure 12 shows a separated pattern of one source by 3CFRD filtering.

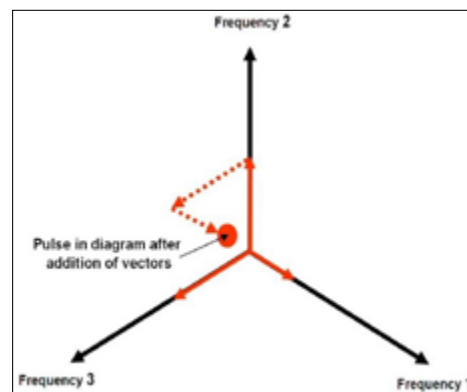


Fig. 10 3CFRD of the red spectrum in figure 9

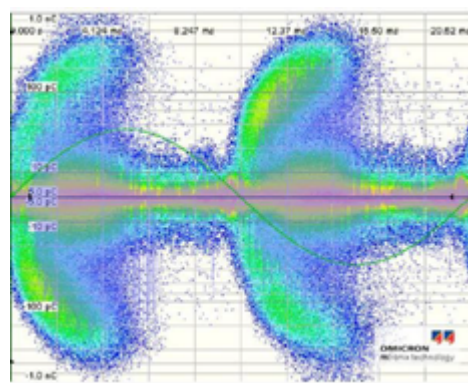


Fig. 11 PRPD pattern without 3CFRD filtering

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

PD measurement on a Dry-Type transformer

A second example for 3CFRD filtering is a measurement on a dry-type cast resin transformer. Figure 13 shows the PRPD at app. 40kV. The noise is about 10pC. An analysis with the 3CFRD is shown in figure 14. The filtered signal (figure 15) shows a clear pattern of internal void discharges with 5pC, although the PD's are below the noise level.

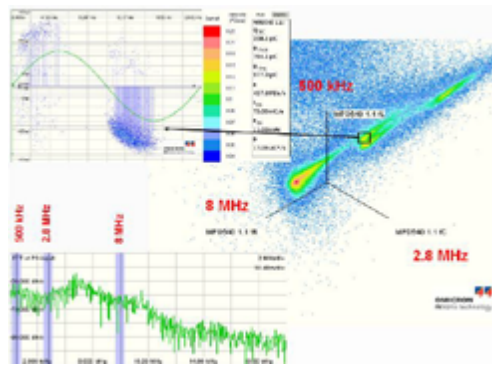


Fig. 12 PRPD of one PD source with 3CFRD filtering

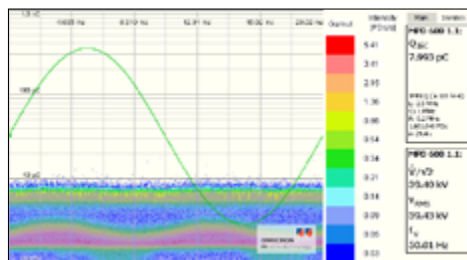


Fig. 13 PRPD of one PD source without 3CFRD filtering

ACOUSTIC PD MEASUREMENT AND LOCATION

The main benefits of acoustic PD measurements are the possibility of localizing the PD source with an accuracy of some ten centimetres. In case of an evidence for PD, the location of the potential PD source can be important to estimate the risk of a complete breakdown. The knowledge of PD location is also crucial for the assessment of the asset and the process of maintenance or repair.

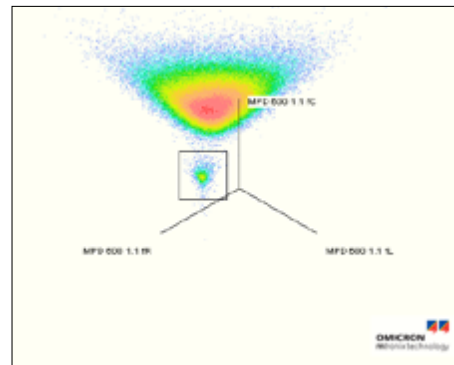


Fig. 14 3CFRD of the measurement in fig. 13

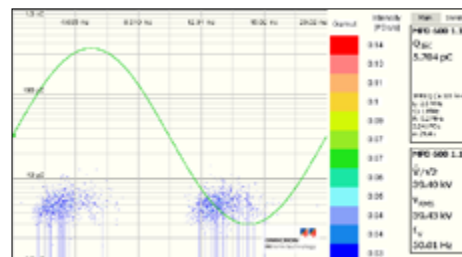


Fig. 15 PD pattern of voids with 3CFRD filtering

The acoustic signals are detected by several ultrasonic sensors on the tank wall of the transformer. The low level of electric interferences from outside the measurement setup constitutes one of the strengths of this method [13].

The propagation behaviour of acoustic PD signals in transformers

The acoustic response of PD inside a transformer is typically measured by piezoelectric sensors in the frequency range of some tens of kHz up to some hundreds of kHz.

Due to the resonant character of the sensors, the measured acoustic PD signal is inherent overlaid by oscillations as illustrated in figure 16. For that reason the determination of the frequency content and proper signal form is difficult. Using the difference in arrival time of the acoustic PD signal at multiple sensors, algorithms compute the location of the PD source. The complex physical processes involved in sound propagation and the

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

large structural differences between different transformers may be challenging during the measurement. The following parameters have to be considered:

- The PD source position and the inner structure of the transformer mainly influence the propagation path.
- More than one propagation path from source to the sensor is possible (direct oil, reflection, steel path).
- The speed of sound depends on the propagation path (crossed medium), the frequency and temperature.
- Depending on the position of the source and the inner structure of the transformer, direct oil paths propagation may prevent a proper measurement by attenuating the signal too much.
- The individual consideration of the measurement setup and the inner structure of the transformer are necessary, and a cautious interpretation of the measurement results by experienced persons is essential.

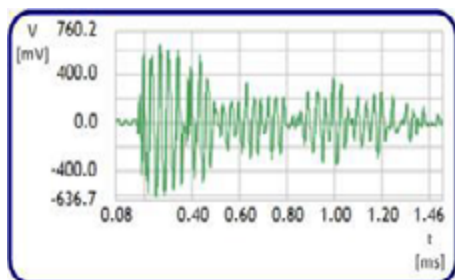


Fig. 16 Acoustical signal from a partial discharge

Figure 17 shows the variation of the velocity of sound in transformer oil for different temperatures. For example, the propagation speed decreases during the heat-up period of the transformer by approximately 15%, from about 1400 m/s at 20 °C to 1200 m/s at 80 degrees Celsius.

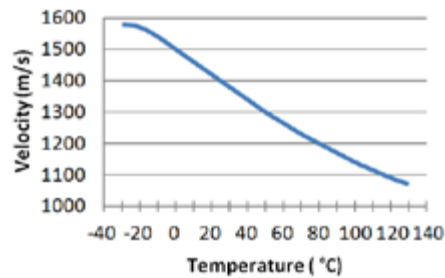


Fig. 17 Dependency of the propagation speed in oil on temperature for 150 kHz

The propagation path is often complex. According to figure 18 multiple propagation paths of the emitted sound wave are possible. Depending on sensor and PD location, multiple acoustic wave components of the same PD event are potentially detected by one sensor and overlay the direct oil signal as illustrated in figure 19. The acoustic wave can be reflected by the tank wall, core, winding, flux shields and other components.

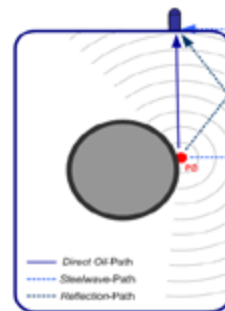


Fig. 18 Propagation paths

The measurable direct oil signal at the sensor position depends on the intensity of the PD event and on the damping in the propagation path. Therefore, the attenuation by core, winding, transformer board, flux shielding etc. should be as low as possible. For that reason, the search for sensor positions that ensure good signal quality is essential during measurement procedure.

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

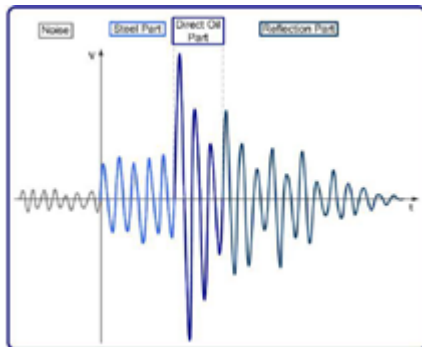


Fig. 19 Acoustic PD signal components according to different propagation paths

The knowledge about the inner structure of the transformer is helpful for a good positioning and repositioning of the sensors.

Localization of PD

Different algorithms can be used to perform a time-based localization of PD. The input information used by the algorithms is the time of arrival of the signals propagating on direct oil path wave at multiple sensors. The exact time of arrival has to be determined by evaluating the measured signal. A criterion for the starting point can be found e.g. by investigation of energy steps [14] or by threshold criteria.

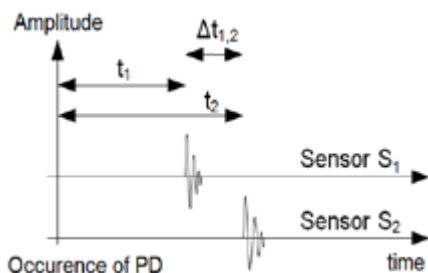


Fig. 20 Absolute and relative times in a two-sensor-setup

The relative arrival times at different sensor positions lead to time differences ($\Delta t_{1,2}$). These time lags are the only available data in all-acoustic measurements, when the data acquisition is triggered by the acoustic signal at one of the sensors. If the time delay between occurrence of a

PD and the arrival of the associated acoustic wave is available, the absolute propagation times (t_1 , t_2) from source to sensor can be used for localization (figure 20). The exact timing of the emission of the PD signal can be estimated e.g. by an electrical PD measurement according to IEC 60270 or a measurement in the ultra-high frequency (UHF) range. In the latter case, sensors within the transformer walls can be used to collect the high frequency electromagnetic wave that is emitted during PD. The principle and a measurement setup are shown in figures 21, 22 and 23.

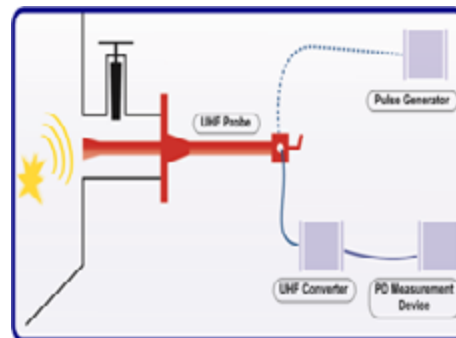


Fig. 21 UHF sensor setup for triggering



Fig. 22 UHF sensor mounted on the main drain valve

The distance between sensor and source is calculated using the available absolute or relative propagation times and an assumptive average propagation speed. With the determined distances and the sensor positions a geometrical localization of the PD source can be performed in several steps. Another advantage of the UHF triggering is the possibility of using average out of many equally triggered signals to reduce the randomly occurring noise [13].

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

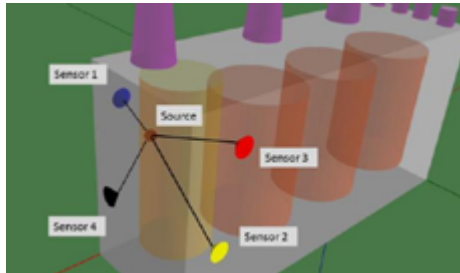


Fig. 23 Piezoelectric sensors on the tank wall

Case Study

A new transformer showed a strong increase of Hydrogen within a few weeks. The result of the acoustic PD location is shown in figure 24. An internal support of the tap changer was touching the OLTC compartment. This caused surface discharges which could be detected acoustically on the tank wall.

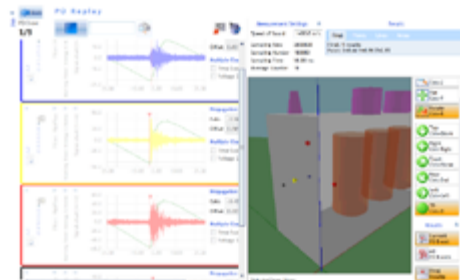


Fig. 24 Acoustic PD location with 4 microphones

ON-LINE MEASUREMENT OF PD, CAPACITANCE & DISSIPATION FACTOR AND TRANSIENT OVER-VOLTAGES ON HIGH VOLTAGE BUSHINGS

Compared to offline measurements online monitoring systems have the advantage that the measurements are taken under real operation conditions like nominal voltage, actual load and actual temperature. The measuring tap of transformer bushings can be used to measure partial discharges in the bushings and in the transformer and the capacitance and dielectric dissipation factor of the bushings. The capacitance C_1 between the inner conductor of a bushing and the measurement

tap has a very low inductance, therefore also transient over-voltages on the high voltage side of the bushing can be used to detect transient over-voltages. Very Fast Transient (VFT) over-voltages can harm the insulation in the bushing and in the transformer insulation. Figure 25 shows a partial breakdown between grading layers in a Resin Impregnated Paper (RIP) bushing caused by VFT voltages.



Fig. 25 Partial breakdown between grading layers

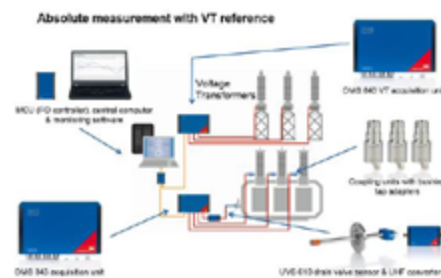


Fig. 26 Bushing monitoring system MONTRANO

Figure 26 shows a scheme of the monitoring system MONTRANO. It was mounted on an old 220kV transformer which showed high contents of Hydrogen and Methane. This systems can measure partial discharges at the measuring taps of the bushings and at UHF sensors inside the transformer tank. It can capture transient over-voltages at the bushings and can also measure the capacitance and the dielectric dissipation factor of the bushings by taking the reference signals from voltage transformers which are located close to the bushings. After half a year the Hydrogen increased from 500 ppm to 1200 ppm within less than three months (table 3). Also the values for CO and CO₂ increased strongly.

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

The monitoring system showed an increase of

Sampling date	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
01-Apr	576	557	3821	150	11	116	19
15-Apr	433	416	3016	115	9	92	15
15-May	966	835	5952	226	21	179	32
12-Jun	1212	808	5797	225	21	171	30

Table 3 Gas values

partial discharges particularly at the bushings of phases V and W (figure 27). The left pictures in figure 27 show the PD patterns in April the right ones of phase V in July and of phase W in August.

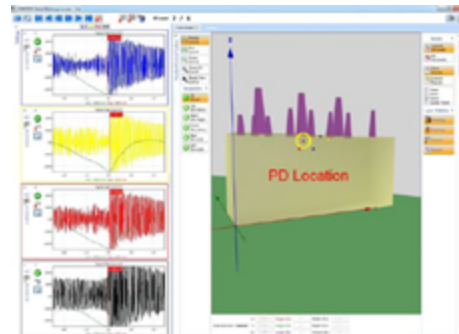


Fig. 29 Location of one PD source at V

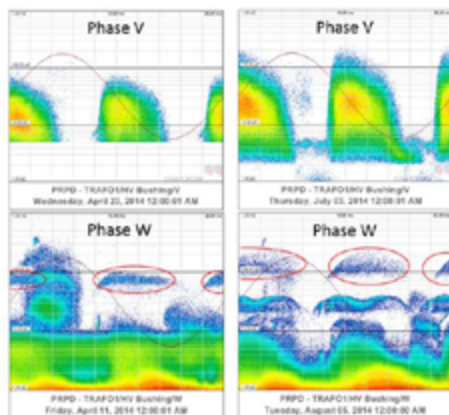


Fig. 27 Increase of PD at phases V and W

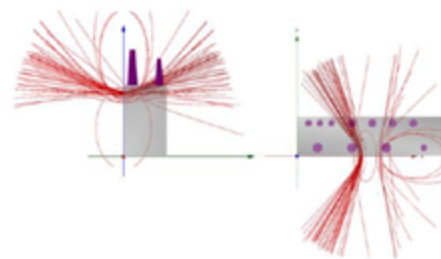


Fig. 30 Location of PD at V and W



Fig. 28 PD locator PDL600

The transformer was taken out of service to investigate the reason for this behaviour. The fault could be located with the acoustic PD system PDL600 (figure 28) at the oil end of the V and W bushings (figures 29 and 30). The bushings were removed and the damage at the leads between windings and bushing could be seen (figure 31).

Due to partial discharges, X-wax was produced at the insulation paper and inside the windings. X-wax is a solid material which is formed from mineral oil as a result of electrical discharges and which consists of polymerized fragments of the molecules of the oil. If it is built inside the oil ducts, the cooling of the transformer can be blocked.



Fig. 31 X-wax at the high voltage leads

A repair of these faults would have meant that the transformer had to be rewound at least partially, at worse completely. Due to the age - the transformer was built in 1967 - and its condition it was decided to scrap it prior any hazard in service.

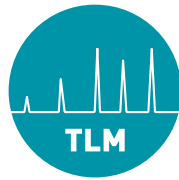


TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

REFERENCES

- [1] M. Koch "Improved Determination of Moisture in Oil-Paper-Insulations by Specialised Moisture Equilibrium Charts" Proceedings of the XIVth International Symposium on High Voltage Engineering, p. 508, Beijing, China, 2005
- [2] M. Koch "Water in Power Transformers"OMICRON Workshop Diagnostic Measurements on Power Transformers, Klaus, Austria 2006
- [3] M. Koch, K. Feser "Reliability and Influences on Dielectric Diagnostic Methods to Evaluate the Ageing State of Oil-Paper-Insulations" APTADM Wroclaw 2004
- [4] H. Borsi, E. Gockenbach, M. Krüger "Method and apparatus for measuring a dielectric response of an electrical insulating system" US2006279292
- [5] ABB, "Dissipation factor over the main insulation on high voltage bushings", product information, ABB 2002
- [6] Cigre brochure 445 "Guide for Transformer Maintenance", Cigre 2011, ISBN: 978-2-85873-134-3
- [7] M.Krüger, A. Kraetge, M. Koch, K. Rethmeier et al. „New Diagnostic Tools for High Voltage Bushings“, Cigre VI Workspot, Foz do Iguacu, April 2010
- [8] Cigre brochure 342 "Mechanical condition assessment of transformer windings using frequency response analysis (FRA)", Cigre 2008, ISBN: 978-2-85873-030-8
- [9] IEC 60076-18 "Power transformers – Part 18: measurement of frequency response" Edition 1.0 2012-07
- [10] IEC 60270 (2000) „High-voltage test techniques - Partial discharge measurements“, International Electrotechnical Commission, Publication 60270, 2000
- [11] K. Rethmeier, M. Krüger, A. Kraetge, R. Plath, W. Koltunowicz, A. Obralic, W. Kalkner, "Experiences in On-site Partial Discharge Measurements and Prospects for PD Monitoring", CMD Beijing 2008
- [12] K. Rethmeier, A. Obralic, A. Kraetge, M. Krüger, W. Kalkner, R. Plath. "Improved Noise Suppression by real-time pulse-waveform analysis of PD pulses and pulse-shaped disturbances", International Symposium on High Voltage on High Voltage Engineering (ISH), Cape Town, August 2009
- [13] S. Hoek, R. Hummel et al. "Localizing partial discharge in power transformers by combining acoustic and different electrical methods", Conference Record of the 2012 IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI), San Juan, Puerto Rico, USA
- [14] Große, C.U.; Reinhardt, H.-W.; „Schallemissionsquellen automatisch lokalisieren“ MP Materialprüfung, Jahrg. 41 pp. 342, Carl Hanser Verlag, München 1999



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Neue Trends der Diagnose an Transformatoren und zugehörigen Komponenten

ZUSAMMENFASSUNG

Mit zunehmendem Alter eines Leistungstransformators wird eine regelmäßige Kontrolle der Betriebs-tüchtigkeit immer wichtiger. Die Gas-in-Öl-Analyse ist eine erprobte und aussagefähige Methode. Wenn beispielsweise erhöhte Werte für Wasserstoff und Kohlenwasserstoffgase im Öl detektiert werden, müssen Fehlerursachen gesucht und der Fehler sobald wie möglich gefunden werden. Um derartige Fehler herauszufinden und zu lokalisieren werden zahlreiche verschiedene elektrische Messmethoden angewandt. Neuartige Messverfahren wie die Frequency Response Analyse FRA, dielektrische Antwortmessungen mit FDS und PDC und Teilentladungsmessungen mit modernen synchronen Mehrkanalsystemen ermöglichen eine detailliertere Diagnostik an Transformatoren. Teilentladungsmessungen an Transformatoren waren in der Vergangenheit nur in geschirmten Prüffeldern sinnvoll möglich, z.B. beim Hersteller während der Endprüfung. Moderne digitale Messtechnik und neue Verfahren und Algorithmen haben es möglich gemacht, Teilentladungen (TE) auch vor Ort mit ausreichender Empfindlichkeit und Störunterdrückung zu messen und zu orten. Als wichtige Werkzeuge sind dabei die 3-Phase-Relation-Diagram-Filterung (3PAR) und die 3-Centre-Frequency-Relation-Diagram-Filterung (3CFRD) zu nennen. Auch die Triggerung von akustisch gemessenen Signalen durch elektrische Signale von den Durchführungen oder von den UHF Signalen, die mit speziellen Sonden aus dem Tank ausgekoppelt werden, haben neue Möglichkeiten geschaffen. Die digitale Messtechnik hat es auch ermöglicht, on-line Verlustfaktormessungen und die Messung schneller transients Überspannungen zu integrieren.

