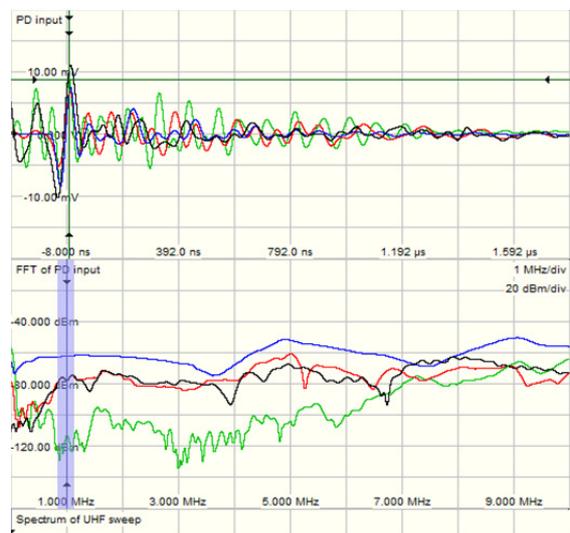
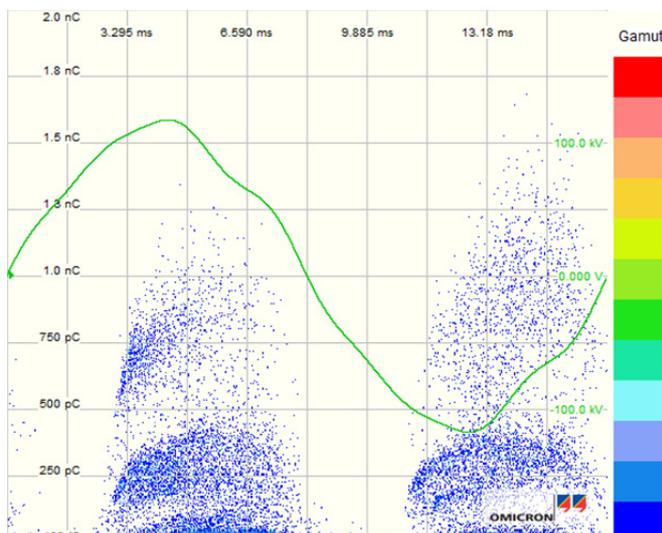
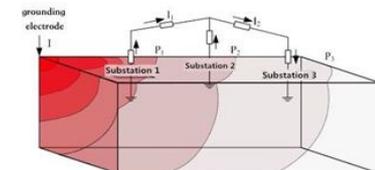
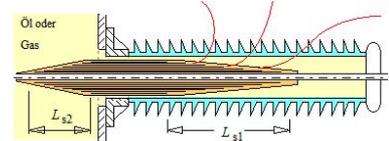
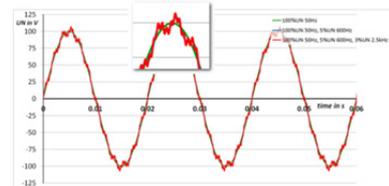
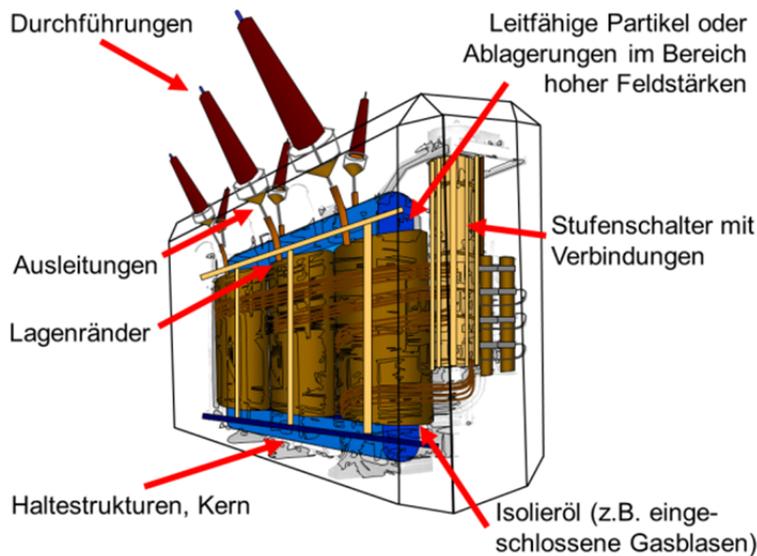


FKH - Fachtagung

22. November 2017

Hochschule für Technik Rapperswil

Zustandsbeurteilungen von ölisolierten Transformatoren und Messwandlern



*FKH - Fachtagung
22. November 2017
HSR, Hochschule für Technik Rapperswil*

Zustandsbeurteilungen von ölisolierten Transformatoren und Messwandlern

Veranstalter:



*Fachkommission für Hochspannungsfragen,
Hagenholzstrasse 81
8050 Zürich*

**FKH - Fachtagung
22. November 2017
HSR, Hochschule für Technik Rapperswil**

Vorwort zur Tagung

Die Tagung beschäftigt sich mit den technischen Betriebsfragen von Hochspannungs-Transformatoren und induktiven Messwandlern mit Öl-Papier-Isolation. Diese Isolationssysteme zeichnen sich trotz ihrer Komplexität durch Robustheit, Langlebigkeit und teilweise Regenerierfähigkeit aus. Zur Optimierung der Lebensdauerkosten bei grossen Transformatoren lohnt sich angesichts der Investitionskosten und der wirtschaftlichen Bedeutung für den Netzbetrieb ein umfassendes Konzept für die technische Instandhaltung dieser Betriebsmittel mit all ihren Bestandteilen.

Beurteilung und Erhalt der Zuverlässigkeit der besprochenen Netzkomponenten, erfordert ein breites Ingenieur-Know-How, das seit vielen Jahrzehnten weiterentwickelt wird. Für die Zustandserfassung und Instandhaltung stehen bereits heute eine umfangreiche Wissensbasis und ein breites, erprobtes Instrumentarium an Methoden zur Verfügung. Weiteres Entwicklungspotential besitzen differenzierte chemische und elektrische Diagnosemethoden zur Zustandsbeurteilung, aber auch Methoden zur Regenerierung der Kühl- und Isolierflüssigkeiten.

Die Tagung bietet einen Überblick über den heutigen Stand der oben genannten Methoden und geht auf Aspekte der Beanspruchung, des Betriebsverhaltens und des Alterungsverhaltens der ölisierten Hochspannungsapparate ein.

Martin Hässig
Tagungsleiter,
Swissgrid AG, Laufenburg

Dr. Reinhold Bränlich
Geschäftsleiter, FKH

Tagungsprogramm

Titel: Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern
Ort: Hochschule für Technik Rapperswil, Aula
Termin: Mittwoch, 22. November 2017
Tagungsleiter: Martin Hässig, Swissgrid AG

	Beitrag	Referent
08 ³⁰ -09 ⁰⁵	Willkommenskaffee	
09 ¹⁰ -09 ¹⁵	Begrüssung durch den Präsidenten	Christian Lindner, Axpo Power AG
09 ¹⁵ -09 ⁴⁵	Zustandsbeurteilung aus der Sicht des Asset-Managements	Martin Hässig, Swissgrid AG
09 ⁵⁰ -10 ²⁰	Schwachstellen und Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern	Dr. Thomas Aschwanden, AFEC
10 ²⁵ -10 ⁵⁵	Moderne Diagnosemessungen an Leistungstransformatoren vor Ort	Pascal Fehlmann, FKH
	Kaffeepause	
11 ³⁰ -12 ⁰⁰	Einfluss transientser Belastungen auf Messwandler - Erfahrungsbericht eines Messwandler-Herstellers	Martin Boss, Pfiffner Messwandler AG
12 ⁰⁵ -12 ³⁵	Interpretation von Isolieröluntersuchungen	Dr. Thomas Heizmann, FKH
12 ⁴⁰ -13 ¹⁰	Aufbereitung und Regenerierung von Transformatorölen – worauf beim Prozess geachtet werden muss	Andreas Gruber, Micafluid AG, Martin Schättin, Axpo Power AG
	Mittagessen	
14 ⁴⁵ -15 ¹⁵	Diagnosen aufgrund des dielektrischen Verhaltens von Transformatordurchführungen	Prof. Dr. Andreas Küchler, Hochschule FHWS Würzburg Schweinfurt
15 ²⁰ -15 ⁵⁰	DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen, Erfahrungen aus dem Tessin	Dr. Walter Sattinger, Swissgrid AG
15 ⁵⁵ -16 ¹⁵	Schlussdiskussion	Martin Hässig, Swissgrid AG
ab 16 ³⁰	Ausklang, Apéro	

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Zustandsbeurteilung aus der Sicht des Asset-Managements	1
Martin Hässig, Swissgrid AG, Laufenburg	
Schwachstellen und Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern	19
Dr. Thomas Aschwanden, AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH, Iseltwald	
Moderne Diagnosemessungen an Leistungstransformatoren vor Ort	35
Pascal Fehlmann, FKH, Zürich	
Einfluss transientser Belastungen auf Messwandler - Erfahrungsbericht eines Messwandler-Herstellers	57
Martin Boss, Pfiffner Messwandler AG, Hirschthal	
Interpretation von Isolieröluntersuchungen	63
Dr. Thomas Heizmann, FKH Isolieröllabor, Däniken	
Aufbereitung und Regenerierung von Transformatorölen – worauf beim Prozess geachtet werden muss	77
Andreas Gruber, Micafluid AG, Schlieren Martin Schättin, Axpo Power AG, Baden	
Diagnosen aufgrund des dielektrischen Verhaltens von Transformatordurchführungen	85
Prof. Dr. Andreas Kuchler, Hochschule FHWS Würzburg Schweinfurt	
DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen, Erfahrungen aus dem Tessin	107
Dr. Walter Sattinger, Swissgrid AG, Laufenburg	
Referentenadressen	117
Internetseite zur Fachtagung	119
Notizen	121

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Zustandsbeurteilung aus der Sicht des Asset-Managements

Martin Hässig
Swissgrid AG, Laufenburg

Funktion und beruflicher Werdegang

Betriebsmittelverantwortlicher, Asset-Portfolio

1976 bis 1992	BBC / ABB: Berufslehre als Elektromechaniker, Konstruktion wärmetechnischer Apparate zu Dampfkraftwerken, Entwicklung von Hochspannungswandlern und HF-Sperren, Mitarbeit in der Gruppe für gasförmige und flüssige Isolierstoffe ABB, Dättwil.
1985 bis 1990	Besuch der HTL Zürich, berufsbegleitende Ausbildung zum El. Ing.
1992 bis 2006	Versuchingenieur bei der FKH, Zürich
2006 bis 2016	Projektingenieur Transformatoren u. Wandler, Axpo Power AG
seit 2016	Betriebsmittelverantwortlicher für Transformatoren bei der Swissgrid AG

Mitglied TK14 (Transformatoren) und TK10 (Isolierflüssigkeiten), Cigré WG

Zustandsbeurteilung aus der Sicht des Asset-Managements

Martin Hässig
Swissgrid AG, Laufenburg

Kurzfassung

Swissgrid betreibt das Übertragungsnetz der Schweiz mit 6700 km Netzlänge, 141 Unterwerken und 29 Transformatoren. Für die Planung von Instandsetzung und Erneuerung sowie die Optimierung der Instandhaltung der Transformatoren und ihrer Netzanlagen erarbeitet Swissgrid zurzeit eine risikoorientierte Vorgehensweise, deren Kern eine Zustands-Wichtigkeits-Analyse bildet. Das dazu erforderliche und im Aufbau befindliche Modell wird mit Stammdaten, Betriebsdaten und Zustandsdaten gespeist und ermöglicht auch Geschäftssimulationen mit dem Ziel einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung.

Inhalt

1	Einleitung.....	4
2	Analyse des Auftrags (technischer Aspekt).....	4
3	Mittel der Zustandserfassung	5
4	Wichtigkeit.....	13
5	Analyse, Zustandsbeurteilung	15
6	Ausblicke	16
7	Fazit.....	17

1 Einleitung

1.1 Auftrag und gesetzliche Bestimmungen

In Gesetzen und Verordnungen ist der Auftrag an die Netz- und Kraftwerksbetreiber festgelegt, z.B.:

- in der Bundesverfassung (Art. 89)
Bund und Kantone setzen sich im Rahmen ihrer Zuständigkeiten ein für eine ausreichende, breit gefächerte,
sichere,
wirtschaftliche und
umweltverträgliche
Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch.
[1]
- in der Stromversorgungsverordnung (Art. 5):
Die nationale Netzgesellschaft, die Netzbetreiber, die Erzeuger und die übrigen Beteiligten
treffen vorbereitende Massnahmen zur Gewährleistung des
sicheren Netzbetriebs. ... [2]

1.2 Aufgabe für das Asset-Management

Für das Asset-Management ergeben sich daraus Aufgaben und Herausforderungen, wie:

- Beibehaltung und Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit;
- Optimierung der Instandhaltung;
- schonender Umgang mit den vorhandenen Ressourcen;
- Steuerung der Ersatzinvestitionen von Betriebsmitteln;
- Einbindung neuer Ein- und Ausspeisungen;
- Befolgung regulatorischer Vorgaben;
- Sicherstellung preiswerter Energieübertragung;
- Definition von Zielnetzen;
- ... [3]

Die Lösung dieser Aufgabe führt über die Entwicklung einer kohärenten Asset-Politik mit den Ebenen Netz, Betriebsmittel, Betrieb, Instandhaltung, Ressourcen, ...

2 Analyse des Auftrags (technischer Aspekt)

Der Auftrag an die Netz- und Kraftwerksbetreiber erfordert zur Erfüllung die folgend aufgeführten Aktivitäten aus Sicht des Asset-Managements:

- Beibehaltung und Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit:
 - Organisation der Instandhaltung im Geschäftsmodell mit externen Dienstleistern
- Optimierung der Instandhaltung:
 - Ausbalancieren von Erfordernis, Effektivität und Kosten
- schonender Umgang mit den vorhandenen Ressourcen:
 - Engpass- und Überlastvermeidung durch Planung, Massnahmenstrukturierung
- Steuerung der Ersatzinvestitionen von Betriebsmitteln (Abschätzung Ende der technischen Lebensdauer)

Das erfordert eine laufende Zustandserfassung und Beurteilung.

3 Mittel der Zustandserfassung

3.1 Elemente

Statische Daten, Stammdaten:

Baujahr, Bemessungsgrößen, Standort, Technologie, Anzahl, spezifische Eigenschaften ...

Dynamische Daten, Betriebsdaten:

Alter, Instandhaltungs-Aufwand, Ersatzteile, Service-Knowhow, Erfahrungen, Ausfälle und Funktionsbeeinträchtigung (Störungen).

Zustandsdaten (im Turnus erfasst), Diagnosen (auf Indikation):

Ergebnisse aus Messungen und Prüfungen, Begehungen (monatlich), Sicht- und Funktionskontrollen (jährlich bzw. alle 2.5 Jahre), Zustandserfassung (5 Jahre), Dienstleiter- und Service-Protokolle von Wartungen (z.B. Stufenschalter).

3.2 Statische Daten

Transformator	
Baujahr / Alter	< 21, 21 - 25, 26 - 30,, > 50 Jahre
Feststoffisolation	thermisch stabilisiert: ja / nein, Barrieren- oder Spreizflanschisolation
Isolieröl	Inhibiert ja / nein
Kessel	mechanische Einschränkungen für den Austausch: ja / nein
Kühlanlage	..N- oder ..F-Kühlung, Auslegungs-Reserve: ja / nein
Ersatztransformator	nicht vorhanden, zuschaltbar, Einwechselung
Steuerkabel	offen / geschützt
Durchführung	
Baujahr / Alter	< 21, 21 - 25, 26 - 30,, > 40 Jahre
Technologie	Aussen-Isolation: Porzellan / Silikon
	Innen-Isolation: RIP oder RIS: ja/nein
	trocken / Isolierflüssigkeit
Ersatz	vorhanden: ja / nein
Kühlanlage	
Technologie	...N(D) / ...F, s_b bei Übergang von ..N auf ..F(D)
Auslegung	Reserve / keine Reserve
Stufenschalter	
Baujahr / Alter	< 21, 21 - 25, 26 - 30,, > 50 (Jahre)
Serviceleistung	vorhanden / nicht vorhanden

3.2.1 Alter und Anzahl der Transformatoren

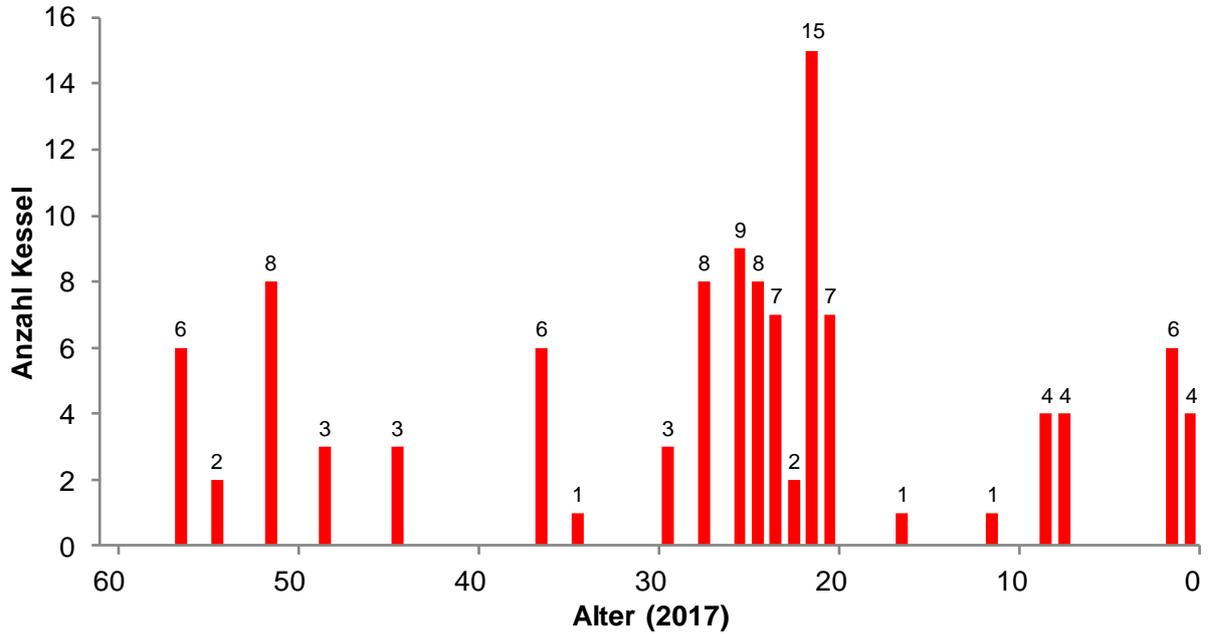


Abbildung 1 Altersstruktur des Swissgrid-Transformatorparks (29 Transformationen, 112 Kessel)

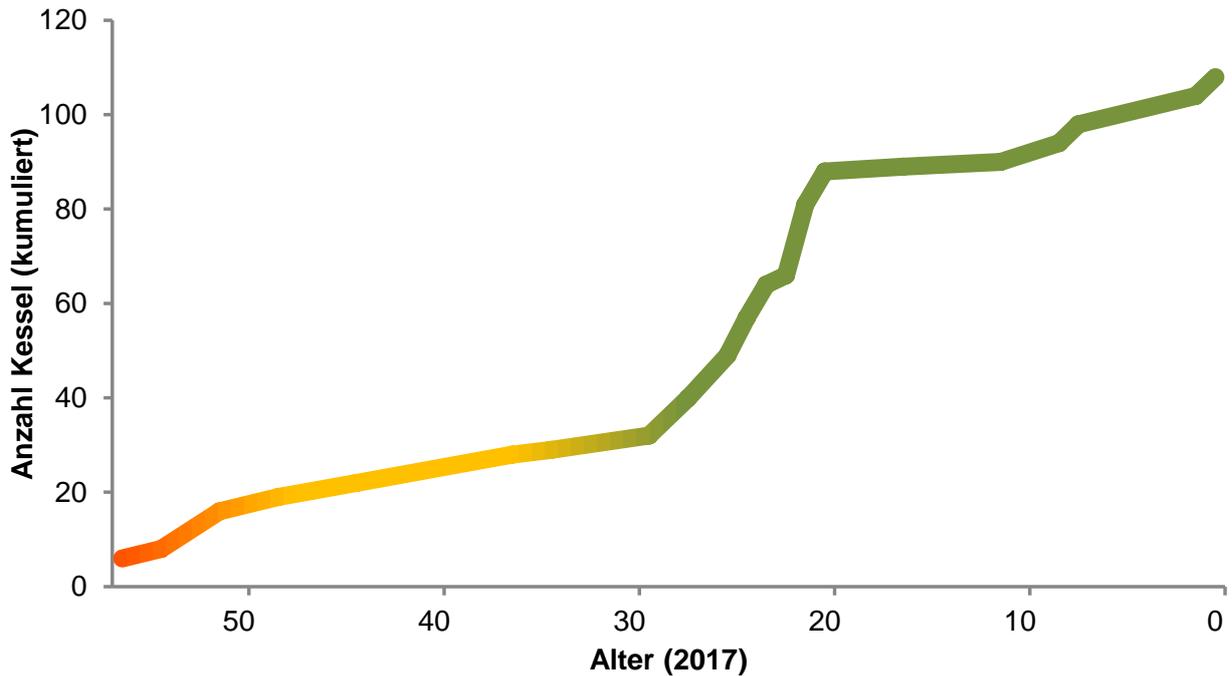


Abbildung 2 Altersverteilung des Swissgrid-Transformatorparks

3.2.2 Alter, Anzahl und Durchgangsleistung

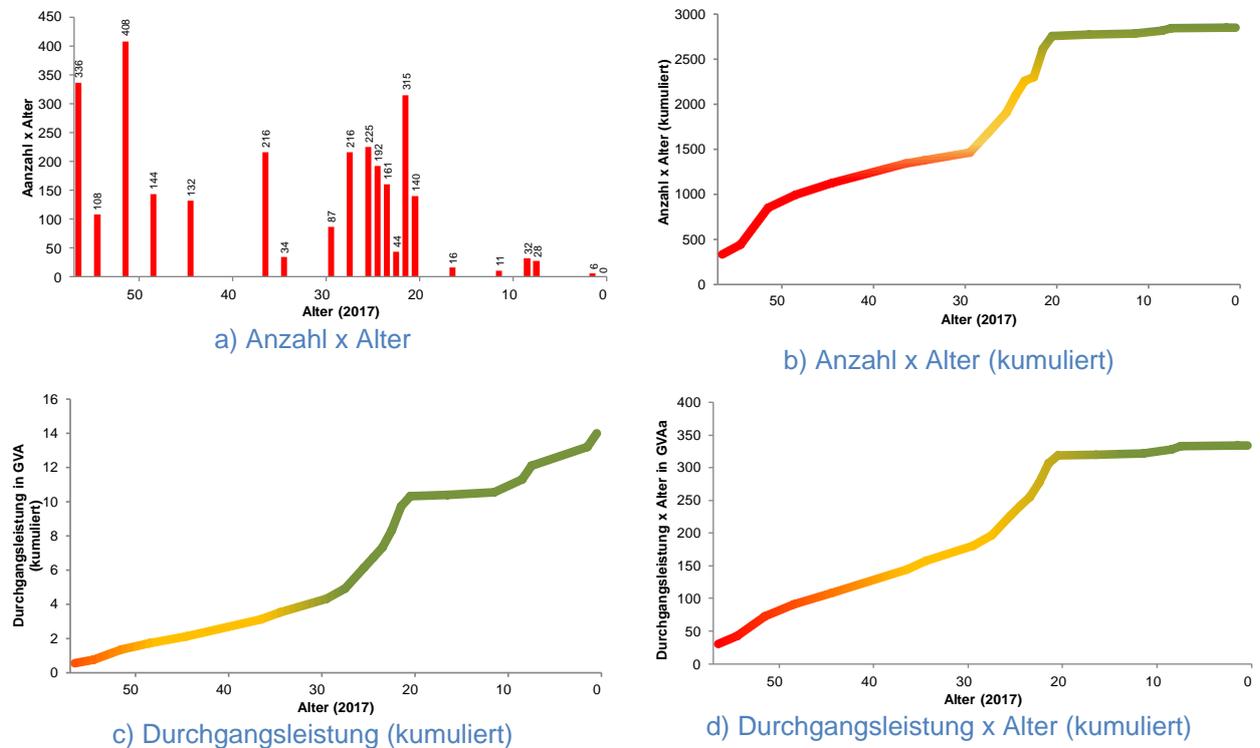


Abbildung 3 Verschiedene Betrachtungen von Alter, Anzahl und Durchgangsleistung

Die Betrachtungen in Abbildung 3 zeigen für die Transformatoren-Flotte der Swissgrid keinen Informationsmehrwert gegenüber der vereinfachten Betrachtung der Altersstruktur (Abbildung 1 und Abbildung 2).

3.3 Dynamische Daten



Abbildung 4 Print-Screen des Datenspeichers (UW Gösigen, Trf 31, Juni 2017)

Kennwert	A:BE [%] [Datum Zeit]	A:BE [%]
SUM		384'380.30
AVG		45.56
MED		48.10
STD		11.67
CNT		8'437.00
1. MAX	22.06.2017 16:15	70.00
2. MAX	22.06.2017 16:10	68.60
3. MAX	22.06.2017 16:45	68.40
4. MAX	22.06.2017 16:05	68.20
5. MAX	22.06.2017 16:40	68.20
1. MIN	29.06.2017 08:20	10.30
2. MIN	29.06.2017 08:15	10.30
3. MIN	29.06.2017 08:10	10.50
4. MIN	29.06.2017 09:20	10.50
5. MIN	29.06.2017 08:30	10.60
Schalter ein		8'437.00
Fehlender Wert		-
Gestörter Wert		-
Wahrer Wert		-
Schlechtwertmarkierung		-

Abbildung 5 Kennwerte der Belastung (UW Gösigen, Transformator 31, Juni 2017)

3.4 Zustandserfassung und -überwachung, Erfahrungsrückfluss

Im Fokus der laufenden Zustandserfassung stehen:

- Aussen zugängliche Teile,
- Isolieröl,
- Isolationssystem,
- Stufenschalter,
- Durchführungen.

Die erweiterte Zustandserfassung, welche nur auf Indikation hin vorgesehen ist, umfasst darüber hinaus:

- Geometrische Integrität (Aktivteil),
- Monitoring,
- Innere (invasive) Inspektion.

	Isolieröl	Isolationssystem	geometrische Integrität	Stufenschalter	Durchführungen	Monitoring	Inspektion	Invasive Inspektion	
Invasiv									
nicht Invasiv (off-line)									
in Betrieb (on-line)									
Messung, Prüfung	Gas-in-Öl-Analyse (DGA) physik./diel. Öl-Analyse (M, tan(δ)/k, c, ...) -nach Alterungstest Wassergehalt Inhibitor-Gehalt Passivator-Gehalt Furan - Analyse (HPLC) Oxidfähigkeit (IEC 61620) Korrosiver Schwefel / DEDS	Polisationseffekte (PDC/FDS/...) Wiederstand - Index (15/60, 60/15) TE - Messung im Betrieb (z.B. UHF) TE - Messung off-line	uk (mit reduzierter Spannung) Übersetzungsverhältnis Leertaufstrom DC-Widerstand der Wicklungen Transferfunktion / FFA (f oder fBereich) Leertauverhältnis 1-Phasig oder 3-Phasig Kurzschlussverluste	Stromaufnahme Drehmoment an der Stufenschaltmechanikswelle Akustischer Fingerdruck Stufenschalter I und u - Schalt - Transienten Schaltzahl	C / tan(δ) physik./diel. Öl - Analyse (M, tan(δ)/k, c, ...) Gas-in-Öl-Analyse (DGA) externe visuelle Kontrolle ausser Betrieb Thermovision	Hör - Spot der Windungen Kein-Temperatur Vibration Geräusch red. Gas-in-Öl-Analyse (DGA) mit Sensor TE (z.B. UHF) Öl-Temperaturen, Thermische-Abbild-Wicklungen Belastung KS-Ströme	externe visuelle Kontrolle in Betrieb externe visuelle Kontrolle ausser Betrieb orientierende Thermovision qualifizierte Thermovision	innere visuelle Kontrolle Wicklungsmessung Feuchte in der Zellulose (Calc. Fischer Titration) Oberflächenleuchte Polimerisationsgrad / mech. Eigenschaft (Zellulose) magn. Fluss - Verteilung	Wiederanalogprüfung nach spez. Programm
Betrieb									
Begehung	1.0 M								
Sichtkontrolle	1.0 J								
Funktionskontrolle	2.5 J								
Zustandsermittlung / Wartung	5.0 J								
erw. Zustandsermittlung									
Schutz-Abschaltung									
Indikation (Isolieröl)									
Reparatur									

Abbildung 6 Übersicht zur Zustandserfassung

	Isolieröl	Isolationssystem	geometrische Integrität
Invasiv			
nicht Invasiv (off-line)			
in Betrieb (on-line)			
Messung, Prüfung	Gas-in-Öl-Analyse (DGA) physik. / diel. Öl - Analyse (U, tan(δ)) _{90°C, ...} - nach Alterungstest Wassergehalt Inhibitor-Gehalt Passivator-Gehalt Furan - Analyse (HPLC) Ölleitfähigkeit (IEC 61620) Korrosiver Schwefel / DBDS	C / tan(δ) Polarisationseffekte (PDC / FDS / ...) Widerstand - Index (15/60, 60/15) TE - Messung im Betrieb (z.B. UHF) TE - Messung off-line	uk (mit reduzierter Spannung) Übersetzungsverhältnis Leerlaufstrom DC-Widerstand der Wicklungen Transferfunktion / FRA (f- oder f-Bereich) Leerlaufverluste 1-Phasig oder 3-Phasig Kurzschlussverluste
Betrieb			
Begehung 1.0 M			
Sichtkontrolle 1.0 J			
Funktionskontrolle 2.5 J			
Zustandsermittlung / Wartung 5.0 J			
erw. Zustandsermittlung			
Schutz-Abschaltung			
Indikation (Isolieröl)			
Reparatur			

Abbildung 7 Die wichtigsten Gebiete der Zustandserfassung (Isolieröl, Isolationssystem)

	Stufenschalter	Durchführungen
Invasiv		
nicht Invasiv (off-line)		
in Betrieb (on-line)		
Messung, Prüfung	Stromaufnahme Drehmoment an der Stufenschalterantriebswelle Akustischer Fingerprint Stufenschalter i und u - Schalt - Transienten Schaltzahl	C / tan(δ) physik. / diel. Öl - Analyse (U, tan(δ)) _{90°C, ...} Gas-in-Öl-Analyse (DGA) externe visuelle Kontrolle ausser Betrieb Thermovision
Betrieb		
Begehung 1.0 M		
Sichtkontrolle 1.0 J		
Funktionskontrolle 2.5 J		
Zustandsermittlung / Wartung 5.0 J		
erw. Zustandsermittlung		
Schutz-Abschaltung		
Indikation (Isolieröl)		
Reparatur		

Abbildung 8 Zustandserfassung des Zubehörs

3.5 Reihenuntersuchung (Referenzmessungen)

Swissgrid fehlten Referenzdaten zur Zustandsbeurteilung der Transformatoren oder die Daten lagen nicht auf einheitlicher Grundlage vor. Mit einer Reihenuntersuchung, welche alle Transformatoren mit Baujahr vor 2011 umfasste, wurden die erforderlichen Daten zum Zustand erhoben und bewertet.