BIOGRAPHIES



Michael Krüger is Principal Engineer at OMICRON electronics GmbH, Austria with special focus on testing and diagnosis of electric power equipment. He studied electrical engineering at the University of Aachen (RWTH) and the University of Kaiserslautern (Germany) and graduated in 1976 (Dipl.-Ing.). In 1990 he received the Dr. techn. degree from the University of Vienna. Michael Krüger has more than 35 years of experience in high voltage engineering and insulation diagnosis. He is member of VDE, Cigre and IEEE and works in several working groups of OEVE, IEC and Cigre.



Stefan Hoek is with OMICRON Energy Solutions, Berlin since 2008. He works as product manager with main focus on partial discharge analysis. He studied electrical engineering at the University Stuttgart (Germany) and worked as research assistant at the Institute of High Voltage Technologies (IEH). His research focus was on partial discharge localization in GIS with help of measurements in the UHF range. 2014 he received the Dr.-Ing. degree from the University Stuttgart. He works in different Cigre working groups.



Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Guntmar Gunkel idea metrology



- Studium der allgemeinen Elektrotechnik
- Als freier Mitarbeiter bei zwei Ingenieurbüros im Bereich der Entwicklung für Mess- und Regeltechnik tätig.
- Danach als freier Mitarbeiter mehrere Jahre bei einem Messtechnikunternehmen und mit RWE zusammen im Bereich der Durchführungsmessung und Diagnose tätig. Aufbau und Umsetzung eines Diagnose- und Überwachungskonzeptes an Leistungstransformatoren.
- 1997 Gründung eines eigenen unabhängigen Büros für messtechnischen Dienst mit den Schwerpunkten: Diagnose, Bewertung und Abschätzung der Restbetriebsdauer von Transformatoren und Durchführungen.
- Begleitung und Unterstützung bei: Engineering, Neubeschaffung, Designreview, Prozess- und Herstellungsüberwachung, Abnahmetests und Montageüberwachung auf der Baustelle, sowie die Inbetriebsetzung von Transformatoren.
- Als freier Sachverständiger und Berater für Energieversorger, Hersteller und Industrie tätig.
- Durchführen von Schulungen und Weiterbildungsmaßnahmen.



Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Guntmar Gunkel

Diagnoseverfahren an Transformatoren

Um den Zustand eines Transformators zu bewerten bedarf es mehrerer Diagnose- und Messverfahren. Speziell bei den Messverfahren wird zurzeit unterschieden zwischen den herkömmlichen oder klassischen Verfahren und den neueren bzw. modernen Verfahren. Zu den klassischen Verfahren zählen z.B. die Widerstands- und Übersetzungsmessungen, Impedanzmessungen, sowie die Isolations- und Verlustwinkelmessung (50 Hz-tan δ) um nur einige der bekannten Klassiker zu nennen. Ferner gehören als weitere Diagnosemöglichkeiten die Gas in Öl Analyse (DGA) und die Bewertung der Ölalterungsuntersuchung zu den Verfahren, welche als klassisch betrachtet werden können.

In den letzten Jahren haben sich weitere Verfahren etabliert, welche als die neuen bzw. modernen Verfahren bezeichnet werden. Hier sind zu nennen die Methoden der Sweep Frequency Response Analysis (SFRA) welche Schäden an den Wicklungen erkennt und die Verfahren der Dielectric Frequency Response (DFR), welche eine Aussage über die Isolationskondition und in erster Linie über die Feuchtigkeit in der Feststoffisolation machen. Beide Off-Line Verfahren, der Transformator muss vollständig von den Netzanschlüssen getrennt sein, werden nachfolgend beschrieben.

Sweep Frequency Response Analysis (SFRA)

Dieses mittlerweile verbreitete und bekannte elektrische Verfahren dient zur Erkennung von Deformation an Transformatorspulen. Eingesetzt wird diese Methode als Messung vor und nach einem Transport, oder einem Trafonahen Kurzschluss während des Betriebes. Die SFRA-Messung ist besonders hilfreich wenn bereits eine Vormessung als Referenz vorliegt, denn dann können die Werte der aktuellen Messung mit denen der Vormessung verglichen werden. Das Messverfahren ist seit 2013 als Norm in der DIN EN 60076-18 niedergeschrieben, und dient hauptsächlich der Erkennung von mechanischen Veränderungen bzw. elektrischen Kurzschlüssen innerhalb der Wicklungen. [1]

Theorie

Der Transformator wird als komplexes RCLM-Netzwerk dargestellt. Ein Eingangssignal von variabler Frequenz wird auf das Netzwerk gegeben und die Systemantwort wird ausgekoppelt. Aus den gewonnenen Signalen

werden die Betrags- und Phasenfunktionen gebildet und als Diagramme dargestellt.

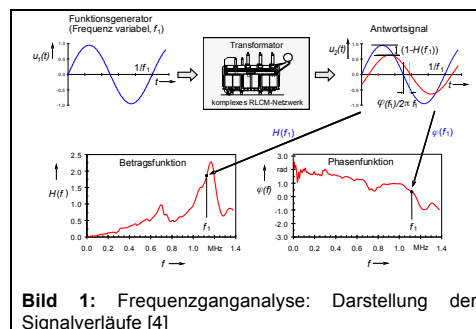


Bild 1: Frequenzganganalyse: Darstellung der Signalverläufe [4]

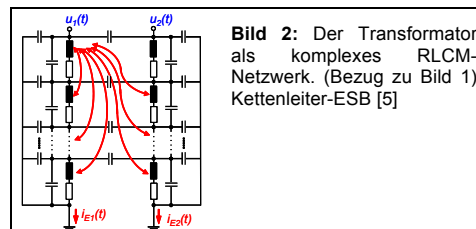


Bild 2: Der Transformator als komplexes RCLM-Netzwerk. (Bezug zu Bild 1) Kettenleiter-ESB [5]

Funktionsweise

Die Messung wird einphasig durchgeführt und erstreckt sich über einen Frequenzbereich von 20 Hz bis 2 MHz. Ein größerer Frequenzbereich ist möglich, wird aber nicht benutzt, da mit höheren Frequenzen kein Mehrgegnis erzielt wird [4]. Die Ausgangsspannung der Messsysteme ist bei den Herstellern unterschiedlich, liegt aber allgemein zwischen 3Vss und 12Vss. Die Ausgangsspannung und Frequenz werden von einem Digitalsignalprozessor (DSP) erzeugt, und werden über eine 50 Ohm Impedanz dem Messobjekt zugeführt (Erregerleitung). Über die Referenzleitung und der Messleitung, welche ebenfalls jeweils mit einer 50 Ohm Impedanz beschaltet sind, werden die Spannungen aufgenommen und in Beziehung gesetzt. Das Amplituden-Frequenzübertragungsverhalten ist das skalare Verhältnis zwischen dem Antwortsignal $U_2(t)$ und dem Referenzsignal $U_1(t)$ als Funktion der Frequenz (angegeben in dB). Das Phasen-Frequenzübertragungsverhalten ist die Phasenverschiebung zwischen $U_2(t)$ und $U_1(t)$ (angegeben in Grad).

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

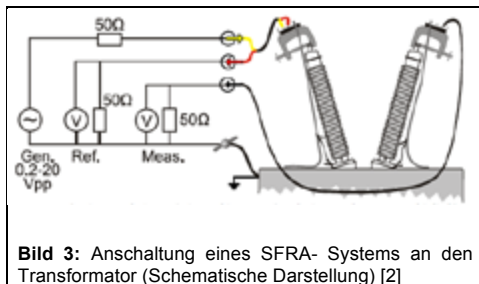


Bild 3: Anschaltung eines SFRA- Systems an den Transformator (Schematische Darstellung) [2]

Einsatz der SFRA- Methode

Die SFRA- Methode kann an jedem Transformator eingesetzt werden. Sowohl an ölgefüllten Transformatoren, als auch an Trocken- transformatoren. An Drehstromeinheiten wird das Verfahren genauso eingesetzt wie an Einphaseneinheiten. Ob Netzkuppel- und Verteiltransformatoren, Maschinentransformatoren oder auch Ofentransformatoren und Gleichrichtertransformatorsätze sowie der Einsatz an Drosselspulen und Ankopplungen ist ohne Probleme möglich.

Schaltungsvarianten

Die am meisten verwendete Schaltung ist die End-to-End Messung. Dies bedeutet, dass die Erregerleitung und die Referenzleitung an einer Phase angeschlossen werden und die Messleitung (Antwortsignalleitung) entweder am Sternpunkt oder an einer anderen Phase des gleichen Spannungssystems angeschlossen wird. Alle anderen Anschlüsse sind nicht beschaltet (Standardmessung nach [1]), oder wie bei der Kurzschlussmessung in Bild 5 dargestellt mit kurzgeschlossener Unterspannungsseite.

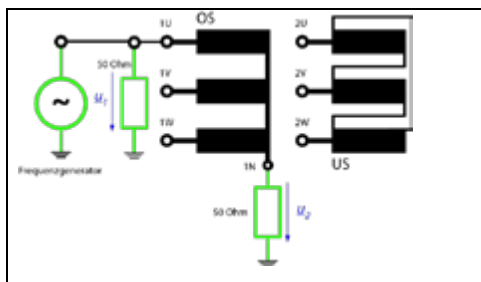


Bild 4: End-to-End-Schaltung eines SFRA- Systems an den Transformator

Weitere Messkonfigurationen sind möglich, wie die kapazitive Messung zwischen den Wicklungen oder die induktive Messungen ebenfalls zwischen den Wicklungen. Diese Messungen können weitere Informationen zur Bestätigung eines

Zustandes hervorbringen, werden jedoch nicht als Standard- Messungen durchgeführt.

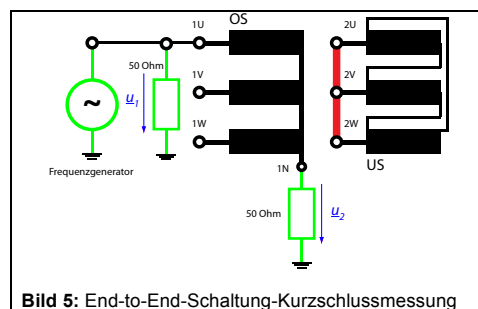


Bild 5: End-to-End-Schaltung-Kurzschlussmessung

Ist der Transformator mit einen Laststufenschalter ausgestattet, so wird die Standardmessung auf der Stufe mit der höchsten wirksamen Windungszahl im Kreis und auf der Stufe an der die angezapfte Wicklung (meist die Stufenwicklung) außerhalb des Kreises liegt. In der Regel sind das die beiden Endstufen. Andere Schaltungsvarianten sind in Absprache möglich. Das Koaxialkabel wird Trafoseitig mit dem Schirm zusätzlich an die Erde angeschlossen, so dass die Enden der Koaxialkabel auch Trafoseitig geerdet sind. Diese Erdverbindung sollte möglichst dicht an der Durchführung zum nächsten Erdungspunkt hin führen (siehe Bild 3).

Ergebnisse

Nachfolgend einige Ergebnisse der SFRA- Messungen. Bild 6 zeigt das Ergebnis einer phasenvergleichenden Messung, also eine Messung zum gleichen Zeitpunkt an den einzelnen Phasen bei gleicher Stellung des Laststufenschalters. Dies ist wohl die erste und häufigste Möglichkeit um zunächst eine Aussage zu den einzelnen Spulen zu machen. Man vertraut auf den annähernd gleiche Spulenaufbau der Wicklung und ähnlichen kapazitiven Verhältnissen.

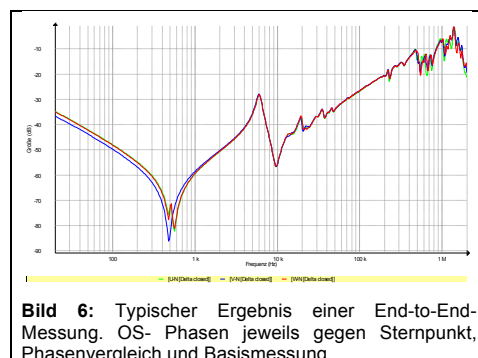
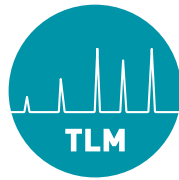


Bild 6: Typischer Ergebnis einer End-to-End-Messung. OS- Phasen jeweils gegen Sternpunkt, Phasenvergleich und Basismessung.

Eine gute Methode ist er zeitbasierte Vergleich der Messergebnisse. Das setzt jedoch voraus, dass



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

**Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren -
Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?**

Transformer Life Management Tagung 2015

eine Nullmessung vorliegt. Diese Null- oder Basismessung wird bei Neutransformatoren im Werk oder nach dem Transport meist auf dem Fundament in der Anlage durchgeführt. Wenn noch keine Basismessung vorliegt, bleibt zunächst nur der Phasenvergleich. Bild sieben zeigt das Ergebnis einer SFRA- Messung vor und nach einem Transport innerhalb einer Anlage. Dieses Ergebnis ist nahezu perfekt, jedoch nicht immer zu erreichen.

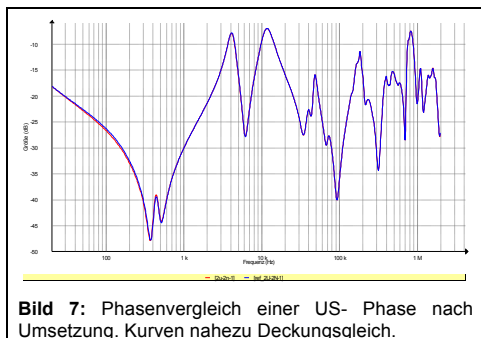


Bild 7: Phasenvergleich einer US- Phase nach Umsetzung. Kurven nahezu Deckungsgleich.

Einen Schaden an der Wicklung zeigt das Bild 8 im Phasenvergleich. Hier wurde nach Demontage des Aktivteils ein Teilleiterkurzschluss festgestellt.

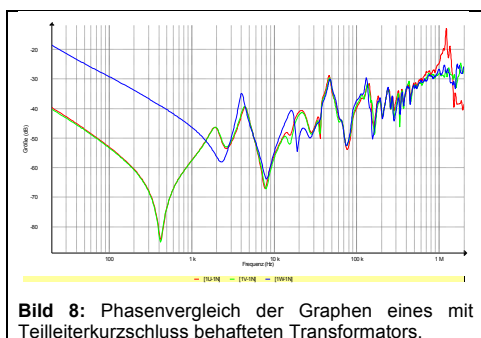


Bild 8: Phasenvergleich der Graphen eines mit Teilleiterkurzschluss behafteten Transformators.

Vergleich von Messungen vor/nach Transport durchgeführt mit Geräten verschiedener Hersteller

Nach dem geltenden Standard sollten die mit einem Herstellergerät ermittelten Werte mit den Geräten anderer Hersteller vergleichbar sein. Die Praxis hat gezeigt, dass dieses auch der Fall ist. Bisher wurden keine signifikanten Unterschiede in der Messtechnik festgestellt. Bezüglich der Bewertung durch die Software, so ist in allen Systemen zumindest eine gemeinsame Software installiert. Es handelt sich um die Bezeichnung DL/T911-2004, welche in der VR China entwickelt wurde. Bezeichnend ist die Aufteilung des Spektrums in drei große Bereiche. Eine weitere Software zur Auswertung kommt ebenfalls aus

China. Diese wird mit NCEPRI (North China Power Research Institute) bezeichnet. Allen eingesetzten Auswertetools ist zu eigen, das sie keiner internationalen Norm unterliegen und bisher auch keine internationale wissenschaftliche Bewertung durchgeführt wurde.

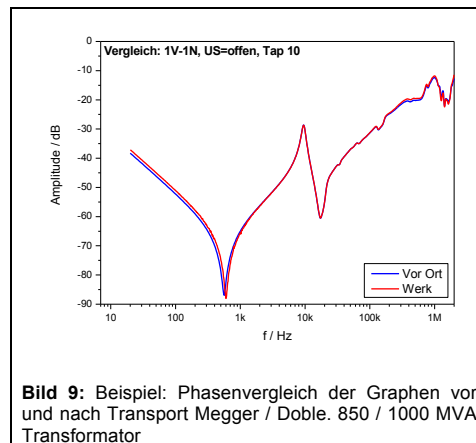


Bild 9: Beispiel: Phasenvergleich der Graphen vor und nach Transport Megger / Doble. 850 / 1000 MVA Transformator

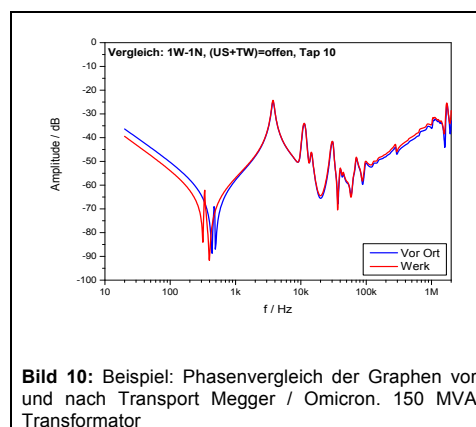


Bild 10: Beispiel: Phasenvergleich der Graphen vor und nach Transport Megger / Omicron. 150 MVA Transformator

Besonderheiten

Da die SFRA- Messung eine Messung mit höheren Frequenzen darstellt, ergeben sich Besonderheiten, welche mit Schwierigkeiten verbunden sind.

Da in der Regel die Messungen an Dreiphaseneinheiten durchgeführt werden, würde es sich anbieten, die Auf- und Umbauzeiten zu reduzieren. Besonders bei den großen 400 kV Transformatoren, bei denen meistens ein Steiger- oder Hubbühneneinsatz erforderlich ist, wäre die Zeitersparnis beachtlich.

Leider ist es aber nicht möglich, zusätzliche offene Leitungen (RG 58- Typen) im Vorfeld an die freien Durchführungen zu montieren, da die Kapazitäten

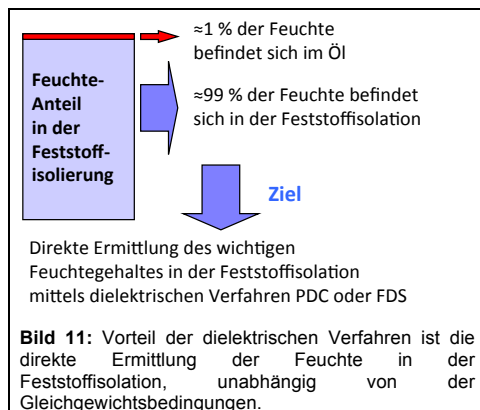
Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

der Leitungsbeläge einen zu großen Einfluss auf das erzielte Ergebnis haben. Versuche mit einer Abschlussimpedanz an den freien Leitungen zu arbeiten sind bisher nicht durchgeführt worden. Versuche mit einer Anschlagbox und HF- Relais zum Abkoppeln der offenen Leitungen waren an einem kleinen Verteiltransformator positiv, jedoch an einem 180 MVA 220 / 110 kV Netzkuppeltransformator nicht zufriedenstellend. [4]

Frequency Domain Spectroscopy (FDS-Messung)

Die FDS- Messung, auch als DFR- Verfahren bekannt, gehört zu den dielektrischen Verfahren. Durch diese Messung erhält man, ebenso wie die PDC- Messung, eine Aussage über die Isolationsstrecken im ölgefüllten Transformator. Während die PDC- Messung (Polarisation-Depolarisation-Current Messung) im Zeitbereich arbeitet, ist die FDS- Messung eine Messung im Frequenzbereich. In erster Linie soll durch diese Messungen der Feuchtegehalt der Feststoffisolation bestimmt werden. Bei diesen Messarten wird der Feuchtegehalt dielektrisch direkt bestimmt. Der Umweg über die Ölanalytik entfällt.



Als weiteres Verfahren sei der Vollständigkeit halber die RVM- Methode (Recovery Voltage Measurement) erwähnt, jedoch hat sich gezeigt, dass dieses Verfahren in der Modellierung für die Bewertung Transformatoren weniger geeignet ist. Mittlerweile gibt es aber bei dieser Messung einige neuere Auswerteverfahren, welche eine Verbesserung in der Bewertung der Messergebnisse erzielt haben.

Anschaltung an den Transformator

Nachfolgend eine Möglichkeit den Transformator mit dem Messsystem zu verbinden.

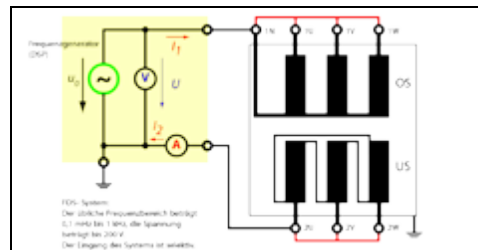


Bild 12: Schematische Darstellung des FDS-Systems an einen Transformator. Gemessen wird im vorliegenden Fall die Kapazität und der Verlustfaktor ($\tan \delta$) zwischen den Oberspannungs- und den Unterspannungswicklungen.

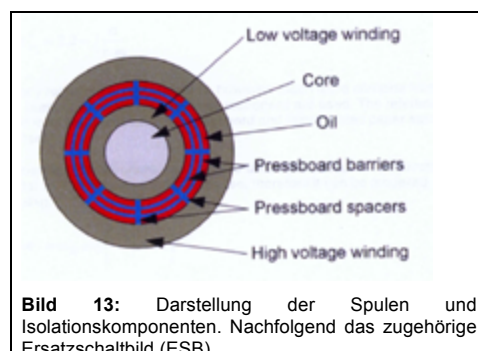
Die FDS- Messung arbeitet in einem Frequenzbereich von 0,1 mHz bis 1 kHz. Das bedeutet, dass die Messung im langsamen Bereich der Polarisationseffekte arbeitet, also der Grenzflächenpolarisation. Die Sinusspannung wird zwischen der OS- Wicklung und der US-Wicklung gelegt. Es wird demnach an einer Kapazität mit koaxialer Anordnung gemessen, was ein gutes Ergebnis erwarten lässt. Die Spannung beträgt 200 Vss, und kann mit einem zusätzlichen Verstärker bis 2 kVss erhöht werden. Der Strom wird gemessen und durch Umformen und Erweitern der Gleichung,

$$I(\omega) = j \omega C(\omega) U(\omega) \quad (1)$$

erhält man eine komplexe Kapazität die sich auf in einem Realanteil (C') und einem imaginären Anteil (C'') aufspalten lässt. Die Polarisationsverluste einschließlich der resistiven Verluste werden durch den imaginären Anteil C'' und die Leitungsverluste durch C' beschrieben.

Ohne weiter auf die mathematischen Herleitungen einzugehen errechnet sich der frequenzabhängige Verlustfaktor,

$$\tan \delta(\omega) = \frac{C''(\omega)}{C'(\omega)} = \frac{\epsilon''(\omega)}{\epsilon'(\omega)} \quad (2)$$



Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

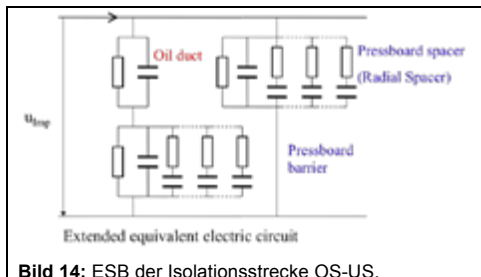


Bild 14: ESB der Isolationsstrecke OS-US.

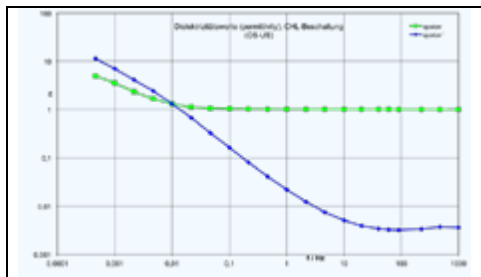


Bild 15: Komplexe Dielektrizitätswerte getrennt in ϵ' und ϵ'' . Der Verlustwinkel teilt sich auf in dem Anteil der Trägerleitung (ϵ') (vorwiegend Ionenleitung) und dem Anteil durch Polarisation von Molekülen im Dielektrikum (ϵ''). [7]

Bewertungsprinzip zum Ermitteln der Feuchte in der Feststoffisolation

- Messen des $\tan\delta$ der Isolationsstrecke über die Frequenz
- Bestimmen der ϵ - Werte der Dielektrika
- Bestimmen der Ölleitfähigkeit σ
- Ermitteln der C0- Kapazität

Die Bestimmung der Feuchte geschieht über eine Software, in der verschiedene Modelle hinterlegt sind. Diese im Labor erstellten Modelle werden über die Geometrie (Leisten und Zylinder), vorgegebener gemessener Temperatur so lange angepasst, bis die Modellkurve sich mit der gemessenen Kurve deckt. Über dieses Fitting lassen sich letztlich die Werte wie Feuchtegehalt und Ölleitfähigkeit (σ) bestimmen. Eine Schwierigkeit ist die Bestimmung der richtigen Temperatur. Hierzu ist zusätzlich zu dem Betriebsthermometer auch das Messen der Temperaturen über den Kessel notwendig. Letztlich ist nur ein möglichst genaues Abschätzen der Aktivteilmtemperatur einschl. des Öls möglich. Die Bewertungssoftware wird von den Herstellern der Messgeräte immer weiter verbessert, so dass auch die Ergebnisse immer besser werden. Der Ergebnisvergleich der Messgeräte verschiedener Hersteller zueinander stellt sich akzeptabel dar.



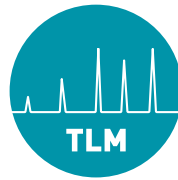
Bild 16: Einfluss der Ölleitfähigkeit und des Wassergehaltes in der Feststoffisolation auf den Verlustfaktor $\tan \delta$ durch physikalische Vorgänge.

Ein Zugewinn?

Die beiden hier vorgestellten Verfahren zur Diagnose an Transformatoren sind ohne Zweifel ein Zugewinn. Jedes Verfahren, welches die Möglichkeiten zur Diagnose erweitert ist ein weiterer Schritt zum sicheren Ergebnis. Während jedoch die klassischen Verfahren durch geschulten Fachkräfte durchgeführt und teilweise auch dann interpretiert werden können, sind die neuen Verfahren schon deutlich anspruchsvoller, was die Beschaltung am Objekt und die Bewertung der Ergebnisse betrifft, denn hierbei können durch Missachtung einiger elektrotechnischen Regeln erhebliche Unsicherheiten entstehen und das erzielte Ergebnis in Bezug auf eine Diagnose, wertlos machen. Als Beispiele seien hier die Anschlussstechnik und das Erdungskonzept genannt. Die Anbieter der Geräte vermitteln zwar das „Push button and feel free“ Gefühl, aber dem ist leider nicht so. Das Einschätzen des Messumfeldes und des zu messenden Objektes müssen im Vorfeld die weitere Vorgehensweise bestimmen. Nachlässigkeiten im Aufbau werden mit unsicheren bis falschen Ergebnissen beantwortet. Wer also aus Kostengründen disziplinfremde Personen die Messungen „noch mal eben schnell mitmachen“ lässt, handelt bestimmt nicht im Sinne der Sache. Dann sind die neuen Methoden kein Zugewinn, höchstens im monetären Bereich, falls die Messung gut gegangen ist. Um den Vergleich zu den klassischen Verfahren zu ziehen: Wie gut ist die gezogene Ölprobe von einem nicht geschulten Mitarbeiter und wie sicher sind dann die erzielten Ergebnisse von DGA und Isolieröluntersuchung?

Die neuen vorgestellten Verfahren

Was die dielektrischen Verfahren zur Bestimmung der Feuchte in der Feststoffisolation betrifft, so ist



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Zustandsanalyse von Leistungstransformatoren - Sind die modernen Verfahren ein Zugewinn?

Transformer Life Management Tagung 2015

dem Diagnostiker ein weiteres Hilfsmittel, unabhängig von der klassischen Methode über die Ölanalytik, an die Hand gegeben, um sichere und reproduzierbare Ergebnisse zu erzielen. Ungünstig kann sicher sein, dass die Messungen einen zeitlichen Aufwand erfordern, wie das Ab- und Auflegen der Leitungen am Transformator und die erforderliche Messzeit. Am Ende des Tages steht dagegen die Aussage über den Feuchtegehalt in der Feststoffisolation, und zwar unabhängig von den Gleichgewichtsbedingungen, welche bei den traditionellen Verfahren vorhanden sein sollten. Auch die Unsicherheiten bei den Verfahren zur Bestimmung der Feuchte im Öl, also die Karl Fischer Titration (KF), oder die Bestimmung über eine Messsonde (was übrigens auch ein neueres und scheinbar gutes Verfahren zur Ölfeuchtebestimmung darstellt), können für diese Zweck entfallen. Da die dielektrischen Verfahren nicht in einer Norm niedergeschrieben sind, fehlt auch eine Standardisierung. Allgemein hat sich aber etabliert, dass die Messungen zwischen den Spulen durchgeführt wird. Diese Ergebnisse werden demnach auch bewertet.

Bei dem SFRA- Verfahren besteht eine Standardisierung, diese ist in der Norm DIN EN 60076-18 festgeschrieben. Das mag auf der einen Seite hilfreich sein, jedoch war der vorher veröffentlichte Guide zu diesem Thema gut und ausreichend, eine Norm wäre vielleicht nicht nötig gewesen. Bezüglich der Schaltungsvarianten ist die Messung durch den Standard zufriedenstellend abgedeckt, was fehlt ist eine gute Anleitung zur Bewertung der Ergebnisse. Die vorgestellten Szenarien sind zum Teil mit der konventionellen Technik erkennbar. Schwierige Interpretationen, wie z.B. Kernverschiebungen sind nicht aufgeführt. Es bleiben viele Fragen offen. Hoffen wir auf ein vernünftiges Auswerteverfahren und den angekündigten Teil zwei der Norm.

Zusammenfassung

Die beiden vorgestellten Messverfahren sind ein Zugewinn, um die Frage im Titel zu beantworten, auch wenn einige Punkte offen bleiben. Beide Verfahren arbeiten von der Messtechnik her gut und erfolgreich. Die ermittelten Daten sind integer und reproduzierbar. Die Bewertung und die Auswerteverfahren sind zumindest bei der SFRA-Messung noch zu verbessern. Die Methode des zeitlichen Vergleichs ist die beste Möglichkeit, einen Fehler zu entdecken. Auch wenn die AuswerteprozEDUREN der SFRA- Messung vielleicht noch nicht so ausgereift sind, sollten auf jeden Fall die Werte an den Transformatoren aufgenommen werden, denn auch die Algorithmen werden ständig verbessert und dann wird auch in Zukunft ein sicheres Bewerten der Ergebnisse möglich sein.

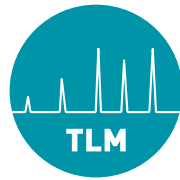
Die FDS- Messung ist eine gute Möglichkeit zur Bewertung der Feuchte in der Feststoffisolation. Große Schwierigkeiten ergeben sich auch bei dieser Messtechnik nicht. Probleme werden meist durch die Verkabelung des Transformators verursacht, da die Leitungslängen doch erheblich sein können. Der Einsatz eines Verstärkers hat sich als positiv dargestellt. Die Bewertung der Feuchte in der Feststoffisolation ist ausreichend genau.

Autorenanschrift

Guntmar Gunkel
idea metrology
Im Dahl 29
58579 Schalksmühle
Tel.: +49 2355 40 12 44
Fax: +49 2355 40 12 39
info@idea-metrology.de

Literaturverzeichnis

- [1] DIN EN 60076-18
- [2] Megger Sweden AB: *Frax User Manual Version 2.5*, Released in 2011-06-01
- [3] Gunkel, Guntmar / Füser, Jens: *Diagnose an Transformatoren*, TLM 2013
- [4] Homagk, Christian: *Verfahren zu Vor-Ort-Diagnose von Leistungstransformatoren*, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik des Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Diss. 2010
- [5] Leibfried, Thomas: *Diagnose an Leistungstransformatoren*, TAW Seminar Transformatoren 2012, Berlin
- [6] Koch, Maik: *Reliable Moisture Determination in Power Transformers*, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart. Diss 2008
- [7] Gunkel, Guntmar: *Diagnose an Leistungstransformatoren*, TAW Seminar Transformatoren 2015, Hamburg



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

**Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung
der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil**

Dr.- Ing. Klaus Scheil
ABB Transformatoren, Werk Halle



Geboren und Schulbildung in Merseburg.

Nach Studium und Promotion (Fachrichtung elektrische Netze) bis 1986 beim Regionalen Energieversorger beschäftigt, zuletzt als Technischer Leiter der EV Halle.

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

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

Sebastian Schreiter
ABB Transformatoren, Werk Halle

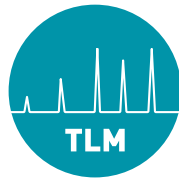


Sebastian Schreiter studierte Elektrotechnik und Informationstechnik in Leipzig und Hagen.

Seit Abschluss seines Studium arbeitet er bei der ABB AG am Transformatoren Service Standort in Halle.

Dort ist er im Bereich Zustandsbewertung und Diagnose tätig. Neben der Zustandsbeurteilung von Leistungstransformatoren über die gesamte Lebenszeit hinweg ist er im Befundprozess des Werkes für Fehlersuche an zu-reparierenden Transformatoren eingebunden. Weiterhin arbeitet er an Konzernweiten Forschungsaufgaben des globalen Engineering Solutions Teams im Bereich der Transformatoren-Diagnose und Service mit.





Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Leistungstransformatoren- neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil

Klaus Scheil, Sebastian Schreiter

ABB AG, Geschäftsbereich Transformatoren, Werk Halle

Einführung

Für den sicheren und störungsfreien Betrieb von Leistungstransformatoren wurden in der Vergangenheit unterschiedliche Diagnose-Verfahren entwickelt. Ihre konsequente Anwendung –auch online- führte dazu, dass eine erhebliche Anzahl schwerwiegender Transformatorschäden vermieden werden konnte, weil beginnende Schädigungen rechtzeitig erkannt wurden [1, 2]. Andererseits gab und gibt es Schadensfälle, die zu erheblichen Zerstörungen an Transformatoren führten, über deren Grundursache keine völlige Klarheit herrscht und die sich zuvor oft durch die bekannten Diagnoseverfahren nicht angekündigt hatten. So die Erfahrung der Autoren aus ihrer langjährigen Arbeit bei der Untersuchung einer Vielzahl unterschiedlicher Transformatorenschäden sowohl im Werk wie auch vor Ort. Anhand von Anhaltspunkten tauchte dabei immer wieder die Vermutung auf, dass zu geringe Wicklungspressung mit den vorgefundenen Schäden, etwa Windungsschlüssen mit resultierender Zerstörung von Wicklungen, im Zusammenhang stehen kann.

Vierorts, auch in ABB Forschungseinrichtungen, wurden, basierend auf den Erkenntnissen zur möglichen Schadensursache ‚zu geringe Wicklungspressung‘ [3], in den letzten Jahrzehnten Anstrengungen unternommen, Verfahren zu entwickeln zur Bewertung der Pressung von Transformatorenwicklungen [4-6]. Es ist nicht bekannt, dass sich eines dieser Verfahren in der Praxis der Transformatorendiagnose durchgesetzt hat. Das hat sicher unterschiedliche Gründe, auf die an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden soll.

Im weiteren Vortrag wird anhand von erzielten Messergebnissen an Transformatoren und an Transformatoren- Aktivteilen ein praxisorientiertes Verfahren vorgestellt, das geeignet erscheint, Wicklungspressungen zu bewerten und speziell lockere Wicklungen zu identifizieren.

Beschreibung des Verfahrens WCE (Winding Clamping Estimation)

Eine eingebaute und gepresste Transformator-Wicklung kann vereinfacht als ein Federsystem mit einem Freiheitsgrad und zwei festen Enden angesehen werden. Für die Eigenfrequenz f_0 dieses Systems gilt die Gleichung

$$f_0 = \frac{1}{2} \pi * \sqrt{\frac{c}{m}} \quad (1)$$

wobei m - die Masse der Wicklung und c - ihre Steifigkeit ist.

Es ist plausibel, dass bei höherer Presskraft die Steifigkeit des Systems zunehmen kann und damit auch seine Eigenfrequenz. Umgekehrt kann bei geringerer Presskraft f_0 abnehmen.

Appliziert man nun entsprechend Bild 1 einen mechanischen Impuls, beispielsweise mittels Gummihammer, auf die Kesselwand (oder beim ausgebauten Aktivteil auf einen Pressbalken) regt dieser die Bestandteile des Transformators zum Schwingen an, darunter auch die Transformatorwicklungen. Durch den im Eisenkern vorhandenen Restmagnetismus wird in den Wicklungen eine Spannung $u = f(t)$ induziert, die gemessen werden kann.

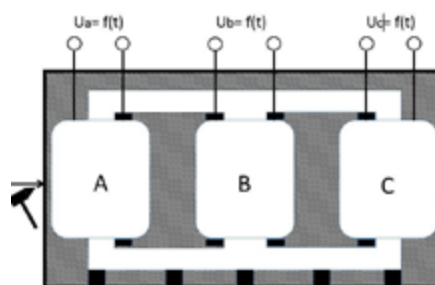
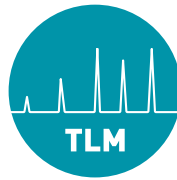


Bild 1: Prinzip- Darstellung zur Realisierung des WCE-Verfahrens an einem exemplarischen, 3phasigen Transformator.

In den Bildern 2&3 wird gezeigt wie ein realer Messaufbau aussieht am Beispiel der WCE-Messungen an einem 75MVA- Ofentrafo, mit einer OS- Nennspannung von 20kV. Auf dem Tisch ist das Oszilloskop zu erkennen mit den angeschlossenen Messkabeln von den OS-Durchführungen. Das Oszilloskop wiederum ist über ein USB- Kabel mit dem Rechner verbunden. Auf dem Tisch liegt auch ein Gummihammer, mit dem die mechanischen Impulse auf die Kesselwand appliziert werden. Bild 4 zeigt somit aufgenommene induzierte Spannungen $u=f(t)$.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)



Bilder 2&3: Messungen entsprechend WCE- Verfahren an einem 75MVA- Ofentrafo während der Eingangsprüfung im Werk



Bild 4: Beispiel von aufgenommenen OS- Spannungen $1u_u(t)$ /blau, $1u_v(t)$ /grün, $1u_w(t)$ /rot an diesem Dreiphasen- Ofentrafo.

Die somit aufgezeichneten Kurven werden anschließend, wie im Bild 5 dargestellt, vom Zeit- in

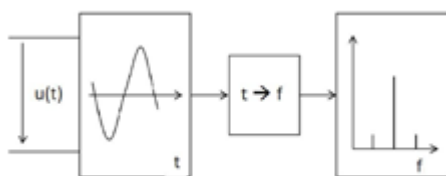


Bild 5: Nach der Messung erfolgt die Transformation der Spannungen $u=f(t)$ in den Frequenzbereich

den Frequenzbereich transformiert. Das kann mittels FFT (Fast Fourier Transformation) oder PSD (Power Spectral Density/Leistungsdichtespektrum) erfolgen. Das Resultat einer solchen Umwandlung in das PSD- Spektrum kann dem folgenden Bild 6 entnommen werden:

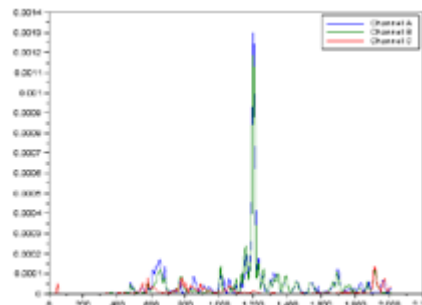


Bild 6: PSD- Spektren der induzierten Spannungen der OS- Wicklungen (Stufe 15) des beschriebenen 75MVA- Ofentrafos. Die Spektren für 1U (blau) und 1V (grün) weisen bei 1200Hz jeweils ein klares Maximum (fo) auf. Das von 1W (rot) dagegen nicht.

Diese und weitere WCE- Spektren ließen erwarten, dass die Stammwicklung W über keine Presskraft mehr verfügt. Das bestätigte sich später nach Ausbau des Aktivteils durch Messungen mittels hydraulischer Aufnehmer und durch Inaugenscheinnahme (s. Bild 7).



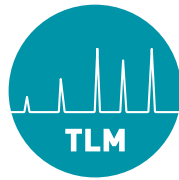
Bild 7: Die OS- Stammwicklung W (die mittlere Wicklung, außen befindet sich die US) verfügte über keinerlei Presskraft mehr. Das Wicklungsende/ ihre oberste Winding konnten sich erkennbar nach links/ im Uhrzeigersinn verschieben.

Durch die erkennbare Verschiebung von Wicklungsende und oberster Winding kam es zum Windingsschluss zwischen oberster und zweiter Winding. Der Transformator löste dadurch beim Kunden im Betrieb ohne Vorankündigung aus.

Mögliche Fragen zum WCE- Verfahren und die Antworten

- **Spielt die Stelle der Impulsapplikation auf die Kesselwand oder die Pressbalken (bei Messungen am Aktivteil) eine Rolle?**

Prinzipiell nein, wie WCE- Messungen an einer ganzen Reihe von Transformatoren und Transformatorenaktivteilen zeigen (insgesamt an mehr als 20 Objekten im Werk wie auch vor Ort). Allerdings wurden/werden Impulse mittels Gummihammer immer auf mehrere Stellen rings



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

um einen Transformator oder ein ausgebautes Aktivteil appliziert. Bild 8 zeigt die WCE- Spektren der 120kV- Wicklungen, die nach Hammerschlag auf 8 unterschiedlichen Stellen des Aktivteils eines neuen 400MVA- (400kV/120kV/33kV) Trafos vor der Ofentrocknung gemessen wurden. Das neunte Bild (rechts oben) ist der Mittelwert der übrigen acht. Die Wicklungen waren alle gepresst (Presskraft bekannt) um das Oberjoch zuvor einschichten zu können.

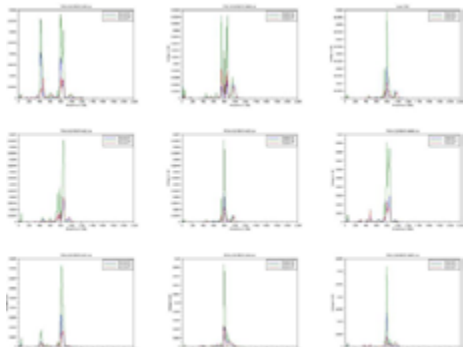


Bild 8: WCE- Spektren, gemessen an den 120kV(MS)-Wicklungen des beschriebenen 400MVA- Trafoaktivteils vor der Ofentrocknung.