Es sind dabei folgende Diagnose-Messungen und Kontrollen durchgeführt worden:

- Isolationswiderstand,
- Leerlauf-Übersetzung,
- Kurzschlussspannung (reduzierter Strom „Kleinsignal“),
- Transferfunktion (FRA),
- DC-Wicklungs-Widerstand,
- Dynamischer Widerstandsmessung (Stufenschalter-Schaltvorgang),
- Bestimmung polarer Anteile (PDC / FDS), „Wassergehalt“,
- $C/\tan(\delta)$ an gesteuerten Durchführungen,
- visuelle Kontrolle

FINGERPRINT NETZKUPPELTRANSFORMATOREN | BKW | 18.03.2016

Übersicht Gesamtnote vs. Tiefste Teilnote

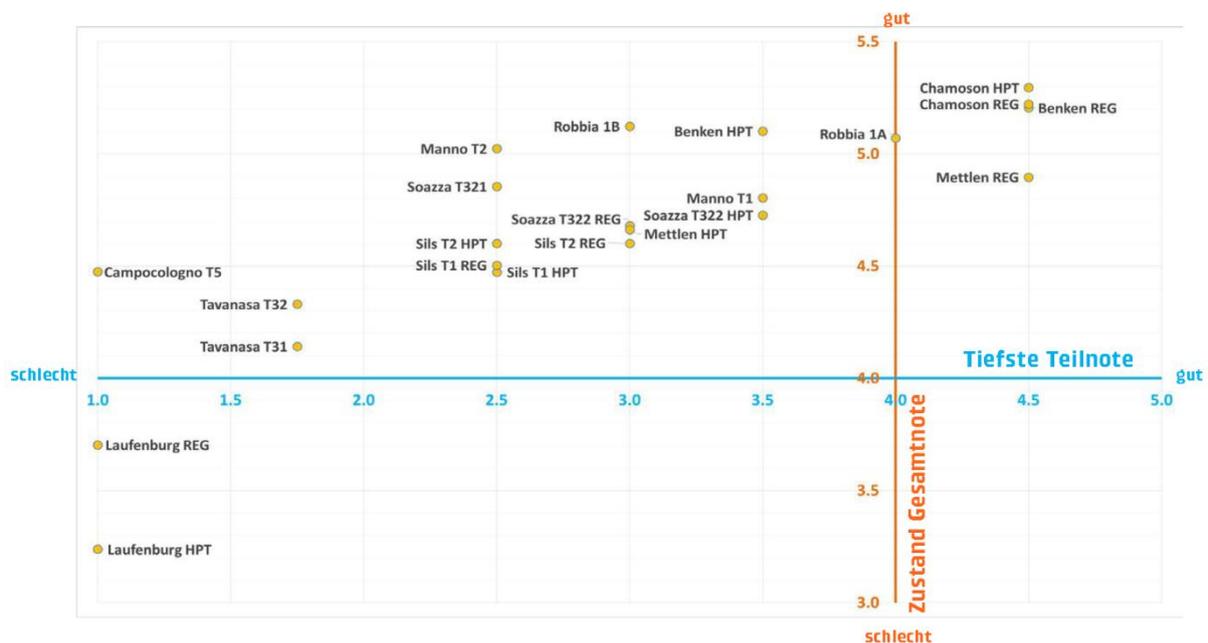


Abbildung 9 Darstellung der bewerteten Transformatoren; Gesamtnote vs. schlechteste Einzelnote [4]

Anwendung Massnahmen-Diagramm

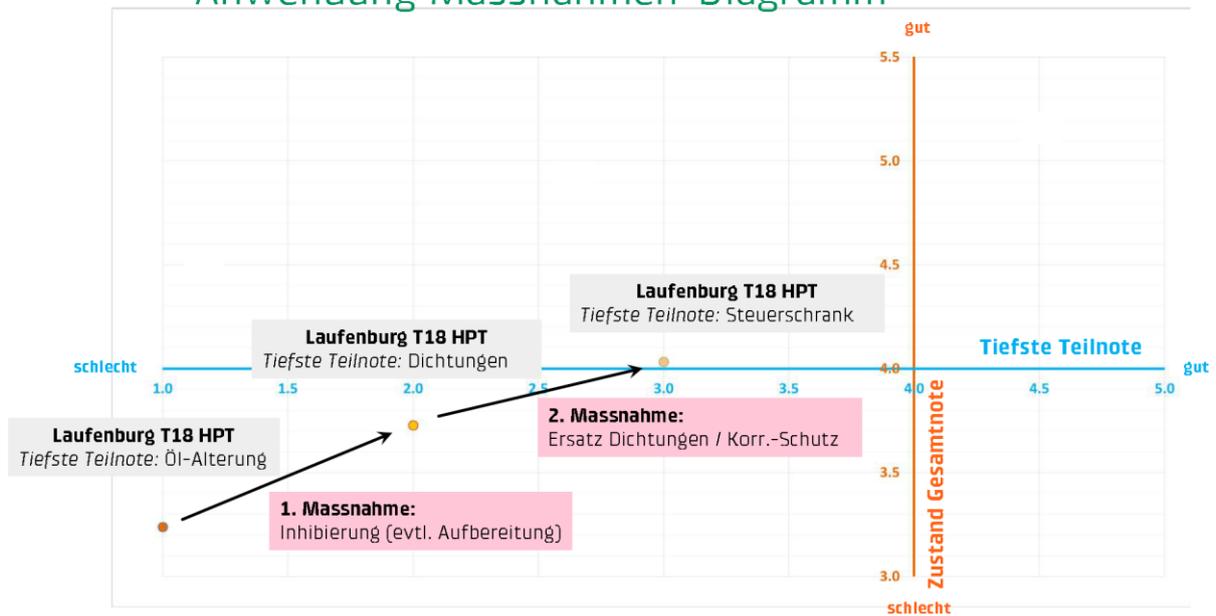


Abbildung 10 Massnahmen-Evaluation durch Beurteilung der Wirkung auf die Zustandsbewertung [4]

4 Wichtigkeit

4.1 Kriterien-Katalog [3]

- Spannungsebene,
- Einsatzort (Kraftwerk, Netzkupplung, Eigenbedarf ...),
- Netztopologie (Speisung eines Strahlennetzes, Kopplung im vermaschten Netz),
- Investitionskosten, Ersatzkosten,
- Erschliessung für Ausnahmetransporte, Einbausituation,
- Leistungsfluss über das Betriebsmittel,
- Anzahl der Versorgungsunterbrechungen,
- Höhe der nicht gelieferten Energie,
- Fehlerrate des Betriebsmittels,
- Einfluss einer Störung auf das gesamte betrachtete Netz,
- geschäftlicher Einfluss (Pönale für die nicht gelieferte Energie, Umsatzverlust),
- sozialer Einfluss der nicht gelieferten Energie (z.B. Krankenhaus, Verkehrsknoten, Energieaustausch- und Transitkapazität),
- Beeinträchtigung der Umgebung bzw. Umwelt durch eine Störung (Explosion, Austritt von Öl),
- Imageschaden des Unternehmens bei einem Fehler,
- usw.

Die Reihenfolge dieser Aufzählung bedeutet keine Rangfolge.

4.2 Statische Daten; Ort (Topologie als Parameter der Wichtigkeit)

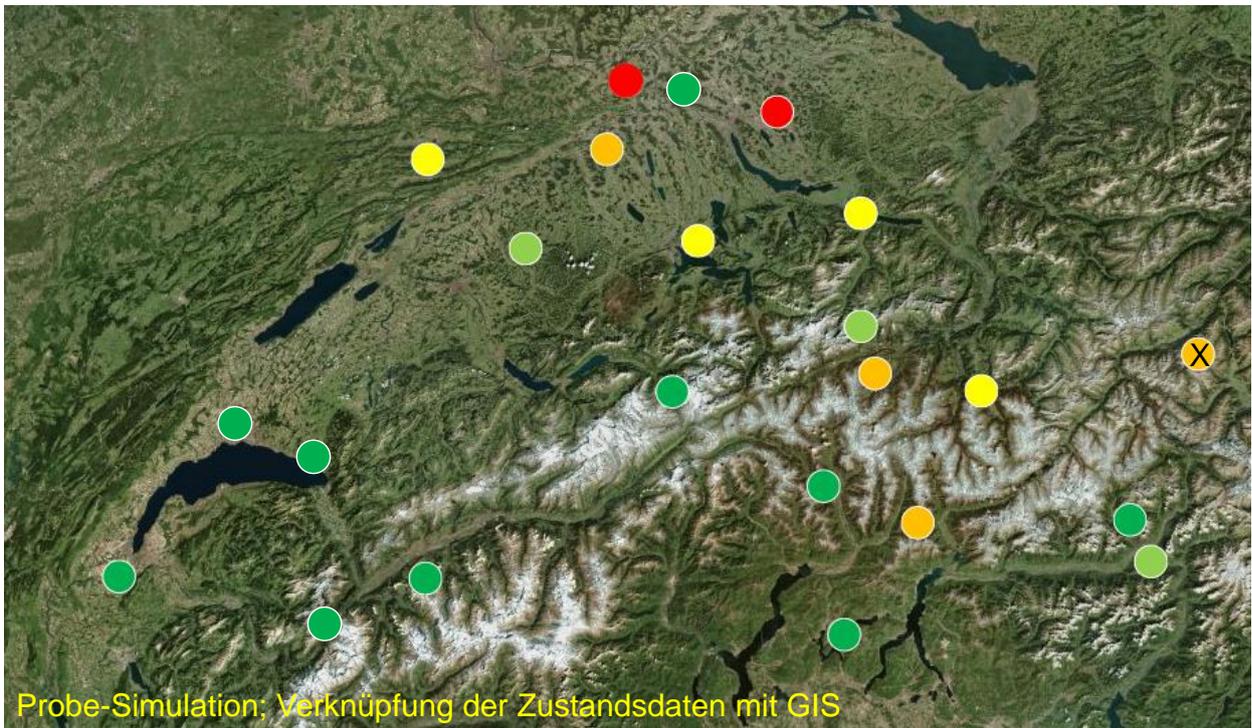


Abbildung 11 Geographische Verteilung der Objekte und Einstufung des Zustandes

4.3 Schema zur Einstufung auf Betriebsmittel-Ebene (Kritikalität)

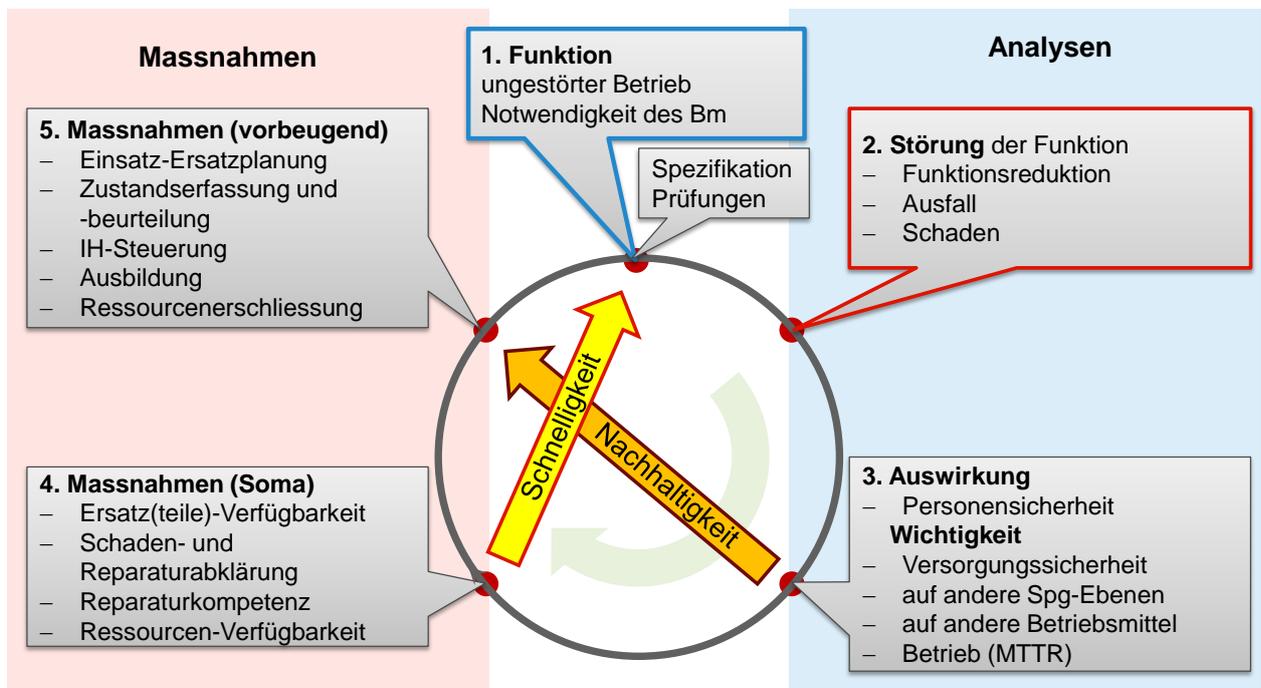


Abbildung 12 Schema zur Einstufung der Wichtigkeit (Kritikalität) auf Betriebsmittel-Ebene

Die Einstufung der Wichtigkeit eines Betriebsmittels erfolgt auf zwei Ebenen:

- Ebene der Vorsorge,
- Ebene der Behebung.

Ausgehend von einer Störung (z.B. Blockierung des Stufenschalter-Antriebs) können die erforderlichen Massnahmen in präventiver und kurativer Hinsicht, zur Hauptsache die Zeit und der Aufwand zur Reparatur / Wiederherstellung (MTTR), abgeschätzt werden.

Die Auswirkung auf andere Spannungsebenen – trifft bei Transformatoren immer zu – und auf andere Betriebsmittel sowie alles gemeinsam auf die Versorgungssicherheit ergeben die Einstufung der Wichtigkeit.

5 Analyse, Zustandsbeurteilung

5.1 Zustand-Wichtigkeit-Diagramm

Analyse der Transformatoren auf vorläufigem Stand im Übertragungsnetz.

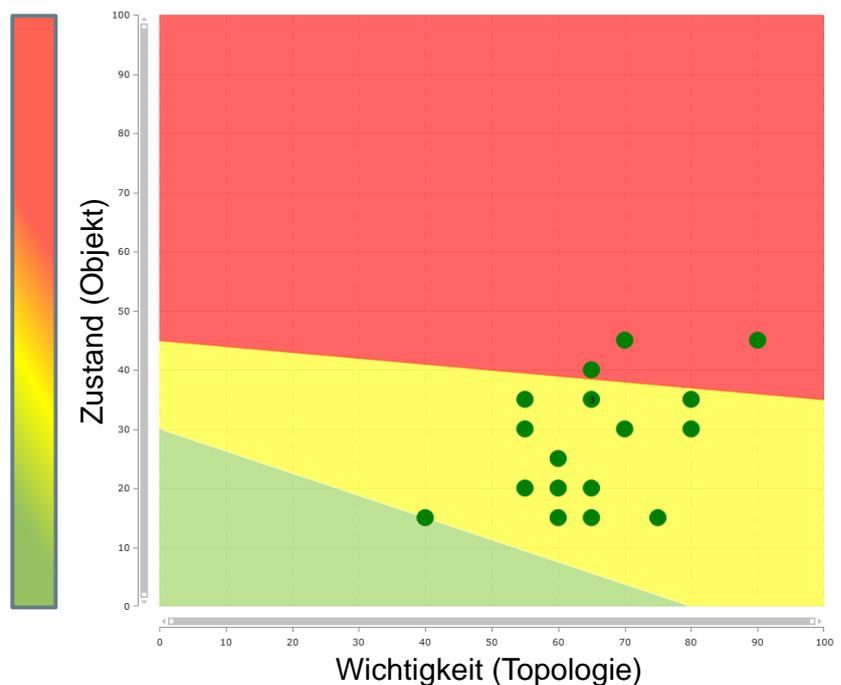


Abbildung 13 Darstellung der Zustandsanalyse in der Zustands-Wichtigkeits-Ebene

5.2 Verwendung und Nutzen der Analyse

Die aus der Analyse gewonnenen Informationen beeinflussen die:

- Budgetplanung,
- Instandhaltungs-Planung und –Optimierung,
- Mittelfrist-Planung,
- Ersatz-Planung,
- Priorisierung zwischen Instandsetzung / Ersatz,
- Priorisierung von Projekten,
- Geschäftssimulationen,
- ...

Die zentrale Bedeutung der Analyse verlangt eine Validierung und die Überprüfung im Sinne der kontinuierlichen Verbesserung.

Die Überprüfung der Zustandsbeurteilung durch Diagnosen ermöglichen die Justierung der Kennwerte, ebenso auch der Erfahrungsaustausch und die in Fachgremien gewonnenen Erkenntnisse.

6 Ausblicke

6.1 Stand der Entwicklung bei Swissgrid

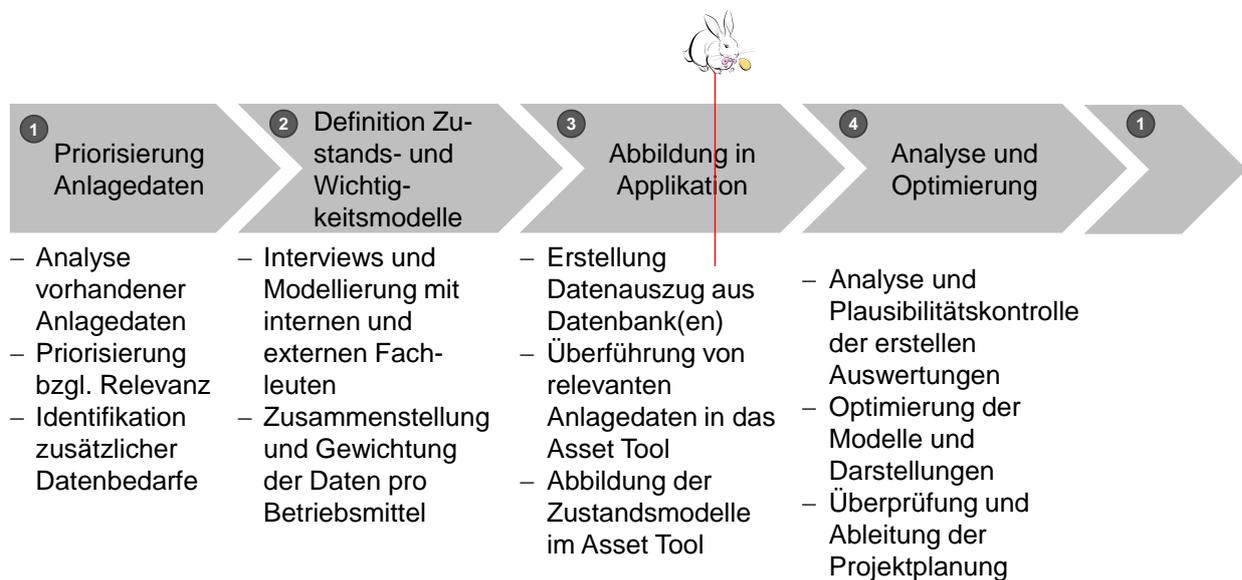


Abbildung 14 Entwicklung und Stand der Erstellung einer Zustandsanalyse

Der Prozess zur Entwicklung und Erhaltung einer Simulationsplattform zur risikoorientierten Optimierung von Instandhaltung, der Ersatzplanung und der Geschäftssimulation ist ein stetiger Prozess im Sinn der kontinuierlichen Verbesserung. Die „erste Runde“ steht vor ihrem letzten Schritt (Abbildung 14).

6.2 ... und darüber hinaus

Neben aller Theorie und EDV-Unterstützung sind Asset-Tools auf verlässliche Daten angewiesen.

Im Störfall liefern diese Werkzeuge Entscheidungskriterien zur Bestimmung der weiteren Schritte.

Der Entscheid, ob z.B. eine Reparatur ausgeführt wird und wie umfangreich sie sein wird, beruhen meistens auf einer Diagnose → Diagnose-Messungen.

Diagnosen – wenn sie über das Offensichtliche hinausgehen sollen oder müssen – erfordern neben geeigneten Mitteln auch ausgezeichnete Fachleute und Spezialisten.

Auf dem Gebiet der Diagnosen, insbesondere in einer ihrer anspruchsvollen Ausprägung, der Teilentladungsmessung (TE), hat sich in den letzten 25 Jahren als äusserst leistungsfähige Diagnose-Technologie etabliert. Auch nachdem sich in dieser Diagnose-Technologie schon viel bewegt hat, wird sich in Zukunft auch noch viel Neues ergeben:

Beschrieben in der Cigré-Broschüre *Partial Discharges in Transformers* [5].

Es wird eine Übersicht der Entwicklungen und ihrer Anwendungen gegeben:

- Phasenaufgelöste Darstellung der Teilentladungen (TE) → PRPDA;
- Die Vorort-Prüfungen, geeignete Prüfquellen, störteste Messtechnik, Prozeduren, wie Empfindlichkeits-Check und Messungen an allen Anschlüssen;
- an das Prüfobjekt und die Umgebung angepasste Messfrequenzen und Filter-Bandbreiten mit in weitem Bereich durchstimbare Filter;
- Die UHF-Messtechnik, welche fernab der konventionellen Teilentladungsmesstechnik ausgezeichnete Resultate liefert und die TE-Überwachungen im Betrieb mit hoher Empfindlichkeit ermöglicht;
- Ortung mit elektrischer und akustische Teilentladungsmessung;
- Ursachen-Identifikation mit Referenzmustern «Fingerprints»;
- Praxis- und Fallbeispiele;
- ...

7 Fazit

Zustandsbeurteilung erfordert eine Vielzahl verlässlicher Daten und Rückmeldungen.

Die Einstufung der Wichtigkeit von Komponenten ist wie die Quantifizierung von Beobachtungen und Meldungen anspruchsvoll.

Einheitlichkeit und Qualität müssen überwacht und sichergestellt werden → Kontrollen, Plausibilitätsprüfungen, Ausbildung, Fachwissen.

Diagnosen, als Mittel der Zustandserfassung sind ein wichtiger Datenlieferant, gezielte Diagnosen können / müssen Datenlücken schliessen.

Die treffliche Wahl der Diagnoseverfahren setzen Kenntnisse über Schwachstellen und Schadensmechanismen voraus.

Man weiss nie genug – aber man muss lernen trotzdem damit das Richtige zu tun.

Quellen

- [1] Schweizerische Eidgenossenschaft, Bundesverfassung der Schweizerischen Eidgenossenschaft (SR 101), vom 18. April 1999 (Stand am 12. Februar 2017).
- [2] Schweizerische Eidgenossenschaft, Stromversorgungsverordnung (SR 734.71), vom 14. März 2008 (Stand am 1. Oktober 2017).
- [3] Gerd Balzer, Christian Schorn, Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser, Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, ISBN 978-3-642-54938-0, 2014.
- [4] BKW, Präsentation zum Projekt , Swissgrid Netzkuppeltransformatoren, Fingerprintmessungen, 24. März 2016.
- [5] CIGRÉ working group D1.29, Partial Discharges in Transformers, Paris: Cigré Technical Brochure No 676, ISBN : 978-2-85873-379-8, 2017.

The logo for swissgrid, featuring the word "swiss" in red and "grid" in black, both in a bold, sans-serif font.

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Schwachstellen und Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern

Dr. Thomas Aschwanden

AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH, Iseltwald

Funktion und beruflicher Werdegang

- Ingenieurstudium (dipl. El.-Ing., 1978) und Promotion (Dr.sc.techn.), Abteilung Elektrotechnik, ETH, Zürich
- Wissenschaftlicher Mitarbeiter/Research Assistant (ab 1985), Pulsed Power Laboratory, Polytechnic University of New York, Farmingdale, USA
- Geschäftsleiter (ab 1989), Präsident (ab 2005), Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH, Zürich
- Leiter Abteilung Engineering Netze (ab 1998), Leiter Geschäftseinheit Operations Netze, BKW Energie AG, Bern
- Leiter Abteilung Projekte (ab 2005), Senior Engineer, Kraftwerke Oberhasli AG, Innertkirchen
- seit 2015: Consultant und Mitinhaber von AF Engineers + Consultants GmbH

Schwachstellen und Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern

Thomas Aschwanden
AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH, Iseltwald

1 Einleitung

Ein ungeplanter Ausfall eines Leistungstransformators oder eines Messwandlers¹ infolge einer fehlerhaften Auslegung, wegen einem Fertigungsfehler oder Auswirkungen von Alterungsprozessen, kann den Netzbetrieb oder die Energieproduktion empfindlich stören. Die Instandsetzung oder Ersatzbeschaffung, speziell von grossen Leistungstransformatoren, ist meist mit einem längeren Betriebsunterbruch und mit substantiellen Kosten verbunden.

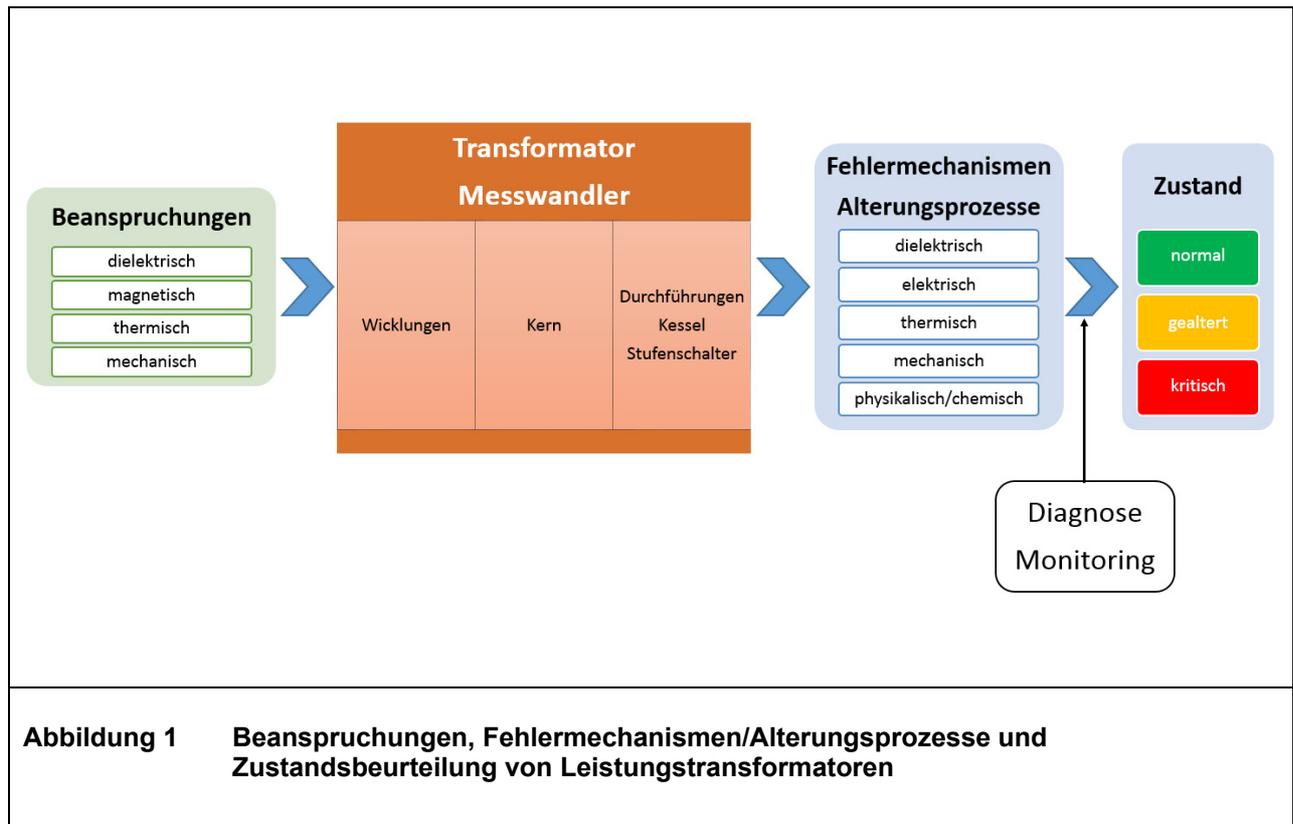
Schwachstellen in Hochspannungsbetriebsmitteln infolge einer fehlerhaften Auslegung (Design) oder wegen einem Fertigungsfehler werden normalerweise bei Werkabnahmeprüfungen erkannt. Durch die vielfältigen Beanspruchungen im Betrieb sind Leistungstransformatoren und Messwandler verschiedenen Alterungsprozessen unterworfen. Dadurch können sich funktionell wichtige Eigenschaften, wie z. B. die dielektrische Festigkeit des Isolationssystems dramatisch verschlechtern. Diese alterungsbedingten Schwachstellen können zu einem ungeplanten Ausfall führen, falls diese Defekte nicht rechtzeitig mit geeigneten Diagnose-Methoden aufgedeckt werden.

Zur Verbesserung der Betriebssicherheit und Lebensdauer sind Hersteller und Betreiber seit jeher interessiert, die Erkenntnisse über potentielle Schwachstellen und typische Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern zu erweitern. Insbesondere sind auch für das Asset Management vertiefte Kenntnisse der Fehlermechanismen und statistisch abgesicherte Ausfallraten und von entscheidender Bedeutung.

Die schematische Darstellung in **Abbildung 1** stellt den Zusammenhang zwischen den Betriebsbeanspruchungen eines Transformators (gilt stellvertretend auch für Messwandler), typischen Fehlermechanismen und Alterungsprozessen sowie der Zustandsbeurteilung mittels Diagnose- und Überwachungsverfahren (Monitoring) dar.

Mit den heute verfügbaren Diagnoseverfahren und Monitoring-Systemen kann der Zustand von Leistungstransformatoren in wichtigen Bereichen schon ziemlich gut beurteilt werden. Für die gezielte Erweiterung der Diagnosemöglichkeiten sind umfassendere Kenntnisse der objektspezifischen Fehlermechanismen unabdingbar. Wichtige Fragestellungen in diesem Zusammenhang lauten: Welche Indikatoren (z.B. Zersetzungsgase im Isolieröl, UHF-Emissionen von Teilentladungen) sind für einen spezifischen Fehlerfall nutzbar, was kann wo detektiert werden? Erst wenn alle Indikatoren für die relevanten Fehlermechanismen korrekt interpretiert werden, können Schwachstellen oder Fehler frühzeitig erkannt und Ausfälle vermeiden werden.

¹ Im Beitrag werden nur Spannungs- und Stromwandler (AIS) mit Öl/Zellulose-Isolation betrachtet.



2 Beanspruchungen und Design

Die Auslegung (Design) sowie die Konstruktion von Leistungstransformatoren und Messwandlern werden im Normalfall so gewählt und optimiert, dass alle funktionellen Anforderungen der technischen Spezifikation erfüllt sind. Insbesondere müssen diese komplexen Objekte allen internen und externen Beanspruchungen, sowohl bei Normalbetrieb als auch bei aussergewöhnlichen Betriebsbedingungen, wie z.B. kurzzeitige Überlast, Überspannung und Kurzschluss, standhalten.

Die Optimierung der Auslegung mit Bezug auf die internen Beanspruchungen erfolgt in vier Dimensionen:

- Dielektrisch: Feldstärken im Isolationssystem (stationär und transient)
- Magnetisch: Streuflüsse (Hauptspalt und Kern), Magnetfelder um Ausleitungen
- Thermisch: Wärme von Verlustprozessen in Kern und Wicklungen
- Mechanisch: Elektrodynamische Kräfte in den Wicklungen im Kurzschlussfall

Bei der Design-Optimierung ist beachten, dass die maximal zulässigen Beanspruchungen in allen vier Dimensionen die vom Hersteller festgelegten Design-Limiten nicht übersteigen. Die Design-Limiten für das Öl/Zellulose-Isolationssystem basieren auf empirisch ermittelten Werten [1].

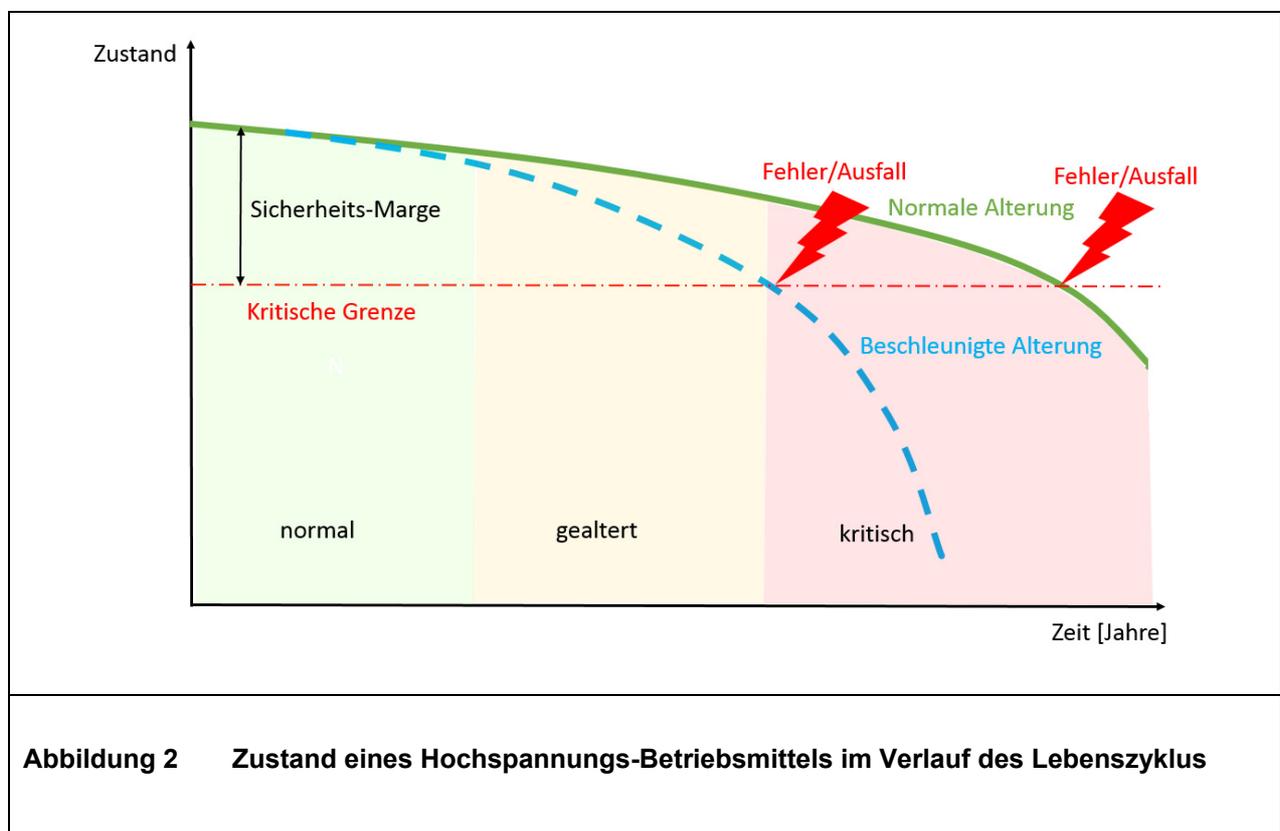
3 Zustandsveränderungen und Fehlermodelle

Im klassischen Fehlermodell wird angenommen, dass der Zustand (withstand strength) eines Hochspannungs-Betriebsmittels durch eine Kombination von Schlüsseigenschaften (z.B. elektrische Isolationsfestigkeit und mechanische Materialfestigkeit) und von weiteren funktionellen Parametern bestimmt wird [2].

Ein Fehler tritt dann ein, wenn die Beanspruchungen im Betrieb (operational stresses) höher sind als die aktuelle Festigkeit (withstand strength) des Objekts.