Die Spektren weisen alle bei ca. 800Hz Maxima aus. Die Höhe der induzierten Spannungen hängt natürlich von der Stärke des mechanischen Impulses ab. Deshalb schwankt die Amplitudenhöhe bei f_0 um bis zu einer Größenordnung. Auf den Bildern mit kleineren f_0 -Amplituden erscheinen deshalb Störeinflüsse relativ größer (beispielsweise im Bild links oben).

- **Unterscheiden sich die f_0 unterschiedlicher Wicklungen auf dem gleichen Aktivteil?**

Das dem so sein kann zeigt das WCE- Spektrum in Bild 9 der 400kV- Wicklungen dieses 400MVA- Trafoaktivteils. Die Messbedingungen (gepresst, Aktivteil vor der Ofentrocknung) sind die gleichen wie zuvor bei der WCE- Messung an den MS- Wicklungen (Bild 8).

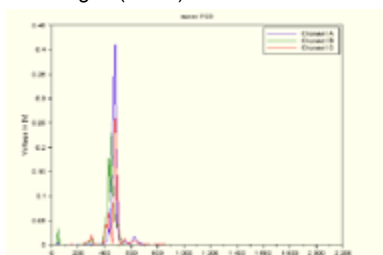


Bild 9: WCE- Spektren der 400kV- Wicklungen (St 01).

Die Maxima liegen bei den OS- Wicklungen A und C bei ca. 480Hz, bei der Wicklung B bei ca. 440Hz, was sich deutlich von den 800Hz der MS- Wicklungen unterscheidet.

- **Ändern sich mit unterschiedlicher Wicklungspresskraft die f_0 der WCE- Spektren tatsächlich?**

Die folgenden Messergebnisse, durchgeführt wiederum an den 120kV(MS)- Wicklungen des genannten 400MVA- Trafoaktivteils, diesmal jedoch nach der Ofentrocknung, jedoch noch vor dem Nachspannen, zeigen folgendes Resultat (Bild 10):

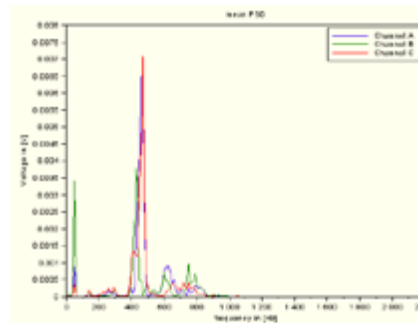


Bild 10: WCE- Spektren, gemessen an den 120kV(MS)-Wicklungen des beschriebenen 400MVA- Trafoaktivteils unmittelbar nach der Ofentrocknung, vor dem Nachspannen.

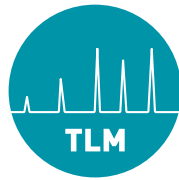
Die f_0 von zuvor ca. 800Hz sind jetzt deutlich niedriger, sie liegen im Bereich von 410...440Hz. Die zuvor bestehende Pressung wurde erheblich verringert, nachdem das in den Wicklungen vorhandene Wasser durch den Trocknungsprozess entfernt worden war.

Messungen vor Ort

Bisher wurden im Rahmen der Entwicklung des Verfahrens noch 2014 WCE- Messungen an zwei Transformatoren vor Ort durchgeführt: an einem 1phasen 75MVA- Transformator 220/25kV sowie einem 600MVA- Blocktransformator 20/400kV.

Die Messergebnisse an dem 1Phasentrafo waren nicht zufrieden stellend (hohe Störeinflüsse 50Hz bei Messungen sowohl auf der OS wie der US-Seite) bedingt, möglicher Weise, durch zu niedrigen Restmagnetismus des Kerns.

Vor den WCE- Messungen an dem 600MVA- Trafo war durch Einstieg festgestellt worden, dass es Probleme mit der Pressung gibt (Bilder 11&12). Händisch war danach das verschobene Teil der Pressung (Bild 12) gerichtet wie auch lockere Pressschrauben (nicht nur an Säule W, wie im Bild 11 zu sehen) nachgezogen worden. Die Höhe der Wicklungspresskräfte war danach nicht bekannt.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Leistungstransformatoren - neue Methode zur Bewertung der Wicklungspressung bei eingebautem Aktivteil

Transformer Life Management Tagung 2015

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)



Bilder 11&12: Lockere Pressteller an Säule W und verschobenes Teil der Wicklungspressung.

Anschließend wurden an dem noch eingerüsteten Transformator WCE- Messungen durchgeführt.

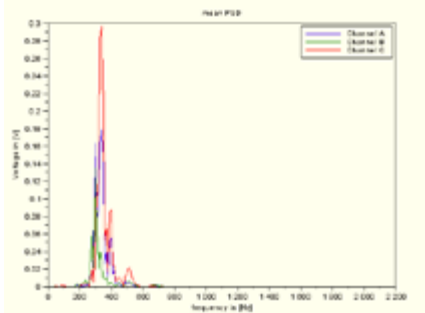


Bild 13: WCE- Spektren, gemessen an den 400kV(OS)-Wicklungen, St.01 des beschriebenen 600MVA-Transformators.

Die f_0 liegen bei 1U und 1W bei ca. 330Hz, bei 1V nur bei ca. 280Hz. Auf mehreren Einzelbildern (vor allem bei denen mit hohen Amplituden) ist erkennbar, dass auf 1V kaum eine klare f_0 zu erkennen ist. Die Pressung von 1V ist ganz offensichtlich geringer als auf den beiden anderen Phasen und sie wird nicht weit vom Status 'locker' entfernt sein. Mangels WCE- Vergleichsbildern bei bekannter, ausreichender Pressung lässt sich bezüglich Status der Pressung von 1U und 1W keine abschließende Schlussfolgerung ziehen.

Aktuelle Möglichkeiten des WCE- Verfahrens

Mit dem WCE- Messverfahren ist es möglich, speziell bei 3phasen- Transformatoren lockere Wicklungen von gepressten zu unterscheiden, für alle Spannungssysteme (OS, US, gegebenfalls MS). Das vor Ort, bei voll aufgerüsteten Transformatoren. Bei Vorhandensein von WCE- Spektren bei bekannter Wicklungspressung lässt sich durch Vergleich abschätzen, ob und gegebenenfalls um wieviel die Wicklungspressung nachgegeben hat.

Das Verfahren wurde als Patent angemeldet.

Literaturverzeichnis

[1] ABB, Service Handbook for Transformers, 2. Auflage, 2007

[2] S. Kornhuber, P. Werle, O. Kouzmine, Öldiagnose an praktischen Beispielen- Wie?/Was?/Warum?, Tagungsband TLM 2013, Hannover, S. 65-71

[3] Wang M., Vandermaar A.J., Srivastava K.D., Review of condition assessment of power transformers in service, Electrical Insulation Magazine, IEEE Nov.-Dec. 2002 18(6)

[4] T. Wass, O. Kouzmine, T. Bengtsson, Winding clamping force assessment by vibration analysis: Results current pulse excitation method, (unveröffentlichter ABB Technical Report SECRC/PT/TR-2008/004)

[5] Patent der Russischen Föderation RU 2117955 C1, Russisches föderales Nuklearzentrum- Russisches wissenschaftliches Forschungsinstitut für technische Physik, Veröffentlicht am 20.08.1998 (russ.)

[6] Shao Yuying, Guan Hong, Zhang Yu, Jin Zhijiang, Rao Zhushi, A Vibration Method for Identifying the Looseness of Windings for Large Power Transformers, 4th Conference ICSPS, Singapore, 2012

Zusammenfassung

Die verbleibende Wicklungspressung ist eine wichtige Kenngröße bei der Bewertung des Zustands und eines möglichen Ausfallrisikos von Leistungstransformatoren. Diese konnte jedoch bislang ohne direkte Messungen am Aktivteil messtechnisch nicht untersucht werden. In diesem Beitrag wird ein neues Verfahren zur Bewertung der verbleibenden Wicklungspressung vorgestellt und anhand realer Messwerte erläutert, das vor Ort ohne Zugang zum Aktivteil realisierbar ist.

Autorenanschrift

ABB AG, GB Transformatoren

Dr. Klaus Scheil
Leiter Befundteam

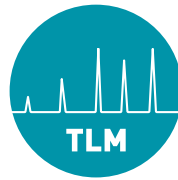
Sebastian Schreiter
Ingenieur für Diagnose

Trafoweg 4, D- 06112 Halle

Tel.: +49 345 5686 275

Fax: +49 345 5686 104

E-Mail: klaus.scheil@de.abb.com



Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Prof. Dr.-Ing. Stefan Kornhuber FH Zittau



Stefan Kornhuber studierte Elektrische Energietechnik an der Technischen Universität Graz. Er erhielt sein Diplom in 2005 und promovierte 2007.

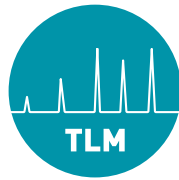
Bis 2006 arbeitete er an der Versuchsanstalt für Hochspannungstechnik Graz GmbH an der Technischen Universität Graz im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Berechnung und Untersuchung transienter Vorgänge in der Energietechnik und dem Upgrading von Freileitungen.

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

Ab Februar 2013 war er für ABB AG im Transformatorwerk in Halle tätig und leitet den Bereich Zustandsbeurteilung von Transformatoren und ab März 2014 die Prüffelder im Bereich Engineering Solutions.

Im Oktober 2014 folgte er den Ruf an die Hochschule Zittau / Görlitz - Professur für Hochspannungstechnik / Theoretische Elektrotechnik. Er ist Mitglied von verschiedenen Arbeitsgruppen bei der CIGRE, IEC und dem DKE.





Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Silikonelastomere bei Transformatordurchführungen – eine äußere „Grenzflächenbetrachtung“

Stefan Kornhuber, Jens Seifert

Kurzfassung

Transformatordurchführungen müssen entsprechend der vorherrschenden Umgebungsbedingungen ihre Funktion aufrechterhalten können. Hierfür stehen seit längerer Zeit neben Porzellandurchführungen auch Durchführungen auf Verbundbasis (Glasfaserverstärkter Aufbau mit Außenmantel aus LSR oder HTV-Silikon) zur Verfügung. Silikonelastomere besitzen aufgrund ihres chemisch-physikalischen Aufbaus eine hydro-phobe Eigenschaft, welche ebenso transferiert (Hydrophobietransfer) werden kann, sodass die Eigenschaft der Hydrophobie auf einer Schmutzschicht (welche sich auf dem Silikon gebildet hat) wirkt. Dadurch wird eine feuchte (und somit leitende) Fremdschicht vermieden, welche in Folge zu Kriechströmen und Vorentladungen und einer weiteren möglichen Beschädigung der Oberfläche führen würde (bis zu einem Kriechüberschlag). Porzellandurchführungen besitzen nicht diese hydrophobe Eigenschaft können aber den einwirkenden Energien der Vorlichtbögen widerstehen. Aufgrund sich ändernden äußeren Bedingungen kann es allerdings notwendig sein, die hydrophobe Eigenschaft des Silikons auf Porzellandurchführungen zu transferieren, was durch eine Beschichtung mit RTV-Silikon möglich ist.

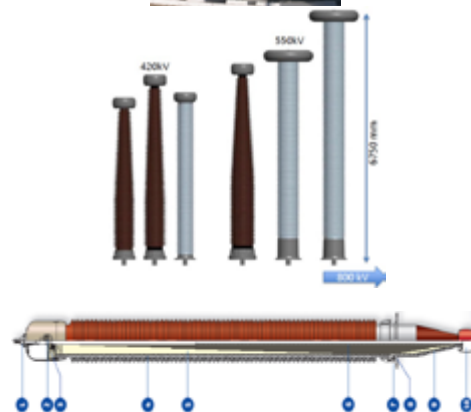
In diesem Beitrag werden ausgehend von den grundsätzlichen Unterschieden der (Grenzflächen-)Eigenschaften der Werkstoffe aktuelle Forschungsergebnisse und deren Anwendung diskutiert. Die sich daraus ableitenden praktischen Anwendungsbereiche werden in konkreten Beispielen dargestellt.

Einleitung

Hochspannungsdurchführungen stellen eine wesentliche Komponente von Leistungstransformatoren dar, da das Versagen dieser einen wesentlichen Einfluss auf die Betriebsfähigkeit und den Schadensverlauf haben kann. In Bezug auf die geeignete und langlebige Spannungssteuerung kommen verschiedene Konzepte zur Anwendung, welche entsprechend den technologischen Fortschritt verbessert wurden. Ebenso erfuhr die äußere und tragende Hülle die Einführung von polymeren Verbundwerkstoffen neben dem Einsatz der bekannten Porzellanwerkstoffe.

In Bild 1 ist der prinzipielle Aufbau einer Porzellandurchführung und einer Durchführung mit

Verbundholisolator dargestellt. Unabhängig von der Wahl des Gehäusewerkstoffes muss die gesamte Durchführung entsprechend der Gesamtbeanspruchung aufeinander abgestimmt entwickelt und ausgelegt werden.



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

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

Der Aufbau von Silikonverbundholisolatoren ist in Bild 2 dargestellt.

Flansch GFK-Rohr LSR-Schirmhülle



Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

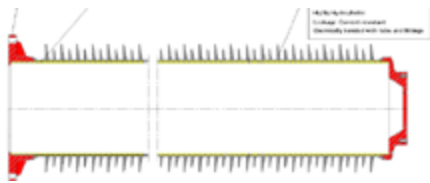


Bild 2: LSR-Silikonverbundhohlisolator

Durch Einflüsse aus der Umgebung wie Ablagerungen durch Staub und Feuchtigkeit können sich durchgängige leitfähige Schichten auf der Oberfläche der Durchführung bilden, welche bei anliegender Spannung entsprechende Kriechströme zur Folge haben und bei entsprechenden Bedingungen und Beanspruchungen zum Überschlag führen [2]. Diese Kriechströme (u.a. Wärme) und entsprechende Teilentladungen an der Isolieroberfläche widerstehen Porzellanwerkstoffe aufgrund ihrer hohen thermischen und chemischen Stabilität, wobei hingegen polymere Verbundwerkstoffe geschädigt werden können, welches bei einer entsprechenden Dauer zum Versagen der Isolierung führen kann.

Beim Einsatz von Silikonwerkstoffen als polymerer Hüllwerkstoff bildet sich aufgrund der Hydrophobie kein geschlossener Feuchtigkeitsfilm aus, sodass sich keine durchgängige Filmbahn bilden kann. Die Eigenschaft der Hydrophobie kann auch auf die anhaftende Fremdschicht transferiert werden, sodass sich in Verbindung mit Feuchtigkeit keine durchgängige leitfähige Beläge und somit keine Kriechströme ergeben können. Die Eigenschaft der Hydrophobie ist allerdings nicht statisch, sondern unterliegt Einflüssen, welche eine reduzierende Wirkung haben können.

In diesem Beitrag soll ein Überblick über die Eigenschaften der äußeren Grenzfläche von polymeren Verbundwerkstoffen (im speziellen Silikon), ausgewählte Prüfverfahren und aktuelle Arbeiten im Rahmen von CIGRE Arbeitsgruppen zur Bestimmung der Eigenschaften und deren Anwendung dargestellt werden.

Grundlagen und Eigenschaften von äußeren Grenzflächen bei polymeren Isolierstoffen

Polymere Silikonverbindungen bestehen aus Silizium - Sauerstoffketten, welche zum Beispiel aus Methylsilanolen durch Polykondensation hergestellt werden. Aufgrund der Vernetzungsstruktur entsteht ein Werkstoff welcher außerordentlich elastisch, formtreu und dehnbar ist. Zusätzlich werden dem Grundpolymere verschiedene (funktionale) Füllstoffe zur Einstellung der gewünschten Eigenschaften beigegeben. Im Bereich der Hochspannungstechnik sind Silikonharze,

Silikonelastomere, Silikongele, Silikonpasten und Silikonflüssigkeiten von Bedeutung. [7]

Das Verhalten der äußeren Grenzflächen wird sowohl von äußeren (zB. Oxidation, Mikroentladungen, ...) als auch inneren Vorgängen (z.B. chemische Vorgänge) und deren verbundenen Eigenschaftsänderungen der Volumen- und Oberflächeneigenschaften bestimmt. Durch innere Vorgänge können die Volumeneigenschaften (zB.: dielektrisches Verhalten, mechanische Eigenschaften) aber auch Oberflächeneigenschaften beispielsweise durch oberflächennahe Wärmedurchschläge, Änderung der Molekülstruktur und/oder eindringende Feuchtigkeit verändert werden. Zusätzlich kann es aufgrund von elektrischen Entladungen zu thermischen Überlastungen kommen und chemische Zersetzungsprodukte bilden, welche anschließend die Oberfläche schädigen und zu flächenhaften oder grabenden Erosionen führen. Polymere Isolierstoffe zeigen im Neuzustand in der Regel eine hydrophobe (wasserabweisende Eigenschaft), welche mit zunehmender Betriebsdauer und bei elektrischer Belastung abnimmt und verloren gehen kann. Auch bei einem Tropfenbelag bei einer wasserabweisenden Schicht kann unter Einfluss hoher elektrischer Feldstärke es zu elektrischen Entladungen zwischen den Wassertropfen kommen (Tropfenkorona, Mikroentladungen), welche über eine längere Beanspruchung zu einer Schädigung (vgl. Bild 3) und zu einem Verlust der Hydrophobie führen kann.

Bei bestimmten polymeren Werkstoffen wie zum Beispiel Silikonelastomeren kann die hydrophobe Eigenschaft auch auf Fremdschichten aufgrund von leicht beweglichen niedermolekularen Anteilen (LMW – low molecular weight) transferiert werden. Die Vorgänge auf äußeren Grenzflächen von Kunststoffisolatoren ist nach (vgl. Bild 4) zusammenfassend für Freiluftisolatoren dargestellt. [3]



Bild 3: Schirmerosion an einem 420 kV Stromwandler nach kurzer Betriebszeit [5]

Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

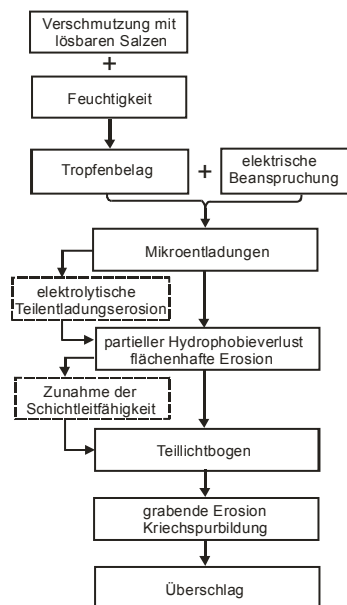


Bild 4: Vorgänge auf äußeren Grenzflächen von Kunststoffisolatoren bei Freiluftanwendungen [3]

Prüfverfahren

Zur Bewertung der Verwendbarkeit und Anwendbarkeit von Werkstoffen und der Konstruktion stehen unterschiedliche Prüf- und Bewertungsverfahren zur Verfügung. Seitens der normativen Seite sind die Verfahren dargestellt und im Folgenden ausgewählt dargestellt:

- IEC 60587: Prüfverfahren zur Bestimmung der Beständigkeit gegen Kriechwegbildung und Erosion von Elektroisierstoffen, die unter erschwerten Bedingungen eingesetzt werden
- IEC 61621: Trockene feste Isolerstoffe – Prüfung der Lichtbogenbeständigkeit bei hoher Spannung und niedrigem Strom
- IEC 61302: Prüfverfahren zur Beurteilung des Widerstandes gegen Kriechwegbildung und Erosion – Zyklische Prüfung

Neben den normativen Verfahren werden verschiedene Fragestellungen in Bezug auf die Werkstoffprüfung in CIGRE Arbeitsgruppen (vgl. WG D1.14 – TB 478, WG D1.27 – TB 611 und WG D1.58) bearbeitet.

Hochspannungskriechstromtest nach IEC 60587

Für den Hochspannungskriechstromtest nach IEC 60587 wird im Folgenden das Schiefe Ebene Prüfverfahren dargestellt. In Bild 5 ist der Aufbau dargestellt.

- 1 HS-Anschluss
- 2 HS-Elektrode
- 3 Fließpapier
- 4 EP-Harz-Träger
- 5 Prüfkörper
- 6 Flüssigkeitsspur
- 7 Erdelektrode
- 8 Erdzuführung
- 9 Vorlichtbogen

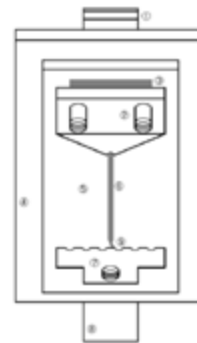


Bild 5: Schiefe-Ebene-Prüfanordnung nach IEC 60587 [6]

Zwischen den Elektroden wird eine entsprechende Prüfwechselspannung angelegt und zusätzlich wird eine elektrolytische Fremdschicht auf den Prüfkörper aufgebracht. Durch diese kombinierte Prüfbeanspruchung kommt es zur Beanspruchung durch Teilentladungen und thermische Zersetzung. Die Bewertung der Werkstoffproben nach durchgeführter Beanspruchung (6h) erfolgt über verschiedene Kriterien wie Ableitstrom und Erosionstiefe (zB. auch Lochfraß).

Hochspannungslichtbogentest nach IEC 61621

Beim Hochspannungslichtbogentest wird die Oberfläche durch Lichtbögen mit niedrigen Strömen mit einem Aufbau nach Bild 6 entsprechend der definierten Parameter vorwiegend thermisch belastet.