Es ist hinlänglich nachgewiesen, dass sich der Zustand eines Leistungstransformators oder Messwandlers während des Lebenszyklus durch komplexe Alterungsprozesse verändert: d.h. die Fähigkeit, betrieblichen Beanspruchungen standzuhalten, nimmt im Verlauf der Zeit graduell ab. Dies trifft insbesondere für Öl/Zellulose-Isolationssysteme zu, wo Alterungsprozesse die elektrische und mechanische Festigkeit (z.B. durch nachlassende Presskraft in den Wicklungen durch die Schrumpfung von Zellulose) signifikant schwächen [1], [2]. Auch wichtige mechanische Komponenten, wie z.B. die Laststufenschalter (OLTC) von Netztransformatoren, können infolge von Materialermüdung und Abnutzungserscheinungen mechanisch oder elektrisch versagen.

In der **Abbildung 2** sind die qualitativen Auswirkungen der Alterungsprozesse auf den Zustand eines Betriebsmittels über den Verlauf eines Lebenszyklus dargestellt. In der stark vereinfachten Modellannahme führt eine Verschlechterung des Zustandes beim Unterschreiten einer kritischen Grenze zu einem Totalversagen, z.B. zu einem elektrischen Durchschlag des Isolationssystems.



Die Darstellung in **Abbildung 2** zeigt sinngemäss auch, dass ein Transformator oder Messwandler im Neuzustand im Hinblick auf eine möglichst lange und wartungsarme

Betriebsdauer über hinreichend grosse Sicherheitsmargen bezüglich allen kritischen Grenzwerten (dielektrisch, magnetisch, thermisch, mechanisch) verfügen muss.

4 Schwachstellen

Wenn in einem funktionell kritischen Bereich eines Transformators oder Wandlers keine Sicherheitsreserven vorhanden sind, spricht man von einer Schwachstelle. Solche funktionskritischen Schwachstellen können sowohl durch eine fehlerhafte (zu knappe) Auslegung als auch durch Alterungsprozesse während des Betriebs entstehen.

Wegen der Vielfalt der möglichen Konstruktions- und Auslegungsvarianten sowie den unterschiedlichen Beanspruchungen im Betrieb, können keine allgemein gültigen Aussagen zu Schwachstellen gemacht werden. Gewisse Rückschlüsse auf kritische Teilsysteme und Komponenten lassen aber Resultate der Zuverlässigkeitsstudien [5] und [6] zu (siehe dazu **Abschnitt 6**):

- Leistungstransformatoren: Wicklungen, Stufenschalter, Durchführungen
- Messwandler: Interne Isolation, Primäranschluss, Sekundärwicklung, Isolator

Weitere Hinweise zu Schwachstellen in Leistungstransformatoren sind in [3] und [4] zu finden. Die kritischen Bereiche für dielektrische Fehler sind in **Abbildungen 3** und **4** dargestellt.

Ein essentieller Schritt zur Vermeidung von auslegungsbedingten Schwachstellen und zur Sicherstellung eines langlebigen Produkts besteht darin, dass der Betreiber im Beschaffungsvorgang eine Überprüfung der Auslegung und der Sicherheitsmargen verlangt. In einem strukturierten Design-Review Prozess werden bei Leistungstransformatoren die folgenden Dimensionen der Auslegung (Berechnungen) analysiert und bewertet:

- Dielektrisch: Feldstärken im Isolationssystem bei AC und Blitzstoss
- Elektrisch: Stromdichten in allen Wicklungen und Ausleitungen
- Magnetisch: Induktion bei Nennbetrieb und bei maximaler Spannung (OLTC)
- Thermisch: Temperaturverteilung in Kühlkanälen und Hot Spot Temperatur
- Mechanisch: Kurzschlusskräfte (axial und radial) in den Wicklungen

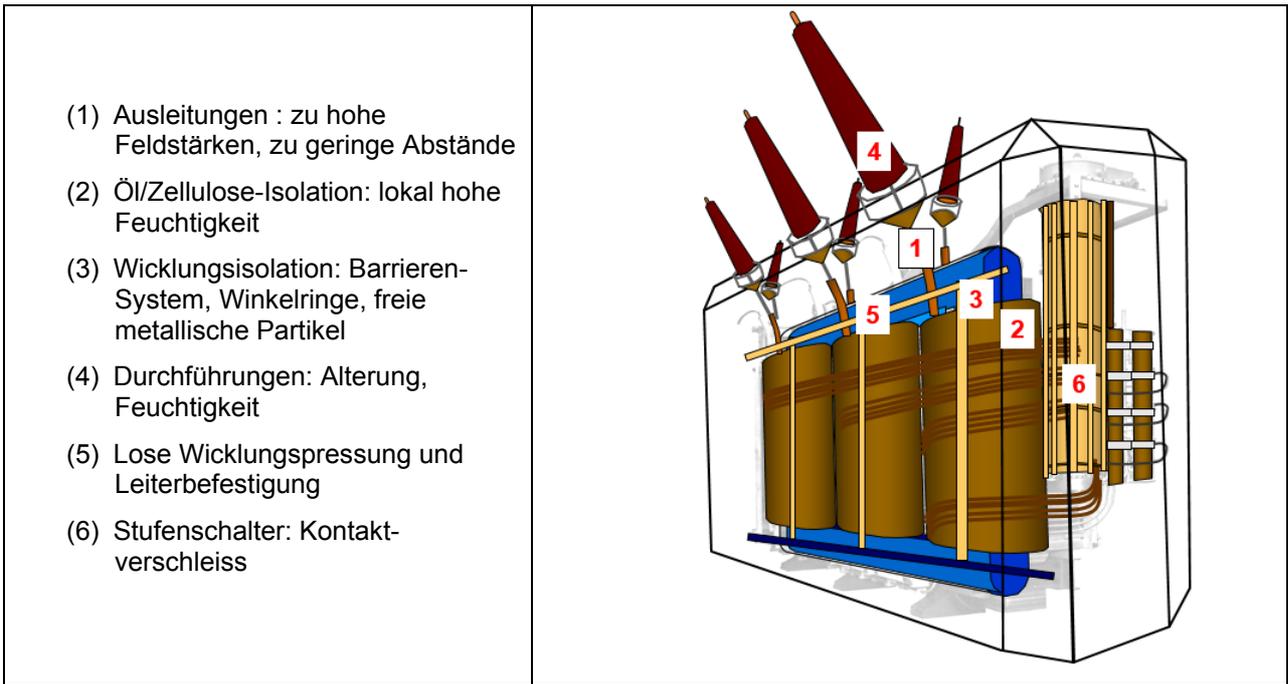


Abbildung 3 Kritische Bereiche für dielektrische Fehler in Leistungstransformatoren (Darstellung aus [3])

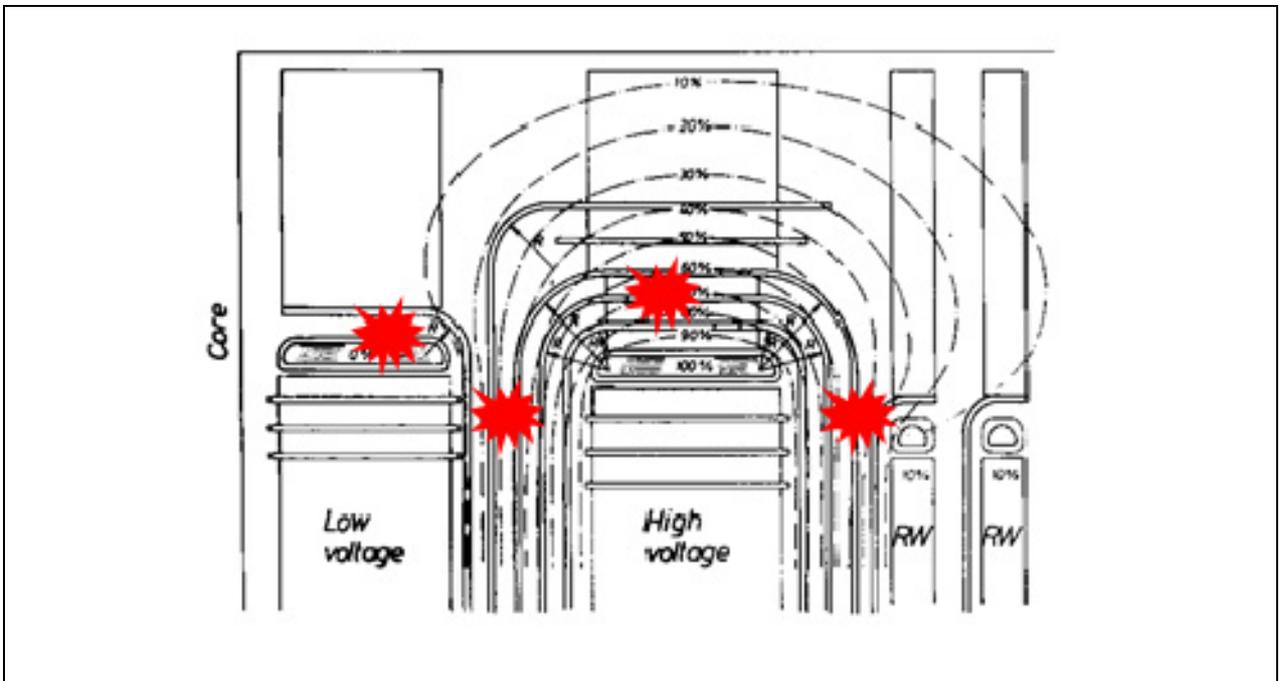


Abbildung 4 Mögliche dielektrische Schwachstellen (rot) im Isolationssystem von Leistungstransformatoren (Darstellung aus [1])

5 Fehlermechanismen

Der Begriff „Fehlermechanismus“ (Failure Mode) bezieht sich auf die Art eines Fehlers mit einem typischen Vorgang bzw. Szenario. Die gängige Klassifikation der Fehlermechanismen ist von einer funktionellen Betrachtungsweise geprägt [2]: so wird ein Fehler oder ein Versagen der Hochspannungsisolation (dielektrische Funktion) dem dielektrischen Fehlermodus zugeordnet. **Tabelle 1** fasst die wichtigsten Fehlermechanismen für Leistungstransformatoren und Messwandler zusammen [2],[5],[6].

<i>Fehlermechanismus</i>	<i>Beispiele</i>
Dielektrisch	Teilentladung, Gleit- und Oberflächenentladung, Durchschlag
Elektrisch	Leiterunterbruch, Windungsschluss, schlechter Kontakt
Thermisch	Allgemeine Überhitzung, lokale Heissstellen in Wicklungen oder im Kern, dielektrische Verluste wegen lokal hoher Feuchtigkeit
Chemisch/Physikalisch	Zersetzung von Isolieröl und Zellulose, Verschmutzung durch Partikel, Korrosion
Mechanisch	Deformation oder Verschiebung von Wicklungen, Bruch von Isolator oder Halterung, Vibrationen im Kern, Versprödung und Schrumpfung von Zellulose

Tabelle 1 Fehlermechanismen in Leistungstransformatoren und Messwandlern

Dielektrische Fehler laufen typischerweise in drei Stufen ab:

- Einsatz von Teilentladungen (TE) mit einer Reduktion der elektrischen Festigkeit (z.B. für Blitzstoss). Der Anteil der Materialzerstörung ist gering.
- Übergang zu energiereichen Funkenentladungen, Gleitentladungen oder Oberflächenentladungen mit Materialzerstörungen (Tracking) und Entwicklung von Zersetzungsgasen (chemische und thermische Zersetzung von Öl und Zellulose).
- Vollständiger Durchschlag oder Überschlag im Isolationssystem

Bei **elektrischen Fehlern** sind folgende Szenarien typisch:

- Fixer Kontakt/Anschluss: Lokale Überhitzung an schlechten Kontakten, starke Öl-Erwärmung mit Bildung von Zersetzungsgasen und Kohlenstoff (Pyrolyse), Abschmelzungen von Leitermaterial, Durchschlag im Isolieröl wegen starker Verschmutzung.
- Beweglicher Kontakt im Stufenschalter (OLTC): Reduktion der Kontaktfläche durch Bildung eines isolierenden Films, progressiver Anstieg des Kontaktwiderstands und der lokalen Temperatur, Bildung von Zersetzungsgasen, Kontaktfehler bei Lastkommutation, Funkenbildung evtl. Überschlag.

Thermische Fehler treten in folgenden Szenarien auf:

- Allgemeine Überhitzungen wegen defekten oder ausgefallenen Kühlanlagen, asymmetrische Öl-Zirkulation durch verstopfte Kühlkanäle
- Lokale Kernüberhitzung im Zusammenhang mit dem Hauptfluss
- Lokale Kernüberhitzung durch einen Streufluss

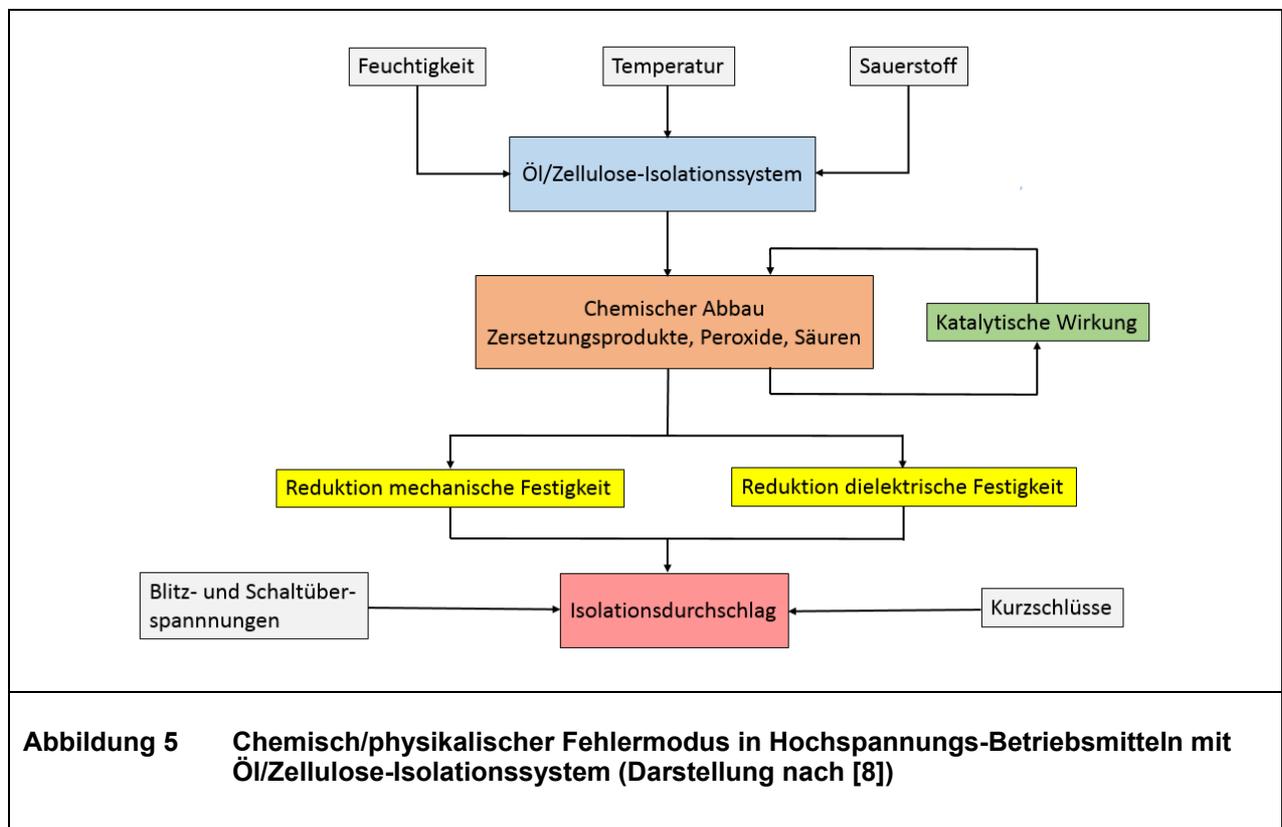
- Kurzschluss in einer Wicklung
- Kurzschluss im Eisenkern (z.B. Pressbolzen oder fehlerhafte Blechisolation)
- Dielektrische Verluste wegen lokaler Feuchtigkeit in der Zellulose

Mit thermischen Fehlern ist immer eine intensive Gasentwicklung verbunden, welche meistens zum Ansprechen des Buchholtz-Relais und damit zur Abschaltung des Transformators führt.

Mechanische Fehler können in folgenden Szenarien auftreten:

- Nachlassende Presskräfte: alterungsbedingte Schrumpfung der Zellulose führt im Fall eines externen Kurzschlusses durch die hohen elektrodynamischen Kräfte zu einer Wicklungsdeformation, nach einem Einsatz von Teilentladungen und progressiv zunehmenden Gleitentladungen kommt es zum vollständigen Durchschlag/Überschlag.
- Eine bestehende Deformation der Hochspannungswicklung führt bei einer Blitz- oder Schaltüberspannung zu einem Überschlag zwischen zwei Spulen, dieser Isolationsfehler muss nicht zwingend zum Totalausfall führen (Fehlerstelle kann sich erholen), es kommt zur Bildung von Zersetzungsgasen.

Das wichtigste Beispiel des **chemisch/physikalischen Fehlermodus** ist das dielektrische Versagen des Öl/Zellulose-Isolationssystems infolge von Zersetzungsprozessen (Chemischer Abbau). Der komplexe Zusammenhang dieser Alterungsvorgänge ist in **Abbildung 5** dargestellt.



6 Fehlerstatistik für Leistungstransformatoren und Messwandler

Es ist essentiell, bei der Beschreibung und Diskussion von Ausfällen und Fehlern in Hochspannungsgeräten einheitliche Begriffe zu verwenden (**Tabelle 2**).

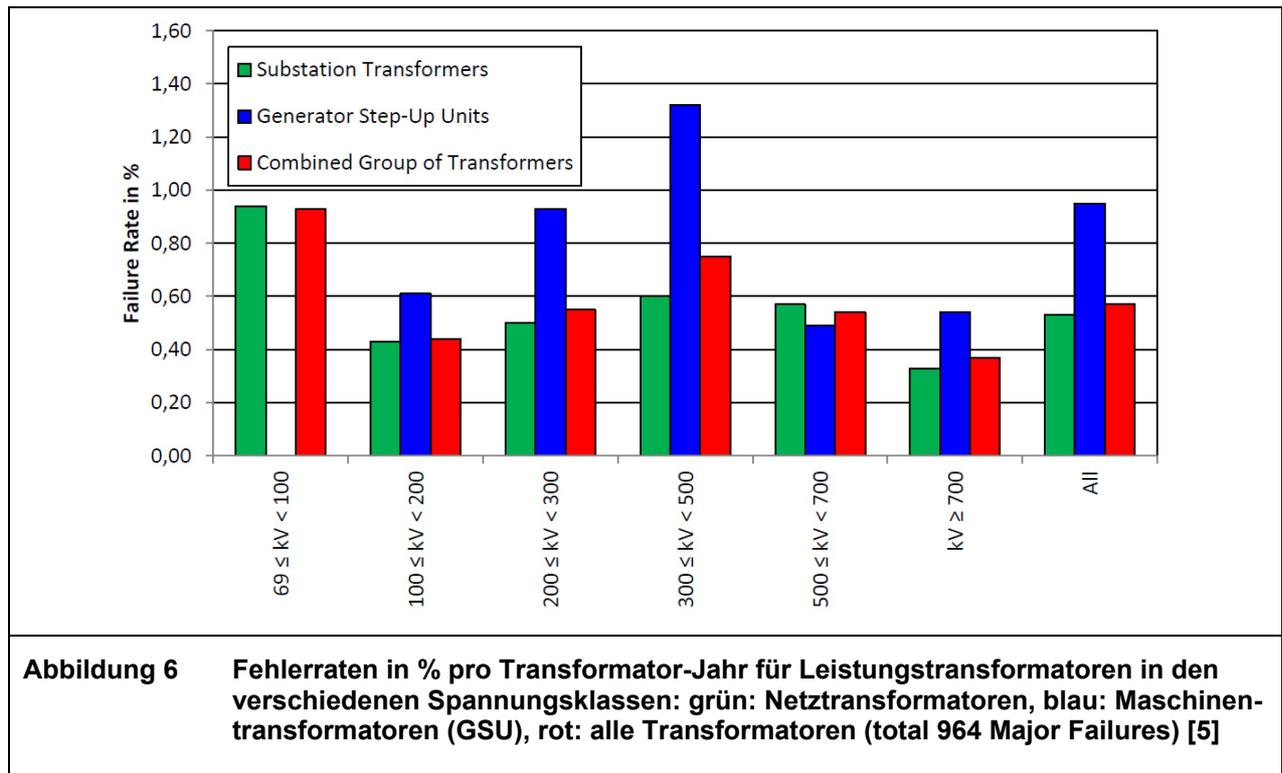
<i>Begriff</i>	<i>Definition</i>
Fehler (Failure)	Gerät kann die spezifischen Funktionen nicht mehr voll erfüllen und muss für eine Untersuchung, für Instandsetzungsarbeiten oder für den Ersatz ausser Betrieb genommen werden.
Fehler mit ungeplantem Ausfall (Forced Outage)	Fehler im Gerät, welcher eine sofortige Ausserbetriebnahme erfordert. Das kann mit einer automatischen Schutzausschaltung oder mit einer manuellen Ausschaltung geschehen.
Fehler mit geplantem Ausfall (Scheduled Outage)	Fehler im Gerät, bei dem eine Ausserbetriebnahme auf einen für den Betrieb günstigen Zeitpunkt hinausgeschoben werden kann.
Ausfall (Major Failure)	Fehler im Gerät, der eine Ausserbetriebnahme (Ausfall) von mindestens 7 Tagen für Untersuchung, Instandsetzung (vor Ort oder im Werk) oder Ersatz zur Folge hat.
Defekt (Defect)	Abweichung zum Normalzustand, welcher eine Untersuchung bzw. Diagnose oder Instandsetzung nötig macht.

Tabelle 2 Definition der Fehler-Begriffe [2], [5]

Leistungstransformatoren und Messwandler weisen abhängig von Spannung, Leistung und Einsatzzweck stark unterschiedliche Konstruktion und Bauweisen auf. Diese konstruktiven Unterschiede und die Betriebsweise im Netz oder im Kraftwerk müssen bei einer Beurteilung des Fehlerverhaltens berücksichtigt werden. So basieren quantitative Angaben über Fehlerraten immer auf einer statistischen Betrachtung eines bestimmten Transformator- oder Wandler-Typs in einer bestimmten Spannungsklasse.

Aktuelle Fehlerraten für Leistungstransformatoren und Messwandler sind in mehreren Zuverlässigkeitsstudien ermittelt worden [5], [6], [7]. Zur Frage, ob die untersuchten Transformatoren und Wandler der international angelegten CIGRE-Studien bezüglich Bauart, Betrieb und Instandhaltung mit den Betriebsmitteln der Schweizerischen Netz- und Kraftwerksbetreiber vergleichbar sind, muss der Teilnehmerkreis der CIGRE-Umfragen näher betrachtet werden: bei der Studie der Leistungstransformatoren [5] stammt das Datenmaterial zu 42% aus dem europäischen Raum (inkl. Schweiz mit rund 4'100 Trafo-Betriebsjahren). Bei den Messwandlern haben sich 25 Ländern an der Studie [6] beteiligt. Dabei stammen allein ca. 40% der Wandler-Betriebsjahre aus Deutschland. Das grosse Gewicht des Datenmaterials aus dem europäischen Raum legt nahe, dass die Resultate der Studien [5] und [6] auch für die Schweiz relevant sind.

Die Fehlerraten der CIGRE-Studie [5] für die Referenz-Periode 1996-2010 mit total 22'181 erfassten Netztransformatoren und 1'706 Maschinentransformatoren sind in **Abbildung 6** dargestellt. Die Maschinentransformatoren (GSU) weisen mit 0.95% Major Failures pro Transformatorjahr gegenüber den Netztransformatoren mit 0.53% tendenziell eine höhere Ausfallrate auf. In der Spannungsklasse 300-kV bis 500-kV ist die ermittelte Ausfallrate für GSU (1.3%) rund doppelt so hoch wie bei Netztransformatoren. Aufgrund der relativ kleinen Fallzahlen (89 erfasste Major Failures bei GSU) hat dieser Vergleich aus Sicht der Statistik nur eine begrenzte Aussagekraft.



Aussagen zum altersabhängigen Ausfallrisiko einer Transformatorflotte sind für das Asset Management von entscheidender Bedeutung. Die CIGRE-Studie [5] erlaubt wegen methodischer Mängel keine Aussage über das altersabhängige Ausfallrisiko der untersuchten Transformator-Population, da bei der Datenerhebung die Altersverteilung der Population nicht erfasst und keine Unterscheidung gemacht wurde, ob ein Objekt nach einem Major Failure endgültig ausgefallen (verschrottet), nach der Reparatur wieder in Betrieb ging oder sogar mehrmals von einem Ausfall betroffen war.

In einer Zuverlässigkeitsstudie [7], in der auch Transformatoren von Schweizer Energieversorgungsunternehmen beteiligt waren, wurde für die Transformatoren-Population der Spannungsebenen 220-kV und 380-kV (total 1'059 Einheiten) mit der Hilfe von Referenzdaten eine Altersverteilung angenähert (**Abbildung 7**) und daraus das altersabhängige Ausfallrisiko abgeleitet. Die ermittelte Risikofunktion (Hazard Function) in **Abbildung 8** zeigt, dass bis zu einem Alter von ca. 30 Jahren die Ausfallrate mit 0,2% sehr tief liegt und später graduell ansteigt (ca. 1% nach 40 Jahren). Mit steigendem Alter nimmt jedoch die Aussagekraft der Risikofunktion wegen statistisch bedingter Ungenauigkeit (sehr kleine Fallzahlen, Altersverteilung) stark ab.

Die Erkenntnisse in der CIGRE-Studie [5] bezüglich Fehlerort (Failure Location) in den untersuchten Transformatoren und Fehlermechanismen (Failure Modes) sind in den **Abbildungen 9 und 10** zusammengefasst. Die Auswertung der erfassten Ausfälle zeigt, dass ca. 50% der Major Failures in den Wicklungen auftreten. Bemerkenswert hohe Anteile der Ausfälle sind auf Stufenschalter (26%) und in Durchführungen (14%) zurückzuführen. Bei Maschinentransformatoren treten im Vergleich zu Netztransformatoren signifikant mehr Fehler an Hochspannungs-Wicklungen und -Ausleitungen auf (40% Anteil bei GSU gegenüber 22% bei Netztrafos). Bei den Fehlermechanismen dominiert das dielektrische Versagen der Hochspannungsisolations (36%).

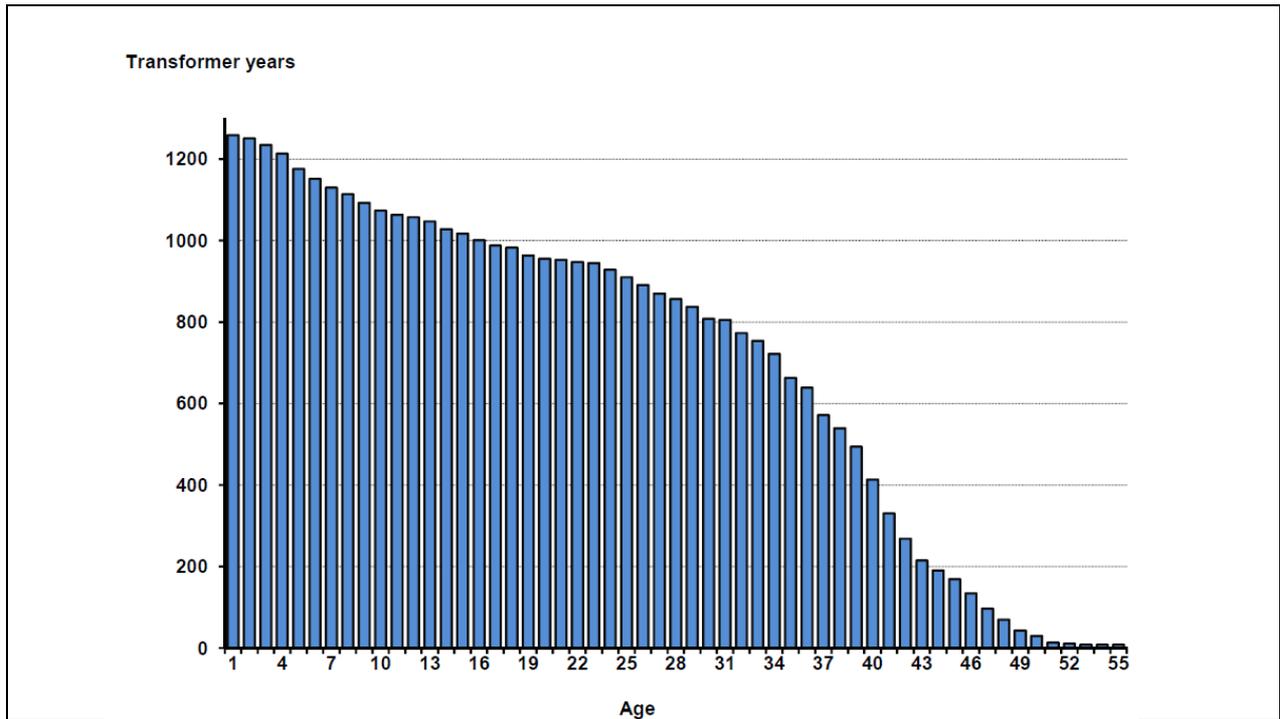


Abbildung 7 Kumulative Altersverteilung der Transformatoren-Population der Netzebenen 220-kV und 380-kV aus der Studie [7]

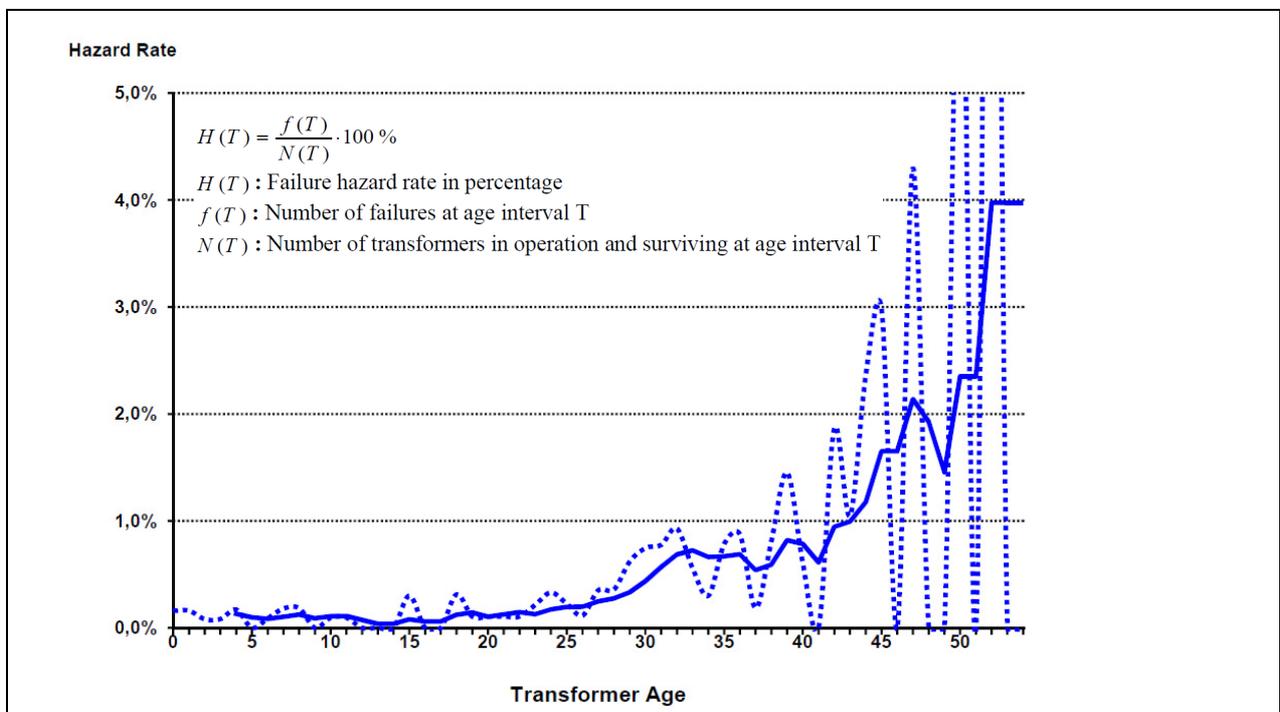


Abbildung 8 Alterabhängiges Ausfallrisiko (Hazard Rate: H (T)) für die Transformatoren-Population 220-kV und 380-kV aus der Studie [7]: punktierte Linie: berechnete Risikofunktion, blau Linie: gleitender Mittelwert (Mittelung über 5 Jahre)

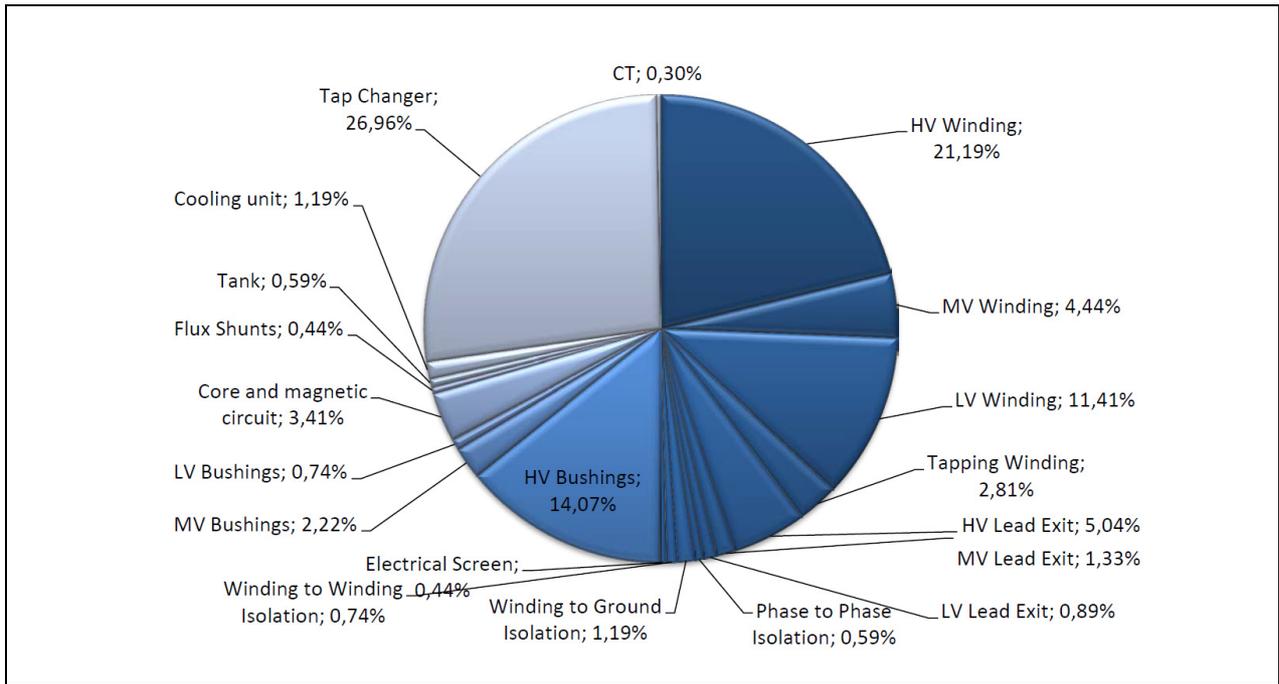


Abbildung 9 Fehlerort (Failure Location) in Leistungstransformatoren (alle Transformatoren, total 964 Major Failures) [5]

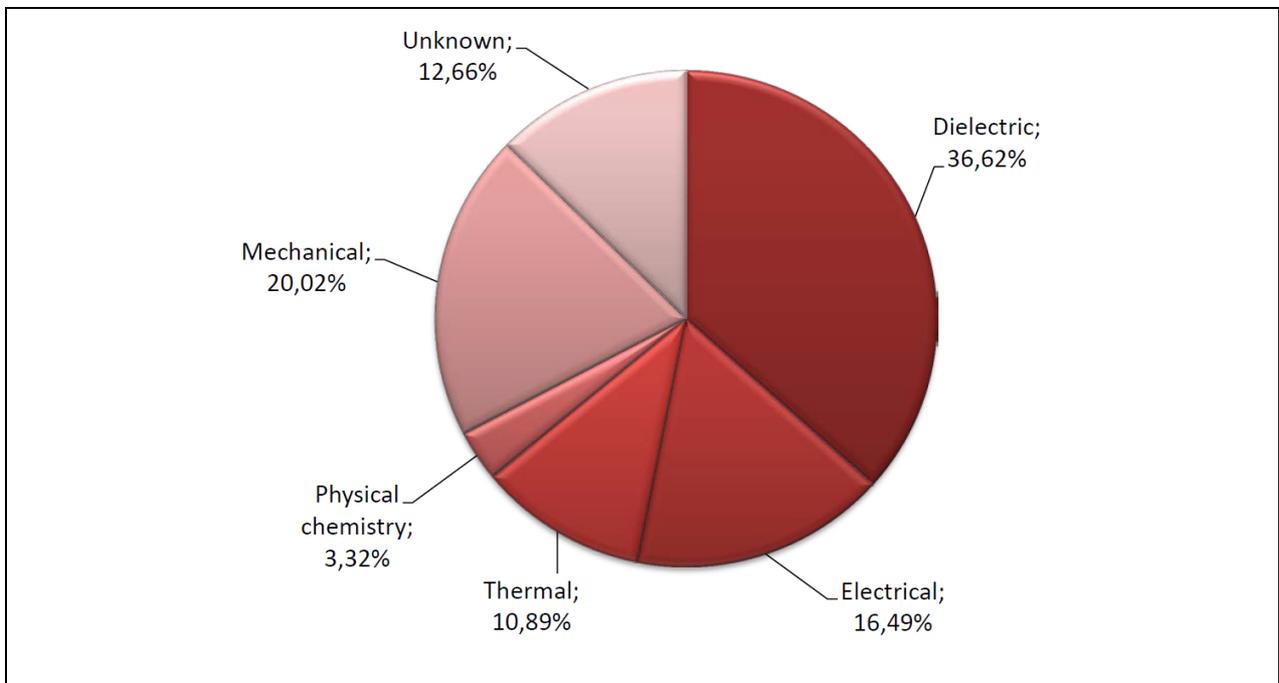


Abbildung 10 Fehlermechanismen (Failure Modes) in Leistungstransformatoren (alle Transformatoren, 964 Major Failures) [5]

Bei ölisierten Freiluft-Messwandlern (Strom- und Spannungswandler sowie Kombiwandler, total 763'970 Einheiten) wurden in der CIGRE-Studie [6] Fehlerraten ermittelt, die abhängig vom Baujahr unterschiedlich hohe Werte aufweisen (**siehe Abbildung 11**). Die Gründe für diese Ergebnisse sind einerseits die Verbesserung der Wandler-Technologie und andererseits der zunehmende Ersatz von alten Wandlern. Die typischen Fehlerraten (668 Major Failures) der aktuellsten Konstruktionen (Baujahr 2004 bis 2007) liegen bei 0.04% pro 100 Wandler-Jahre.

Die Studie [6] hat Fehler in Messwandlern, welche zu einem Brand oder zu einer Explosion führten, getrennt ausgewertet. Solche Fehlerereignisse führen häufig zu grösseren Sekundärschäden und sind insbesondere für die Personensicherheit in den Anlagen relevant. Die ermittelte Fehlerrate für Wandler-Explosionen und Brandereignisse beträgt rund 0.01 % pro 100 Wandler-Jahre.

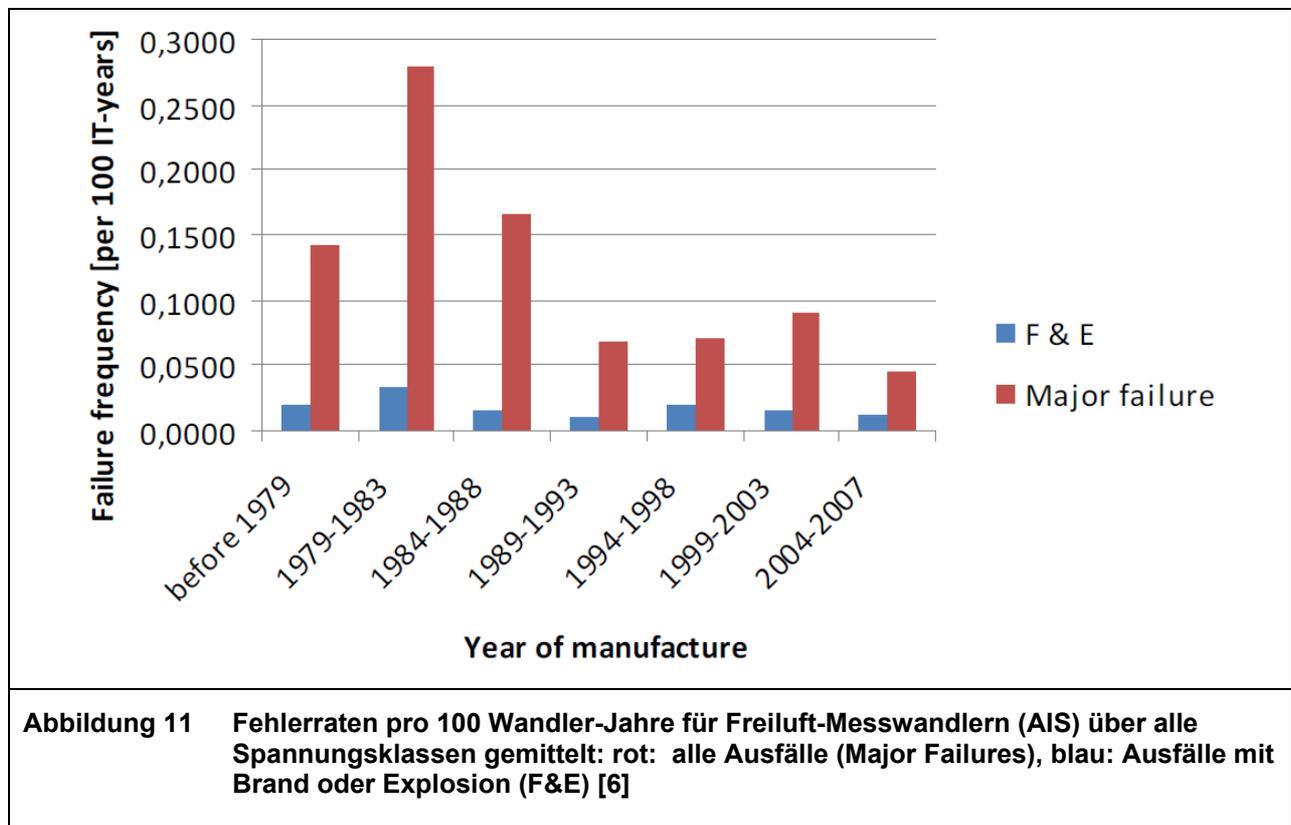
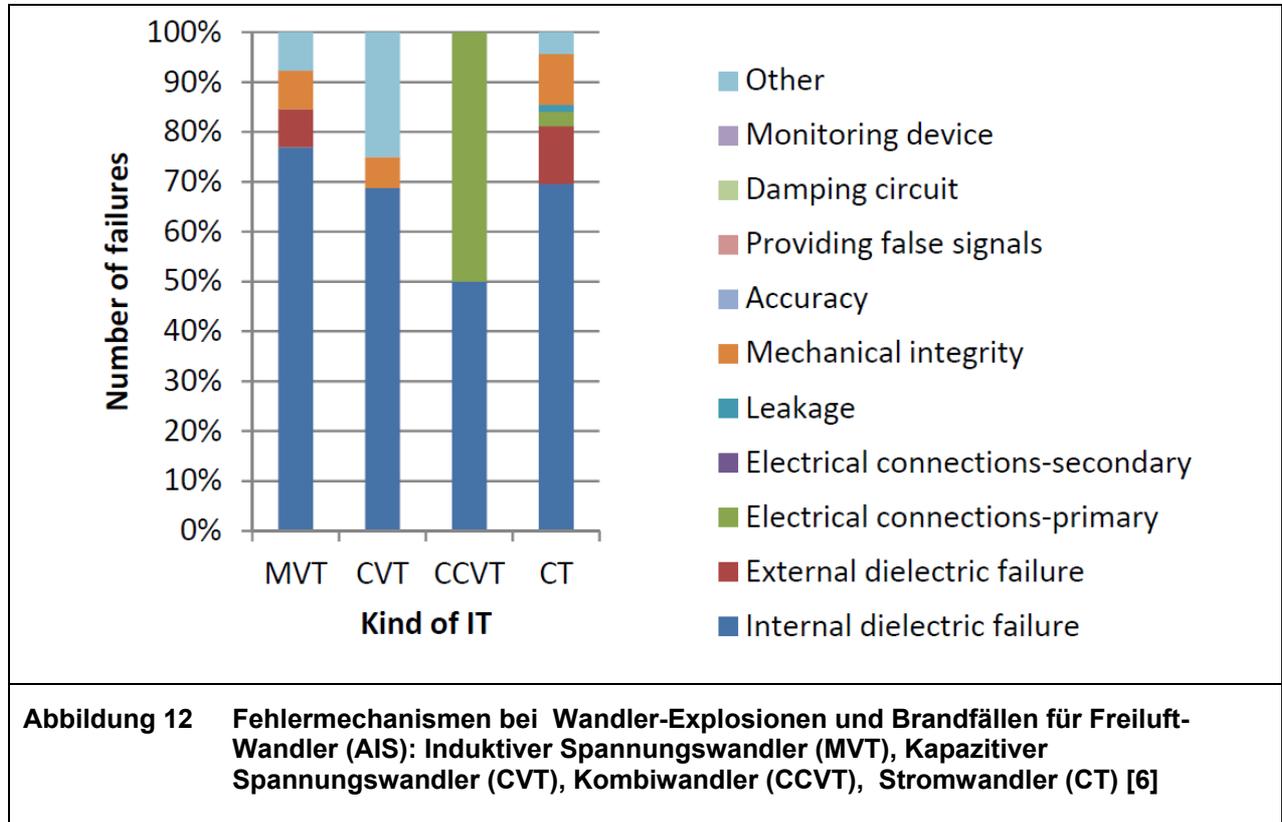


Abbildung 12 vergleicht die Fehlermechanismen, welche bei den verschiedenen Wandler-Typen zu einer Explosion oder zu einem Brand geführt haben. Der weitaus häufigste Fehlermechanismus bei diesen folgenschweren Ereignissen ist bei allen Wandler-Typen ein dielektrisches Versagen (Durchschlag) des internen Isolationsystems. Bei induktiven Spannungswandlern (MVT) und Stromwandlern (CT) können ca. 10% der Ausfälle auf Überschläge der externen Isolation zurückgeführt werden. Bei den Kombiwandlern (CCVT) waren die Anzahl der Einheiten (3.5% der Messwandler) und die Fehlerzahl gering. Bei diesem Wandler-Typ steht ein bemerkenswert hoher Anteil der Fehler (50%) in Zusammenhang mit elektrischen Anschlüssen oder Verbindungen im Primärkreis.

Fehler in kapazitiven Spannungswandlern (CVT), welche zu einer Explosion oder zu einem Brand führen, werden mehrheitlich (ca. 70%) durch ein dielektrisches Versagen der Hochspannungskondensatoren verursacht.



7 Referenzen

- [1] Moser, H.P., Transformerboard, Sonderdruck von Scientia Electrica Nr.25, Weidmann AG, Rapperswil, 1979, und Moser, H.P., V. Dahinden, Transformerboard II, Weidmann AG, Rapperswil, 1987.
- [2] CIGRE WG A2.18, Life Management for Power Transformers, Technical Brochure No 227, Paris, 2003.
- [3] Heizmann, Th. R. Bräunlich, Th. Aschwanden, J. Fuhr, M. Hässig, P. Müller, The Swiss Experience of On-Site High Voltage Tests and Diagnostic Measurements on Large Power Transformers, CIGRE Main Session 2010, Paris, Paper A2-211.
- [4] Fuhr, J., Zustandsbestimmung von gealterten Leistungstransformatoren, Bulletin SEV/VSE, 12/2010, S. 27-32.
- [5] CIGRE WG A2.37, Transformer Reliability Survey, Technical Brochure No 642, Paris, 2015.
- [6] CIGRE WG A3.06, Final Report of the 2004–2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment, Part 4 – Instrument Transformers, Technical Brochure No 512, Paris, 2012.
- [7] Tenbohlen S., F. Vahidi, P. Müller, J. Gebauer, M. Krüger, Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransformatoren, Proceedings Hochspannung Symposium Stuttgart, 2012.
- [8] Siemens Broschüre, SITRAM DRY, Erlangen, 2014.

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisolierten Transformatoren und Messwandlern

Moderne Diagnosemessungen an Leistungstransformatoren vor Ort

Pascal Fehlmann
FKH, Zürich

Funktion und beruflicher Werdegang

- 2003 Abschluss als El.-Ing. an der Fachhochschule in Freiburg
- 2004-2008 Nexans Suisse SA, Cortaillod,
Messingenieur für Energie- und Telekommunikations-Kabelsysteme
- Seit 2009 FKH, Zürich, Versuchsingenieur,
Experte für Vor-Ort-Prüfungen an Transformatoren

Mitglied im TK14 „Transformatoren“ des CES und in Cigré WG

Moderne Diagnosemessungen an Leistungstransformatoren vor Ort

Pascal Fehlmann

FKH, Zürich

1 Einleitung

Transformatoren sind zentrale Komponenten der Elektrizitätsversorgung. In den Netzen zwischen Energieproduktion in den Kraftwerken bis zu den Verbrauchern stellen sie das Verbindungsglied zwischen den Spannungsebenen dar. Vor allem an den wenigen wichtigen Netzknoten der höheren Spannungsebenen muss deshalb eine hohe Verfügbarkeit der Transformatoren sichergestellt werden.

Fehlerstatistiken zeigen, dass ca. 11% der Ausfälle im elektrischen Netz auf die Transformatoren zurückzuführen sind. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen die Fehlerstatistik in Deutschland im Jahr 2004.

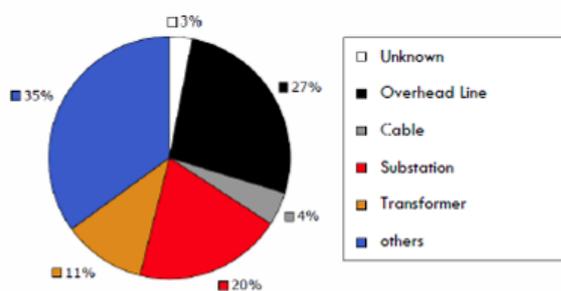


FIGURE 10: PERCENTAGE OF PRIMARY LOCATION OF DISTURBANCE FOR 110 KV

Abbildung 1 Fehlerraten bei 110-kV-Primär-Anlagen [1]

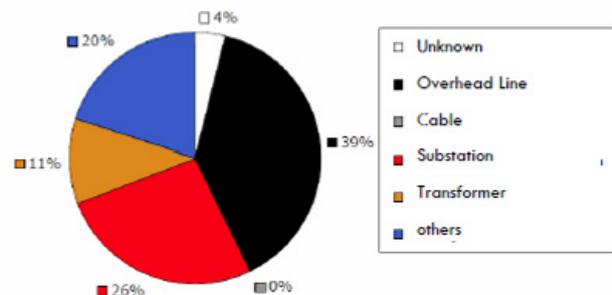


FIGURE 11: PERCENTAGE OF PRIMARY LOCATION OF DISTURBANCE FOR 220 KV AND 380 KV

Abbildung 2 Fehlerraten bei 220kV- und 380-kV-Primär-Anlagen [1]

Abnahmeprüfungen im Werk und Diagnosemessungen vor Ort sind die Kontrollinstrumente für die Qualitätssicherung. Sie tragen dazu bei, die Ausfallrate der Transformatoren möglichst tief zu halten. Werksabnahmen zur Prüfung der Spezifikationen dienen der Kontrolle des Designs der einwandfreien Konstruktion und Fertigung. In zunehmendem Masse werden diese Kontrollen durch Abnahmen und Diagnosemessungen vor Ort vor der Inbetriebsetzung ergänzt. Diese Messungen dienen auch als Referenz ("Fingerprint") für die Entscheidungen im Rahmen der zustandsorientierten Instandhaltung. Moderne Zustandserfassung vor Ort und entsprechende Wartungskonzepte ermöglichen es, die Lebensdauer der Transformatoren im sicheren Zustand zu verlängern.

Zudem bieten die zur Verfügung stehenden modernen Diagnoseverfahren Möglichkeiten zur Identifizierung und Ortung von Mängeln oder beginnenden Schäden, die dann rechtzeitig behoben werden können. Erste Verdachtsmomente und Auslöser für weitere Untersuchungen stammen oft aus Ölanalysen, die im festen Turnus von 1 bis 4 Jahren durchgeführt werden.

2 Betroffene Komponenten bei einem Transformatorausfall

Die relative Häufigkeit für die Ausfallursachen bzw. die betroffenen Komponenten für Netztransformatoren wurden kürzlich von der Cigré Arbeitsgruppe A2.37 untersucht und können der Abbildung 3 entnommen werden.

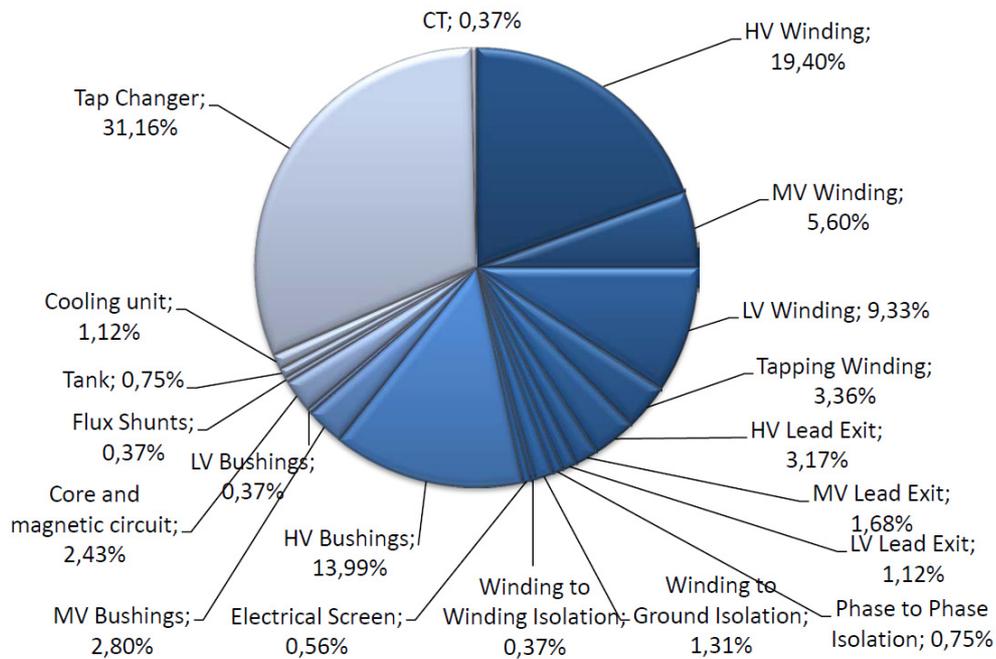


Abbildung 3 Fehlerraten bei Netztransformatoren, $U \geq 100$ kV, Statistik aus 536 Ausfällen [1]

Bei Maschinen-Transformatoren, wo Stufenschalter weniger oft betätigt werden aber höhere Dauertemperaturen zu verzeichnen sind, werden Fehler durch Alterung der Wicklungen häufiger angetroffen (Abbildung 4).

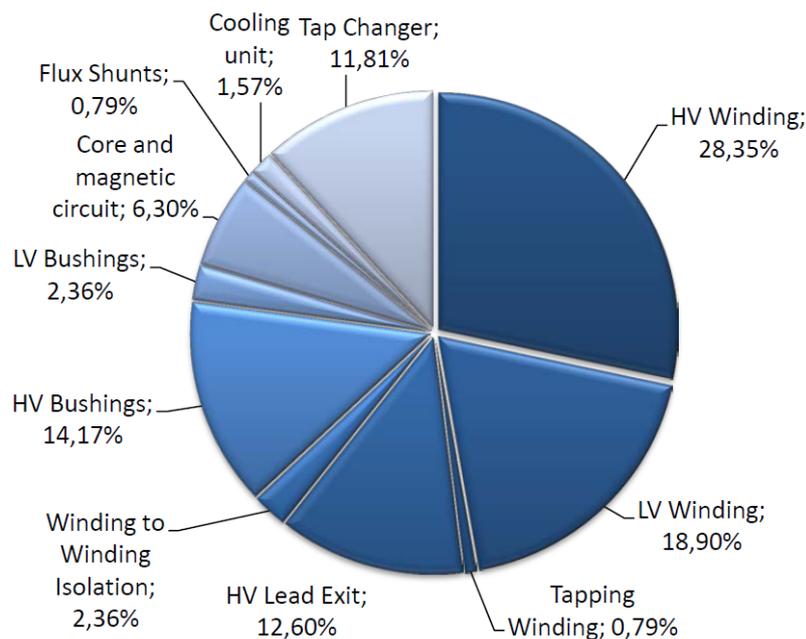


Abbildung 4 Fehlerraten bei Maschinen-Transformatoren, $U \geq 100$ kV, Statistik aus 127 Ausfällen [1]

3 Messmethoden für die Diagnose vor Ort

Der komplexe Aufbau von Transformatoren und die unterschiedlichen Eigenschaften der eingebauten Komponenten und deren Isolationssysteme machen es notwendig, dass viele unterschiedliche Messmethoden zur Anwendung kommen müssen. Die Graphik in Abbildung 5 zeigt, mit welcher Messmethode welches Problem abgeklärt werden kann.

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

Abbildung 5 Fehlerdetektionsmöglichkeiten der verfügbaren Mess- und Diagnosemethoden [2]

3.1 Bestimmung der Isolationswiderstände

Die Messung des Isolationswiderstands in der Transformator-Hauptisolation stellt eine grobe Kontrolle dar und bietet eine Vergleichsmöglichkeit zwischen Trafos gleicher Konstruktion. Der Grund für allfällige sehr tiefe Werte muss abgeklärt werden. Nach einem Fehlerereignis kann ein wiederholt gemessener Wert einen ersten Aufschluss über einen Isolationsdefekt geben.

Die Messungen sind temperaturabhängig und werden auf einen Referenzwert von 20°C korrigiert. Bei angegebenen Richtwerten handelt es sich um Industrie-Erfahrungswerte.

3.2 Übersetzungsmessung

Mit der Übersetzungsmessung können eventuelle Schäden an den Wicklungen, wie z.B. Windungsschlüsse oder Defekte am Stufenschalter festgestellt werden.

Die Bewertung erfolgt durch den Vergleich der gemessenen Übersetzungs-Verhältnisse mit den Nennwerten. Die maximale Abweichung sollte 0.5% nicht überschreiten.

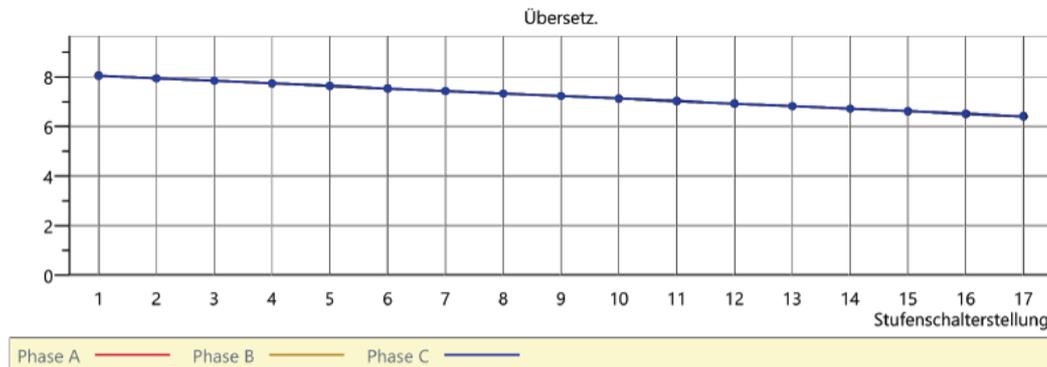


Abbildung 6 Gemessene Übersetzungen an allen drei Phasen
(Transformator: 3-phasig, 30 MVA, U_m 170 kV, Messungen im Jahr 2014)

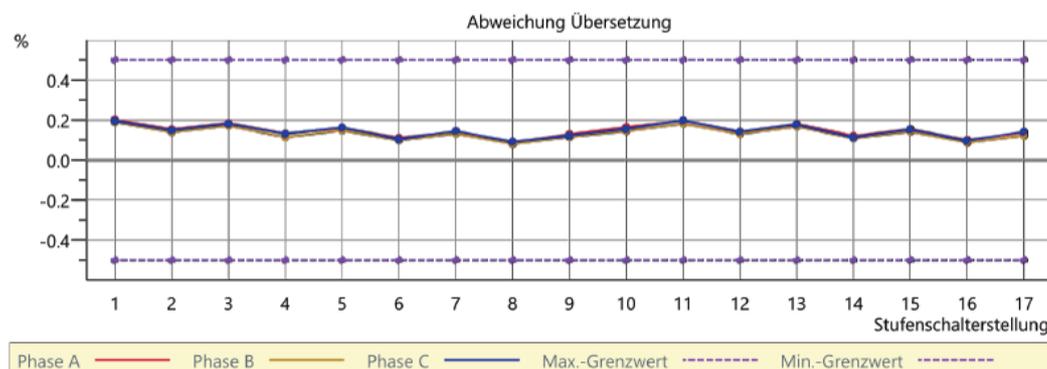


Abbildung 7 Beispiel von gemessenen Abweichungen der Übersetzungen gegenüber den Nennwerten
(Transformator: 3-phasig, 30 MVA, U_m 170 kV, Messungen im Jahr 2014)

3.3 Magnetisierungsstrommessung

Mit der Magnetisierungsstrommessung können wie bei der Übersetzungsmessung Windungsschlüsse erkannt werden, aber auch Schäden am Kern.

Die Bewertung basiert auf einem Vergleich der verschiedenen Phasen.

3.4 Statische DC-Widerstandsmessung

Die Widerstandsmessung dient der Kontrolle, ob Unterbrüche in den Wicklungen, Wicklungsschlüsse oder schlechte Kontaktierungen im Stufenschalter oder zwischen den Anschlussklemmen der Durchführungen und den Wicklungen vorliegen.

Die gemessenen Widerstände werden auf die Temperatur der Referenzwerte korrigiert und mit ihnen verglichen. Die maximale Abweichung sollte 1% nicht überschreiten. Sind keine Referenzwerte vorhanden, werden die einzelnen Phasen oder Transformatorpole miteinander verglichen. Die Unterschiede zwischen den Phasen sind üblicherweise kleiner als 2 bis 3% (Beispiel Abbildung 8).

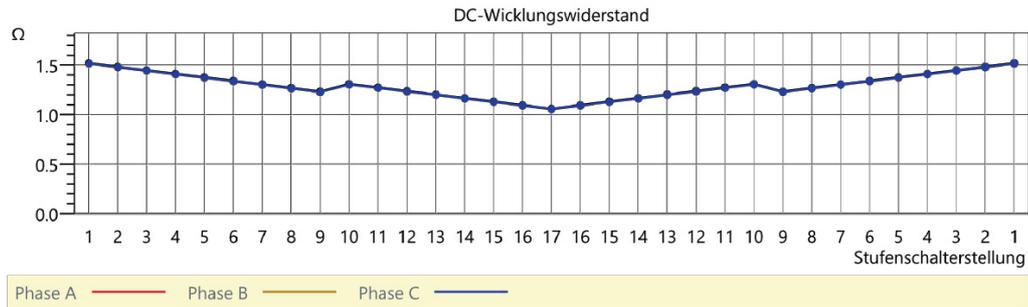


Abbildung 8 Beispiele einer Wicklungswiderstandsmessung beim Auf- und Abfahren aller Stufenschalterstellungen (Transformator: 3-phasig, 30 MVA, Um 170 kV, Messungen im Jahr 2014)

3.5 Dynamische DC-Widerstandsmessung

Die dynamische DC-Widerstandsmessung dient der Charakterisierung des Zustands von Stufenschaltern. Es wird überprüft, ob die Kontakte reproduzierbar schalten oder allenfalls gereinigt oder ausgetauscht werden müssen.

Die Bewertung basiert auf einem Vergleich der Schaltvorgänge untereinander und zu anderen Phasen (Abbildung 9).

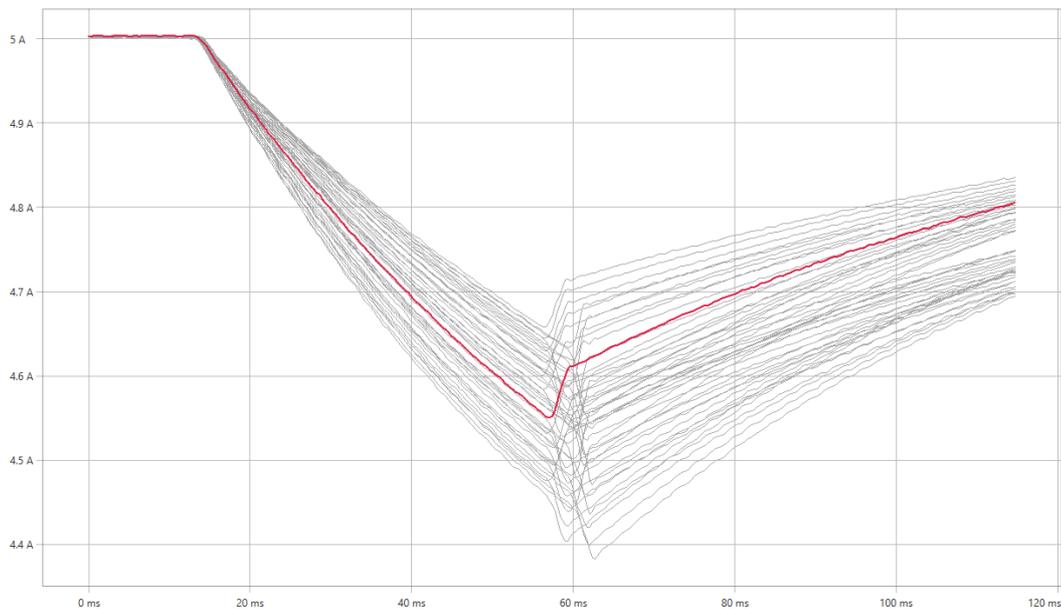


Abbildung 9 Beispiel einer Aufzeichnung von Messstromverläufen bei den Schaltvorgängen eines Stufenschalters (Transformator: 1-phasig, 260 MVA, U_m 420 kV, Messungen im Jahr 2017)

3.6 Kurzschluss-Impedanzmessung

Diese Messungen ermitteln die Streureaktanzen und ermöglichen einen direkten Vergleich mit den nominalen Werten. Aufgrund von Abweichungen können grobe Fehler an den Wicklungen oder am Kern festgestellt werden.

Die Kurzschlussimpedanz wird mit dem nominalen Wert verglichen. Die Abweichung soll nicht höher als 1% sein.