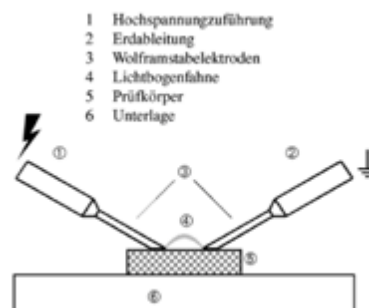


Bild 6: Elektrodenanordnung für das Hochspannungslichtbogen-Prüfverfahren nach IEC 61621 [6]

Dynamisches Tropfenprüfverfahren

Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Mit dem dynamische Tropfenprüfverfahren kann eine beschleunigte Bewertung der Beständigkeit der Hydrophobie durchgeführt werden. In Bild 7 ist der Aufbau des Prüfverfahrens dargestellt.



Bild 7: Abbildung der Anordnung des dynamischen Tropfenprüfverfahrens [4]

Tabelle 1 Prüfparameter des dynamischen Tropfenprüfverfahrens [4]

Parameter	Wert
Elektrodenabstand	50 mm
Leitfähigkeit des Elektrolyten k	(1,5 ± 0,1) mS/cm bei 20°C
Schrägstellung	60° ± 3°
Durchflussrate	(1,0 ± 0,15) ml/min
Abschaltkriterium	Ableitstrom $I_t > 2$ mA für eine Dauer von 1 s
Tropfenfrequenz	(12 ± 0,2) Tropfen / min bei 0 kV
Prüfspannung	(4 – 6) kV ac (rms), (5-6) kV dc, obere Elektrode geerdet
Anzahl der Prüflinge	12

Bei dieser Anordnung wird eine Prüfspannung zwischen den Elektroden angelegt und gleichzeitig die Probe mit einer Prüflüssigkeit mit einer bestimmten Durchflussrate belastet. Diese kombinierte Belastung führen zu Mikroentladungen, welche über die Belastungszeit zu einer Reduktion und/oder Verlust der Hydrophobie führen. Dieser Verlust der Hydrophobie wird im Rahmen des Ableitstromes ermittelt und die Zeit bis zum Verlust der Hydrophobie als Bewertungskriterium herangezogen. Das Prüfverfahren wird in der aktuellen CIGRE WG D1.58 in einem Round Robin Test in Bezug auf die internationale Wiederholbarkeit überprüft. In Bild 8 ist auszugsweise ein Ergebnis über die Beständigkeit von verschiedenen Werkstoffen beim dynamischen Tropfentest dargestellt. Bei diesen Untersuchungen konnten entsprechende Unterschiede im Bereich der Beständigkeit der Hydrophobie vor allem zwischen Silikonelastomere (HTV, LSR, RTV-2) und hydrophoben Epoxidharz gefunden werden.

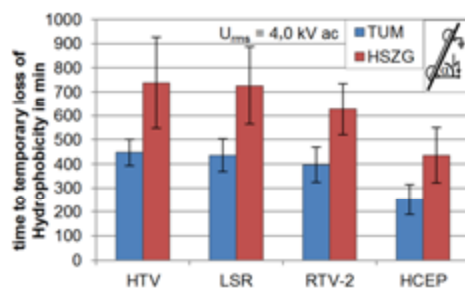


Bild 8: Verlust der Hydrophobie bei Konstantsspannungsbelastung an zwei Forschungsstellen (TUM und HSZG) [4]

Prüfung des Hydrophobietransfers

Die Übertragung der Hydrophobie auf eine mögliche Fremdschicht stellt eine wesentliche Eigenschaft von Werkstoffen dar. Im Rahmen des Hydrophobietransfertests wird eine reproduzierbare Fremdschicht aufgebracht und der Transfer auf diese Fremdschicht mittels Randwinkelmessungen (statische und dynamische Randwinkel) bewertet. Der Aufbau ist in Bild 9 dargestellt.

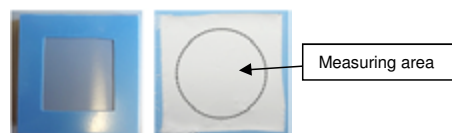


Bild 9: Testobjekt mit Maske (links) und mit aufgetragener Fremdschicht (rechts) [4]

Bei den Ergebnissen (Bild 10) kann der zeitliche Einfluss des Hydrophobietransfers erkannt werden, wobei über den dynamischen Rückzugwinkel eine Einstufung zwischen HTV, RTV-2 und LSR durchgeführt werden konnte.

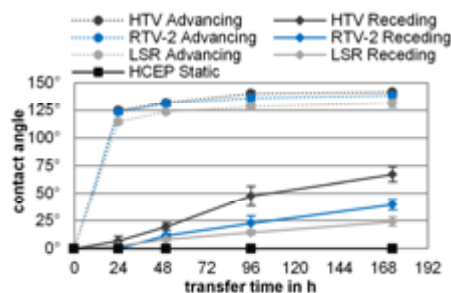
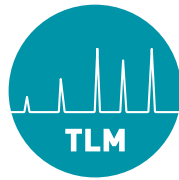


Bild 10: Dynamischer Kontaktwinkel in Abhängigkeit der Transferzeit bei verschiedenen Materialien (Messung an TUM) [4]

Prüfung von Komponenten



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Anwendung von Silikonelastomeren bei Durchführungen

Transformer Life Management Tagung 2015 mit angeschlossener Fachausstellung

(21. September bis 22. September im Radisson Blu Hotel, Oberaltenburg 4, 06217 Merseburg)

Neben den Werkstoffprüfungen stehen verschiedene Prüfverfahren für konkrete Betriebsmittel (bzw. Teile der Betriebsmittel) wie die 1000h-Salznebelprüfung oder die Ermittlung des Fremdschichtüberschlages neben den typischen Abnahmeprüfverfahren zur Verfügung.

Zusammenfassung

Durchführungen stellen eine wesentliche Komponente von Transformatoren dar. Neben dem inneren Aufbau, welche hinsichtlich thermischer und elektrischer Beanspruchungen optimiert werden, muss auch der Hüllstoff geeignete Eigenschaften besitzen und auch unter Berücksichtigung und Abstimmung auf die Aktiviteilauslegung angepasst werden. Neben Porzellan stehen auch Verbundholisolatoren mit polymeren Isolierstoffe als Hüllmaterial zur Verfügung. Durch den Einsatz von Silikonelastomeren (als polymerer Werkstoff) können hydrophobe Eigenschaften erreicht werden, welche auch auf Schmutzschichten übertragbar sind. Dadurch kann eine Durchfeuchtung und somit Entstehung von leitfähigen Fremdschichten verhindert werden, welche sich wiederum in einer geringeren Beanspruchung durch Kriechströmen darstellt. Neben den Prüfverfahren zur Bewertung der Kriechstromfestigkeit und der Bauteilprüfung stehen zur Zeit keine normativen Prüfverfahren zur Bewertung des Hydrophobietransfers und beständigkeit zur Verfügung, wobei diese gegenständliche Untersuchungen im Rahmen von CIGRE Arbeitsgruppen sind. Aus der Praxis kann gezeigt werden, dass die Verwendung von Silikonelastomeren bei Hochspannungs-isolationssystemen eine gute Langzeitbeständigkeit aufweisen.

Literaturhinweise

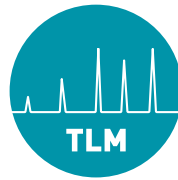
- [1] J. Kindersberger, R. Bärsch; Grenzfläche Feststoff-Gas – Beanspruchungen, Wechselwirkungen, Design, Prüfverfahren, Lebensdauer. *ETG - Fachbericht*, 99.
- [2] F. Obenaus: Fremdschichtüberschlag und Kriechweglänge, Dtsch. Elektrotechnik (1958) Heft 4
- [3] J. Kindersberger: Silikonelastomere für Kabelgarnituren, Isolatoren und Überspannungsableiter – Profil einer Werkstofffamilie. *ETG-Fachbericht 93 „Silikonelastomere“*, VDE-Verlag GmbH Berlin Offenbach, 2003
- [4] C. Bär, R. Bärsch, A. Hergert, J. Kindersberger; Evaluation of dynamic hydrophobicity properties with the dynamic drop test under AC and DC stress and the hydrophobicity transfer test; 19th International Symposium on High Voltage Engineering, 2015

- [5] K. O. Papailiou, F. Schmuck; *Silicone Composite Insulators – Materials, Design, Applications*, Springer Verlag 2013, ISBN 978-3-642-15319-8
- [6] R. Cervinka, S. Kühnel, R. Bärsch, J. Seifert, J. Lambrecht; Zur Bewertung der Erosions- und Kriechstromfestigkeit von polymeren Isolierfeststoffen unter AC- und DC-Beanspruchungen; *ETG – Grenzflächentagung, Dresden* (2013)
- [7] A. Küchler; *Hochspannungstechnik*; Springer Verlag 2009, ISBN 978-3-540-78413-5

Autorenanschrift

Hochschule Zittau/Görlitz
Prof. Dr.techn. Stefan Kornhuber
Hochwaldstr. 2a, 02763 Zittau
Tel.: +49 3583 1365
FAX: +49 3583 1330
E-mail: s.kornhuber@hszg.de

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



Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

Prof. Dr.-Ing. Maik Koch FH Magdeburg



Professor Dr.-Ing. Maik Koch ist seit Dezember 2014 an der Hochschule Magdeburg-Stendal tätig. Er betreut die Gebiete Regenerative Erzeugung, elektrische Netze und Hochspannungstechnik.

Maik Koch kommt ursprünglich aus dem Raum Cottbus und ist ausgebildeter Elektriker. Er studierte an der FH Lausitz und der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus und wurde 2008 an der Universität Stuttgart promoviert. Seine Doktorarbeit behandelte die Zustandsbestimmung von Transformatoren.

Bis 2013 war Maik Koch Leiter des Produktmanagements beim führenden Prüfgeräte-Hersteller Omicron Electronics in Österreich und leitete anschließend das Isolierstofflabor der schweizerischen Fachkommission für Hochspannungsfragen. Er ist außerdem Mitglied im Fachverband VDE und engagiert sich in den internationalen Experten-Plattformen Cigré, IEC und IEEE.





Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

Transformer Life Management Tagung 2015

DIAGNOSTIK DES ISOLIERSYSTEMS VON TRANSFORMATOREN – ERFAHRUNGEN AUS SCHWEIZER PERSPEKTIVE

DIAGNOSIS OF THE INSULATION SYSTEM OF POWER TRANSFORMERS – SWISS EXPERIENCES

Maik Koch^{1*} and Thomas Heizmann²

¹ Magdeburg University of Applied Sciences, Germany

² FKH Expert Commission for HV Testing and Engineering, Zurich, Switzerland

*Email: maik.koch@hs-magdeburg.de

1 Introduction

Insulation oil analysis is a simple and at the same time very effective method to evaluate the condition of liquid-filled HV equipment. For example, about 1 million oil samples are analysed worldwide only for dissolved gas analysis (DGA), [1]. The number of dielectric-chemical tests (including breakdown voltage, water content, neutralization number etc.) can be estimated to be even larger.

Though measurement procedures and standards are in place since many decades, the authors of this article would like to present their positive and negative experiences. These experiences on insulation oil analysis were collected over decades and comprise the analysis of several 10'000 oil samples. The authors also would like to evaluate the value of individual parameters measured during oil analyses, which includes measurement principle and diagnostic usefulness, as well as limits given by standards.

2 Calculation of 90 % Values for DGA Analysis

For gases dissolved in insulation oil, no absolute concentration limits are given by standards but the use of 90 % values is proposed. For example, IEC 60599 recommends users to calculate gas ratios and proposes fault diagnoses only when gas concentrations in service are above 90 % of typical values. Reasons for this recommendation are that for lower concentrations faults are less likely to occur and measurement accuracy is higher for higher concentrations, [2].

This standard also recommends each utility to calculate its own typical values, since these are dependent on the specific equipment and operating conditions.

The DGA database of the FKH consists of measurements on transformers from Swiss grid operators, mainly of the German-speaking part of Switzerland, collected between 2004 and 2015. The transformers service times range from virgin

transformers to 60 years old transformers. For calculating the 90 % values the database was at first cleaned from inconsistent measurements or transformers with communicating OLTC. Then three groups were formed: (1) transformers, (2) instrument transformers, (3) bushings and cable terminations. The data were grouped in a histogram and the 90 % values calculated for each gas and each equipment group. Figure 1 exemplarily shows the histogram for hydrogen, where the data below 90 % are coloured in red, while the data exceeding 90 % are blue.

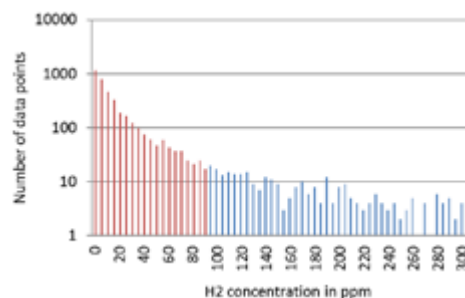
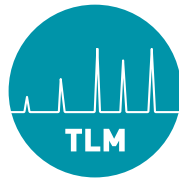


Figure 1: Histogram data for the concentration of hydrogen. The 90 % data are red, while the data exceeding 90 % are blue.

Figure 2 compares the typical gas concentrations in Swiss power transformers (blue) with the 90 % ranges as given for transformers without commuting OLTC in IEC 60599 Ed. 3 [3]. This new version of the standard will be published End of 2015. For most gases the Swiss values lie in the lower area of the worldwide collected IEC values. This is particularly apparent for methane CH₄ and ethane C₂H₆, gases indicating thermal stress. One could derive that the thermal stress in Swiss transformers is below the worldwide average. The somewhat higher concentration of acetylene C₂H₂, pointing on high energy discharges, comes from a number of transformers with communicating OLTC which were not removed before data analysis. For the somewhat higher value of carbon monoxide CO (680 ppm FKH value vs. 600 ppm Cigré survey) the authors would like to



Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

point on the earlier edition of IEC 60599 (1999), where carbon monoxide ranged from 540 to 900 ppm; therefore in-line with the here found values.

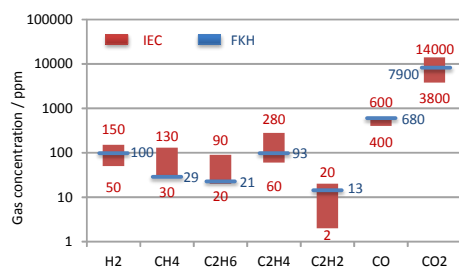


Figure 2: 90 % typical gas concentration values observed in Swiss power transformers (blue) in comparison with the 90 % ranges as given in IEC 60599 Ed. 3 [3].

Figure 3 compares the typical gas concentrations in instrument transformers in Switzerland (blue) with the 90 % concentrations from the new version of IEC 60599, which will be published end of 2015. For most gases the concentration is lower than in the worldwide fleet. This is particularly eminent for ethylene C_2H_4 and acetylene C_2H_2 , gases pointing on hot spots and high-energy discharges. These gases occur very rarely in the FKH database. The somewhat higher values of ethane C_2H_6 originate from a number of instrument transformers from a Swiss manufacturer showing this peculiarity. Though the gassing tendency is somewhat irregular, no failure was found related to this gas signature.

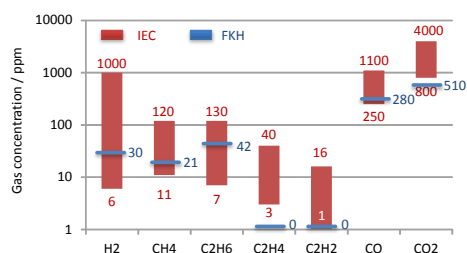


Figure 3: 90 % typical gas concentration values observed in Swiss instrument transformers (blue) in comparison with the 90 % ranges as given in IEC 60599 Ed. 3 [3].

The 90 % values as given in Figure 2 and Figure 3 are one criterion for discrimination between healthy and possibly faulty equipment. Additional conditions are:

- trends in comparison to the last analysis,
- the age and operating mode of the equipment,
- historical maintenance actions,
- design-specific and
- manufacturer-specific criteria.

3 Most Frequent Faults in Power Transformers

This section discusses the most frequent faults found in power transformers in Switzerland as well as typical maintenance actions. Faults are identified by a transgression of limits of relevant standards (e.g. IEC 60422:2013) or a suspected fault based on a diagnostic measurement.

3.1 General Ageing of Oil and Paper

The most frequent reason for an indication is general ageing of oil and paper. This is found by the analysis of dielectric-chemical parameters after IEC 60422, [4]. Of all analysis made by the FKH oil laboratory, 16.1 % do not meet the limits of IEC 60422. The dielectric-chemical indication is often accompanied with high concentrations of carbon mon- and dioxide (CO , CO_2 , pointing on oxidation) and furans (pointing on paper degradation, also by hot spots).

Maintenance actions after this diagnosis are oil treatment with fuller's earth or, in particular for small transformers, the replacement of the transformer. Oil exchanges are usually not carried out, unless the original was of poor quality.

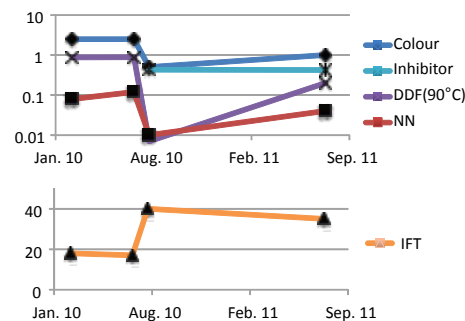


Figure 4: Oil condition before and after oil treatment with fuller's earth

Figure 4 exemplarily shows the development of various dielectric-chemical oil parameters of a 132 kV, 21.8 MVA generator step-up transformer, which was built in 1995. After treatment with fuller's earth the improvement of the oil condition becomes graphically visible. After the authors experiences, the life time of transformers can be prolonged by 15-20 years with such treatment.

Before the oil is processed with fuller's earth, in many cases the prospective effectiveness of this maintenance action is verified by a laboratory experiment. For this an oil sample is treated with fuller's earth and thereafter aged in an accelerated ageing test after IEC 60125, method A. The oil sample in Figure 5 obviously passed this test.

Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

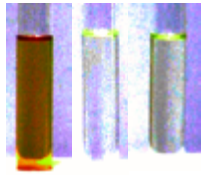


Figure 5: Oil appearance and colour before and after treatment with fuller's earth and after an accelerated ageing test (I.t.r.)

3.2 Thermal Fault – Hot Spot

Statistically the second reason for possible problems are thermal faults or hot spots. This fault is identified by dissolved gas analysis and the dominating gas ethylene, which is usually generated at temperatures of 300-700°C. Statistically 8.9 % of all DGA samples show the signature of this fault.

After our experiences the most frequent reasons for a thermal fault are defective contacts between bolted connections, gliding contacts, contacts in the selector switch of the OLTC and other connection problems.

Figure 6 illustrates a thermal fault, found in a large single-phase generator step-up transformer (181 MVA, 16/220 kV, 1984). The concentration of ethylene (C_2H_4) rose to 170 ppm, while 93 ppm is the 90 % value. Even more peculiar is the CO_2 -concentration with 103000 ppm, pointing on a problem in paper. Also the furan concentration supported the assumption of having paper involved.

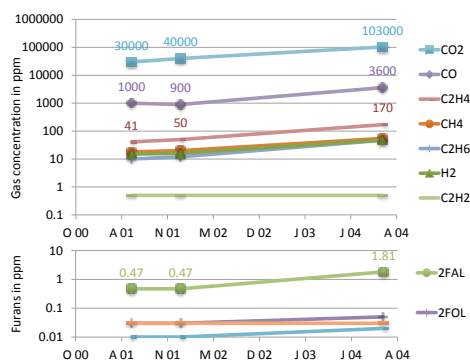


Figure 6: Gas and furan concentration in a generator step-up transformer with the signature of a thermal fault

The transformer was then inspected and burnt insulation paper found at the connection of the LV winding to the LV bushing, Figure 7. Obviously this paper-wrapped copper was not sufficiently cooled or simply under-sized.



Figure 7: Connection of LV winding to LV bushing at a 181 MVA generator step-up transformer with obvious signs of pyrolysis

Follow-up actions after the indication of a thermal fault are:

- Repeated oil sampling and gas analysis
- Frequent switching of the OLTC or selector switch to remove possible coatings
- Localisation with electrical measurements like dynamic winding resistance, impedance, frequency-dependent impedance (FRSL) and sometimes FRA. However, often these electrical measurements do not give a dependable diagnosis.

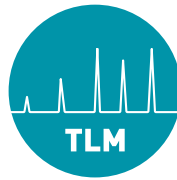
3.3 Partial Discharges

Statistically the third reason for an indication are partial discharges. This is identified by dissolved gas analysis and the concentration of hydrogen and its relationship to methane and acetylene. Statistically 6.1 % of all DGA samples point on partial discharges.

Figure 9 illustrates the sudden nature of a PD fault: this transformer (220/150 kV, 140 MVA) was manufactured in 1960 and had so far no abnormalities. Then a simple gas monitor gave alarm and was confirmed by laboratory DGA. Fortunately the gas levels did not increase. Due to the operators experiences with other transformers of this type the connection to the HV bushing was known to be the reason. The risk was evaluated to be low and the transformer was left in service.



Figure 8: 220/150 kV, 140 MVA single phase transformer



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

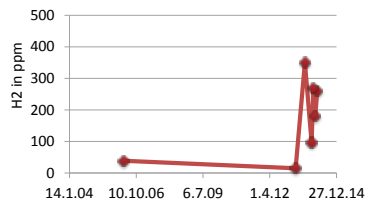


Figure 9: Sudden increase of hydrogen in oil due to partial discharges at a bushing connection

These sudden faults can be much more harmful. A generator step-up transformer (400/220/10 kV, 200 MVA, 1993) was sampled every 4-5 years. Then the Buchholz relay tripped, having 680000 ppm hydrogen and 19000 ppm acetylene, a sign of high-energy discharges. The failure was that severe, that even an electrical PD test could not be carried out because of an internal short-circuit. Figure 10 shows the gas concentration over a period of 10 years including the oil sample which was taken after the trip of the Buchholz relay.