3.7 Messung des Frequenzverlaufs der Streuverluste

Bei dieser Messung handelt es sich nicht um die Ermittlung eines energetischen Verlustes, sondern um eine Ermittlung des magnetischen Streuflusses, welcher nicht mit der Gegenseite des Transformators gekoppelt ist. Gemessen wird der induktive Anteil der Kurzschlussimpedanz d.h. die Streureaktanz in Abhängigkeit der Frequenz. Die Streureaktanz ist bei erhöhter Frequenz empfindlicher messbar. Im Gegensatz zum ohmschen Anteil der Kurzschlussimpedanz steigt der reaktive Anteil in erster Näherung linear mit der Frequenz an. (vgl. Abbildung 10).

Die gemessenen Frequenzverläufe werden untereinander und mit Referenzwerten (wenn vorhanden) verglichen.

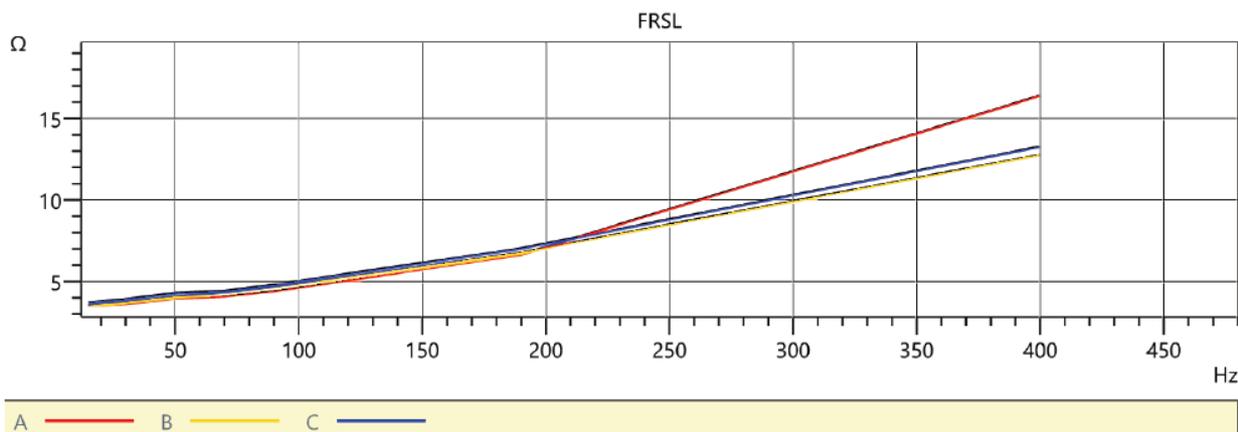


Abbildung 10 Beispiel einer Messung der Frequenzverläufe der Streuverluste
(Transformator: 3-phasig, 30 MVA, U_m 170 kV, Messungen im Jahr 2014)

3.8 FRA-Messung

Die FRA (Frequency Response Analysis) wird als Vergleichsmessung zur Überprüfung geometrischer Veränderungen in den Transformatorwicklungen eingesetzt. Bei Verschiebung oder Deformation der Wicklungen durch Transporte oder Kurzschlüsse (siehe Abbildung 11) werden von der Geometrie abhängige Größen wie Streukapazität, Streuinduktivität, Streukapazität einer Wicklung gegen benachbarte geerdete Teile und die Streukapazität im Streuspalt verändert. Dies wirkt sich durch Verschiebungen von Resonanzen in den Übertragungsfunktionen, die zwischen den Transformatoranschlüssen gemessen werden aus, wodurch eine geometrische Veränderung nachgewiesen werden kann. Eine Aussage lässt sich nur bei Vorliegen einer früheren Referenzmessung am gleichen Transformator oder an einem baugleichen Transformator machen.

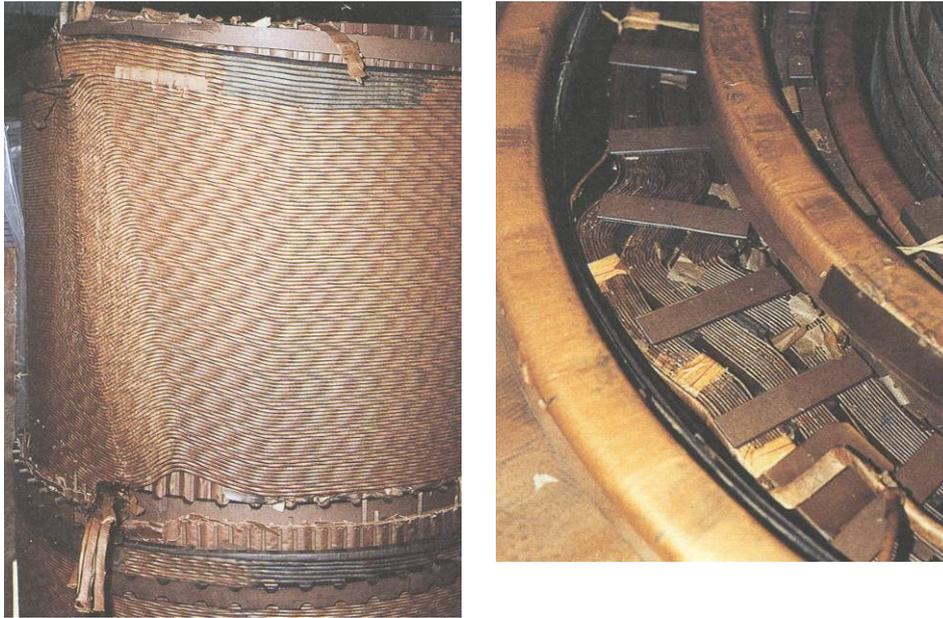


Abbildung 11 Durch Kurzschlusskräfte deformierte Wicklungen [3]

Zur Beurteilung einer FRA-Messungen werden die gemessenen Kurven mit zurückliegenden FRA-Messungen am selben Transformator oder mit einer Messung an einem baugleichen Transformator oder Transformatorpol verglichen (Abbildung 12). Beim Vergleich mit Referenzwerten des untersuchten Transformators sind geringe Abweichungen im mittleren Frequenzbereich (ca. 5 kHz ... 200 kHz) bereits ein Indiz für einen möglichen Fehler.

Unterschiede im unteren Frequenzbereich bis zur erster Resonanz bei ca. 1 kHz beruhen in der Regel auf einem unterschiedlichen Magnetisierungszustand des Kerns bei den beiden Messungen und sind für die Beurteilung geometrischer Veränderungen nicht von Bedeutung.

Vergleiche des FRA-Spektrums mit solchen von anderen baugleichen Transformatoren geben ebenfalls Informationen über geometrische Unterschiede. Eine Aussage über einen inneren Fehler mit der FRA-Methode ist bei einem solchen Vergleich mit etwas grösserer Unsicherheit behaftet als bei Wiederholungsmessungen am gleichen Exemplar, da zwischen den Transformator Exemplaren kleinere geometrische Abweichungen vorliegen können, die ebenfalls zu unterschiedlichen Frequenzcharakteristiken führen.

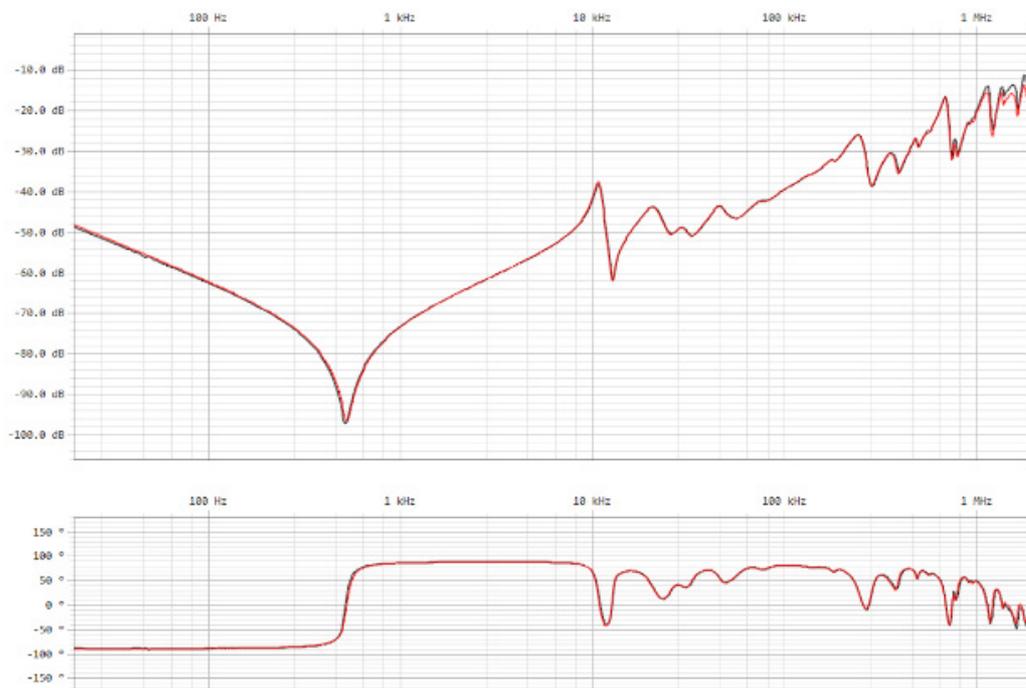


Abbildung 12 Vergleich einer im Werk und vor Ort durchgeführten Messung an einer Transformatorwicklung (Transformator: 2-phasig, 20 MVA, U_m 245 kV, Messungen im Jahr 2016)

3.9 Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen (C-tan δ -Messung)

3.9.1 Messungen an den Transformatorwicklungen

Die Kapazitätsmessungen geben ebenfalls Hinweise ob mechanische Veränderungen an den Trafowicklungen (Streuspalten) vorliegen. Mit der Verlustfaktormessung wird das gesamte Isolationssystem global beurteilt.

Die gemessenen Kapazitäten werden mit den Neuwerten (Referenz) verglichen. Die Verlustfaktoren werden anhand von Grenzwerten aus den internationalen Normen bewertet.

3.9.2 Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen an den Durchführungen

Die Kapazitätsmessungen geben Hinweise, ob bei den Durchführungen Ölverluste, Schlüsse zwischen Potentialsteuerbelägen oder vor allem bei Hartpapierdurchführungen Risse, vorliegen.

Mit der Verlustfaktormessung werden Alterungsvorgänge im Isolationssystem der Durchführungen, sowie das eventuelle Eindringen von Feuchtigkeit beurteilt. Je nach Durchführungstyp gelten andere Kriterien für die Beurteilung.

Die gemessenen Kapazitäten werden mit den Neuwerten (Referenz) verglichen. Die Verlustfaktoren werden anhand von Grenzwerten aus den internationalen Normen bewertet (Abbildung 13).

Isolationstyp	Neue Durchführungen	IEEE C57.19.01	IEC 60137
Epoxyharz (RIP)	0.3 %... 0.4 %	< 0.85 %	< 0.70 %
Weichpapier (OIP)	0.2 %... 0.4 %	< 0.50 %	< 0.70 %
Hartpapier (RBP)	0.5 %... 0.6 %	< 2.00 %	< 1.50 %

Abbildung 13 Typische Werte für den Verlustfaktor von Durchführungen bei Netzfrequenz und 20°C [4], [5], [6]

Auch die Spannungsabhängigkeit der Kapazität oder die Frequenzabhängigkeit vom Verlustfaktor können Anzeichen auf Mängel abbilden. Abbildung 14 zeigt die Verlustfaktormessungen in Abhängigkeit der Frequenz von drei Durchführungen bei welchen die Kurve der Durchführung „V“ (rote Kurve) Anzeichen auf Feuchtigkeit hinweist.

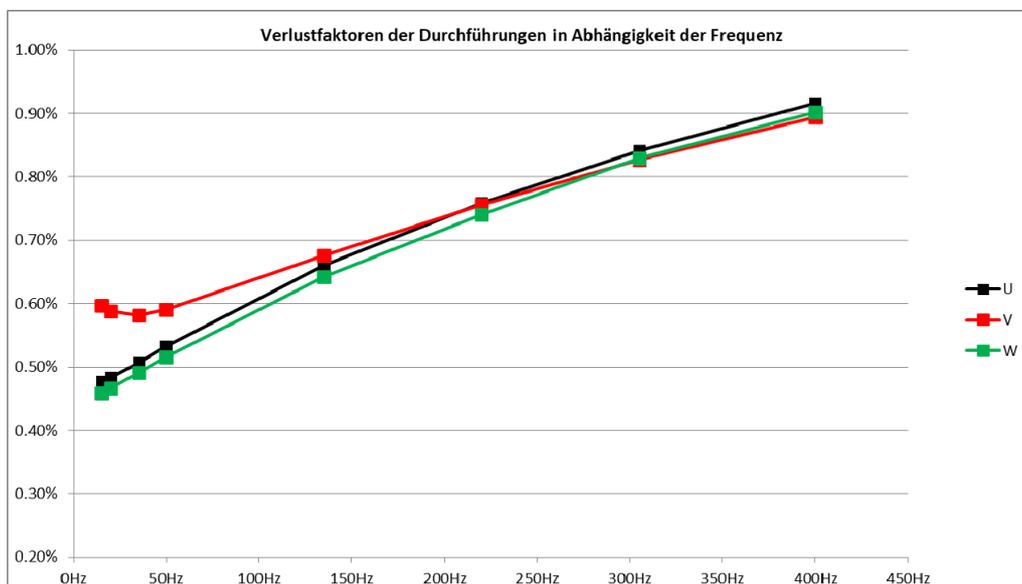


Abbildung 14 Verlustfaktoren von drei Durchführungen, Anzeichen von Feuchte in Durchführung V (rote Kurve) (Durchführungstyp: CT_{Tr} U_m 245 kV, Messungen im Jahr 2016)

3.10 Messung der dielektrischen Antwort (FDS oder PDC)

Die Messung der „dielektrischen Antwort“ im Frequenzbereich (FDS) oder im Zeitbereich (PDC, Abbildung 15) ist eine Off-line-Methode zur direkten Beurteilung des Isolationssystems von Öl/Papier-isolierten Hochspannungs-Apparaten. Die Methode liefert die „dielektrische Antwortfunktion“ von Öl-Zellulose-Isolationssystemen. Dabei kann unter anderem die Feuchte im Zelluloseanteil der Isolation bestimmt werden.

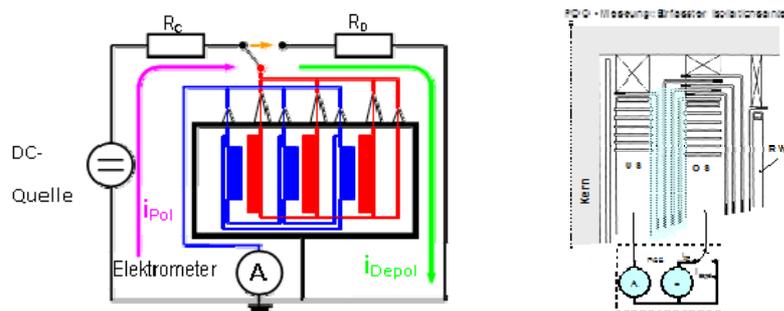


Abbildung 15 Prinzip einer PDC-Messung an einem Leistungstransformator, bei welchem die Isolation zwischen den Wicklungen (Streuspalt) polarisiert wird

Das Verfahren basiert auf Messungen an Proben mit definierter Feuchte und einem mathematischen Modell. Mit Hilfe des Modells werden aufgrund geometrischer Angaben und Materialeigenschaften die Polarisations- und Depolarisationsströme für verschiedene Feuchten der Zellulose-Isolation berechnet. Durch einen grafischen (visuellen) Vergleich zwischen gemessenen und berechneten Polarisations-/Depolarisationsstromkurven kann die Feuchte in der Zellulose im Streuspalt bestimmt werden (Abbildung 16) [7] [8].

Bei betriebsgealterten Transformatoren ist eine Feuchte bis ca. 2.0% Wassergehalt als noch unkritisch zu betrachten. Ab 2.0% bis 3.0% sollten mittelfristige (innerhalb 5 bis 10 Jahren) Trocknungsmassnahmen in Betracht gezogen werden. Ab 3.0% Feuchte ist eine kurzfristige Sanierungsmassnahme (innerhalb 5 Jahren) angesagt.

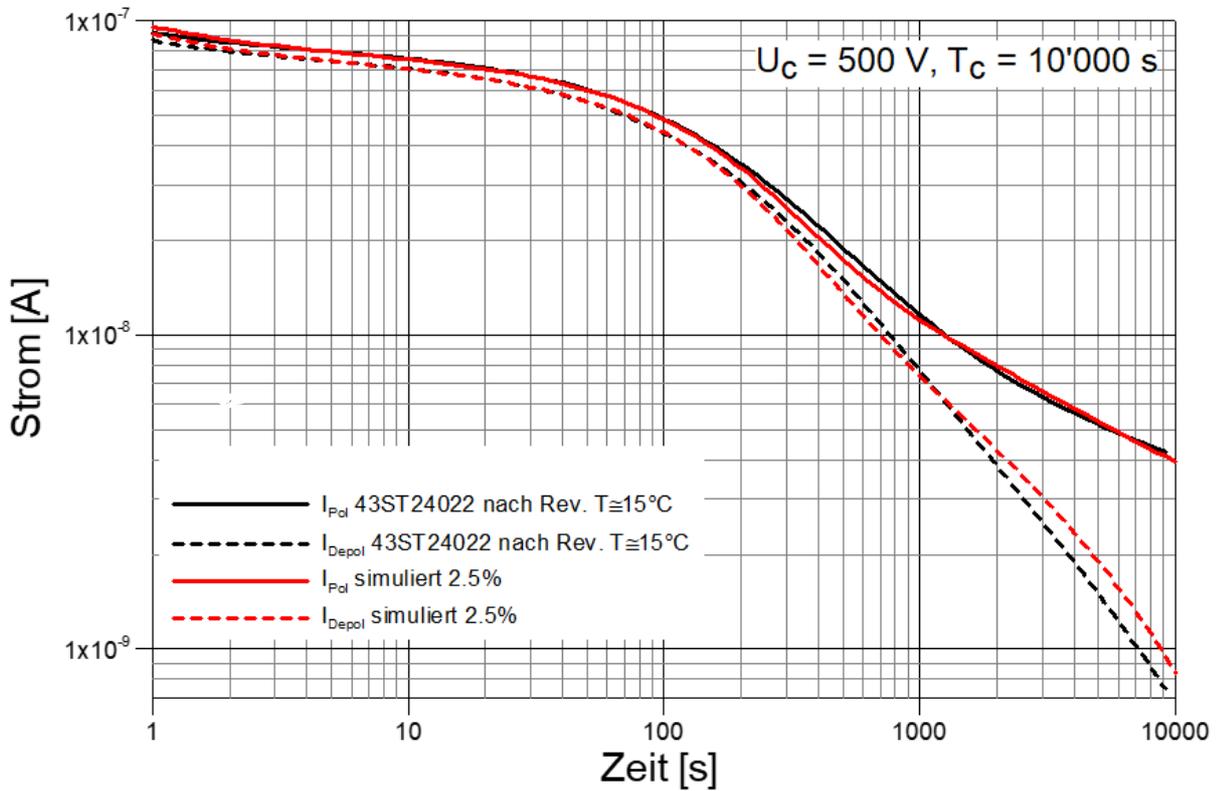


Abbildung 16 Messresultate und Simulation einer PDC-Messung
(Transformator: 1-phasig, 370 MVA, U_m 245 kV, Messungen im Jahr 2005)

3.11 Teilentladungs-Messungen (TE-Messung)

Die FKH führt für ihre Mitglieder seit 1993 induzierte Spannungsprüfungen (in wenigen Fällen auch angelegte Spannungsprüfung) mit TE-Messungen an Leistungstransformatoren durch. Ende der Neunzigerjahre hat die FKH in einem mehrjährigen Projekt, finanziert durch den Projekt und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft (PSEL) mit weiteren Projektpartnern eine vor-Ort-taugliche Methode für die TE-Messung von Großtransformatoren entwickelt (siehe Abbildung 17). Seit 2014 steht für die Vor-Ort-Prüfungen auch eine elektronische Prüfquelle zur Verfügung, als Alternative zu den zuvor überwiegend eingesetzten Dieselaggregaten.



Abbildung 17 Induzierte Spannungsprüfung mit Teilentladungsmessung an einer 800-MVA-Phasenschieber-Transformatorbank

Abbildung 18 zeigt die Anzahl der von der FKH bis heute auf TE untersuchten Einheiten im Werk oder vor Ort und deren nachgewiesenen TE-Befunde.

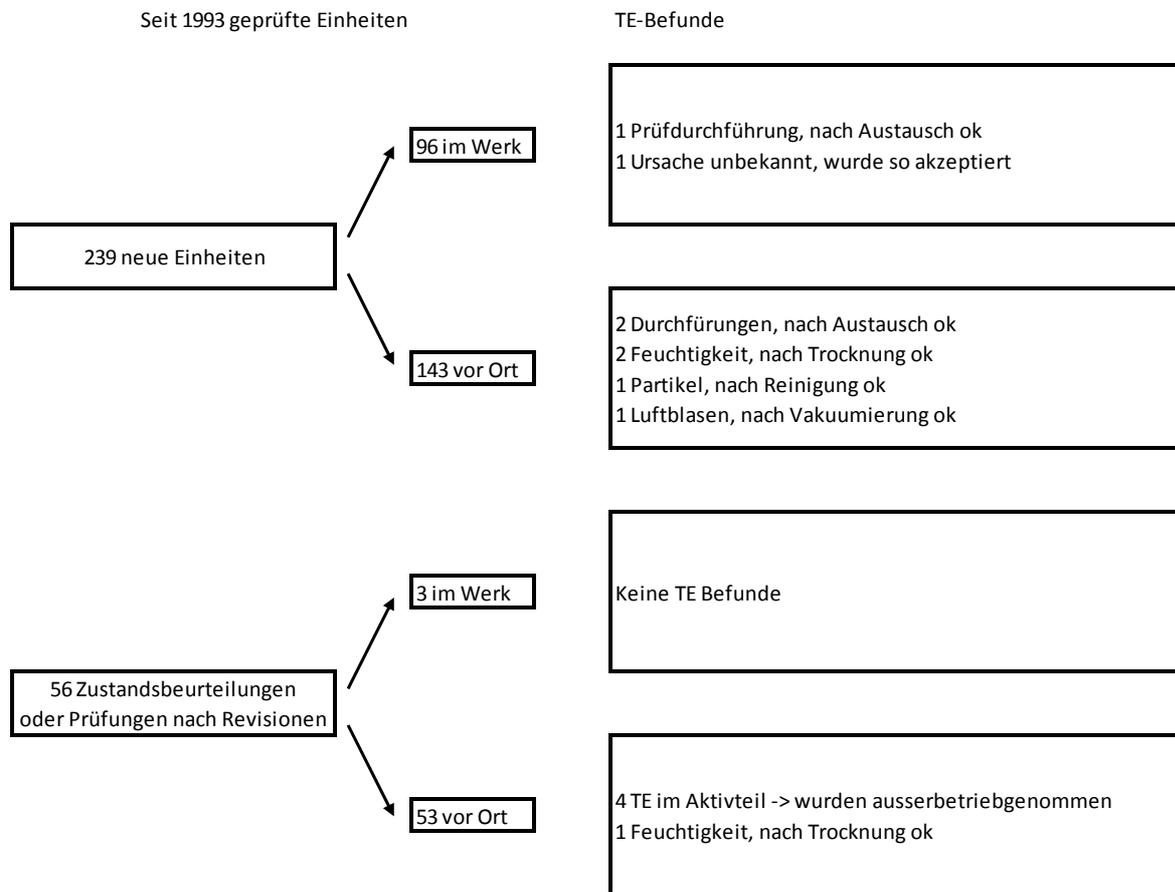


Abbildung 18 Anzahl seit 1993 von der FKH untersuchten Einheiten und nachgewiesene TE-Befunde

Die TE-Messung ist neben weiterer Diagnosemessungen einer der wichtigsten Bestandteile der elektrischen Abnahmeprüfungen im Werk und Vor-Ort. Oft werden auch Transformatoren, bei denen die regelmässig durchgeführten Isolieröl-Analysen auf TE-Aktivität hinweisen, einer TE-Messung unterzogen, um die TE-Quelle zu lokalisieren und nötige Reparaturmassnahmen vor einer möglichen Havarie ergreifen zu können. Einige hochbeanspruchte Stellen im Isolationssystem eines Transformators, wo an Fehlstellen immer wieder Teilentladungen festgestellt werden, sind in Abbildung 19 dargestellt. Bei Vor-Ort-TE-Messungen werden mit der elektronischen Prüfquelle Grundstörpegel zwischen 5 und 20 pC auf der Einspeiseseite erreicht, was mindestens so gut ist, wie mit den bis anhin eingesetzten Dieselaggregaten.

Bei der angewandten phasenaufgelösten Teilentladungsmessung (PRPDA) werden kleinste, von Isolationsfehlern herrührende Ladungsverschiebungen zusammen mit der Phasenlage zur anliegenden Prüfspannung aufgezeichnet. Das TE-Messsystem wird dazu vorzugsweise mittels Hochfrequenz-Stromwandlern direkt an die kapazitiven Messanschlüsse der Durchführungen angeschlossen. Im Fall von Durchführungen ohne Messanschlüsse können auch externe Koppelkondensatoren verwendet werden.

Durch Analyse der scheinbaren Ladung der gemessenen TE-Impulse, ihrer Phasenlage und Polarität, der Häufigkeit der TE-Ereignisse, sowie Ein- und Aussetzspannung können genaue Rückschlüsse auf die Art der Fehlstelle, ihre Position im Trafo und das von ihr ausgehende Gefährdungspotential gezogen werden.

Bei TE-Prüfungen vor-Ort wird der geprüfte Transformator über eine Sekundär- oder Tertiärwicklung erregt. Die Ausgangsspannung der Prüfquelle wird dabei mit einem Step-up-Transformator an das Spannungsniveau der Einspeisewicklung angepasst. Bei dieser sogenannten "induzierten Prüfung" herrschen im Trafo dieselben Spannungsverhältnisse wie im Betrieb. Um eine empfindliche TE-Messung zu gewährleisten, muss die Prüfquelle folgende Voraussetzungen erfüllen:

1. Sie darf keine Störsignal-Quellen enthalten, weder "echte" TE, z.B. im Isolationssystem des Step-up-Transformators, noch andere hochfrequente Störsignalquellen (EMV), die in den TE-Messkreis einkoppeln und zu unzulässig hohen Grundstörsiegeln führen.
2. Die Prüffrequenz muss sich über die Betriebsfrequenz (50 Hz) steigern lassen, damit sich prüffrequenzkorrelierte TE von betriebsfrequenten externen Störungen unterscheiden lassen und um bei Prüfspannungen über der Betriebsspannung (üblich sind 120% U_n) Kernsättigung zu vermeiden. Mit der Wahl einer optimalen Prüffrequenz lassen sich darüber hinaus Verzerrungen der Prüfspannung durch Resonanzen des Prüflings resp. des Step-up-Trafos reduzieren.
3. Die Prüfspannung sollte sich in einem weiten Bereich (0 – 120%) möglichst stufenlos regeln lassen, um die Spannungsabhängigkeit von TE-Quellen (Ein- und Aussetzspannung) untersuchen zu können.
4. Die Prüfquelle muss effizient transportiert und vor-Ort eingesetzt werden können. Dies gilt vor allem bei speziellen Verhältnissen, wie sie z.B. in engen Kraftwerkskavernen vorgefunden werden.

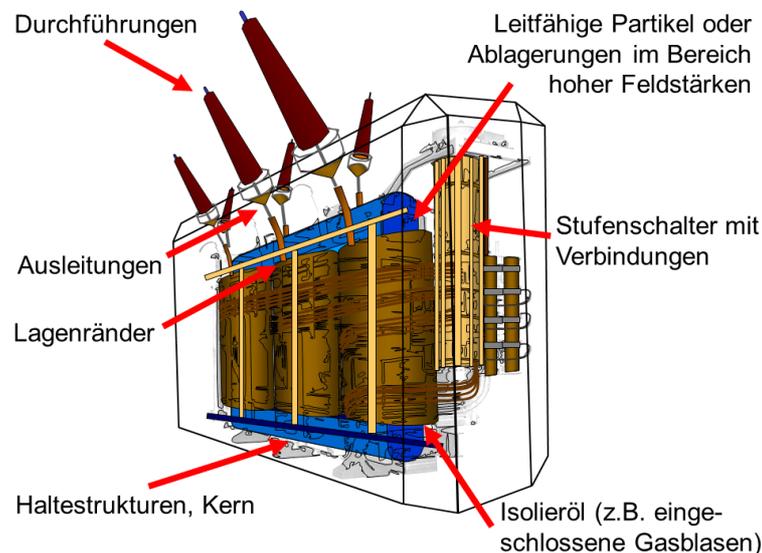


Abbildung 19 Häufige TE-Quellen in Transformatoren [9]

3.12 TE-Ortung

Für die Ortung von TE werden nebst der quantitativen elektrischen Messung weitere Methoden zur Detektion von TE eingesetzt. Zur Ortung durch Laufzeitmessungen werden die Impulsausbreitung im UHF-Frequenzbereich und die Ausbreitung von Körperschallwellen benutzt.

3.12.1 Analyse der TE-Impulse im Zeit- und Frequenz-Bereich

Ein Beispiel eines TE-Befunds, bei welchem die TE-Impulse über eine Messdauer von 1 min an allen vier Durchführungen registriert und über der Phasenlage aufgezeichnet wurden, zeigen die Abbildungen 20 - 23. Aufgrund der Intensitätsverhältnisse kann leicht festgestellt werden, dass sich die TE-Quelle auf der Phase W in der Nähe der Durchführung befindet. Hierfür sprechen auch die Zeitsignale und die Frequenzspektren (Abbildungen 24 und 25).

Einerseits kann mit dem Vergleich der TE-Impulse mit dem Kalibrationsimpuls im Zeit- und Frequenz-Bereich beurteilt werden, ob sich die Quelle in der Nähe des Messanschlusses befindet. Andererseits gibt die Form des Signals Indizien, ob es sich um eine direkte Kopplung zur Messstelle oder eine Querkopplung von einer anderen Wicklung handelt.

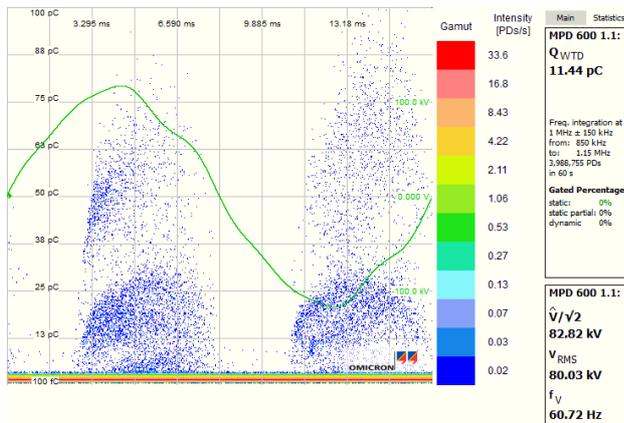


Abbildung 20 TE-Muster an 1U

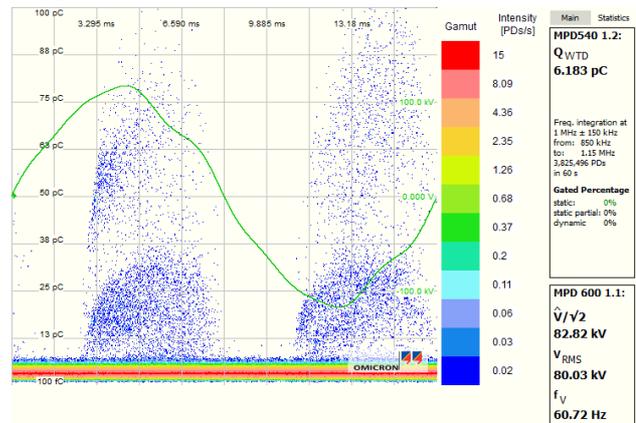


Abbildung 21 TE-Muster an 1V

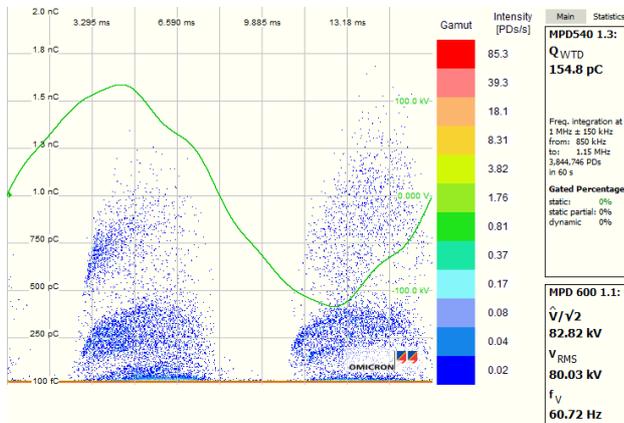


Abbildung 22 TE-Muster an 1W

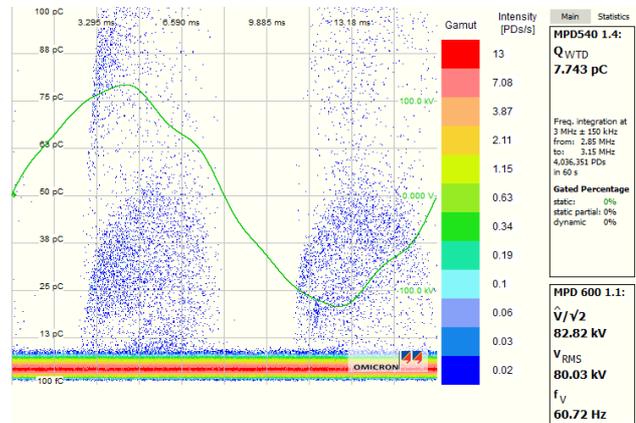


Abbildung 23 TE-Muster an 1N

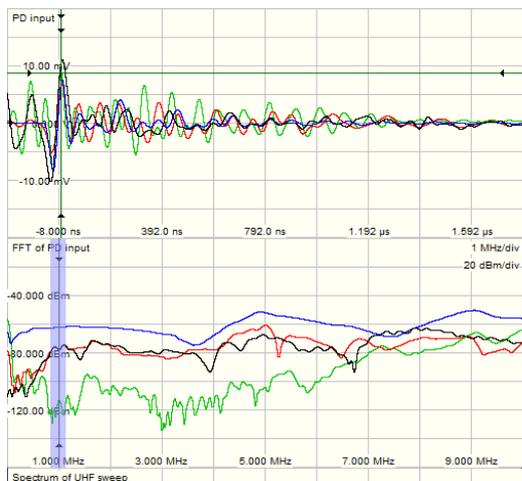


Abbildung 24 TE-Impuls im Zeit- und Frequenz-Bereich
 (Phase 1W: blau)

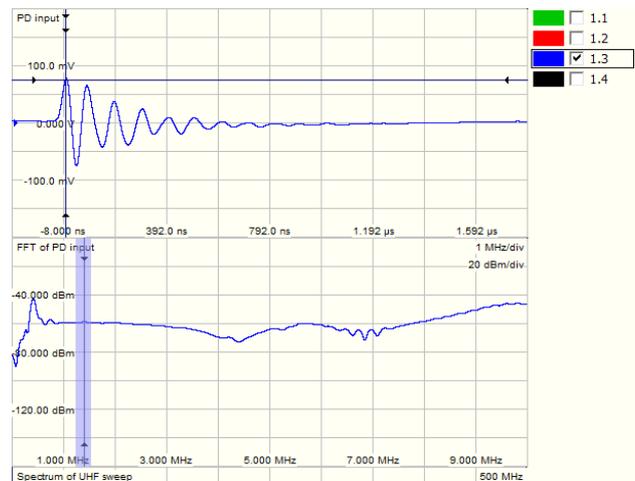


Abbildung 25 Kalibrationsimpuls über die Durchführung 1W

Bei der TE-Quelle handelte es sich um Luftblasen im Bereich der Ausleitung der Wicklung 1W.

3.12.2 Besondere Analysen

Mit dem 3-Part Tool [10] der Software von Omicron für TE-Messungen können die TE-Amplituden in ein 3-phasiges Amplituden-Diagramm abgebildet werden (Abbildung 26). Die drei Amplituden stammen entweder aus drei verschiedenen Messstellen oder von drei verschiedenen Messfrequenzen derselben Messstelle. So kann im besten Fall eruiert werden ob mehrere TE-Quelle vorhanden sind und mit einer „Gating“ Funktion können diese voneinander getrennt werden. Das Trennen in einzelne TE-Muster (im Fall von mehreren TE-Quellen) ermöglicht eine präzisere Charakterisierung der TE-Muster und schlussendlich der TE-Quelle.

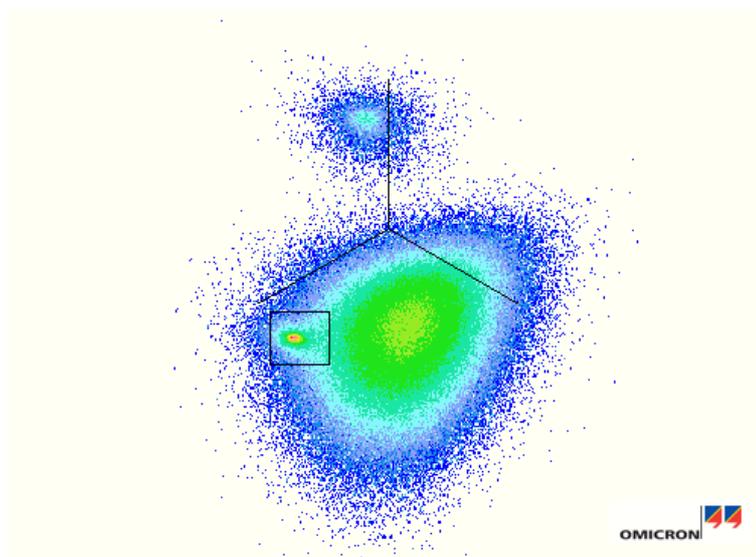


Abbildung 26 3-phasiges Amplituden-Diagramm von drei Messstellen (1U, 1V und 1W)
 (Transformator: 3-phasig, 50 MVA, U_m 170 kV, Messungen im Jahr 2014)

3.12.3 UHF-TE-Messung

Wie es der Name sagt, benutzt die UHF-TE-Messung (UHF = Ultra High Frequency) elektromagnetische Emissionen der Entladungen bei sehr hohen Messfrequenzen (im Bereich von 100 MHz bis 3 GHz). Die Messsensoren, eigentlich Antennen, können entweder bei der Fertigung der Transformatoren in die Kesselwände eingebaut oder später über die Öl-Ablassventile oder Einlassfenster eingesteckt werden. Die hohen Messfrequenzen und der Effekt eines Faradayschen Käfigs durch den Kessel des Transformators ermöglichen eine starke Unterdrückung von externen Störungen (wie z.B. Corona), was vor allem bei TE-Messungen in Betrieb ein grosser Vorteil sein kann. Abbildung 27 zeigt das Prinzip der UHF-TE-Messung.

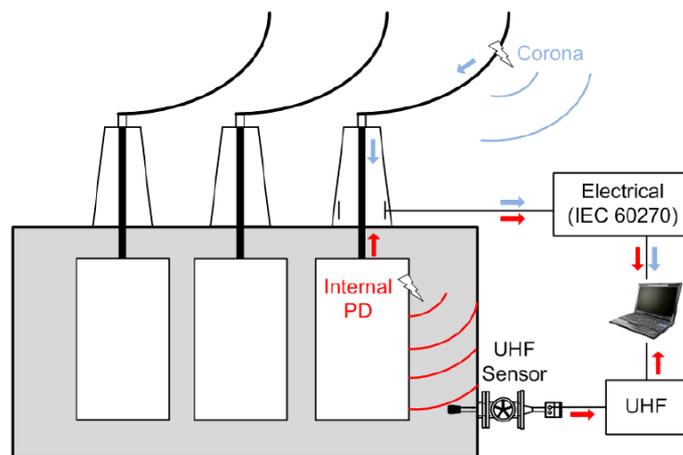


Abbildung 27 Prinzip der UHF-TE-Messung gegenüber der „konventionellen“ TE-Messung an den Durchführungs-Messanschlüssen [11]

3.12.4 Akustische Ortung

Die TE-Quellen können je nach Amplitude und Entstehungsort Geräusche (Knistern) erzeugen, die am Trafokessel über akustische Sensoren gemessen werden können. Dazu werden mindestens zwei Sensoren an den Trafotank angebracht. Anschliessend wird die Zeitdifferenz zwischen den ankommenden Signalen gemessen (Abbildung 28). Werden drei bis vier Sensoren an einem günstigen Ort platziert, kann der Ursprung der TE-Quelle lokalisiert werden. Um Störimpulse auszublenden, die nichts mit der TE-Quelle zu tun haben, kann das elektrische Signal der TE-Quelle als Trigger verwendet werden.

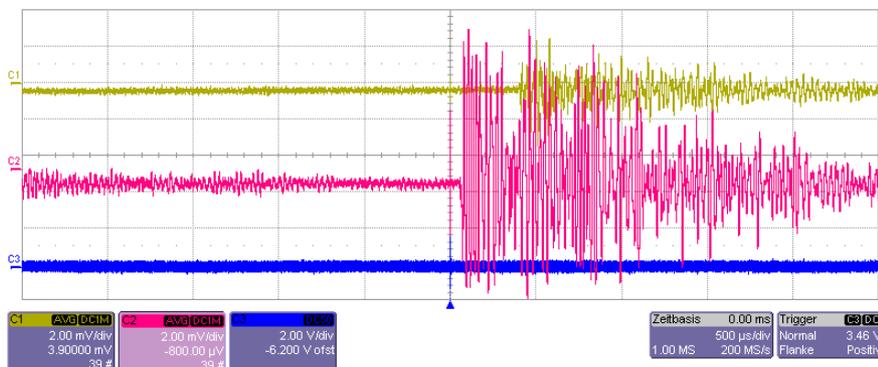


Abbildung 28 Oszillographiertes akustische (gelb und rosa) und elektrische Signale (blau, „Trigger“) einer TE-Quelle [12]

3.13 Stossspannungs-Prüfungen

Nach Abschluss von Reparatur- und Revisionsarbeiten vor Ort bietet die Stossspannungsprüfung die Möglichkeit, die Isolationsstrecken zwischen Wicklungen, Kern und Kessel zu überprüfen. Die Stösse werden gegenüber der Werksprüfung üblicherweise mit reduzierter Spannung durchgeführt (max. 80% $U_{\text{Prüf, Werk}}$). In Abbildung 29 ist der mobile Stossgenerator der FKH bei einem Vor-Ort-Einsatz zu sehen.



Abbildung 29 Mobiler Stossgenerator bei der Prüfung eines 400-MVA-Transformators.

4 Zusammenfassung

Dem Experten steht eine grosse Zahl von Messmethoden zur Verfügung, mit welchen er Zustandsdiagnosen oder Fehleranalysen an allen Einzelkomponenten der Transformatoren durchführen kann. Die grösste Aussagekraft der Diagnosen wird bei Kombination mit ausgewählten Isolieröluntersuchungen erreicht.

Wird ein dielektrischer Fehler vermutet, so bietet die induzierte Spannungsprüfung mit TE-Messung die beste Chance, Mängel im Isolationssystem zu detektieren. Da der Transformator bei der induzierten Spannungsprüfung im Leerlauf hochgefahren wird, befindet sich das Isolationssystem bei max. Beanspruchung im Betriebszustand. Nur mit dieser Prüfung kann eventuell mit elektrischen oder akustischen Signal-Analysen der genaue Ort des Fehlers bestimmt werden.

Als Analysemethoden zu einer ersten groben Zustandserfassung der Isolation und des Aktivteils können folgende Messungen empfohlen werden:

- Analyse der dielektrischen Antwortfunktion zur Bestimmung der Feuchtigkeit im Pressboard (PDC oder FDS)
- dynamische Widerstandsmessung zur Kontrolle des Stufenschalters
- C-tan δ -Messungen zur Überprüfung der Durchführungen

Im Fall eines Ereignisses mit Krafterwirkungen auf die Wicklungen (Kurzschluss, Transporterschütterungen) bietet die FRA-Messung eine sehr empfindliche Methode, um mechanische Veränderungen im Aktivteil festzustellen.

Während Messungen von Widerständen und Impedanzen und die C-/tgδ-Messungen der Durchführungen seit einem Jahrhundert üblich sind, wurden die dielektrischen Diagnosemethoden der Transformatorisolationssystem – d.h. die TE-Messung und die Messung des Polarisationsverhaltens erst in den letzten 25 Jahren als Vor-Ort-Diagnosemethoden eingeführt. Dabei hat die FKH wichtige Beiträge zur Entwicklung der Methoden geleistet. Vor-Ort-Diagnosen stellen erweiterte Ansprüche an die Kenntnisse des Ingenieurs in Bezug auf die Methoden und deren Umsetzung sowie die Deutung und Beeinflussungsmöglichkeiten der ermittelten Resultate. Im Gegensatz zu den Werksmessungen müssen bei vor-Ort-Messung Einflüsse von grossen Änderungen der Temperatur- und der Wetterbedingungen, sowie die Einflüsse benachbarter, in Betrieb stehender Anlagen berücksichtigt werden.

Aufgrund der Praxiserfahrung seit Einführung der modernen Diagnosemethoden in den Neunzigerjahren liegen Datensätze von über 400 eigenen Diagnose-Messkampagnen an Grosstransformatoren vor, welche die FKH zusammengetragen und ausgewertet hat. Beim Umgang mit den oben genannten Umgebungseinflüssen und bei der Beurteilung der Diagnoseergebnisse haben die gewonnene Erfahrungen und die Erkenntnisse aus den Daten die Aussagekraft der Isolationsdiagnosen an Transformatoren bis heute entscheidend verbessert.

5 Literatur

- [1] CIGRE Brochure 642, Transformer Reliability Survey, WG A2.37, December 2015.
- [2] CIGRE Brochure 445, Guide for Transformer Maintenance, WG A2.34, February 2011.
- [3] Giorgio Bertagnolli, Short-Circuit Duty of Power Transformers, ABB Transformatore, Legnano 1996.
- [4] Martin Anghuber, Michaël Krüger, Omicron electronics Klaus, Austria, Dielectric analysis of high voltage power transformers
- [5] IEEE Std C57.19.01: Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Bushings, 2000
- [6] IEC 60137: Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V, 2008
- [7] Vahe der Houhanessian, Dissertation ETH No. 12832, Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulation Systems, Zürich, 1998
- [8] M. Hässig, R. Bräunlich, R. Gysi, J.-J. Alff, V. Der Houhanessian, W. S. Zaengl, On-Site Application of Advanced Diagnosis Methods for Quality Assessment of Insulation of Power Transformers, Annual Report of the 2001 Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, IEEE Publication 01CH37225, pp. 441-447
- [9] R. Bräunlich, M. Hässig, J. Fuhr, Th. Aschwanden: "Assessment of Insulation Condition of Large Power Transformers by On-Site Electrical Diagnostic Methods", IEEE International Symposium on Electrical Insulation, April 2000.
- [10] R. Plath, R. Rethmeier, K. Krüger, A. Obralic, M. Kalkner, Vorteiler synchroner TE-Mess und –Auswerteverfahren, Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2008
- [11] CIGRE Brochure 662, Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC60270) and unconventional methods, WG D1.37, August 2016

- [12] Th. Heizmann, Vortrag über Vor-Ort-Teilentladungsmessung an Leistungs-
Transformatoren, Tagung Omicron, 22 September 2009

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Einfluss transienter Belastungen auf Messwandler - Erfahrungsbericht eines Messwandler-Herstellers

El. Ing. FH Martin Boss

PIFFNER Messwandler AG, Hirschthal, Schweiz

Funktion und beruflicher Werdegang

- | | |
|------------|--|
| 1984-1988 | Lehre als Elektromechaniker, Studer AG, Steffisburg, Schweiz |
| 1989-1992 | Elektrotechnik-Studium an der Fachhochschule in Burgdorf, Schweiz |
| 1992-1996 | Inbetriebsetzungs-Ingenieur Prüfanlagen Haefely-Test, Basel, Schweiz |
| 1996-1999 | Betriebsingenieur im Energiemanagement, Atel (heute: Alpiq), Olten , Schweiz |
| 1999-2007 | Produktverantwortlicher Hochspannungs-Messwandler Pfiffner Hirschthal, Schweiz |
| 2008-heute | Technischer Leiter, Pfiffner Messwandler AG, Hirschthal, Schweiz |

Einfluss transienter Belastungen auf Messwandler - Erfahrungsbericht eines Messwandler-Herstellers

Martin Boss
PFIFFNER Messwandler AG, Hirschthal

Kurzfassung

Die sich verändernden Bedingungen im Hochspannungsnetz seit der Energiewende führen zu einer stärkeren Belastung der Messwandler.

Trotz Bestehen der bekannten und bewährten Typenprüfungen können Messwandler aufgrund neuer Netzbelastungen vorzeitig ausfallen. Dabei hat sich die Gas-in-Öl-Analyse (DGA) als kostengünstige Beurteilungsmethode innerhalb gewissen Grenzen bewährt.

Damit jedoch der Hersteller auf die veränderten Anforderungen reagieren kann, müssen die Belastungen im Netz bekannt sein und gemessen werden können. Entsprechend braucht es effiziente Prüfmethode, welche diese neuen Belastungen besser abbilden, als die bisher bekannten Typ- und Stückprüfungen. Der Hersteller muss die Belastung simulieren und Schwachstellen im Labor erkennen können, damit die richtigen Massnahmen getroffen und deren Wirksamkeit überprüft werden.

Dies alles kann aber nur erreicht werden, wenn Hersteller und Netzbetreiber eng zusammenarbeiten.

1 Veränderte Netzanforderungen

1.1 Steigender Oberwellengehalt

Der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland und der generell starke Anstieg an alternativen Energieerzeuger wie Windparks und Photovoltaikanlagen (**Abbildung 1**) gehen nicht spurlos am Betrieb der elektrischen Netze vorbei.

Diese Energiequellen führen durch ihre Wechselrichtersysteme und die für den Transport zu den Verbrauchern notwendigen Kompensationsanlagen zu erhöhter Oberwellenverunreinigung der Spannung (**Abbildung 2**).

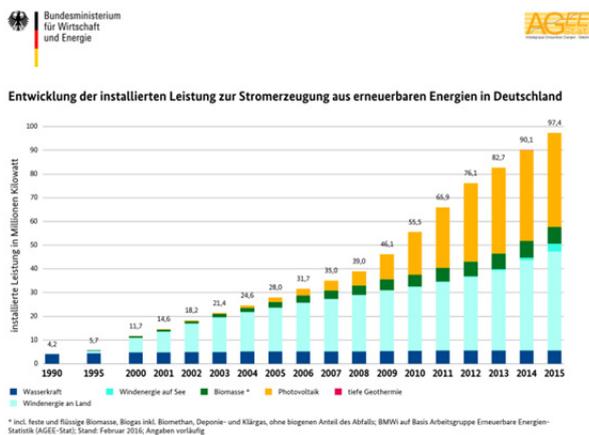


Abbildung 1 Installierte Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland [1]

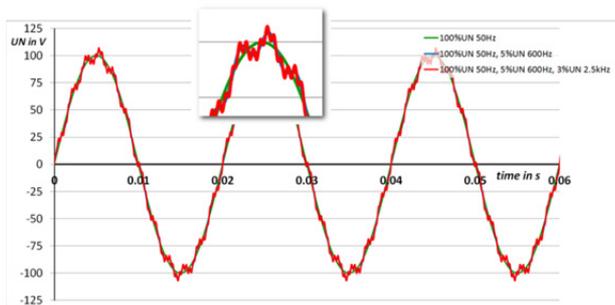


Abbildung 2 Theoretische Darstellung von Oberwellen

1.2 Belastung durch zusätzliche Schalt-handlungen

Die durch die Abhängigkeit vom Wetter stark volatilen Energiequellen Wind und Sonne führen zu stark schwankenden Spannungsniveaus und einem erhöhten Regelbedarf.

In den Regelkraftwerken werden daher deutlich mehr Schalthandlungen durchgeführt als noch vor der Wende.

Die beim Schalten auftretenden Überspannungen sind allgemein bekannt. Durch den Einsatz von Vakuumschaltern nimmt die Belastung insbesondere durch Rückzündungen noch weiter zu [2].

In Bezug auf Messwandler gerät häufig in Vergessenheit, dass diese z.B. in Kuppelfeldern auch mittels Trenner unter Spannung gesetzt werden. Dies geschieht dann, wenn der Wandler zwischen SS-Trenner der spannungsführenden SS und des Kuppelfeldleistungsschalters angeordnet ist. Dabei entstehen während des Schliessvorgangs im Bereich von mehreren Sekunden Rückzündungen und Löschungen des Lichtbogens (**Trennerfeuer**) (**Abbildung 3**).

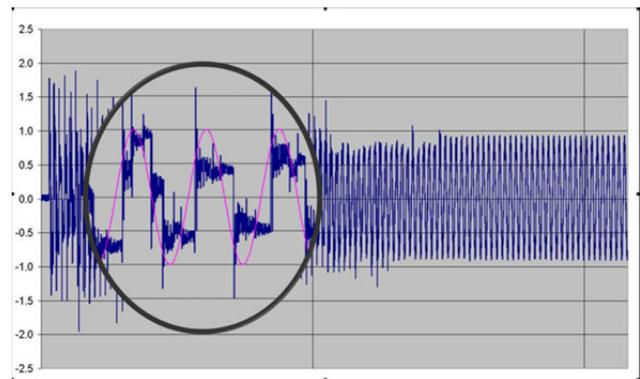


Abbildung 3 Transiente Belastung der Wandler, wenn diese mit einem Trenner unter Spannung gesetzt werden

2 Auswirkungen auf Messwandler

2.1 Welche Belastungen treten auf?

2.1.1 Hohe kapazitive Stromspitzen

Grundsätzlich kann die Hochspannungsisolation eines Messwandlers als Kondensator angesehen werden. Höherfrequente Spannungsspitzen resultieren in hohen kapazitiven Stromspitzen, welche eigene Anforderungen an die internen Verbindungen stellen. Sind die internen Verbindungen nicht ausreichend niederinduktiv, können Überschläge entstehen, welche mittelfristig das Isolierpapier und/oder das Isolieröl in Mitleidenschaft ziehen.

2.1.2 Kapazitive Spannungsverteilung

Durch diese kapazitiven Ströme wird sich auch die interne Spannungsverteilung den kapazitiven Begebenheiten anpassen. Dadurch können sich lokale Überspannungen ergeben, welche die TE-Einsatzgrenze überschreiten.

2.1.3 Gleitentladungen

Treten solche Überspannungen in Bereichen der Papierisolation auf, wo die Papierausrichtung nicht genau rechtwinklig zum elektrischen Feld steht, können unerwünschte Gleitentladungen auftreten. Diese Gleitentla-

dungen schädigen schrittweise die Hochspannungsisolation.

2.2 Welche Schäden entstehen?

Die durch transiente Belastungen lokal auftretenden Überlastungen können Potentialanlenkungen, Schirmungen, Spulenrandzonen oder gar die Hauptisolation über die Zeit schädigen. Dadurch wird die TE-Einsatzspannung schrittweise reduziert, bis das Gerät im Normalbetrieb Teilentladungen aufweist. Entsprechend der Stelle, wo die Teilentladungen auftreten, können entweder erhöhte DGA-Werte oder gar der Ausfall der Hochspannungsisolation die Folge sein.

Die DGA ermöglicht, bereits beschädigte Wandler zu erkennen und die entsprechenden Massnahmen zu treffen. Die DGA ist jedoch nur begrenzt in der Lage, eine Aussage über die zukünftige Lebensdauer zu machen.

3 Was tun Hersteller dagegen?

3.1 Wir müssen die Belastung kennen.

Induktive und kapazitive Messwandler eignen sich nicht für die Messung transients Vorgänge und Oberwellen. Aufgrund der Hauptinduktivität des Wandlers und der Kapazität der Isolation entstehen Resonanzpunkte, welche die Sekundärspannung mit Frequenzen im Bereich von über einigen wenigen kHz falsch oder gar nicht mehr übertragen. Kapazitive Wandler sind auf die Netzfrequenz abgestimmt [3].

Damit die effektiven Spannungsverhältnisse auf der Hochspannungsseite korrekt gemessen werden können, müssen Teiler eingesetzt werden (z.B. ohmisch-kapazitive Teiler, bei PFIFFNER als ROF/RGK bezeichnet).

Diese Teiler sind in der Lage, Spannungen im Bereich von DC bis über 10kHz und transiente Vorgänge korrekt darzustellen [3].

Üblicherweise stellen sich die speziellen Belastungen nicht während einer Messung im Tagesverlauf ein. Daher müssen die Signale über einen längeren Zeitraum aufgezeichnet werden können. Die dadurch entstehende grosse Datenmenge muss effizient analysiert werden können. Dazu hat PFIFFNER ein Diagnose-System entwickelt, welches eine effiziente und zielgerichtete Analyse der Daten ermöglicht [4].

3.2 Aus den realen Belastungen neue Prüfmethode ableiten

Erkenntnisse aus den gewonnenen Daten werden nun in Prüfungen umgewandelt. Dabei besteht natürlich immer das Problem, wie eine länger andauernde Belastung mo-

delliert und durch eine effiziente und repräsentative Prüfung nachgebildet werden kann.

Eine Anpassung oder Erweiterung der Typenprüfungen wird unumgänglich sein.

PFIFFNER hat bereits mehrere Wandler einer sogenannten Trennerfeuer-Prüfung unterzogen. Dabei wird ein Messwandler mittels Funkenstrecke über einen längeren Zeitraum unter Spannung gesetzt. Anschließende DGA und Analyse des Wandlers ergeben aufschlussreiche Erkenntnisse, welche direkt in die Konstruktion und das Design von Messwandlern einfließen.

Die Erweiterung der Routineprüfungen mit einer Impulszahl-reduzierten Blitzstossprüfung mit anschliessender DGA stellt sicher, dass Fertigungsstreuungen keinen Einfluss auf die transiente Belastbarkeit eines Messwandlers haben.

4 Zusammenarbeit als Lösung

Dieser Prozess, Datenerhebung, Datenauswertung und Erarbeitung neuer Prüfvorschriften, kann nur im Rahmen einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit zwischen den EVU's und den Herstellern stattfinden und wird noch zu weiteren Veränderungen führen. Grundlage dazu ist die Messung der Belastungen im Netz und deren Offenlegung gegenüber dem Hersteller zur gemeinsamen Entwicklung von Lösungen.

5 Literatur

- [1] www.erneuerbare-energien.de
- [2] Cigre 204: Recent standardization developments and test-experience in switching inductive load current.
- [3] Hochspannungssymposium Berlin 2016
Messung von Power Quality Parametern im Hochspannungsnetz mit Hilfe der RC-Teiler Technologie, Erik Sperling, PFIFFNER Technologie AG, Hirschthal, Schweiz
- [4] Hochspannungssymposium Berlin 2016
Online Diagnose von Betriebsmitteln der Hochspannungstechnik.
Norbert Koch, PFIFFNER Technologie AG, Hirschthal, Schweiz

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Interpretation von Isolieröluntersuchungen

Dr. Thomas Heizmann
FKH-Isolieröllabor, Däniken

Funktion und beruflicher Werdegang

1987 Abschluss als El.-Ing. ETHZ
1994 Promotion als Dr. sc. techn. an der ETHZ
1995-1997 Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich, Versuchsingenieur
1998-2002 Nexans Suisse SA, Cortaillod, Leiter Engineering Energiekabel
2003-2012 FKH, Zürich, Versuchsingenieur und Vertreter Westschweiz
2013-2014 BKW Energie AG, Ostermündigen, Ingenieur Hochspannungstechnik
seit 2015 FKH, Däniken, Leiter Isolieröllabor

Vorsitzender des TK 10 „Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen“ des CES

Interpretation von Isolieröluntersuchungen

Thomas Heizmann
 FKH-Isolieröllabor, Däniken

1 Dielektrisch-chemische Analysen (SNEN 60422:2013)

Die SNEN 60422:2013 „Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln – Leitlinie zur Überwachung und Wartung“ beschreibt die Methoden, die zur Überwachung der Alterung von Mineralöl angewandt werden, gibt Grenzwerte für die verschiedenen Parameter und schlägt Massnahmen bei ungenügender Ölqualität vor.

Die Alterung von Isolieröl geschieht durch Oxidation und wird durch hohe Temperaturen und allenfalls anwesende Metalle (z. B. Kupfer) beschleunigt. Die Folgen der Alterung sind Farbänderungen (von praktisch farblos über gelb, rötlich, braun bis schwarz), die Bildung saurer Verbindungen und, bei fortgeschrittener Alterung, das Ausfällen von Schlamm. Als Alterungsprodukt der Zellulose und des Öls entsteht ausserdem Wasser. Alle diese Alterungsprodukte beeinträchtigen die dielektrischen Eigenschaften und in extremen Fällen auch die Eigenschaften des Isolieröls als Kühlmittel.

Die Alterung von nicht inhibiertem und von inhibiertem Öl (siehe Abs. 1.2) verläuft grundsätzlich unterschiedlich. Beim nicht inhibierten Öl findet mit der Zeit eine gleichmässige Degradation statt. Beim inhibierten (d. h. mit einem Oxidationsinhibitor versehenen Öl) wird zunächst der Inhibitor abgebaut, wobei sich nur wenige Oxidationsprodukte bilden, d. h. die Kennzahlen wie Grenzflächenspannung und Neutralisationszahl verschlechtern sich nur leicht. Erst wenn der Inhibitor aufgebraucht ist, wird das Öl oxidiert. Je nach Oxidationsstabilität des Basisöls kann die weitere Degradation dann sehr schnell erfolgen.

1.1 Chemische Parameter

1.1.1 Wassergehalt (SNEN 60814:1997)

Der Wassergehalt in Isolieröl wird mittels Karl-Fischer-Titration bestimmt und in mg/kg angegeben (oft werden auch ppm verwendet, korrekterweise müsste es ppmw heissen, w für engl. „weight“). Tabelle 1 zeigt die nach der SNEN 60422:2013 zulässigen Wassergehalte.

Tabelle 1 Maximal zulässige Wassergehalte nach Betriebsmittel und U_m

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln			Wandler	
	$U_m \leq 72.5 \text{ kV}$	$72.5 < U_m \leq 170 \text{ kV}$	$170 < U_m < 400 \text{ kV}$	$U_m \leq 170 \text{ kV}$	$U_m > 170 \text{ kV}$
Wassergehalt	40 mg/kg	30 mg/kg	20 mg/kg	40 mg/kg	30 mg/kg

Beim Betrachten des Wassergehalt von Isolieröl muss immer im Auge behalten werden, dass das Isolationssystem aus Öl und Zellulose besteht. Wenn man typische

Wassergehalte von trockenem Isolieröl (10 mg/kg) mit trockener Zellulose (1 Gewichtsprozent Feuchte = 10'000 mg Wasser pro kg Zellulose) vergleicht, sieht man sofort, dass sich in der Zellulose pro Gewichtseinheit bis zu tausendmal mehr Wasser befinden kann als im Isolieröl. Bei einem grossen Leistungstransformator beträgt das Gewichtsverhältnis von Zellulose zu Öl ca. 1 zu 10, d. h. ca. 99% des Wassers befindet sich in der Zellulose und nur ca. 1% im Isolieröl. Wird ein Transformator während langer Zeit mit konstanter Temperatur betrieben, bildet sich ein stationäres Gleichgewichtsverhältnis der Wassergehalte in Öl und Zellulose aus. Wegen der niedrigen Diffusionsrate des Wassers aus der Zellulose in das Öl wird dieses Gleichgewicht bei Temperaturen unterhalb von 20 °C in der Praxis nicht erreicht. Bei stationär höherer Temperatur stellt sich ein grösserer relativer Wasseranteil im Isolieröl ein, weil die Wasserlöslichkeit im Öl mit zunehmender Temperatur viel stärker ansteigt als in der Zellulose. Für die korrekte Beurteilung der Gesamtfeuchte im Transformator aus dem Wassergehalt einer Ölprobe muss also die Öltemperatur bekannt sein (idealerweise auch die Vorgeschichte der Belastung, was allerdings in der Praxis mit der Ausnahme von gleichförmig belasteten Maschinentransformatoren schwierig wird). Eine dielektrische Polarisationsmessung wie PDC oder FDS kann detailliertere Auskunft über die Wasserverteilung im Transformator geben und erlaubt eine zuverlässigere Beurteilung des Wassergehalts der Zellulose.

Die Sättigungskonzentration von Wasser in Isolieröl ist stark temperaturabhängig und beträgt bei ungealtertem Öl bei 20 °C ca. 55 mg/kg und bei 40 °C 120 mg/kg. Bei gealtertem Öl mit einer Neutralisationszahl von 0.3 mg_{KOH}/g_{Öl} liegen die genannten Sättigungsgrenzen ca. 30% bzw. 70% höher. Oberhalb der Sättigungsgrenze kann das Wasser nicht im gelösten Zustand verbleiben und es bildet sich freies Wasser in der Form von wässrigen Eintrübungen oder Tröpfchen. Der Einfluss des Wassergehalts auf die Durchschlagsspannung wird in Abschnitt 1.4.1 behandelt.

Erhöhte Wassergehalte können die Folge von Eindringen aus der Atmosphäre sein (zum Beispiel schlecht gewartete Luftentfeuchter). Wasser wird aber immer auch beim Abbau des Öls und der Zellulose gebildet.

1.1.2 Neutralisationszahl (SNEN 62021-1:2003)

Wie eingangs erwähnt wurde, entstehen durch die Alterung von Mineralöl unter anderem organische Säuren, welche in Verbindung mit Wasser und festen Verunreinigungen die dielektrischen und andere Eigenschaften des Öls ungünstig beeinflussen können. Ausserdem beschleunigen Säuren den Abbau der Zellulose und können auch für die Korrosion von metallischen Bauteilen im Transformator verantwortlich sein.

Die Neutralisationszahl wird mittels Titration mit einer Lauge (Kaliumhydroxid KOH) bestimmt und in mg_{KOH}/g_{Öl} angegeben, das ist die Menge an KOH die benötigt wird, um die sauren Verbindungen in 1 g Öl zu neutralisieren. Tabelle 2 zeigt die zulässigen Werte der Neutralisationszahl.

Tabelle 2 Max. zulässige Neutralisationszahlen nach Betriebsmittel und U_m

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln			Wandler	
	U _m ≤ 72.5 kV	72.5 < U _m ≤ 170 kV	170 < U _m < 400 kV	U _m ≤ 170 kV	U _m > 170 kV
Neutralisationszahl	0.30 mg _{KOH} /g _{Öl}	0.20 mg _{KOH} /g _{Öl}	0.15 mg _{KOH} /g _{Öl}	0.20 mg _{KOH} /g _{Öl}	0.15 mg _{KOH} /g _{Öl}

Mit steigender Neutralisationszahl steigt auch die Wahrscheinlichkeit für die Bildung von Schlamm, welcher die Ölzirkulation und damit die Kühlung behindern und die thermische Zersetzung der Zellulose weiter beschleunigen kann. Der Anstieg der Neutralisationszahl ist daher ein guter Indikator für die Alterungsgeschwindigkeit, weshalb sie als wichtiger Anhaltspunkt für die Entscheidung zur Durchführung einer Instandhaltungsmassnahme dient (Regenerierung des Öls bzw. Ölwechsel, siehe Abs. 1.6.2).