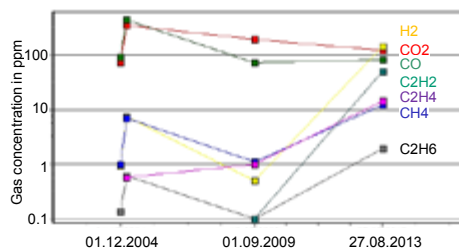


Figure 10: Gas-in-oil development of a transformer which failed due to an internal arc

After identification of a PD fault usually an electrical PD measurement is carried out with the aim to localize the defect (electrical and acoustic measurement). Figure 11 shows the typical locations of power transformers based on experiences gathered by measurements on 259 units [5].

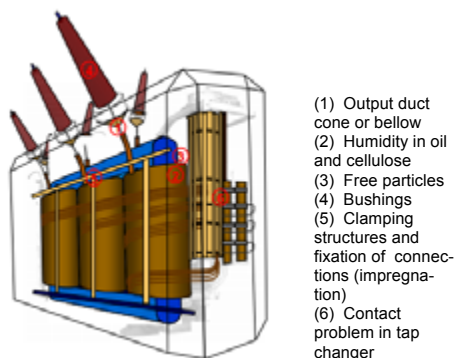


Figure 11: Typical locations of PD in power transformers

Depending on the risk, the active part will be repaired or the transformer is left in service. In such case usually on-line monitoring is applied.

3.4 Experiences with On-Line Monitoring of Transformers

On-line monitoring is applied to minimize the risk related to faulty transformers and for condition monitoring of very important transformers in power plants and substations.

Dissolved gas analysis with gas-selective on-line monitors is the most frequently applied type of transformer monitoring in Switzerland. Particularly the trend development is very helpful for early identification of possible faults. However the built-in gas interpretation schemes are usually not observed. As the monitors reliability may be limited due to service intervals, even defects and sometimes ill-conceived technology, all alarms of gas monitors are confirmed with laboratory DGA.

Bushing monitoring is installed in much fewer transformers. This might be due to the low accuracy of these systems and the limited price-for-value.

Partial discharge monitoring is applied only on a few units and still requires expert knowledge for corona separation and PD analysis.

3.5 Value of Furan Analysis

Furan analysis for estimating paper ageing is regularly applied to most generator step-up units and important substation transformers. Furan analysis is additionally applied after identification of a thermal fault to find out, if the fault is in paper or blank metal.

The authors consider the estimation of the degree of polymerisation based on furan concentration as questionable at least for non-breathing transformers. Figure 12 shows the decrease of the DP of paper (index P) and of board (index B) during an extended ageing experiment, which compares different insulation oils, [6]. The full lines give the direct measurement on material samples, while the dotted lines show the estimation based on furan content in oil. The lines of all different oils are here omitted, since the DP was similar for all samples though aged in different oils.

The presence of oxygen from air results in somewhat faster ageing. The DP of the press-board samples exceeds that of the paper samples, though the temperatures were identical. Yet the most surprising finding is the similarity of all DP values independent from type of oil. On the other hand, the furan concentrations suggested big differences. Conclusively the furan concentration in oil seems to depend predominantly on the thermal stress and decomposition of the oil, but not on that of the paper. It is also remarkable that the agreement between furan-based DP estimation and real DP measurements is sufficient for

Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

the ageing under presence of air. In contrast to this, the ageing under absence of air leads to a big difference between the DP estimation and the real DP measurement. In the practical case of sealed power transformers this may lead to a significant under-estimation of the ageing condition of the paper, if the user relies on the often applied relationships between furan content in oil and DP of paper.

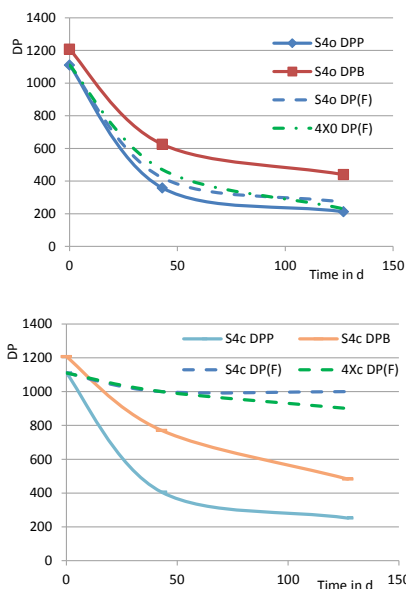


Figure 12: Degree of polymerization of paper (P) and transformer board (B) during ageing under the presence (above) and the absence of air (below). The full line gives the measurements on material samples, while the dotted line is the estimation based on furan content.

3.6 Most Frequent Faults in Instrument Transformers

For instrument transformers, the most frequent fault is increased water content in oil. One possible reason are broken gaskets. In such cases sampling is repeated and then the unit replaced.

4 Statistical Summary and Conclusions

Figure 13 displays the statistical evaluation of oil samples which do not meet the requirements of IEC 60422.

With 11.5 % of all oil samples the interfacial tension is the most frequent reason to fail the criteria of the standard. This is followed by water content in oil, where the value corrected to 20°C is used for evaluation. However, this parameter may be somewhat exaggerated as it is often influenced by poor sampling. The next parameter

is then the neutralization number (total acidity), where 3.4 % of all oil samples fail. Only 1.5 % of the oil samples fail to meet the limits for dielectric dissipation factor and only 0.8 % these of breakdown voltage.

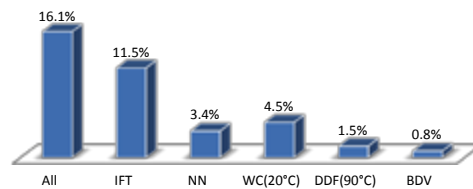


Figure 13: Percentage of oil samples in disagreement with the requirements of IEC 60422 and the contribution of individual measurement parameters

Figure 14 displays the statistical evaluation of all DGA samples giving indication of a possible fault; that is 8.9 % pointing on a thermal fault of 300-700°C and 6.1 % on partial discharges.

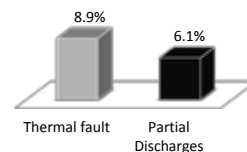


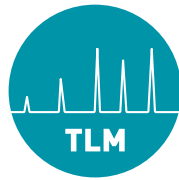
Figure 14: Percentage of DGA analyses with indication of a thermal fault or a partial discharge

From these evaluations and their experiences the authors would like to derive some conclusions.

Interfacial tension: With 11.5 % this parameter by far accounts for most of the negative indications. This is sometimes even not accompanied with other substantial signs of ageing. To the view of the authors the present requirement of IEC 60422 (20 resp. 22 mN/m) is too rigorous. Earlier versions of that standard had lower values, e.g. 15 mN/m (1989-04). The authors would like to propose to lower the present limit.

Water content: The use of water content in ppm (water mass to oil mass in µg/g), and this even without correction for the sampling temperature, as the present version of IEC 60422 prescribes, leads to a number of disadvantages. Without temperature correction no relationship exists to previous data of the same equipment. As oil ageing strongly increases the moisture solubility, no estimation of the moisture contamination of the transformer is possible. The authors would rather recommend using water saturation, which excludes the influence of oil ageing.

Dielectric Dissipation Factor: Because oils fail only after very severe ageing, the limits of the IEC 60422 seem to be too lax. Even under accelerat-



Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

ed ageing tests in the laboratory these limits were never reached.

Breakdown Voltage: Breakdown voltage primarily depends on the moisture saturation in the liquid and, to a lesser extent, on particles in oil. Breakdown voltage is not related to oil ageing. The repeatability is low and the test result is only valid for a homogeneous electrode arrangement. Therefore a more realistic test method would be helpful for the industry.

Dissolved Gas Analysis: The authors made good experiences with DGA and the reliability of its predictions.

Furan Analysis: The authors are reluctant to apply the traditional relationships of 2FAL concentration to DP of paper; in particular for non-breathing transformers. Furan analysis is rather understood as a generic indicator of paper ageing with limited quantitative relationship to the DP in paper.

5 Zusammenfassung

Die Fachkommission für Hochspannungsfragen führt in ihrem Isolierlabor regelmäßige Analysen an einem Großteil der Schweizer Transformatoren durch, besonders an den großen Kraftwerks- und Netzkuppeltransformatoren. Mit diesen Daten können statistische Aussagen über typische Fehler des Öl-Papier-Isoliersystems der Flotte getroffen werden. Eine Besonderheit ist hierbei, dass Isolierölanalysen im Allgemeinen unabhängig vom Zustand des Transformator in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden, während andere diagnostische Messungen in vielen Fällen erst nach Verdacht ausgeführt werden. Dadurch ist die verfügbare Datengrundlage von vornherein breiter.

Transformatoren in der Schweiz altern im internationalen Vergleich langsam. Dies zeigt bereits ein Blick auf die 90 % - Konzentrationen der auf thermischen Stress und Alterung hinweisenden Fehlergase der Zersetzungsgasanalyse (DGA – Dissolved Gas Analysis). Im Folgenden sollen werden die häufigsten Fehlerursachen und nachfolgende Handlungen aufgezeigt.

Die mit Abstand häufigste Ursache für einen negativen Befund bei der Isolierölanalyse ist oxidative Alterung des Öl-Papier-Dielektrikums. Sie wird an der Grenzflächenspannung, der Farbzahl, dem dielektrischen Verlustfaktor und der Neutralisationszahl erkannt. Betreiber von Transformatoren reagieren bei dieser Diagnose im Allgemeinen mit einer Fullierung des Öls. Ölwechsel hingegen werden wegen der geringeren Nachhaltigkeit nur noch in Sonderfällen durchgeführt. Bei kleineren Transformatoren oder sehr fortgeschrittener

Alterung bleibt häufig nur der Wechsel des gesamten Transformators.

Die zweithäufigste Fehlerursache liegt in Heissstellen. Diese treten zumeist im oder am Lastumschalter auf. Bei der Diagnose wirkt erschwerend, dass sich in der Schweiz noch viele Transformatoren mit nicht gasdichtem Lastumschalergefäß im Betrieb befinden. Die genaue Eingrenzung des Fehlers wird dann durch die Gase des Lastumsehlers überdeckt. Neueste Erkenntnisse besonders der Cigré WG D1.47 „Advances in DGA“ zeigen, dass häufig Ethylen neben Acetylen aus Lastumschaltern in den Hauptkessel diffundiert. Damit ist keine eindeutige Unterscheidung von Heißstellen und aus dem normalen Betrieb des Lastumsehlers stammenden Gasen mehr möglich.

Wird eine Heißstelle diagnostiziert, versucht man im zweiten Schritt eine Eingrenzung mit elektrischen Messungen. Hierfür kommen die dynamische Widerstandsmessung, die frequenzabhängige Messung der Impedanzen und eventuell die FRA (Frequency Response Analysis) in Frage. Dabei machte die FKH die Erfahrung, dass die Interpretation dieser Messungen oft nicht eindeutig ist; eine diagnostische Methode mit klareren Aussagen wäre wünschenswert.

Bei erfolgreicher Eingrenzung erfolgt eine Reparatur oder Instandsetzung des Lastumsehlers.

Teilentladungen sind mittels der Zersetzungsgasanalyse meist eindeutig identifizierbar. Der nächste Schritt besteht zumeist in einer häufigeren Probenahme oder Online-Überwachung des betroffenen Transformators. Bei ungünstiger Entwicklung oder bei wichtigen Betriebsmitteln wird eine Online- oder Offline Teilentladungsmessung zur Eingrenzung des Fehlers und zur Risikoabschätzung durchgeführt. Auch danach erfolgt oft keine unmittelbare Reparatur, sondern nur eine vermehrte Überwachung. Allerdings treten die sprichwörtlichen Fälle von vergessener Analyse und nachfolgendem Fehler mit Totalausfall immer wieder auf.

Wasser im Isoliersystem ist aufgrund der sehr guten Trocknung im Werk, guter Wartung und des im internationalen Vergleich kühlen und nicht extrem feuchten Klimas in der Schweiz für Transformatoren nur selten ein Problem, auch im hohen Alter. Bei Wandlern jedoch treten häufiger Probleme mit Feuchtigkeit auf, was durch Undichtigkeiten und nicht optimale Trocknung verursacht zu sein scheint.

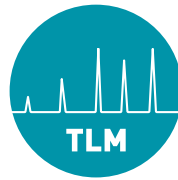
Zusammenfassend kennen wir in der Isolierölanalyse ein leistungsfähiges und umfassendes Werkzeug der Zustandsbestimmung öl-papier-isolierter Betriebsmittel, durch welches aufgrund



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

jahrzehntelanger internationaler Erfahrung meist sichere Aussagen möglich sind. Handlungsbedarf sehen wir besonders bei der Eingrenzung von Fehlern rund um Heißstellen und den Lastumschalter.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Diagnostik des Isoliersystems von Transformatoren – Erfahrungen aus schweizerischer Perspektive

References

- [1] M. Duval: "Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle", technical presentation during the IEEE TC meeting Fall 2006, on-line available at grouper.ieee.org/groups/transformers
- [2] M. Duval et al. "Recent Developments in DGA Interpretation", Cigré Technical Brochure 296, Paris 2006
- [3] Draft of IEC 60599 Ed. 3 "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis" t.b. published in 2015
- [4] IEC 60422:2013: "Mineral insulating oils in electrical equipment, Supervision and maintenance guidance" 2013
- [5] T. Heizmann et al.: "The Swiss experience of on-site high voltage tests and diagnostic measurements on large power transformers", paper A2/211, Cigré Session Paris 2010
- [6] M. Koch, L. Dreier: "The Ageing Performance of Novel GtL-Oil in Comparison to Conventional High Grade Insulation Oils", 19th International Symposium on HV Engineering, Pilsen 2015

Anschrift

Hochschule Magdeburg-Stendal
Maik Koch, Prof. Dr.-Ing.
Breitscheidstraße 2
D-39114 Magdeburg
Telefon: +49 391 886 4252
E-Mail: maik.koch@hs-magdeburg.de



Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje FH Bremen

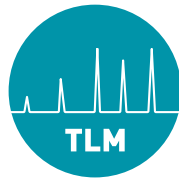


Professor Dr. Michael Hartje hat an der heutigen Leibniz Universität Hannover Elektrotechnik studiert und wurde am Schering Institut für Hochspannungstechnik, Leibniz Universität Hannover, über Teilentladungsmessungen an Transformatoren 1989 promoviert. Von dort wechselte er zu RWE Energie, Essen, wo er als innerbetrieblicher Berater für die Regionalversorgungen in verschiedenen Funktionen tätig war.

Er wurde 1997 an die Hochschule Bremen auf die Professur Hochspannungstechnik berufen. Neben einer mehrjährigen Dekanstätigkeit lehrte er sowohl Hochspannungstechnik als auch elektrischen Energietransport sowie Messtechnik und Grundlagen der Elektrotechnik an mehreren umgebenden Hochschulen.

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





Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje

1 Einführung und Ziele der FRA

Eine räumlich ausgedehnte Transformatorwicklung kann in kleinste Abschnitte, z.B. einzelne Windungen, zerlegt werden. Diese Abschnitte haben Eigen- und Gegeninduktivitäten, sowie Teilkapazitäten zueinander. Durch mechanische Einflüsse können sich die Windungen in ihrer Lage zueinander verschieben. Dann ändern sich die Teilkapazitäten und Gegeninduktivitäten der Windungen zueinander. Diese Änderungen lassen sich bei höheren Frequenzen deutlich feststellen.

Die Frequency-Response-Analysis (FRA) beruht darauf, dass Eigen- und Gegeninduktivitäten, sowie die Kapazitäten der Windungen einer Wicklung miteinander Resonanzeigenschaften entwickeln, deren Kennwerte sich nach mechanischen Veränderungen in diesen Kennwerten und durch Vergleich mit vorher ermittelten Werten nachweisen lassen.

Die FRA-Messung und deren Interpretation wurde in den vergangenen Jahren in vielen Arbeiten untersucht. [1, 2, 3, 4, 5] Die Messung der FRA ist auf diesen Grundlagen inzwischen in Standards [6, 7, 8, 9] festgelegt. Hier wird eine Ende-zu-Ende-Messung über die Anschlüsse der Wicklungen vorgeschlagen. Die Spannungen an beiden Anschlüssen werden als Quotient in einem logarithmischen Verhältnis dargestellt. Dieses Messergebnis wird auch als Übertragungsfunktion bezeichnet

Für die Auswertung der gemessenen Übertragungsfunktion der Spannungsverhältnisse wird der Amplitudengang herangezogen. Für bestimmte Frequenzbereiche bis in das Gebiet von etwa 1 MHz existieren Vorschläge, welchen mechanischen und elektrischen Bereichen der Transformatorwicklung die beobachteten Abweichungen zugeordnet werden sollen [8]. Die Interpretation in diesen Frequenzbereichen wird durch Vergleich von Bildern von FRA-Experten vorgenommen.

An die heutigen Messungen, deren Verarbeitung und Interpretation muss bei der hohen Lebensdauer der untersuchten Primärtechnik für 50 bis 100 Jahre die Anforderung gestellt werden, dass ein Vergleich auch innerhalb dieser Zeitspanne jederzeit möglich ist. Dafür ist die Standardisierung der Messmethode ein erster, wichtiger Schritt.

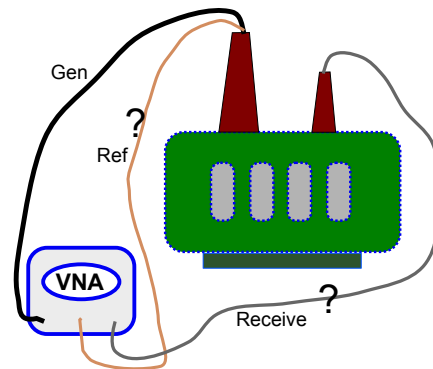


Bild 1: Messaufbau mit VNA und Transformator

Verbesserungsansätze ergeben sich, um der FRA als Prozess eine so langlebige Verfügbarkeit der Messdaten und der Interpretation zu ermöglichen.

2 weitergehende Ansätze zur Messung und Interpretation

2.1 Ansätze in der Messung

Die Empfehlungen der Standards schlagen eine Ende-zu-Ende-Messung der Spannungsübertragungsfunktion vor. Das Bild 1 zeigt einen vollständigen Messaufbau mit Transformator und den dafür erforderlichen Zuleitungen gemäß den Empfehlungen. Der Vektornetzwerkanalysator (VNA) und die Anschlüsse am Transformator werden wegen der räumlichen Abmessungen und des Aufbaus über Zuleitungen verbunden. Kabellängen bis zu 30 m sind üblich. Der Anschluss kann erheblichen Einfluss auf das Messergebnis haben. Um die Beeinflussung des Aufbaus bei der Messung zu eliminieren, wird der VNA im interessierenden Frequenzbereich kalibriert nach der Methode "TOSM" mit 4 einzelnen Messungen bei Open, Short, Match, Through. Um die Zuleitung zum Transformator zu erfassen wird zusätzlich eine Referenzmessleitung verwendet.

Der Messaufbau mit einer Leitung kann als Ersatzschaltbild (ESB) im Bild 2 vereinfacht werden. Die



Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

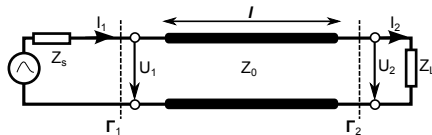


Bild 2: Ausbreitung auf Leitung

eingespeiste Spannung U_1 wird beim Durchlaufen der Leitung mit der Gleichung (Gl.)

$$U_2 = U_1 e^{-\gamma l} \quad (1)$$

mit

$$\gamma = \alpha + j\beta \quad (2)$$

verändert. Für den interessierenden Frequenzbereich bis mehrere 10 MHz sind übliche Messkabel mit guter Genauigkeit durch die Herstellerdaten beschreibbar. Damit wird es möglich, den VNA einmalig und ohne das verwendete Messkabel zu kalibrieren. Es reicht dann aus, unter der Angabe des Kabeltyps und der Länge eine vollständige Korrekturrechnung der Messergebnisse am Anfang des Kabels auf das Ende des Kabels vorzunehmen. Die Größen α und β sind von der Frequenz abhängig.

Für die gebräuchlichen Koaxkabel vom Typ RG58-CU ist es nach [10]

$$\alpha = 6,379 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{f}{\text{Hz}}^{0,5625} \cdot \frac{\text{NP}}{\text{m}} \quad (3)$$

$$\beta = \frac{2\pi}{c v_k} \frac{f}{\text{Hz}} = \frac{2\pi}{3 \cdot 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}} \cdot 0,67} \frac{f}{\text{Hz}} \cdot \frac{\text{rad}}{\text{m}} \quad (4)$$

Bei der Reflexionsfaktormessung ist die Korrektur mit der 2-fachen Ausbreitungslänge (hin und zurück) vorzunehmen. Damit wird der Reflexionsfaktor am Ende des Messkabels aus dem Reflexionsfaktor am Anfang des Kabels bestimmt zu

$$\Gamma_2 = \Gamma_1 \cdot e^{2\alpha l} \cdot e^{j2\beta l} \quad (5)$$

Leitungslängen bis 30 m Länge lassen sich bei Messungen bis zu mehreren MHz mit guter Genauigkeit kompensieren. Damit lässt sich der Messaufbau etwas vereinfachen. - Eine Kalibrierung nach der TOSM-Methode beinhaltet diese Korrektur und ist daher immer einer kalkulatorischen Korrektur vorzuziehen.