1.2 Bestimmung des Inhibitorgehalts (SNEN 60666:2010)

Nicht inhibierte Öle sind typischerweise nicht sehr hoch raffiniert und enthalten somit noch natürliche Inhibitoren (z. B. Schwefelverbindungen). Inhibierte Öle sind hoch raffiniert und enthalten zur Verbesserung der Alterungsstabilität einen synthetischen Oxidationsinhibitor. Eine häufig verwendete Substanz ist 2,6-Di-Tertiär-Butyl-Paracresol (DBPC; die Abkürzung BHT bezeichnet die gleiche Substanz). Wie eingangs erwähnt wurde, ist die periodische Überwachung des Inhibitorgehalts wichtig, da die Alterung eines Öls bei ungenügendem Inhibitorgehalt sehr schnell verlaufen kann.

Der Inhibitorgehalt wird mittels Fourier-Transform-Infrarotspektrometrie (FTIR) bei einer Wellenzahl von 3650 cm^{-1} bestimmt. Neue inhibierte Isolieröle enthalten zwischen 0.2 Gewichtsprozent (z. B. Shell Diala S4) und fast 0.4 Gewichtsprozent (z. B. Nynas Nytro 4000X) Inhibitor. Nach SNEN 60296 soll der Inhibitorgehalt maximal 0.4% betragen.

Nach SNEN 60422 können mässig gealterte Öle beim Erreichen eines Inhibitorgehalts von 40% - 60% des Ausgangsgehalts auf die Ursprungskonzentration aufinhibiert werden. Beträgt der Inhibitorgehalt weniger als 40% des Ausgangsgehalts, ist das Öl zunächst zu regenerieren und danach wieder zu inhibieren (bzw. das Öl zu wechseln).

Die Idee, ein schon gealtertes, nicht inhibiertes Öl durch Zugabe eines Inhibitors zu ertüchtigen, ist nicht zielführend. Das nachinhibierte Öl hat eine nur unwesentlich bessere Oxidationsstabilität als das Ausgangsöl, weil das gealterte Öl eine sehr hohe Anzahl von Peroxidradikalen besitzt, welche den Inhibitor aufbrauchen. Auch hier ist also eine vorgängige Regenerierung unablässig.

1.3 Bestimmung des Passivatorgehalts (SNEN 60666:2010)

Obwohl auf die Problematik des korrosiven Schwefels hier nicht eingegangen wird, kurz einige Bemerkungen zu Passivatoren, zumal sie manchmal auch mit Inhibitoren verwechselt werden. Passivatoren sind Metall-Deaktivatoren, die dazu verwendet werden, die Reaktion von Kupfer mit korrosivem Schwefel zu verhindern und damit die schädlichen Auswirkungen eines Isolieröls, welches korrosiven Schwefel enthält, zu minimieren. Ein gängiges Produkt ist Irgamet 39[®]. Die Passivierung ist besonders wirksam, wenn sie möglichst früh nach der Inbetriebnahme angewandt wird.

Der Passivatorgehalt wird mittels „High Performance Liquid Chromatography“ (HPLC) bestimmt.

Nach SNEN 60422 wird das Isolieröl mit 100 mg/kg (ppm) passiviert. Da der Passivator abgebaut werden kann, ist sein Gehalt anfangs halbjährlich oder mindestens jährlich zu kontrollieren. Hat er auf unter 50 mg/kg abgenommen, kann einmal nachpassiviert werden; ist dies wieder nicht nachhaltig, müssen andere Massnahmen ergriffen werden (z. B. die Entfernung des korrosiven Schwefels oder ein Ölwechsel) [3].

1.4 Dielektrische Parameter

1.4.1 Durchschlagsspannung (SNEN 60156:1995)

Die Durchschlagsspannung wird in einer Prüftasse mit genormten Elektroden mit einem Abstand von 2.5 mm bei Netzfrequenz gemessen und wird in kV pro 2.5 mm angegeben. Tabelle 3 zeigt die Anforderungen der Norm in Abhängigkeit des Gerätetyps und dessen maximal zulässiger Betriebsspannung.

Tabelle 3 Minimal geforderte Durchschlagsspannung nach Betriebsmittel und U_m

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln			Wandler	
max. Spannung	$U_m \leq 72.5 \text{ kV}$	$72.5 < U_m \leq 170 \text{ kV}$	$170 < U_m < 400 \text{ kV}$	$U_m \leq 170 \text{ kV}$	$U_m > 170 \text{ kV}$
Durchschlagsspannung	30 kV	40 kV	50 kV	40 kV	50 kV

Die Durchschlagsspannung wird im Wesentlichen vom Wassergehalt und von Partikeln beeinflusst. Interessant ist die Tatsache, dass bei ungealterten Ölen der Wassergehalt einen viel grösseren Einfluss auf die Durchschlagsspannung hat, als bei gealterten Ölen. Abbildung 1 zeigt die Abhängigkeit der Durchschlagsspannung von zwei Ölen mit einer Neutralisationszahl von < 0.02 bzw. $> 0.2 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{Öl}}$. Während das neue Öl eine starke Abnahme der Durchschlagsfestigkeit mit steigendem Wassergehalt zeigt, findet man bei stark gealterten Ölen solche, die auch mit einem Wassergehalt von 40 mg/kg Durchschlagsspannungen von 80 kV erreichen können (typische Maximalwerte aus der FKH-Datenbank, es können natürlich aber auch tiefere Werte vorkommen). Der Grund für dieses Verhalten ist, dass sich beim gealterten Öl das gelöste Wasser an polare Alterungsprodukte anlagert und dadurch keine grosse Reduktion der Durchschlagsspannung mehr bewirken kann.

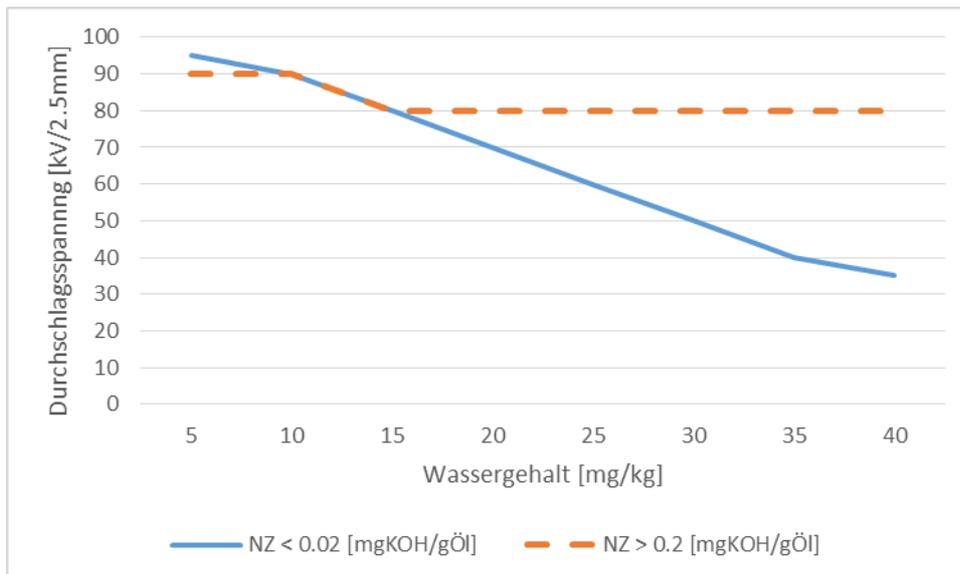


Abbildung 1 Maximale Durchschlagsspannung in Abhängigkeit des Wassergehalts und der Neutralisationszahl

1.4.2 Verlustfaktor (SNEN 60247:2004)

Der Verlustfaktor wird mit einer koaxialen Elektrodenanordnung bei Netzfrequenz und einer Öltemperatur von 90 °C gemessen. Tabelle 4 zeigt die zulässigen Verlustfaktoren.

Tabelle 4 Maximal zulässige Verlustfaktoren nach Betriebsmittel und U_m

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln			Wandler	
max. Spannung	$U_m \leq 72.5 \text{ kV}$	$72.5 < U_m \leq 170 \text{ kV}$	$170 < U_m < 400 \text{ kV}$	$U_m \leq 170 \text{ kV}$	$U_m > 170 \text{ kV}$
Verlustfaktor (90 °C)	50%	50%	20%	30%	3%

Es ist ersichtlich, dass bei Transformatoren hohe Verlustfaktoren zugelassen werden können, ohne dass es dabei zu Problemen kommt. Dies liegt an der guten Kühlung von Transformatoren und an den mässigen elektrischen Feldstärken. Anders ist es bei Wandlern der höheren Spannungsebenen: Hier ist der zulässige Verlustfaktor wesentlich tiefer angesetzt. Da sie dielektrisch hoch belastet sind, aber keine Kühlkanäle besitzen, besteht das Risiko eines Wärmedurchschlages.

In der Datenbank der FKH finden sich ca. ein Dutzend Transformatoren mit Verlustfaktoren von über 100%. Darunter sind einige 132-kV-Transformatoren, die seit über zehn Jahren mit Verlustfaktoren im Bereich von 100% in Betrieb sind.

Der Verlustfaktor wird allgemein durch die Anwesenheit von löslichen, polaren Verbindungen (darunter auch Alterungsprodukten) und von Kolloiden erhöht. Dass es sich dabei nicht nur um Wasser und Säuren handelt, zeigt das Beispiel eines Öls einer Weichpapierdurchführung, das trotz geringem Wassergehalt von 6 ppm und tiefer Neutralisationszahl von $< 0.01 \text{ mg}_{\text{KOH}}/\text{g}_{\text{Öl}}$ einen Verlustfaktor bei 90 °C von 7% aufweist. Als mögliche Substanzen, die für eine Erhöhung des Verlustfaktors verantwortlich sind, kommen metallorganische Salze [4] oder aus Dichtungen oder Beschichtungen herausgelöste Substanzen oder Schwefelverbindungen in Frage.

1.5 Physikalische Parameter

1.5.1 Grenzflächenspannung (ASTM D971 – 12; ab 2018 IEC 62961)

Bei der Messung der Grenzflächenspannung wird mit einem sogenannten Tensiometer ein feiner Metallring aus Platin-Iridium durch die Grenzfläche zwischen destilliertem Wasser und einer überlagerten Ölschicht gezogen. Die Grenzflächenspannung wird in mN/m angegeben und es sollten die Grenzwerte nach Tabelle 5 eingehalten werden.

Tabelle 5 Minimal erforderliche Grenzflächenspannungen nach Betriebsmittel

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln	Wandler
Inhibiert	22 mN/m	
Nicht inhibiert	20 mN/m	

Neben den weiter oben erwähnten organischen Säuren entstehen als Alterungsprodukte auch Tenside (seifenähnliche Substanzen), welche oberflächenaktiv sind und somit die Oberflächen- bzw. die Grenzflächenspannung reduzieren. Neue Öle haben eine Grenzflächenspannung gegenüber destilliertem Wasser von über 40 mN/m. Die Grenzflächenspannung ist ein sehr empfindlicher Indikator für die Alterung des Isolieröls, durch ihre Verringerung zeigt sie in der Regel eine beginnende Ölalterung an, bevor andere Parameter dies tun. Sinkt die Grenzflächenspannung unter 15 mN/m besteht, wie bei einer hohen Neutralisationszahl, die Gefahr der Bildung und Ausfällung von Ölschlamm.

Die Grenzflächenspannung wird in der SNEN 60422 nicht als Routineprüfung sondern als ergänzende Prüfung aufgeführt. Im Isolieröllabor der FKH wird diese aber im „Paket“ der dielektrisch-chemischen Prüfungen routinemässig durchgeführt, gleichzeitig wird auch die Dichte des Öls bestimmt.

1.5.2 Farbe und Aussehen (ISO 2049:1996)

Die Farbe des Isolieröls wird klassisch in einem Reagenzglas bei durchscheinendem Licht durch Vergleich mit einer Farbtafel bestimmt. Die FKH verwendet seit zwei Jahren ein elektronisches Kolorimeter, welches vom Ermessensspielraum des Laboranten unabhängige Resultate liefert und weiter den Vorteil hat, dass damit auch die viel helleren Esterflüssigkeiten gemessen werden können.

Beim Aussehen geht es darum, Trübungen, Ablagerungen, freies Wasser, Partikel usw. zu detektieren.

1.6 Abhilfemassnahmen bei Nichteinhaltung der Grenzwerte

Je nachdem, welche Kennzahlen den Anforderungen der Norm nicht genügen, können folgende Instandhaltungsmassnahmen vorgeschlagen werden.

1.6.1 Nur der Wassergehalt ist zu hoch

Falls nur der Wassergehalt zu hoch ist, die anderen Kennzahlen wie Neutralisationszahl und Grenzflächenspannung aber ein nur leicht gealtertes Öl anzeigen, kann das Öl getrocknet werden. Dabei muss aber immer berücksichtigt werden, dass ein Grossteil des Wassers in der Zellulose ist, und nicht schnell zu entfernen ist. Folgende Methoden können angewandt werden (in der Reihenfolge abnehmender Wirksamkeit):

- **On-Line-Trocknung mittels Trocknungskolonnen:** Bei diesem Verfahren wird das Isolieröl mit einer Pumpe durch Trocknungskolonnen (gefüllt mit einem Molekularsieb) gedrückt und wieder in den Kessel zurückgeführt. Bei diesem mehrere Monate dauernden Prozess, der am effizientesten bei hohen Temperaturen ist, entzieht das Öl der Zellulose kontinuierlich Wasser. (Das effizientere, aber auch aufwändigere Verfahren der Niederfrequenz-trocknung wird hier aus Platzgründen nicht näher beschrieben, dieses ist aber geeignet, auch grössere Wassermengen, z. B. nach einer Revision, aus der Zellulose zu entfernen.)
- **Aufbereitung des Isolieröls:** Mit einer konventionellen Ölaufbereitungsanlage wird das Öl bei erhöhter Temperatur und unter Vakuum entgast und getrocknet. Um möglichst viel Feuchtigkeit aus der Zellulose herauszuholen, wird das Öl mehrmals umgewälzt. Mit den in Abschnitt 1.1.1 gemachten Überlegungen lässt sich leicht abschätzen, wie oft das Öl zirkulieren muss, um nennenswerte Wasseranteile aus der Zellulose zu entfernen. Diese Methode wird vor allem bei Mittelspannungstransformatoren mit relativ dünnen Papierisolationen und Pressboardbarrieren und kleineren Zelluloseanteilen angewandt.
- **Ölwechsel:** Ein einfacher Ölwechsel ist mit Sicherheit die am wenigsten nachhaltige Lösung und daher eher nicht zu empfehlen.

Neben technischen Erwägungen sind für den Entscheid einer Trocknungsmassnahme sicher auch ökologische und vor allem wirtschaftliche Faktoren entscheidend. So wird

man für einen Mittelspannungstransformator mit kleiner Leistung, der nur einige tausend Franken kostet, keine aufwändigen und teuren Massnahmen ergreifen.

1.6.2 Das Öl ist stark gealtert

Wenn mehrere Kennzahlen die Grenzwerte überschreiten und das Risiko von Schlammausfällung und der beschleunigten Alterung der Zellulose besteht, können folgende Methoden angewandt werden (in der Reihenfolge abnehmender Wirksamkeit):

- **Regenerierung (Fullerung) des Isolieröls:** Mit einer Ölaufbereitungsanlage wird das Öl bei erhöhter Temperatur und unter Vakuum entgast und getrocknet und danach durch Kolonnen mit Fullererde geleitet. Mit ihrer sehr grossen Oberfläche absorbiert die Fullererde alle polaren Substanzen (Alterungsprodukte). Durch mehrfaches Umwälzen der gesamten Ölmenge des Transformators wird auch ein gewisser Anteil der Alterungsprodukte aus der Zellulose entfernt („ausgewaschen“), was die Nachhaltigkeit dieses Verfahrens erhöht. Da bei der Regenerierung mittels Fullererde nicht nur polare Alterungsprodukte, sondern auch synthetische und natürliche Inhibitoren entfernt werden, ist eine nachträgliche Inhibierung des Öls unerlässlich. Inzwischen gibt es auch Verfahren, die die korrosive Schwefelverbindung Dibenzylsulfid (DBDS) entfernen.
- **Ölwechsel:** Wenn Feuchtigkeit in der Zellulose kein Problem ist, kann ein einfacher Ölwechsel (teilweise) zielführend sein. Da mit dem in der Zellulose verhaftenden Öl aber ca. 10% der Alterungsprodukte im System bleiben, ist diese Art von Instandhaltung weniger nachhaltig als die Fullerung.

Eine Regenerierung (oder allenfalls ein Ölwechsel) sollte nicht erst durchgeführt werden, wenn die Ölkennzahlen die Grenzwerte erreicht oder sogar überschritten haben, weil sich dann schon viele Säuren im Papier abgelagert haben und die Alterung weiter beschleunigen.

Wie schon in Abschnitt 1.6.1 erwähnt, spielen natürlich auch hier wirtschaftliche und ökologische Faktoren eine wichtige Rolle.

2 Zersetzungsgasanalysen (SNEN 60567:2011 und 60599:2016)

2.1 Bildung von Zersetzungsgasen

Wird ein Isolieröl hohen Temperaturen oder elektrischen Entladungen ausgesetzt können sich seine Kohlenwasserstoff-Moleküle aufspalten. Je nach Temperatur wird dabei die Bildung von unterschiedlichen Verbindungen begünstigt. Abbildung 2 zeigt die relativen Bildungsraten der verschiedenen Zersetzungsgase in Abhängigkeit der Temperatur.

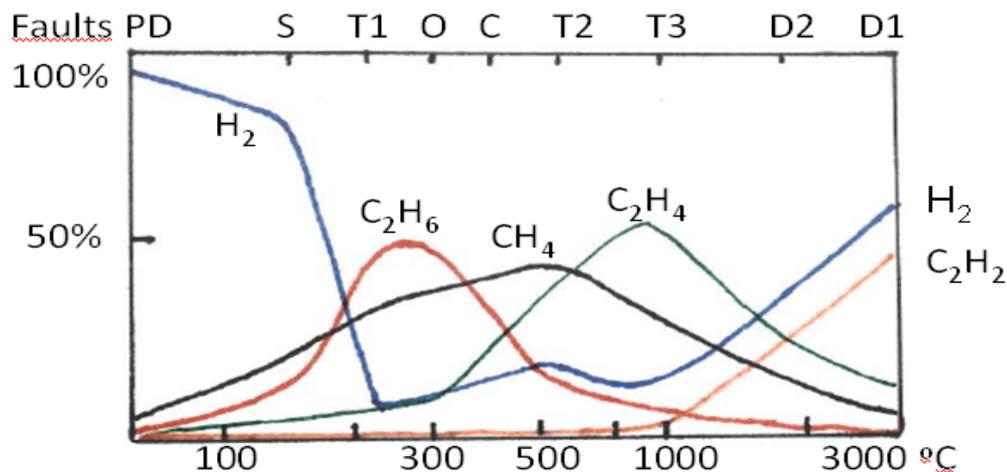


Abbildung 2 Gasbildung vs. Temperatur [1]

Bei geringer Gasproduktion an einer Fehlerstelle gehen die Gase in Lösung und verteilen sich mit der Zeit in der Ölmenge. Mineralöl kann ca. 10 Volumenprozent Gas aufnehmen, d. h. bei langsamer Gasbildung kann sehr viel Gas in Lösung gehen, bevor Sättigung auftritt. Entstehen hingegen in einem Lichtbogen innerhalb kurzer Zeit sehr grosse Gasmengen, so bilden sich Gasblasen, die aufsteigen und sich im Buchholzrelais ansammeln.

2.2 Probenahme für die Zersetzungsgasanalyse

Für die Analyse von gelösten Zersetzungsgasen wird eine Ölprobe aus dem Betriebsmittel entnommen. Die Entnahme sollte möglichst ohne Luftkontakt erfolgen, um eine Kontamination mit atmosphärischen Gasen und den Verlust von schlecht löslichen Gasen (vor allem Wasserstoff) zu verhindern. Für die Probenahme eignen sich gasdichte Glasspritzen. Entstehen bei einem Fehler freie Zersetzungsgase, so können diese direkt mit einer Glasspritze aus dem Buchholzrelais entnommen werden.

2.3 Bestimmung von Zersetzungsgasen (SNEN 60567:2011)

Die Bestimmung von Zersetzungsgasen erfolgt mittels Gaschromatografie. Gas aus dem Buchholzrelais kann direkt in den Gaschromatografen (GC) injiziert werden. Für die Bestimmung von gelösten Gasen benützt das Isolieröllabor der FKH seit 2016 das sogenannte Head-Space-Verfahren. Dieses effiziente und robuste Verfahren verzichtet auf die bisher angewandte Extraktion der Zersetzungsgase unter Vakuum. Von einer Ölprobe wird ein Probefläschchen (Vial) von 20 ml Inhalt mit 15 ml Öl befüllt und gasdicht verschlossen. Während einer Konditionierungsphase von 30 min wird das Vial

bei 70 °C geschüttelt. Nach dieser Zeit herrscht ein Gleichgewicht zwischen den im Öl gelösten Gasen und den freien Gasen im Raum über dem Ölspiegel (engl. „head space“). Für die Analyse wird der Deckel mit einer Nadel durchstoßen und das Gas im Head-Space dem Gaschromatografen (GC) zugeführt. In einer Kapilsäule werden die verschiedenen Verbindungen aufgetrennt und danach durch zwei verschiedene Detektoren quantifiziert.

Die Zersetzungsgaskonzentrationen werden oft in ppm angegeben (korrekterweise müsste es ppmv heißen, v für engl. „volume“). In der aktuellen Version der Norm wird als Einheit konsequent µl/l verwendet, um Verwechslungen vorzubeugen.

2.4 Interpretation von Zersetzungsgasverhältnissen (SNEN 60599:2016)

Je nach den Gasverhältnissen zueinander kann eine Gassignatur einer Fehlerart zugeordnet werden (siehe Bezeichnungen oben in Abbildung 2). Die Fehlerarten nach Tabelle 6 können unterschieden werden (Tabelle leicht vereinfacht).

Tabelle 6 Fehlerarten und deren Definitionen

Fehlerart	Definition
T3	Überhitzung (therm. Fehler) $T > 700\text{ °C}$
T2	Überhitzung $300 < T < 700\text{ °C}$
T1	Überhitzung $< 300\text{ °C}$
PD	Teilentladungen (Typ Korona)
D1	Entladungen niedriger Energie
D2	Entladungen hoher Energie
S	Stray Gassing von Öl $< 200\text{ °C}$
O	Überhitzung $< 250\text{ °C}$
C	Mögliche Karbonisierung von Papier $> 300\text{ °C}$

Die Interpretation der gemessenen Gasverhältnisse und deren Zuordnung zu einer Fehlerart geschieht nach den Methoden der SNEN 60599 „*In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte – Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase*“. In dieser Norm wird auch auf die Drei- und Fünfecke nach Michel Duval verwiesen, die eine bekannte Möglichkeit der graphischen Darstellung und Auswertung von Gasquotienten darstellen.

Da auf internationaler Ebene kein Konsens erreicht werden konnte, welche Gaskonzentrationen als normal gelten und welche auf einen Fehler hinweisen, empfiehlt die Norm für jedes Land (oder für jeden grösseren Betreiber) eigene Richtwerte zu erstellen. Dabei soll es sich um 90%-Werte handeln, d. h. 90% der Betriebsmittel haben Gaskonzentrationen, die unter den Richtwerten liegen und gelten als ungestört. Die restlichen 10% liegen über den Richtwerten und es besteht der Verdacht, dass sie einen Fehler haben. Tabelle 7 zeigt eine Zusammenstellung der Richtwerte für die verschiedenen Zersetzungsgase (90%-Werte der Datenbank der FKH im Vergleich zu den Konzentrationsbereichen der Norm).

Tabelle 7 Typische 90%-Gaskonzentrationen

Betriebsmittel	Transformatoren / Drosseln		Wandler	
	FKH	SNEN 60599	FKH	SNEN 60599
Komponente				
H ₂	100	50 - 150	30	6 - 1000
CH ₄	40	30 - 130	25	11 - 120
C ₂ H ₆	30	20 - 90	50	7 - 130
C ₂ H ₄	100	60 - 280	5	3 - 40
C ₂ H ₂	10	2 - 20 (ohne OLTC) 60 - 280 (mit OLTC)	2	1 - 16
CO	700	400 - 600	300	250 - 1100
CO ₂	8000	3800 - 14000	600	800 - 4000

Verschiedene Besonderheiten fallen bei der Analyse von Tabelle 7 auf [aus 2]:

Bei vielen Fehlern liegen die Konzentrationen in Schweizer Transformatoren unterhalb der weltweit ermittelten Werte. Besonders auffällig ist dies für die Kohlenwasserstoffe Methan CH₄, Ethan C₂H₆ und Ethylen C₂H₄. Diese Fehlern weisen auf allgemein zu hohe Temperaturen und lokale Heissstellen hin. Aus diesen Daten kann geschlussfolgert werden, dass die Transformatoren im Schweizer Netz weniger belastet werden als dies weltweit der Fall ist.

Das Fehlern Wasserstoff H₂ weist im Allgemeinen auf Teilentladungen hin und bezüglich dieses Fehlers scheint kein wesentlicher Unterschied zu anderen Ländern zu bestehen. Im Fall von Acetylen C₂H₂, einem Gas, das nur bei sehr hohen Temperaturen und in Lichtbögen entsteht, liegen die errechneten Konzentrationen in der Schweiz im oberen Bereich der international gesammelten Daten. Dies liegt an der Bauweise vieler Transformatoren im Schweizer Netz. Bis Mitte der 70er Jahre war es nicht üblich, den Stufenschalter (engl. OLTC) gasdicht vom Öl des Kessels zu trennen. Deshalb gelangen Gase aus stromstarken Schaltheftungen in das Öl des Kessels und verfälschen die Gasanalyse. Diese besondere Bauweise muss also bei der Interpretation der Daten berücksichtigt werden.

Schliesslich fällt auf, dass die Kohlenoxide CO und CO₂ in mittleren bis hohen Konzentrationen auftreten. Auch dies kann mit der typischen Bauweise der Transformatoren im Schweizer Netz erklärt werden. Historisch entschied man sich vorrangig für frei atmende Transformatoren; Sauerstoff aus der Atmosphäre hat also freien Zugang zum Isolieröl. Dadurch kommt es zu vermehrter Oxidation mit deren Produkten Kohlenmonoxid und -dioxid. International wenden Netzbetreiber häufig die geschlossene Bauweise mit Luftabschluss an, was die Oxidation der Isoliermaterialien vermindert.

3 Furananalysen (SNEN 61198:1994)

Furane werden mittels „High Performance Liquid Chromatography“ (HPLC) bestimmt. Dazu wird eine bestimmte Menge Öl durch eine Silicagel-Kartusche geleitet, welche die Furane extrahiert. Diese werden danach mit einem Lösungsmittel wieder aus der Kartusche herausgespült und in das HPLC-Gerät injiziert. Dieses ist in der Lage, fünf verschiedene Furan-Derivate zu separieren.

Die Konzentrationen der Furan-Derivate werden oft in ppm angegeben (korrekterweise müsste es ppmw heissen, w für engl. „weight“). In der aktuellen Version der Norm wird als Einheit konsequent mg/kg verwendet, um Verwechslungen vorzubeugen.

Furane im Öl lassen auf thermische Alterung der Papier- und Pressboardisolierung schliessen. Weltweit ist es üblich, aus der Konzentration des Furan-Derivats 2-Furfurol (2FAL) den Polymerisationsgrad der Zellulose und damit die mechanische Festigkeit der Feststoffisolierung abzuleiten. Dabei leitet man aus einer Konzentration von ca. 6 ppm 2FAL einen Polymerisationsgrad von 200 ab, was als Ende der Lebensdauer der Feststoffisolierung verstanden wird. Indessen werden Gültigkeit und Zuverlässigkeit der Bestimmung des Polymerisationsgrads auf Basis der Furane stark umstritten. Nach Erfahrung der Autoren gibt es diesen Zusammenhang zwar für frei atmende Transformatoren, doch auch dann nur bei einigermaßen gleichmässiger Temperaturverteilung. Im Fall eines Luftabschlusses wird der Abbau der Zellulose aber unterschätzt, wenn man auf den Furangehalt vertraut [2].

4 Alternative Isolierflüssigkeiten

Alternative Isolierflüssigkeiten finden in manchen Ländern schon grössere Verbreitung. Insbesondere synthetische und natürliche Ester werden aus Gründen des Umweltschutzes (gute biologische Abbaubarkeit) und der Brandsicherheit eingesetzt. In der Schweiz werden Esterflüssigkeiten bis jetzt nur vereinzelt eingesetzt, am häufigsten ist dies bei Lokomotivtransformatoren der Fall.

Die dielektrisch-chemischen Analysen und die Zersetzungsgasanalyse können auch bei Estern angewandt werden. Allerdings ist die Erfahrung für die Beurteilung noch nicht so gross und es existieren z. T. auch noch keine Normen, insbesondere für gealterte Flüssigkeiten. Ob die Furananalyse auch bei Estern zum Abschätzen des Polymerisationsgrades der Zellulose verwendet werden kann, ist zurzeit noch Gegenstand von Forschungen.

Ähnliches gilt für Silikonflüssigkeiten, die in der Schweiz häufig in Kabelendverschlüssen der höheren Spannungsebenen eingesetzt werden (für diese Anwendung allerdings ohne Zellulose).

Literaturverzeichnis

- [1] M. Duval, "Identifying and Analyzing Quick Developing Faults with DGA", SIGAT Conference, Cartagena, Colombia, May 2014
- [2] M. Koch, Th. Heizmann, "Erfahrungen mit der Isolierölanalyse: Anwendung, diagnostische Aussage und Einfluss auf das Asset Management", Bulletin SEV/VSE, 5/2016, S. 49-51
- [3] CIGRE Broschüre 625, „Copper Sulphide Long Term Mitigation and Risk Assessment“, July 2015
- [4] M. Künzli, „Über die Zusammensetzung, das Alterungsverhalten und die Inhibierung von Isolierölen“, ETH-Dissertation Nr. 3980, 1967.

Wichtigste zitierte Normen:

- SNEN 60422:2013 „Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln – Leitlinie zur Überwachung und Wartung“
- SNEN 60599:2016 „In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte – Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase“
- SNEN 60567:2011 „Ölgefüllte elektrische Betriebsmittel – Probenahme von Gasen und Analyse freier und gelöster Gase – Anleitung“
- SNEN 60666:2010 „Nachweis und Bestimmung spezifizierter Additive in Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis“
- SNEN 61198:1994: „Isolieröle auf Mineralbasis - Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen“

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Aufbereitung und Regenerierung von Transformator- ölen – worauf beim Prozess geachtet werden muss

Andreas Gruber
 Micafluid AG, Schlieren

Martin Schättin
 Axpo Power AG, Baden

Funktion und beruflicher Werdegang

Andreas Gruber

2006 – 2017: CEO Micafluid AG
 2005 – 2006: MBO Micafil Öl und Regenerieranlagen zu Micafluid AG
 2004 – 2006: Produktmanager für Öl- und Regenerieranlagen
 1995 – 2004: Regionaler Verkaufsleiter für Öl- und Regenerieranlagen
 1993 – 1995: Projektmanager Bereich Ölanlagen und Umbauten Transformer Trocknungsanlagen
 1990 – 1993: Weiterbildung Techniker TS, ABB Baden
 1987 – 1990: Inbetriebsetzer Motorenimpregnieranlagen, Vapour Phase Trafo-trocknung und Ölaufbereitungsanlagen, Micafil AG
 1981 – 1986: Vorarbeiter Isolationsabteilung, Micafil Isoliertechnik AG
 1976 – 1980: Ausbildung zum Maschinenmechaniker, Micafil AG, Zürich

Martin Schättin

Seit 2016: Leiter Montage und Service (Trafo, Primär, Sekundär), Axpo Power AG
 2015 – 2016: Weiterbildung in Business Engineering Management FHNW
 2011 – 2016: Projektingenieur Primärtechnik, Axpo Power AG
 2008 – 2011: Inbetriebsetzer Gaskombikraftwerke Alstom Power
 1997 – 2007: Ausbildung zum Elektromonteur und FH Abschluss Systemtechnik Fachrichtung Energie- Mess und Regeltechnik NTB Buchs

Aufbereitung und Regenerierung von Transformatorölen – worauf beim Prozess geachtet werden muss

Andreas Gruber
Micafluid AG, Schlieren

1. Kurzfassung

Isolierölaufbereitung physikalisch korrekt!

Zur langfristigen Sicherung der Betriebssicherheit von Leistungstransformatoren ist es wichtig, den Feuchtigkeitsgehalt im Öl und in der gesamten Isolation (Aktivteil) so gering wie möglich zu halten. Umfangreiche Studien in Regionen auf der ganzen Welt haben gezeigt, dass eine hohe Anzahl von Leistungstransformatoren mit einem erhöhten Feuchtigkeitsgehalt im Isolieröl sowie in der Isolation arbeiten. In Abhängigkeit vom Zelluloseanteil, der Betriebstemperatur, der Spannungsklasse, dem Feuchtigkeitsgehalt, dem Alter und dem Serviceheft des Transformators müssen die Betreiber oder das Wartungsunternehmen die anzuwendende Trocknungstechnik und den Dringlichkeitsgrad bestimmen und planen. Hauptfaktoren für eine solche Entscheidung sind verfügbares Equipment, Investitionskapital, Effizienz eines spezifischen Behandlungsprozesses, Betriebs- und Wartungskosten, erforderliches Personal usw. Diese Faktoren müssen sorgfältig geprüft werden, damit der optimale Aufbereitungs- oder Regenerierungsprozess gewählt werden kann. In diesem Bericht werden die verfügbaren Verfahren für die Behandlung von Leistungstransformatoren vorgestellt.