Aus dem Reflexionsfaktor Γ_2 kann die Impedanz Z_L bestimmt werden mit Gl. 6

$$Z_L = Z_0 \frac{1 + \Gamma_2}{1 - \Gamma_2} \quad (6)$$

Mit einer Messung des Reflexionsfaktors Γ_1 am Kabelanfang ist somit die komplexe Eingangsimpedanz des Transformators am Ende des Kabels bestimmbar.

2.2 Messung und Kompression der Messwerte

In [11] wird das Verfahren des Vektorfitting erläutert. Viele Autoren verwenden ein Programm des Autors für MATLAB, was dieser dankenswerterweise kostenlos zu Verfügung stellt. Nach mehrjähriger Nutzung der MATLAB-Routinen wurde inzwischen eine modernere Programmierung in Python mit vielen Erweiterungen realisiert.

Das Vektorfitting erlaubt es, aus einem komplexen Frequenzgang die das passive Netzwerk beschreibenden Pole und Nullstellen zu schätzen. Dafür sind verschiedene Bedingungen für eine erwartungstreue Schätzung zu beachten:

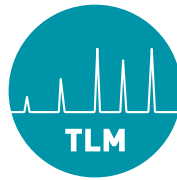
- Eine feine Auflösung des Frequenzganges muss vorliegen. Hier sind mehrere 1000 Messpunkte zwischen niedrigster und höchster Frequenz anzustreben.
- Die Unterschiede zwischen größter und kleinster zu schätzender Amplitude des Frequenzganges sollte höchstens 1000:1 umfassen. Da die Schätzung als Kriterium den mittleren quadratischen Fehler verwendet, kommt es bei kleineren Magnituden zu größeren Abweichungen im Schätzergebnis.
- Eine große Zahl von Messpunkten erlaubt eine Glättung / Filterung der in der Realität häufig von Störungen und Messunsicherheit überlagerten Messpunkte. Dies kann sowohl in der zeitlichen Wiederholung, als auch durch Erhöhung der Messpunktzahl erreicht werden.

Das Vektorfitting-Verfahren ist grundsätzlich für alle frequenzabhängigen Verläufe (Spannung, Strom, Admittanz, Impedanz, Übertragungsfunktionen) geeignet. Die Beschreibung der gemessenen Verläufe mit einer Gleichung mit einigen 10 Polen und Nullstellen bei Anwendung dieses Verfahrens auf die FRA-Messdaten ist möglich.

Heute wird im Wesentlichen die Interpretation der FRA-Messdaten optisch durch Vergleich der Amplitudengänge durchgeführt. Mit dem nun hier geschilderten Ansatz werden nun nicht mehr die Amplitudenverläufe der FRA-Messergebnisse miteinander verglichen, sondern wenige komplexe Zahlen (die Werte für Pole und Nullstellen oder die Residuen). Die Interpretation von FRA-Messungen auf der Basis eines Vergleiches von wenigen Polen und Nullstellen erscheint für den Vergleich zwischen einer Referenzmessung und dem momentanen Zustand des Transformators wesentlich einfacher.

2.3 Impedanzmessung

Die Standards [8, 9, 7] empfehlen eine Ende-zu-Ende-Messung der Transformatorwicklungen. Das Messergebnis wird als Übertragungsfunktion bezeichnet. Die Messungen der Übertragungsfunktion



Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

beziehen sich typischerweise auf mehrere Signallore des Transformators. Sie wird aus einem Quotienten der Spannungen oder Ströme von zwei Toren zueinander gebildet. Wird jedoch nur eine Wicklung beurteilt, ist eine einfachere Messung möglich. Die Systemfunktion des Netzwerkes "Wicklung" ist in einer Impedanzmessung von der einen oder der anderen Anschlussseite bestimmbar. Impedanz- und Admittanzfunktion sind keine Übertragungsfunktionen. Mit einem Netzwerkanalysator können Impedanzfunktionen mittels der Messung von Streuparametern, zB. des Streuparameters S_{11} , ermittelt werden.

Das Ergebnis der Impedanzmessung kann in ein elektrisches Ersatzschaltbild überführt und damit das Netzwerk „Wicklung“ vollständig rückgerechnet werden.

Der Messaufbau in Bild 1 vereinfacht sich bei Impedanzmessung, da die Leitung "Receive" entfallen kann. Der Aufwand für den Messaufbau kann mit Anwendung der vorgenannten Umrechnung der Messdaten vom Anfang der Leitung auf das Ende der Leitung somit auf eine einzige Leitung reduziert werden.

2.4 Phasenmessung

In der bisherigen Empfehlungen zur Interpretation der FRA-Messung wird die Phaseninformation praktisch nicht verwendet; es gibt keine Beschreibungen zu beobachtbaren Änderungen der Phase in den Empfehlungen und Standards.

Berichte aus der FRA-Anwendungspraxis zeigen aber, dass bedeutende Fehler in der Amplitude kaum erkannt, in der abweichenden Phasenlage jedoch deutlich wahrgenommen werden.

2.5 Auflösung der Messung

Eine FRA-Messung wird entweder mit linearer oder mit logarithmischer Frequenzeinteilung durchgeführt. Um die Auflösung von Minima und Maxima möglichst gut zu messen, ist es erforderlich mit vielen Messpunkten den Frequenzbereich aufzulösen. Gebräuchlich sind jedoch mehrere 1000 Punkte zwischen minimaler und maximaler Frequenzgrenze bei einer Dokumentationsmessung. Eine Verbesserung der Messdaten kann auch über die Mittlung mehrerer Messungen oder eine erhöhte Messpunkteanzahl erfolgen.

2.6 dauerhafte Dokumentation der FRA

In den Standards wird empfohlen, davon auszugehen, dass die zu speichernden Messdaten 15-20 Jahre nach der ersten Messung wieder herangezogen werden müssen. Da Leistungstransformatoren aber auch eine Lebensdauer von 80-100 Jahren erreichen können, sollten die Messdaten für diesen langen Zeitraum zugänglich sein.

Daraus entsteht die Aufgabe, nicht nur die Daten in einem möglichst einfach verständlichen Format zu speichern, sondern auch vorherzusehen, was in der kommenden Ingenieurgeneration für Wissen vorhanden sein muss, um diese Messdaten zu interpretieren. Die Standards empfehlen, eine Speicherung im XML Format.

In der Praxis beim Umgang mit Netzwerkanalysatoren haben sich das Touchstone-Format [12] und weitere einfache und sehr verbreitete Formate etabliert.

Es ist sinnvoll, die zu speichernde Anzahl von Daten möglichst einfach und verständlich zu halten. Weil die Speicherung von umfangreichen Messdatensätzen möglich, aber vielleicht in der Zukunft nicht mehr ausreichend interpretierbar ist, wird hiermit vorgeschlagen, eine Beschreibung in Form der geschätzten Pole und Nullstellen oder Residuen zusätzlich zu ergänzen - eine zunehmende Anzahl von Schaltungsanalyseprogrammen (z.B. auch SPICE) erlaubt die Eingabe von Gleichungen. Dies kann die Nutzbarkeit der Messdaten für die zukünftige Auswertung verbessern.

3 Interpretation der FRA als Ersatzschaltbild

Die Eingangsimpedanz eines aus passiven Netzwerkelementen bestehenden Zweipols wird mit der Gl. 7 mit Randbedingungen möglich, wenn für $s = j\omega$ angesetzt wird.

$$Z(s) = \frac{U(s)}{I(s)} = k \cdot \frac{(s - a_n)(s - a_{n-1}) \cdots (s - a_1)}{(s - b_m)(s - b_{m-1}) \cdots (s - b_1)} \quad (7)$$

Für die Gl. 7 muss gelten: $m \geq n$. $\{a, b\} = \mathbb{C}$ und alle $\Re\{b\} \leq 0$. Damit liegen alle Pole in der linken s-Halbebene.

Die Gl. 7 kann auch in eine Pol- und Residuendarstellung überführt werden

$$Z(s) = \sum_{i=1}^N \frac{r_i}{(s - b_i)} + h \cdot s + d \quad (8)$$

mit r_i als das jeweilige Residuum, h als slope und d als konstantem Rest. Diese Form kann nach [11] aus dem gemessenen Frequenzverlauf geschätzt werden.

Der Amplituden- und Phasengang eines Bodeplots ist mit dieser Pol- und Nullstellenbeschreibung vollständig bestimmbar. Das gilt sowohl für das Impedanzdiagramm als auch für die Übertragungsfunktion bei einer Messung von Primär- zur Sekundärwicklung.

3.1 Dekomposition des elektrischen Ersatzschaltbildes

Aus einer vollständigen Beschreibung eines passiven Netzwerkes mit der Gl. 7 kann man durch Dekomposition ein nicht eindeutiges Ersatzschaltbild

Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

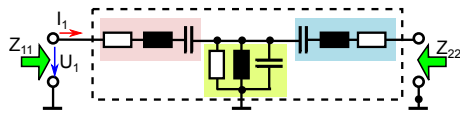


Bild 3: ESB-Strukturbild eines 2-Tor mit Eingangsimpedanzen des Tores 1 und 2 (links und rechts) Z_{11} und Z_{22}

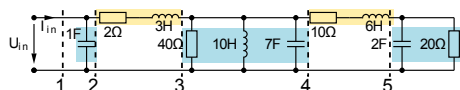


Bild 4: ESB eines Transformatormodells mit einfachen Elementen und einem Abschlusswiderstand

gewinnen. Für die Dekomposition muss die Struktur des ESB ausgewählt werden.

Das Bild 3 zeigt die Struktur und die Elemente des ausgewählten ESB. Bei der Dekomposition können bis zu 3 Elemente in einem Zweig liegen, die als Reihen- oder als Parallelschaltung gefunden werden können.

3.2 Beispiel mit ausgewähltem ESB

Für die Analyse eines einfachen Ersatzschaltbildes, ähnlich einem Transformator, wird das Bild 4 verwendet.

Daraus kann man eine Gl. 9 für die komplexe Eingangsimpedanz formen - hier als Ebene 1 im Bild 4, bezeichnet mit der Impedanz Z_1 . Die farblich unterlegten Bereiche im Bild 4 zeigen jeweils die zu gewinnenden (Quer-)Admittanzen (blau) und die Reihen-Impedanzen (gelb) an.

Die einzelnen Teilimpedanzen und -admittanzen werden ggf. mit Hilfe der Foster-Preamble [13] gewonnen.

Durch Zusammenfassung der Gl. 9 auf einem Bruchstrich ergibt sich die Gl. 10. Der Grad des Zählers ist kleiner als der Grad des Nenners.

Mit einer Partialbruchzerlegung der Admittanz Y_1 - der Inversen der Impedanz Z_1 - erhalten wir das erste parallel geschaltete Element.

$$Y_1(s) = \frac{33600 s^4 + 23360 s^3}{100800 s^5 + 137280 s^4 + 65689 s^3 \dots} \dots \frac{+4723 s^2 + 364 s + 48}{+13858 s^2 + 1352 s + 96} + s \quad (11)$$

Das am Eingang parallel liegende Element ist 1 s groß - das letzte Element in Gl. 11. Das entspricht der Admittanz eines Kondensators mit 1 F, da wir einsetzen können $s = j\omega$. Dieser Kondensator mit 1 F wird nun von der Partialbruchzerlegung $Y_1(s)$ abgezogen. Es verbleibt eine parallele Admittanz $Y_2(s)$ - die Ebene 2 im Bild 4.

Mit dem Kehrwert von $Y_2(s)$ wird die erste Reihenschaltung (Impedanzen) mit einer erneuten Partialbruchzerlegung untersucht.

$$Z_2(s) = \frac{4800 s^3 + 3320 s^2}{33600 s^4 + 23360 s^3 + 4723 s^2 \dots} \dots \frac{+480 s}{+364 s + 48} + 3 s + 2 \quad (12)$$

Es finden sich die beiden Reihenelemente $3 s + 2$. Das ist als Impedanz eine Induktivität von 3 H in Reihe mit einem Widerstand von 2 Ω. Mit dem Kehrwert des großen Bruches (1. Summand in Gl. 12) wird die weitere Partialbruchzerlegung des verbleibenden Netzwerkes (Ebene 3) vorgenommen:

$$Y_3(s) = \frac{40 s + 1}{2(120 s^2 + 83 s + 12)} + 7 s + \frac{1}{40} + \frac{1}{10 s} \quad (13)$$

$Y_4(s)$

die 3 hinteren Summanden sind als Admittanzen $7 s = 7 F$, $1/40 = 40 \Omega$ und $1/10 s = 10 H$.

Eine weitere Partialbruchzerlegung des Kehrwertes von $Y_4(s)$ (nun als Impedanz) ergibt die Reihenelemente

$$Z_4(s) = \frac{20}{40 s + 1} + 6 s + 4 \quad (14)$$

$Z_5(s)$

Induktivität 6 H, Widerstand 4 Ω. Nach Abziehen der letzten beiden Elemente bleiben in Ebene 5 als

$$Y_5(s) = 2 s + \frac{1}{20} \quad (15)$$

Diese Admittanzen entsprechen einer Parallelschaltung von einer Kapazität von 2 F und einem Widerstand von 20 Ω.

Es zeigt sich also, dass mit der Zerlegung der Impedanzfunktion alle Elemente rückgewonnen werden können.

Dieses Vorgehensweise ist auch auf eine Differenz zwischen 2 Toren, nicht jedoch auf den bei der FRA-Messung heute üblicherweise ermittelten Quotienten - die Übertragungsfunktion - anwendbar. Erst eine „modifizierte FRA-Messung“ erlaubt die beschriebene Interpretation.

4 Messung an einem mittleren Kraftwerkstransformator

Ein dreiphasiger Versorgungstransformator mit 1.6 MVA, 6/0.4 kV, $u_k = 5.8 \%$ wurde in den Jahren 2006 und 2007 gemessen. In [14] ist dargelegt, wie aus den Messdaten manuell ein Modell für die Übertragungseigenschaften des Transformators gewonnen worden ist. Bei den umfangreichen Messungen wurden zumeist 1500 Messwerte im Bereich von 10 Hz bis 10 MHz mit logarithmischer Teilung aufgenommen. Bei der hier ausgesuchten Messung für die folgenden Bilder wurde die Sekundärwicklung mit 50 Ω belastet und geerdet.



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Algorithmus 1 Eingangsimpedanz Z_1 des Modells aus Bild 4 als Funktion der komplexen Frequenzvariablen s in Ebene 1

$$Z_1(s) = \frac{400 \left(6s + \frac{10}{\left(\frac{1}{2s} + 20\right)s} + 4 \right)}{7(10s + 40) \left(\frac{400s}{10s + 40} + \frac{1}{7s} \right) \left(\frac{400}{7(10s + 40) \left(\frac{400s}{10s + 40} + \frac{1}{7s} \right)} + 6s + \frac{10}{\left(\frac{1}{2s} + 20\right)s} + 4 \right)} + 3s + 2 \quad (9)$$

$$s \left(\frac{400 \left(6s + \frac{10}{\left(\frac{1}{2s} + 20\right)s} + 4 \right)}{7(10s + 40) \left(\frac{400s}{10s + 40} + \frac{1}{7s} \right) \left(\frac{400}{7(10s + 40) \left(\frac{400s}{10s + 40} + \frac{1}{7s} \right)} + 6s + \frac{10}{\left(\frac{1}{2s} + 20\right)s} + 4 \right)} + 3s + \frac{1}{s} + 2 \right)$$

$$Z_1(s) = \frac{100800 s^5 + 137280 s^4 + 65689 s^3 + 13858 s^2 + 1352 s + 96}{100800 s^6 + 137280 s^5 + 99289 s^4 + 37218 s^3 + 6075 s^2 + 460 s + 48} \quad (10)$$

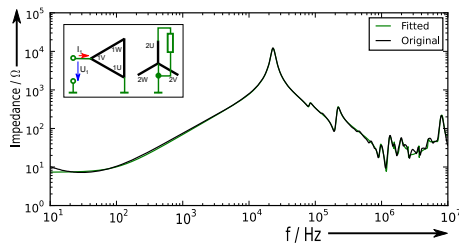


Bild 5: Amplitudengang gemessen und gefittet eines Trafo 1.6 MVA 6/0.4 kV

Die Messung und eine gleichfalls eingezeichnete Pol-Residuen-Schätzung ergibt den Amplitudengang in Bild 5. Es zeigt eine sehr gute Übereinstimmung mit sehr kleinen Abweichungen oberhalb 3 MHz im dargestellten Amplitudengang. Gemäß den Empfehlungen in den Standards ist ab 1 MHz mit großen Abweichungen durch die Anschlusstechnik zu rechnen, so dass für eine Untersuchung der Transformatorwicklung diese Abweichungen vernachlässigt werden könnten. In Bild 6 wird der gemessene und der aus der Pol- und Residuenschätzung gewonnene, gefittete Phasengang dargestellt. Abweichungen sind im Bereich oberhalb 3 MHz und unter 100 Hz zu beobachten. Die Schätzung hier wurde mit (gewählt) 12 Polen vorgenommen.

Bei der Dekomposition mit 12 Polen entsteht ein Ersatzschaltbild aus 40 Elementen. Damit wurde eine Simulation in SPICE vorgenommen und der Amplitudengang der Impedanz errechnet. Der Vergleich mit der Messung ist in Bild 7 dargestellt. Der Verlauf zeigt eine große Ähnlichkeit, jedoch auch einzelnen Abweichungen. Diese Abweichungen können mit mehr Polen vermindert werden. Bei der Dekomposition hat sich am Anfang des ESB eine parasitäre Längsinduktivität von etwa 1,3 µH ergeben. Dies entspricht einer Zuleitungslänge von etwa 1,3 m, diese sich aus Anschlussleitung und Durchführung zusammensetzt.

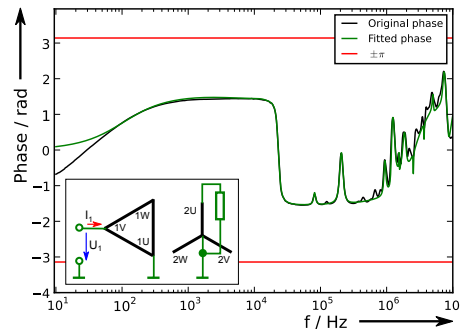


Bild 6: Phasengang gemessen und gefittet des 1,6 MVA-Trafos aus Bild 5

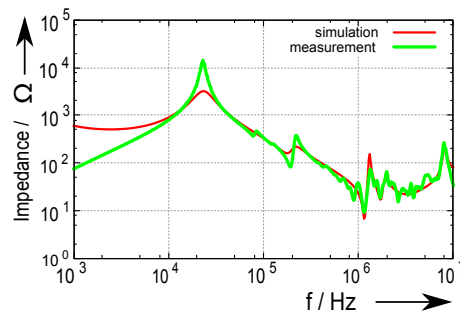
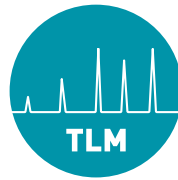


Bild 7: Vergleich Amplitudengang Messung und Dekomposition mit Simulation des 1.6 MVA-Transformators

5 Zusammenfassung

Es wurde eine Verfahrensweise für die FRA und deren Interpretation erläutert. Die folgenden Ergebnisse wurden erzielt:

- FRA-Messungen können mit wenigen Polen und Nullstellen vollständig beschrieben werden. Ei-



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

- ne höhere Anzahl verringert die mittlere Abweichung.
- Messung sollten mit einer hohen Anzahl von Messpunkten durchgeführt werden um eine Glättung und Filterung zu ermöglichen.
- Bei einer Ende-zu-Ende Messung sollte zusätzlich zum Quotienten auch die absoluten Spannungswerte (Impedanzwerte) aufgezeichnet werden.
- Die Messung des Reflexionsfaktors oder des Eingangswiderstandes von beiden Seiten der Wicklung erlaubt eine Dekomposition in einer Ersatzschaltbild. Die Zuleitung kann vollständig korrigiert werden.
- Der FRA-Messaufbau kann ggf. deutlich vereinfacht werden.
- Das aus der Dekomposition mit wenigen Polen gewonnene Ersatzschaltbild zeigt bei Simulation kleine Abweichungen.
- Die Identifikation von parasitären Zuleitungsinduktivitäten ist ein erstes Ergebnis der hier beschriebenen Dekomposition.

Danksagung

Der Autor dankt den Studierenden Jan Kuhlmann und Jan Petznik, die im Rahmen ihrer Bachelorthesis wichtige Beiträge zur Diskussion geleistet haben. Herrn Kuhlmann danke ich für die Entwicklung der Pythonroutinen zum Vektorfitting. Prof. Dr. Thomas Leibfried danke ich für die Gestattung zur Verwendung der Transformormessdaten und meinem Kollegen Prof. Dr. Sören Peik möchte ich für seine wichtigen Diskussionbeiträge bei der Entwicklung des Vektorfittings danken.

Literatur

- [1] J. Christian, *Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion*. Dissertation, Stuttgart, 2002.
- [2] E. Rahimpour and D. Gorzin, "A new method for comparing the transfer function of transformers in order to detect the location and amount of winding faults," *Electrical Engineering*, vol. 88, pp. 411–416, 5 2005.
- [3] E. Bjerkan, *High Frequency Modeling of Power Transformers - Stresses and Diagnostics*. PhD thesis, Trondheim, N, 5 2005.
- [4] D. M. Soflan, *Transformer FRA interpretation for Detection of Winding Movment*. PhD thesis, Manchester, GB, 2007.
- [5] H. Tavakoli, *An FRA Transformer Model with Application on Time Domain Reflectometry*. PhD thesis, Stockholm, S, 10 2011.
- [6] ICS27.100, F24, DL/T911-2004, "Frequency response analysis on winding deformation of power transformers," 6 2005.
- [7] CIGRE WG A2.26, "Mechanical Condition Assessment of Transformer Windings using Frequency Response Analysis (FRA)," Br. 342, Cigre, 2008.
- [8] IEEE Std. C57.149, "IEEE Guide for the Application and Interpretation of Frequency Response Analysis for Oil-Immersed Transformers," 2012.
- [9] IEC 60076-18, "Measurement of frequency response," 2012.
- [10] M. Hartje, "Korrektur von verlustbehafteten Zuleitungen bei Messungen mit dem VNWA," 7 2014.
- [11] B. Gustavsen and A. Semlyen, "Rational approximation of frequency domain responses by vector fitting," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 14, no. 3, pp. 1052–1061, 1999.
- [12] "Touchstone file format specification," 4 2009.
- [13] O. Wing, *Classical Circuit Theory*. Springer, 2008.
- [14] J. Behrens, M. Hartje, C. Homagk, T. Leibfried, R. Laur, and D. Westphal, "Messung und Modellierung von Blitzstoßübertragungseigenschaften kleiner und großer Transformatoren in einem Kraftwerk," in *ETG-Fachbericht*, vol. 119, pp. 403–409, 2009.

Anschrift

Hochschule Bremen
Hochspannungslabor
Prof. Dr.-Ing. Michael Hartje
Neustadtswall 30, 28199 Bremen
Tel.: +49 421 5905 3444
Fax: +49 421 5905 3476
E-mail: hartje@etech.hs-bremen.de



Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

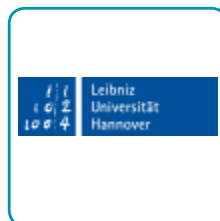
Mohammed Taghi Imani Leibniz Universität Hannover

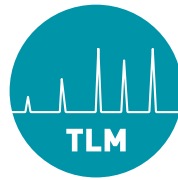


Mohammad Taghi Imani studierte Elektrotechnik an der Leibniz Universität Hannover.

Seit Februar 2015 arbeitet er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Leibniz Universität Hannover Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management - Schering-Institut.

Er arbeitete im Bereich von Hochspannungsprüfungen, Untersuchung der Isolierflüssigkeiten und Entwicklung von Nanofluid.





Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

Mohammad Taghi Imani, Issouf Fofana, Peter Werle

Kurzfassung

Die Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved Gas Analysis, DGA) ist eine der wichtigsten Öluntersuchungsmethoden für isolierflüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren. Etwa zwanzig DGA Interpretationsverfahren wurden bisher entwickelt, wobei diese Techniken heuristischer Natur sind und basierend auf diversen Untersuchungen und Erfahrungen entwickelt wurden, so dass es immer einen geringen Prozentsatz bzgl. einer falschen Diagnose gibt. Es wurde erkannt, dass einige der Verunreinigungen im Öl – bzw. im flüssigen Isoliermedium – zur Gasbildung beitragen, was eine Diagnose erschweren oder zu fehlerhaften Schlüssen führen kann. Hinsichtlich verschiedener Szenarien wurden in diesem Beitrag Ölproben elektrischen und thermischen Beanspruchungen ausgesetzt, um anschließend mittels Gaschromatographie die Menge der gelösten Gase zu ermitteln. Die Ergebnisse dieser Untersuchung werden nachfolgend erörtert und zeigen den Einfluss des Isolierzustands auf das Gasungsverhalten.

Einleitung

Leistungstransformatoren gehören zu den wichtigsten und kostenintensivsten Betriebsmittel in der elektrischen Energieübertragungskette. Trotz bedeutender Fortschritte in Design und Produktion der Transformatoren in den letzten Jahrzehnten, können auftretende Fehler oftmals auf Defekte in der Isolierung zurückgeführt werden. Gleichzeitig hat in den letzten Jahrzehnten die Forderung nach einer erhöhten Betriebszuverlässigkeit signifikant zugenommen, da Fehlerfälle unvermeidlich zu hohen Reparaturkosten, langen Ausfallzeiten, möglicher Personengefahr, Umweltrisiken und somit insgesamt zu unvorhersehbar hohen Kosten führen können. Eine frühzeitige Erkennung und Vermeidung eines Fehlers kann Reparaturkosten um bis zu 75% und Einnahmeverluste um bis zu 60% reduzieren, so dass insgesamt jährliche Einsparungen im Bereich von 2% des Anschaffungspreises eines neuen Transformators erzielt werden können [1].

Obwohl die Kosten von Transformatoröl nur etwa 5% der Gesamtkosten eines Leistungstransformators darstellen, ist dessen Performance und Stabilität die Basis für einen zuverlässigen Betrieb dieser kostenintensiven Maschine. Im Laufe des Betriebes unterliegen sowohl die

flüssigen als auch festen Isoliermedien im Transformator einen langsamen, aber stetigen Alterungsprozess unter dem Einfluss von elektrischen, thermischen, mechanischen und chemischen Belastungen.

In den letzten Jahren wurden viele Schlüsseleigenschaften des Isolieröls untersucht, die ein Bild des Gesamtzustandes des Transformators liefern können, was letztlich in den heutigen Normen und als Kriterien zur Überwachung der Transformatoren beschrieben wird [2].

Mineralöl besteht aus der Mischung einer Vielzahl von Kohlenwasserstoffen. Durch die thermische, elektrische oder thermisch-oxidative Zersetzung der Kohlenwasserstoffmolekülgruppen entstehen eine Reihe von Reaktionsprodukte wie Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4), Ethan (C_2H_6), Ethen (C_2H_4), Ethin (C_2H_2), Propan (C_3H_8) und Propen (C_3H_6). Grundsätzlich entstehen diese Gase aus der Zersetzung der Isolierung (Öl und Papier) als Folge von Fehlern oder chemischen Reaktionen [3]. Das Aufspalten von Kohlenwasserstoffketten unter elektrischen und/oder thermischen Beanspruchungen erzeugt lösliche Gase, die zur Überwachung des Transformatorzustandes verwendet werden können. Unter der Annahme, dass sich Großteile dieser entstandenen Zersetzungsgase im Öl lösen, wurde die DGA zum Detektieren von Fehler entwickelt. In der Tat ist die DGA die am häufigsten verwendete Methode zur Fehlererkennung in ölgefüllten elektrischen Betriebsmittel [3-8]. Mehrere Diagnoseverfahren wurden bislang zur Interpretation der Fehlergase im Öl vorgestellt. Außerdem entstehen durch Zersetzung der Zellulose zudem Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO_2) sowie Furan-Verbindungen, die sich in der Isolierflüssigkeit auflösen. Die Art der Fehler, elektrisch (Korona, Lichtbogenentladung) und thermisch (Überhitzungen) sowie deren Ausprägung sind entscheidend für die Generierung von verschiedenen Gasen. Es ist somit möglich, aus der Analyse der im Isolieröl gelösten Gase Rückschlüsse auf entstehende Fehlerarten zu ziehen [4]. Darüber hinaus werden neben den Gasen weitere Alterungsnebenprodukte wie Kohle, Wasser, X-Wax, Kolloidale, Säuren, Metallseifen, Lacke, Aldehyde, Alkohole und Keton durch Anbindung von freien Radikalen gebildet, die sich teilweise im Öl auflösen, schweben oder sich als Sediment auf Aktivteil oder dem Kesselboden ablagern [9-10].



Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

Die verwendeten Methoden zum Analysieren der im Öl gelösten Gase sind dabei in manchen Fällen ungenau, weshalb ein kombiniertes DGA Diagnostikverfahren vorgestellt wurde, das zur Reduzierung der Fehler in der Diagnose und Verbesserung der Genauigkeit beitragen kann [8]. Folgende Probleme, die konventionelle DGA Verfahren beeinträchtigen können, werden damit überwunden

- CO und CO₂ Generation durch Lacke und Dichtungen.
- Gasbildung durch Zersetzung von Additiven und Passivatoren (H₂ & CO₂).
- Undichtigkeit zwischen Stufenschalter und Kessel
- Galvanische Reaktionen (d.h. Stahl + Wasser + O₂ = Wasserstoff-Produktion)
- Entstehen von CO und CO₂ als Folge der mangelhaften Vakuumbehandlung, Sauerstoff + Wärme in Niederspannungs transformatoren
- Straygassing
- Gasentwicklung durch Kontaminierungen

Fehlertgasgenerierung in Öl bei moderaten Temperaturen wegen seines Bestandteiles und nicht in Folge eines Fehlers wird dabei als Straygassing bezeichnet. In [11] wurde ausführlich darauf eingegangen, wie sich Straygassing durch Anwesenheit von Additiven wie unter anderem Passivatoren auf die DGA auswirken kann. Die Auswirkungen der Alterungsnebenprodukte auf das Gasungsverhalten von Transformatorenöl unter elektrischer und thermischer Beanspruchung soll in diesem Beitrag untersucht werden, da dieser Einfluss bisher nur geringfügig berücksichtigt wurde.

Versuchsdurchführung

Um den Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf die Menge der im Öl gelösten Gase zu untersuchen, wurden im Rahmen dieser Studie die Mineralölproben für 5000h thermisch in einem Wärmeschrank bei einer Temperatur von 100°C beansprucht. Danach wurden die Proben in zwei Gruppe geteilt. Eine Gruppe wurde mit Hilfe von Bleicherde regeneriert, um Säure und Verunreinigungen aus der Isolierflüssigkeit zu entfernen, während die andere Gruppe nicht regeneriert wurde. Danach wurden jedoch alle Proben beider Gruppen vollständig entgast, um eine DGA-Grundlinie zur Vergleichbarkeit zu erhalten. Im Anschluss wurden Proben der Isolierflüssigkeiten beider Gruppen elektrisch mit 50 definierten Durchschlägen belastet, wobei die Durchschlagbeanspruchung nach ASTM 877 durchgeführt wurde [12]. Danach erfolgte eine Bestimmung der Konzentration der gelösten Gase in den Proben durch die Gas-in-Öl-Analyse.

In **Tabelle 1** sind die Konzentrationen der gemessenen Gase in regenerierten und nicht regenerierten Ölproben dargestellt.

Tabelle 1: Konzentration gelöster Gase in Mineralölproben nach elektrischer Beanspruchung

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	294	35
Kohlenmonoxid	142	22
Kohlendioxid	6,984	1,095
Ethen	781	97
Ethan	177	22
Ethin	348	274
Wasserstoff	443	87
Sauerstoff	27,116	28,028
Stickstoff	67,816	65,628

Anhand der Ergebnisse ist ein deutlicher Unterschied der Konzentration der im Öl gelösten Gase durch die elektrische Beanspruchung zu erkennen, was verdeutlicht, welchen Einfluss die Existenz der Alterungsprodukte auf die Gasbildung hat. Dies gilt auch für die Interpretation der gelösten Gase mittels verschiedener Bewertungsverfahren, was in **Tabelle 2** verdeutlicht ist.

Tabelle 2: DGA Interpretation der Ölproben nach der elektrischen Beanspruchung

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	Entladung & thermische Fehler	Entladung großer Energie
Dornenburg	keine Fehler	nicht identifiziert
Rogers	keine Fehler	keine Fehler

Es wurde auch der Einfluss der Alterungsnebenprodukte auf die Menge der im Öl gelösten Gase im Fall einer thermischen Überbeanspruchung der Proben untersucht. Dazu wurde ähnlich wie im ersten Versuch verfahren, nur statt der elektrischen Beanspruchung mit 50 Durchschlägen erfolgte eine thermische Beanspruchung bei einer Temperatur von 140°C für 72h. Danach wurde die Konzentration der gelösten Gase in den Proben mittels Gas-in-Öl-Analyse (DGA) bestimmt. In **Tabelle 3** werden die Konzentrationen der gemessenen Gase in regenerierten und nicht regenerierten Ölproben verglichen. Aus diesem Vergleich wird erneut das unterschiedliche Gasungsverhalten von regeneriertem und nicht regeneriertem Isolieröl ersichtlich. Zudem sind in **Tabelle 4** verschiedene DGA Interpretationen der Werte aus Tabelle 3 dargestellt, wobei hier zu erkennen ist, dass die Anwesenheit der Alterungsnebenprodukte eine Erkennung des wahren Fehler verfälschen kann.



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Interpretation der FRA (Frequency response analysis) für die Ersatzschaltbildelemente von Transformatoren

Tabelle 3: Konzentration der gelösten Gase in Mineralölproben nach der thermischen Überbeanspruchung (140°C für 72h)

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	78	0
Karbonmonoxide	98	70
Karbondioxide	1772	693
Ethylen	162	17
Ethan	47	5
Ethin	0	0
Wasserstoff	0	0

Tabelle 4: DGA Interpretation der Ölproben nach der thermischen Beanspruchung (140°C für 72h)

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C
Dornenburg	thermische Fehler	keine Fehler
Roger's	thermische Fehler T>700 °C	thermische Fehler (niedrige Temperatur)

Zuletzt wurden die regenerierten und nicht regenerierten Ölproben bei einer höheren Temperatur von 160°C für einen Zeitraum von 9h thermisch beansprucht, wobei die Versuche entsprechend den vorherigen Untersuchungen durchgeführt wurden. Aus den in der **Tabelle 5** präsentierten Werten und dem Einsatz von drei unterschiedlichen DGA-Interpretationsverfahren entsprechend **Tabelle 6**, sind wiederum diverse Unterschiede zu entnehmen.

Tabelle 5: Konzentration der gelösten Gase in Mineralölproben nach thermischer Beanspruchung (160°C für 9h)

	nicht regeneriertes Öl [ppm]	regeneriertes Öl [ppm]
Methan	4	0
Karbonmonoxide	47	61
Karbondioxide	346	364
Ethylen	12	5
Ethan	3	0
Ethin	2	0
Wasserstoff	0	0

Wie bei der letzten Untersuchung ist auch hier ein enger Zusammenhang zwischen der Gasgeneration und Anwesenheit der Alterungsprodukte zu sehen. **Tabelle 6** zeigt wie

unterschiedlich die Fehleranalyse der Proben mit und ohne Alterungsprodukte sind und wie die Anwesenheit der Alterungsnebenprodukte die Erkennung der Fehler verfälschen kann.

Tabelle 6: DGA Interpretation der Ölproben nach der thermischen Überbeanspruchung (160°C für 9h)

	nicht regeneriertes Öl	regeneriertes Öl
Duval	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C	thermische Fehler in Papier: T>300 °C in Öl: T>700 °C
Dornenburg	keine Fehler	keine Fehler
Roger's	thermische Fehler T>700 °C	thermische Fehler (niedrige Temperatur)

Zusammenfassung

Die Anwendung der Gas-in-Öl-Analyse (DGA) für Transformatoren wurde allgemein als wertvolles Diagnose-Tool akzeptiert. Bisher wurden etwa zwanzig empirische Methoden für die Interpretation der DGA entwickelt, um Korrelation zwischen Fehlergasen in Öl gefüllten Betriebsmitteln mit bestimmten Fehlerarten zu finden. Keine dieser Methoden ist genau genug, um anfängliche Fehler mit 100% Genauigkeit vorherzusagen.

Es wurde erkannt, dass Verunreinigungen im Öl zur Gasbildung beitragen können, was in diesem Beitrag untersucht wurde. Die dargestellten Ergebnisse belegen das Ölalterungsnebenprodukte sowohl Einfluss auf das Gasungsverhalten wie auch auf die Interpretation der im Öl gelösten Gase haben, so dass eine Interpretation der im Öl gelösten Gase nicht in jedem Fall die richtige Fehlerart liefert, was die Unsicherheit in der Bewertung mittels DGA Interpretationsverfahren verdeutlicht. Somit ist es notwendig diese Techniken entsprechend zu verfeinern, um sichere Aussagen treffen zu können und somit richtige Schlussfolgerungen zu treffen bzw. Empfehlungen zu geben. Dies wird Gegenstand weiterer Forschungen sein.

Anschrift

Leibniz Universität Hannover
Institut für Elektrische Energiesysteme
Fachgebiet Hochspannungstechnik und Asset Management
Schering-Institut
Callinstr. 25 A
30167 Hannover
E-mail: imani@si.uni-hannover.de



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

Einfluss von Alterungsnebenprodukten auf das Gasungsverhalten von Isolierflüssigkeiten

Literaturverzeichnis

- [1] Boss, P., Lorin, P., Viscardi, A., et al.
Economical aspects and experiences of power transformer on-line monitoring
CIGRÉ Session, 2000.
- [2] T. K. Saha,
Review of Modern Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers
IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul. Vol. 10, pp. 903-917, 2003.
- [3] M. Duval
Dissolved gas analysis and the Duval Triangle
IEEE PES Transformer committee meeting, October 2006
- [4] V. Wasserberg
Verfahren zur Werterhaltung und Optimierung der Nutzungsdauer von Leistungs-transformatoren
Dissertation Schering-Institut, 2006
- [5] ASTM D3612
Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography (DGA)
- [6] IEEE C57.104
IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil- Immersed Transformers - Section 1.2 Limitations
1991
- [7] L. Lewand
Techniques for Interpretation of Data for DGA from Transformers
IEEE PES Transformer committee meeting, October 2006
- [8] A. Akbari, A. Setayeshmehr, H. Borsi, E. Gockenbach and I. Fofana
Intelligent Agent based System using Dissolved Gas Analysis to Detect Incipient Faults in Power Transformers
IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 26, No 6, pp. 28-41, November/December 2010
- [9] I. Fofana, A. Bouaicha, M. Farzaneh, J. Sabau and D. Bussi eres
Decay Products in the Liquid Insulation of Power Transformers
IET Electric Power Applications, Vol. 4, Iss. 3, pp. 177-184, 2010
- [10] R. Sanghi
Chemistry behind the life of a transformer
Resonance, 2003, 8, (6), pp. 17-23
- [11] Ivanka Atanasova-H ohlein
Straygassing of Insulating Liquids – Manifestation and Influence on Diagnostics
2014 IEEE International Conference on Liquid Dielectrics, Bled, Slovenia, June 30 - July 3, 2014
- [12] ASTM D877-02
Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes
2002



TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE

New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

Dr. Joerg Friedel Shell Technology



Dr. Joerg Friedel studied Technical Chemistry at the Technical Colleague in Merseburg and the University of Aberdeen/Scotland. His PhD project was about environmental chemistry.

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





TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT CONFERENCE

New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

Dr. Joerg Friedel, Product Application Specialist Transformer and Turbine Oils

Shell Global solution

Summary: GtL based transformer oil is now available for some time. It has proved its ability to perform well in praxis tests. Nevertheless, additional laboratory tests uncovered some additional advantages, like cooling properties, high voltage impulse breakdown voltage and foaming properties. It could be proved that DGA can be applied a that Diala S4 ZX-I is fully compatible with traditional mineral oils.

GtL transformer oil is now for one year commercially available as Diala S4 ZX-I. Therefore some practical experiences are available, but also the laboratory evaluation did not stop. The main advantages of GtL based transformer oils are:

- Excellent oxidation stability (exceeding IEC 60296 §7.1 limits)
- High flash point (> 190 °C)
- Absence of sulphur compounds (below detection limit ASTM D 5185)
- Reasonable pour point (-42 °C) without the use of pour point depressant additives

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

Another parameter what was additionally explored was the high voltage impuls breakdown voltage. It could shown that with Diala S4 ZX-I higher voltages could be achieved.

Cooling properties where another point for investigation and tests. By modeling a tube flow it could be estimated, that the heat transfer coefficient of GtL fluids is slightly higher compared to naphthenics. This could also be confirmed by an heat run test on a real distribution transformer, where smaller temperature gradients with Diala S4 ZX-I proved the better heat transfer capability in comparison to a traditional oil.

As important information about the transformer function can be obtained from the analysis of

dissolved gases certain transformer failures has been simulated in the laboratory. It was found, that in general the flammable gas concentrations in GtL based transformer oils are lower than for traditional oil. But the ratios of the gas concentrations are still almost the same, so widely used interpretation schemes as the Duval triangle can still be used. This was also proved in a practical example.

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

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

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

Zusammenfassung: GtL basierte Transformatorenöle sind jetzt bereits einige Zeit kommerziell verfügbar, Shell Diala S4 ZX-I hat seine Leistungsfähigkeit in vielen Praxisanwendungen unter Beweis gestellt. Darüber hinaus konnten eine zusätzliche Vorteile ermittelt werden, wie Kühleigenschaften, Beständigkeit gegenüber Hochspannungsimpulsen oder die geringe Schaumneigung. Es konnte festgestellt werden, dass Diala S4 ZX-I verträglich ist mit traditionellen Transformatorenölen auf Mineralölbasis.



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

New Findings and Experiences with GtL Transformer Oil

Dr. Jörg Friedel
Shell Deutschland Oil GmbH
Project & Technology
Softphone: +49(0)40/7565-4781
Mobile: +49(0)170/5607858
Joerg.friedel@shell.com



**TRANSFORMER-LIFE-MANAGEMENT
CONFERENCE**

Für Ihre Notizen

A large, empty rectangular area with a thin teal border, intended for taking notes during the conference.