Abbildung 1 Erste mobile Ölaufbereitungsanlage von Micafluid AG, Schweiz geliefert 1929 an die EWZ

2. Aufbereitungsprozesse

Isolierölaufbereitung anstelle von Ölwechsel

Leistungstransformatoren sind eine wichtige und auch kostspielige Komponente in der Kette der energietechnischen Infrastruktur. Sie stellen einen erheblichen Investitionswert dar. Die richtige Behandlungsmethode kann die Lebensdauer von Leistungstransformatoren positiv beeinflussen.



Abbildung 2 Micafluid Ölaufbereitungsanlage im „Onload“ Einsatz bei VKW Bregenz AT

Die Lebensdauer von ölisierten Transformatoren wird hauptsächlich durch den allgemeinen Zustand der Hauptisolierung bestimmt, der sich massgebend aus dem Sauerstoffgehalt, der Qualität des Öls, dem Feuchtigkeitsgehalt in der Isolierung und der Betriebstemperatur des Transformators ergibt.



Abbildung 3 Ölwechsel vs Regeneration

Im Isolieröl gelöste Zersetzungsprodukte sind wichtige Indikatoren für mögliche Schwachstellen im Aktivteil, oft so lange, bis es zu erheblichen Schäden kommt. Neben den klassischen Dielektrizitätsprüfungen spielt heutzutage die Gas-in-Öl-Analyse eine zunehmend wichtige Rolle bei der Qualitätsbewertung von Öl-Papier-Isolationssystemen.

Bei ölgefüllten Transformatoren können verschiedene Überwachungs- und Wartungssysteme eingesetzt werden. Die Betreiber solcher Transformatoren fordern je länger je mehr eine zuverlässige und wirtschaftliche Methode, um den Betriebszustand von Transformatoren kontinuierlich zu überwachen und zu bewerten.

Industrie 4.0 in Zusammenhang mit neuster Messsensorik, wie zum Beispiel die Ultraschallmessmethode zur Online-Bestimmung der Durchschlagsspannung ist ein höchst aktuelles Thema in dieser Hinsicht. Diese Methode ist zwangsläufig ein Kompromiss zwischen technischer Durchführbarkeit und wirtschaftlichen Überlegungen.

3. Schlussfolgerung

In Verbindung mit dem im Wesentlichen in Europa anhaltenden Deregulierungs- und Privatisierungsprozess des Strommarktes gewinnt die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie in einem liberalen Markt zunehmend an Bedeutung.

Mit der Zunahme des Bedarfs an elektrischer Energie auf der einen Seite und des politischen Drucks gegen die nukleare oder andere klimafeindliche Energieerzeugung auf der anderen Seite, besteht eine wachsende Besorgnis über zukünftige Engpässe bei der Stromversorgung.

Da notwendige Kapitalinvestitionen aufgrund der Energiewende zurückgehalten werden, besteht eine der verbleibenden Maßnahmen, um den katastrophalen Auswirkungen einer allgemeinen Verknappung der Stromversorgung entgegenzuwirken, darin, die bestehenden Ausrüstungen optimal zu warten.

Diese Präsentation konzentriert sich auf die Wartung von Transformatoren und insbesondere auf die Aufbereitung und Regenerierung von Isolieröl, als einen wichtigen Beitrag zur Lebenserhaltung der Systeme und als langfristige Sicherung der Stromversorgung.

Martin Schättin Axpo Power AG, Baden

1 Kurzfassung

Isolierölaufbereitung im Werkhof und auf der Anlage

Unabhängig davon, ob das Isolieröl im Trafowerk, in einem Werkhof oder direkt auf der Anlage aufbereitet wird, ist die Grundlage eine zuverlässige, gut gewartete, saubere sowie mit erfahrener Personal bediente Ölaufbereitungsanlage.

Häufig wird bei der Installation von Transformatoren auf den Anlagen ein enger Zeitplan vorgegeben. Eine Möglichkeit zur Beschleunigung der Arbeiten besteht darin, das Isolieröl bereits aufbereitet in vakuumfesten, isolierten Tanks auf die Anlage zu liefern und so die Zeit für das Isolierölhandling vor Ort massiv zu verkürzen. Dazu wird das Rohöl vorab in den Werkhof geliefert. Dort wird es auf die notwendige Qualität aufbereitet und in vakuumfeste, isolierte Transporttanks abgefüllt. Das Öl kann nun mit kurzen Transportwegen ohne die Gefahr von langwierigen Verzögerungen an Grenzübergängen zum Zeitpunkt nach Bedarf angeliefert werden. Dies ermöglicht eine Reduktion der Ölaufbereitungszeit und damit der Projektkosten.

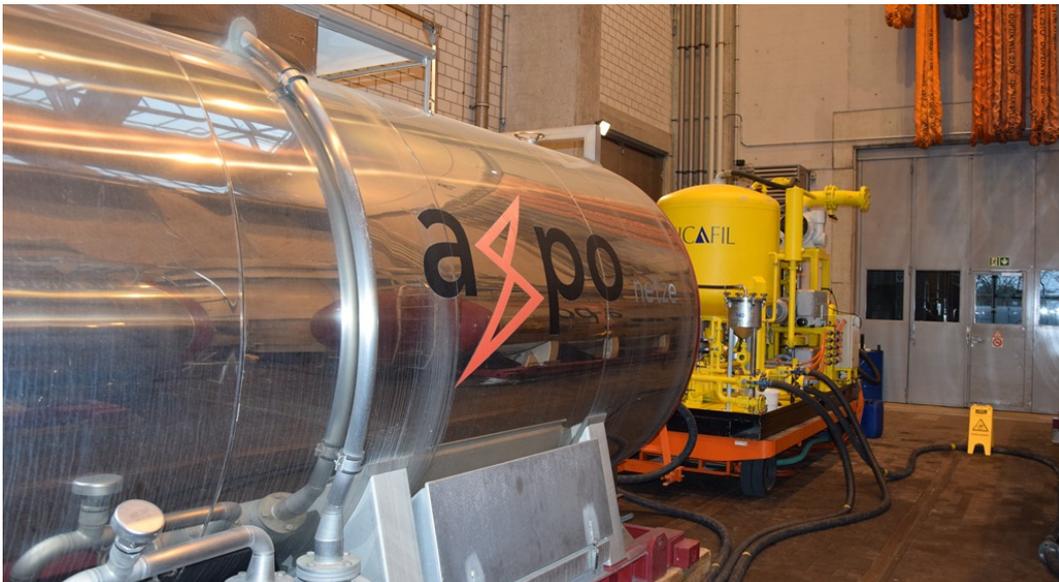


Abbildung 1 Ölaufbereitung im Werkhof mit VOT 90 RS

Bei der Ölaufbereitung auf der Anlage sind die Planung der Logistik und die Infrastruktur von grosser Wichtigkeit. Eine 800 MVA Transformatorbank mit 4 Polen enthält beispielsweise über 400 Tonnen Isolieröl, was 20 Stück grossen Tankwagen entspricht. Die Ölaufbereitung wird bei solch grossen Projekten üblicherweise im Schichtbetrieb durchgeführt. Zu beachten ist, dass der Prozess bei kalten Aussentemperaturen wesentlich mehr Energie benötigt und länger dauert. Für eine speditive Ölaufbereitung mit einer Umlaufgeschwindigkeit von 9000 Liter / Stunde wird eine Anschlussleistung von 180 kW für den Betrieb der Ölaufbereitungsanlage benötigt.



Abbildung 2 Ölaufbereitung auf der Anlage mit VOP 90 RS, Vakuumfesten, isolierten Tanks nach Verschiebung eines 125 MVA Trafos

Isolierölregenerierung mittels Fullern: Herausforderungen und Resultate

Mit einer Ölaufbereitungsanlage im herkömmlichen Sinn werden die Parameter Wassergehalt, Durchschlagsspannung und der Gasgehalt verbessert. Mit einer Regenerierungsanlage wird zusätzlich der $\tan \delta$, die Neutralisationszahl, Grenzflächenspannung und die Farbe des Isolieröls nachhaltig verbessert.

Dazu wird das Isolieröl durch Fullererde gepresst und so in mehreren Durchläufen gereinigt. Nach dem Anschluss der Anlage kann dieser Prozess auch während dem Betrieb des Transformators durchgeführt werden. Axpo nutzt dazu eine Regenerierungsanlage des Typs Reoil 5000-9 wo die Fullererde nach einem Regenerierungsvorgang von 10 bis 20 Tonnen Isolieröl (abhängig vom Verschmutzungsgrad des Isolieröls) mittels „ausbrennen“ regeneriert wird. Bei diesem Prozess fallen lediglich 0.1 % des Ölvolumens als Altöl an. Damit kann der mit andern Anlagen anfallende Ölverlust von 10 – 20 % vermieden und die Umwelt geschont werden. Wichtig ist dabei, dass die beim Prozess herrschenden Temperaturen überwacht werden damit die Fullererde aufgrund zu hoher Temperaturen keinen Schaden nimmt.



Abbildung 3 Reoilanlage 5000-9: Einsatz an einem 30 MVA Maschinentrafo mit Jahrgang 1969

2 Schlussfolgerung

Bei der Planung eines Trafoprojektes ist es von grosser Wichtigkeit das nebst den technischen Parametern des Transformators und des Isolieröls auch die notwendigen Bedingungen für die Logistik und die Ölaufbereitung / Regeneration beachtet werden. Dies beinhaltet die Zufahrt zum Transformator mit den entsprechenden Tankwagen, die Klärung der Schnittstellen zwischen Lieferanten und Montageteam und wenn das Öl auf der Anlage aufbereitet wird, die Möglichkeit einer Platzierung und Anschluss der Ölaufbereitungsanlage. Im Verlaufe der Trafolebensdauer ist durchaus auch mit Arbeiten, die eine Ölaufbereitung oder Regeneration erfordern, zu rechnen. Für eine speditive Ölaufbereitung ist ein Anschluss mit 180 kW, für eine Regeneration mit 120 kW in der Nähe des Transformators notwendig.

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

Diagnosen aufgrund des dielektrischen Verhaltens von Transformatordurchführungen

Prof. Dr.-Ing. Andreas Küchler

Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt (Deutschland)

Funktion und beruflicher Werdegang

Prof. Dr.-Ing. Andreas Küchler ist Leiter des Instituts für Energie- und Hochspannungstechnik (IEHT) an der Hochschule Würzburg-Schweinfurt (FHWS) in Schweinfurt.

Nach dem Studium der Elektrotechnik und der Promotion an der Universität Karlsruhe war Dr. Küchler als Entwicklungsleiter der HSP Hochspannungsgeräte Porz GmbH in Köln (Hochspannungsdurchführungen und -kondensatoren) tätig. An der Hochschule übernahm Prof. Küchler die Leitung des Hochspannungslabors und baute seit 2010 das Institut für Energie- und Hochspannungstechnik als interdisziplinäre technologische Schnittstelle auf. Forschungsschwerpunkte sind Isoliersysteme für Transformatoren und Durchführungen, Gleichspannungsisoliersysteme, dielektrische Diagnostik sowie industrielle Anwendungen der Hochspannungstechnik.

Prof. Dr.-Ing. Markus H. Zink ist stellv. Leiter des Instituts für Energie- und Hochspannungstechnik (IEHT) an der Hochschule Würzburg-Schweinfurt (FHWS) in Schweinfurt.

Nach seinem Studium der elektrischen Energietechnik war er als Projektleiter und Entwicklungsingenieur im Bau supraleitender Magnetspulen insbesondere für das Hochspannungsdesign der Isoliersysteme verantwortlich. Im Rahmen seiner Promotion hat er sich mit der Alterungsdiagnostik von Hochspannungsdurchführungen befasst und u.a. eine Methode zur Umrechnung der dielektrischen Messkurven in der Temperatur entwickelt. Seit 2013 ist er Professor für Elektrische Energie- und Hochspannungstechnik an der FHWS und forscht dort im Bereich der Isolierstoffe und Diagnostik elektrischer Betriebsmittel.

Seine Forschungsergebnisse hat Prof. Z als Autor und Koautor in bislang über 30 Veröffentlichungen eingebracht. Er ist Mitglied in Arbeitsgruppen des VDE und der CIGRÉ, u.a. in der WG A2.43 „Bushing Reliability“

Diagnosen aufgrund des dielektrischen Verhaltens von Transformatordurchführungen

Andreas Küchler und Markus H. Zink
Hochschule Würzburg-Schweinfurt, Schweinfurt

1 Kurzfassung

Transformatordurchführungen sind hochbelastete Komponenten, für die eine Zustandsbewertung erforderlich ist. Es werden Aufbau und Isoliersysteme von Transformatordurchführungen beschrieben und die Aussagekraft dielektrischer Messungen im Zeit- und Frequenzbereich wird diskutiert. Beide Ansätze sind systemtheoretisch gleichwertig, besitzen aber unterschiedliche praktische Vor- und Nachteile. Bei Messungen an Durchführungen müssen v.a. auch parasitäre Ströme berücksichtigt werden, die Zutritt zu den Steuerbelägen finden und den Messstrom am Messanschluss verfälschen. Es wird deshalb vorgeschlagen, den entsprechenden Fehler durch ergänzende Messungen mit Bandagen einzugrenzen. Weiterhin wird ein Umrechnungsverfahren für dielektrische Material- bzw. Messdaten bzgl. der Temperatur auf der Basis eines physikalischen Modells vorgestellt. Außerdem wird beschrieben, wie sich die dielektrischen Eigenschaften von ölprägniertem Papier (OIP) durch Befeuchtung und Alterung verändern. Schließlich werden Diagnosebeispiele für OIP und RIP erläutert, in denen z.B. unterschiedlich gealterte OIP-Durchführungen bewertet werden. Die dielektrische Diagnose, v.a. in Form von Polarisationsstrommessungen, besitzt ein hohes Potential, erfordert aber weitere praktische Erfahrungen und Forschungen.

2 Transformatordurchführungen

Durchführungen sind elektrische Isolieranordnungen, mit deren Hilfe spannungsführende Leiter durch geerdete Wände hindurchgeführt werden [1]. Eine wichtige Anwendung ist dabei die Durchführung der Hochspannung führenden Leiter aus der Umgebungsluft durch den geerdeten Kessel in das Isolieröl eines Transformators. Diese sog. Trafo-Freiluft-Durchführungen werden in Anlehnung an ihre Funktion bzw. ihr Aussehen auch als Trafoklemme bzw. -kerze bezeichnet. Sonderformen dienen dem Anschluss des Transformators an eine gasisolierte Schaltanlage (Trafo-Gas-Durchführungen) bzw. dem Anschluss an Kabel (Stecksysteme), dem Anschluss von Leitungen an gasisolierten Schaltanlagen, als Wanddurchführungen oder für Durchführungen in Wandlern.

Ohne weitere Maßnahmen entstehen in bzw. an der Durchführung hohe lokale elektrische Feldstärken v.a. vor den geerdeten Kanten, die insbesondere auf der Oberfläche der Leiterisolierung zu elektrischen Entladungen in elektrisch schwachen Isoliermedien (v.a. Luft) führen können, Abbildung 1 Nr. (1). Das Prinzip der sog. ungesteuerten Durchführung ist deshalb nur bei niedrigen Spannungen praktisch anwendbar, Abbildung 1 Nr. (1) und (2). Höhere Spannungen erfordern eine sog. **Feldsteuerung**, deren Aufgabe es ist, die elektrische Belastung in radialer Richtung und v.a. entlang der

Isolierstoffoberflächen in axialer Richtung zu vergleichmäßigen (radiale und axiale Steuerung). Dies kann für Wechsel- und Stoßspannungsbeanspruchungen durch geometrische Gestaltung von Elektrodenkonturen (geometrische Feldsteuerung) oder durch Kapazitäten zwischen leitenden Steuerbelägen unterschiedlicher Länge (kapazitive Feldsteuerung) erreicht werden, Abbildung 1 Nr. (3), (4) und (5).

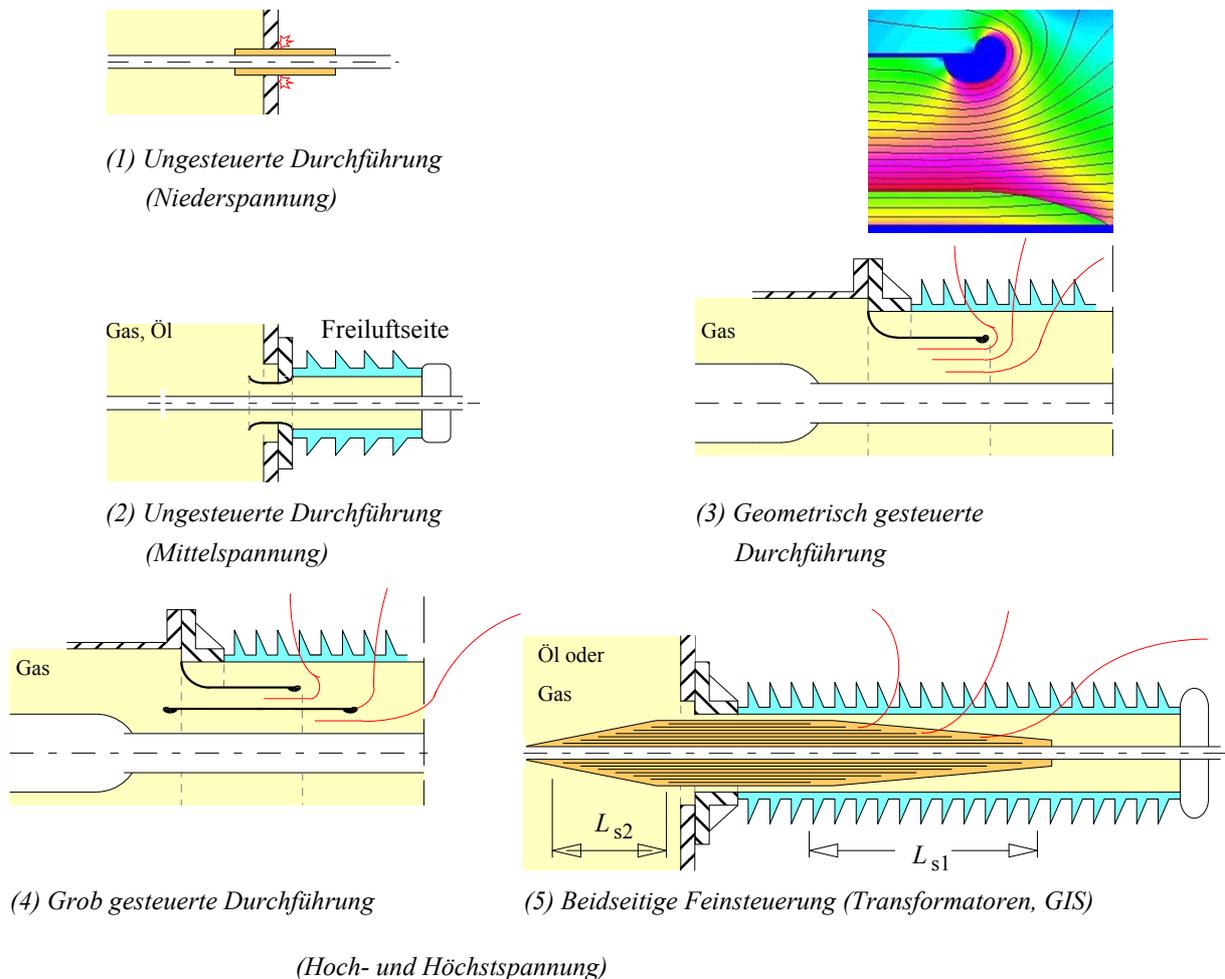


Abbildung 1 Feldsteuerungsprinzipien bei Hochspannungsdurchführungen [1]

Abbildung 2 zeigt typische Bauformen der kapazitiv gesteuerten Durchführung. Diese besteht typischerweise aus einem gewickelten Isolierkörper (dem sog. Durchführungswickel), in dem in engem radialen Abstand leitende Steuerbeläge als koaxiale Zylinder mit abnehmender Länge eingelegt werden, Abbildung 1 Nr. (5). Durch diese sog. Feinsteuerung erreicht man niedrige Feldstärken an den Kanten der Beläge und kann somit die niedrigstmöglichen Durchmesser für die Durchführung erzielen. Die Steuerlängen, über die die Potentialdifferenz zwischen Erde (Erdbelag, außen) und Leiter (Hochspannungsbelag, innen) mittels der abgestuften Steuerbelagskanten gleichmäßig verteilt wird, sind je nach elektrischer Festigkeit des Umgebungsmediums u.U. unterschiedlich lang. D.h. auf der Ölseite im Transformator ist die Steuerlänge L_{s2} i.d.R. wesentlich kürzer als L_{s1} auf der Luftseite außerhalb. Die Durchführungsisolierung muss freiluftseitig durch einen **Gehäusesisolator** (Porzellan- oder Verbundisolator) geschützt werden. Der Zwischenraum wird als **Nebenisolation** mit Isolieröl, SF₆ oder Schaum gefüllt.

Dielektrische Messungen können an Durchführungen i.d.R. am sog. **Messanschluss** durchgeführt werden. Dabei ist der letzte Steuerbelag (der sog. Erdbelag) nicht fest geerdet sondern über einen Anschluss isoliert herausgeführt. Dieser wird im Betrieb oder bei Prüfbeanspruchungen direkt oder über eine niederohmige Messimpedanz indirekt geerdet, so dass sich hier kein hohes Potential aufbauen kann. Ist diese betriebsmäßige Erdverbindung jedoch unterbrochen, können die auftretenden Entladungen die Durchführung schwer beschädigen. Diagnose an Durchführungen beinhaltet deshalb immer auch eine Prüfung der Integrität des Messanschlusses.

Für die auch für Transformatoren vorwiegend eingesetzten kapazitiv gesteuerten Durchführungen sind verschiedene **Bauformen** und **Fertigungstechnologien** verfügbar, die auf unterschiedlichen **Werkstoffen** basieren, Abbildung 2 und Tabelle 1.

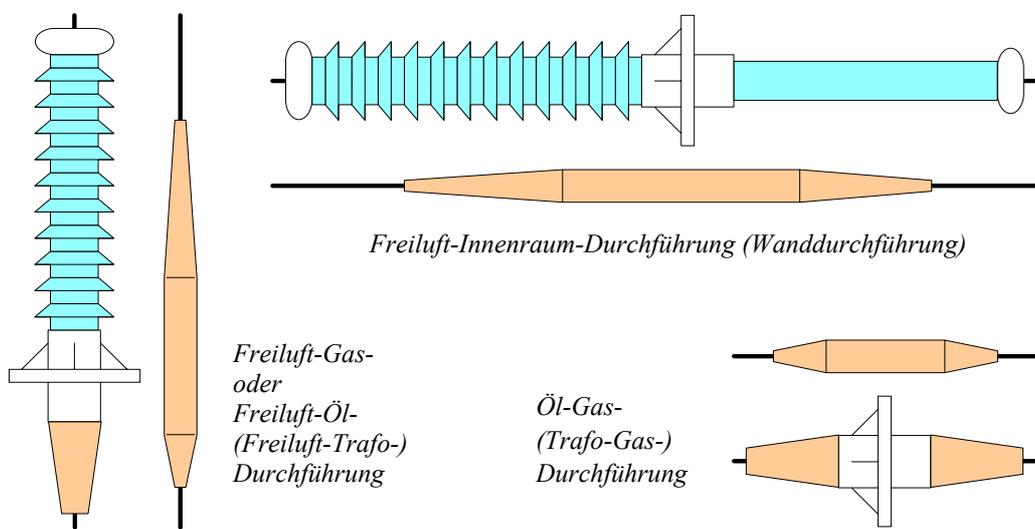


Abbildung 2 Bauformen von kapazitiv gesteuerten Durchführungen [1]

Tabelle 1 Werkstoffe und Fertigungstechnologien für kapazitiv gesteuerte Durchführungen				
	RBP	OIP	RIP	RIS
Technologie	Hartpapier, Resin-bonded paper	Weichpapier, Oil-impregnated paper	Resin-impregnated paper	Resin-impregnated synthetics
Wickelkörper	Kabelpapier + Phenolharz	Kabelpapier	Krepppapier	Vlies oder Netz (synthetisch)
Steuerbeläge	Graphitdruck	Dünne Aluminiumfolien (einige µm)		
Trocknung		viele Tage	wenige Tage	entfällt
Vakuum-Druck-impregnierung	nicht möglich	Isolieröl	Epoxidharz (ungefüllt)	Epoxidharz (gefüllt)
Härtung	Verklebung der Lagen	entfällt	Aushärtung zu einem festen Isolierkörper	
Bearbeitung	entfällt		Drehen, Lackieren	
Gehäuseisolator	Porzellan	Porzellan	Porz. / SIR-Verb.	SIR-Verbund
Nebenisolation		Öl	Öl, Schaum, SF ₆	Schaum, SF ₆
Bemerkung	nicht hohlraum- und TE-frei, veraltet	Ölfüllung unter Vakuum nach Montage	ölfrei, für höchste Spannungen	ölfrei, Spannungen noch begrenzt

3 Isolierwerkstoffe und diagnostische Möglichkeiten

Durchführungen sind als „Nadelöhre des elektrischen Energietransports“ hohen Belastungen unterschiedlicher physikalischer Natur ausgesetzt [1]: Durch Betriebs- und Überspannungen sind Kriechströme, Oberflächenentladungen und Teilentladungserosion bis hin zum Durch- oder Überschlag vorstellbar. Stromwärme, dielektrische Verluste und externe Wärmequellen (Sonne, Transformatorenöl) können eine beschleunigte thermische Alterung bis hin zu thermischen Instabilitäten verursachen. Äußere Einflüsse, wie Befeuchtung des Isoliersystems, Verschmutzung und Beregnung der Oberflächen oder statische und dynamische mechanische Belastungen, können die dielektrischen Eigenschaften des Isoliersystems und die elektrischen Festigkeiten erheblich verschlechtern. Alle Belastungen sind je nach Art des Isoliersystems und der verwendeten Isolierwerkstoffe von unterschiedlicher Bedeutung, so dass sich jeweils unterschiedliche diagnostische Ansätze ergeben. Hier sollen die für die innere Isolierung von Transformator-durchführungen vorwiegend eingesetzten Isoliersysteme aus RBP, OIP, RIP und RIS betrachtet werden, Tabelle 1:

Das inzwischen veraltete, aber z.T. noch im Einsatz befindliche **RBP (Hartpapier)** besteht aus phenolharzverklebten Kabelpapierlagen, die nicht durchimprägniert und somit lufttchtig sind. Deshalb ist das Isoliersystem nicht teilentladungsfrei. Im Falle von Transformator-durchführungen kann der Kontakt mit dem Transformatoröl zu einer nachträglichen, teilweisen und undefinierten Nachimprägnierung führen, die sich in Kapazitätserhöhungen und damit einhergehenden Veränderungen der Potentialaufteilung und verstärkter Teilentladungserosion zwischen den Belägen äußert. Auch bei sehr schnell veränderlichen Überspannungen kann die vergleichsweise geringe Leitfähigkeit von Steuerbelägen aus Graphit zu einer undefinierten Potentialaufteilung führen. Beide Effekte können Teildurchschläge hervorrufen.

Diagnostisch sind Nachimprägnierungen und Teildurchschläge durch Kapazitätsmessungen erkennbar, zunehmende Teilentladungserosion durch eine Trendanalyse der Teilentladungsintensität. RBP Durchführungen besitzen einen vergleichsweise hohen Verlustfaktor.

Das sehr häufig verbreitete **OIP (ölimprägniertes Papier, „Weichpapier“)** ist vollständig durchimprägniert und damit grundsätzlich teilentladungsfrei. Es ist jedoch unter der Wirkung erhöhter Temperaturen, Feuchtigkeit, Sauerstoff und Strahlung einer beschleunigten Alterung ausgesetzt. In der Durchführung lassen sich hohe Temperaturen i.d.R. gar nicht und Feuchtigkeit Zutritt nicht immer sicher ausschließen. Die Folgen sind ein mechanischer Festigkeitsverlust des Papiers durch Depolymerisation der Zellulose und ein Verlustfaktor- und Leitfähigkeitsanstieg durch Bildung von Zersetzungsprodukten des Öls und durch Wasseraufnahme der Zellulosefasern. Hierin liegen v.a. drei Gefahren: Ein starker Verlustfaktoranstieg kann bei großen Durchführungen mit ungünstigen Wärmeübertragungsverhältnissen zu einer thermischen Instabilität führen, die in einem sog. Wärmedurchschlag enden kann. Relevante Wärmequellen sind dabei die verlustfaktorbedingte dielektrische Verlustwärme, die Stromwärmeverluste im Leiter sowie externe Wärmequellen wie das Transformatorenöl oder die Sonnenstrahlung. Die zweite Gefahr liegt bei hohen Heißpunkttemperaturen und ggf. in der Zellulose gebundenem Wasser in der Bildung von Gasbläschen, die im hoch beanspruchten Dielektrikum Teilentladungen, Teildurchschläge und den Durchschlag nach sich ziehen können. Die dritte Gefahr liegt bei hohen Wassergehalten in der Zellulose in Leitfähigkeits-

und Verlustfaktoranstiegen, die zum Verlust der elektrischen Festigkeit führen. Weiterhin würde auch ein Ölverlust zum elektrischen Festigkeitsverlust führen.

Für die *Diagnostik* werden die Überwachung von Betriebsgrößen (Strom, Temperaturen und Ölstand), die Gas-in-Öl-Analyse (Detektion von internen Lichtbögen, Teilentladungen und lokalen Überhitzungen), Teilentladungsmessungen (Detektion von Gasblasen), Kapazitätsmessungen (Detektion von Teildurchschlägen) sowie dielektrischen Messungen im Zeit- oder Frequenzbereich wie Verlustfaktormessung, dielektrische Spektroskopie oder Polarisations- und Depolarisationsstrommessungen (Überwachung des Alterungs- und Befeuchtungszustandes) genutzt. Darüberhinaus finden auch nicht-elektrische Diagnosemethoden, wie z.B. die Thermografie, Einsatz, um evtl. Hotspots, beispielsweise durch schlechte elektrische Kontakte am Kopf der Durchführung zu erkennen.

Das zunehmend eingesetzte **RIP (harzimprägniertes Krepppapier)** ist ebenfalls hohlraumfrei durchimprägniert und ausgehärtet. Eine Alterung durch erhöhte Betriebstemperaturen wurde nicht beobachtet, solange die zulässigen Leitertemperaturen von bis zu 120 °C nicht überschritten werden. Im Falle von fertigungsbedingten Hohlräumen oder nachträglich aufgetretenen Rissen können jedoch Teilentladungen, Teildurchschläge und vollständige Durchschläge auftreten. Weiterhin ist beim Zutritt von Feuchtigkeit eine sehr langsame Befeuchtung der Zellulosefasern im Krepppapier vorstellbar, die zu Verlustfaktor- und Leitfähigkeitsanstiegen führen kann.

Für die *Diagnostik* sind ebenfalls die Überwachung von Betriebsgrößen (Strom und Temperaturen), Teilentladungsmessungen (Detektion von Lunkern und Rissen), Kapazitätsmessungen (Detektion von Teildurchschlägen) sowie dielektrischen Messungen im Zeit- oder Frequenzbereich wie Verlustfaktormessung, dielektrische Spektroskopie oder Polarisations- und Depolarisationsstrommessungen (Überwachung des Alterungs- und Befeuchtungszustandes) einsetzbar.

Inzwischen wird bis in den niedrigeren Hochspannungsbereich auch **RIS (harzimprägniertes synthetisches Trägermaterial)** für den Durchführungskörper verwendet. Bzgl. der auftretenden Isolationsfehler liegen kaum Erfahrungen vor, im Vergleich zu RIP wird jedoch mit einer niedrigeren Feuchtigkeitsempfindlichkeit und einer geringeren Alterung gerechnet.

Für die *Diagnostik* sind zunächst auch die für RIP o.g. Verfahren sinnvoll einzusetzen.

4 Aussagekraft dielektrischer Messungen

4.1 Messungen im Zeit- und Frequenzbereich

Dielektrische Messungen können sowohl im *Zeitbereich* als Sprungantwortmessungen (d.h. als sog. Polarisations- und Depolarisationsstrom- bzw. PDC-Messungen) oder im *Frequenzbereich* als Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen bei verschiedenen Frequenzen (d.h. als sog. Frequenzbereichsspektroskopie FDS) durchgeführt werden. Systemtheoretisch sind beide Verfahren gleichwertig [1], [2], [3], [12]. Sie liefern grundsätzlich die gleichen dielektrischen Ersatzschaltbilder für das vermessene Isoliersystem und die Ergebnisse können ineinander umgerechnet werden, sofern es sich um lineare Systeme ohne nennenswerte Spannungsabhängigkeit handelt. Man erhält dabei Infor-

mationen über stationäre elektrische Leitfähigkeiten, Polarisationsvorgänge mit unterschiedlichen Zeitkonstanten und damit zusammenhängende Kapazitäten und Verlustfaktoren.

Aus praktischer Sicht ergeben sich jedoch für beide Verfahren verschiedene Vor- und Nachteile, Tabelle 2. D.h. sehr langsam veränderliche Vorgänge lassen sich am besten im Zeitbereich erfassen [4], betriebsfrequente und schnell veränderliche Vorgänge im Frequenzbereich. Bei Messungen in verschiedenen Zeit- und Frequenzbereichen können mit dem jeweils am besten geeigneten Verfahren unterschiedliche diagnostische Aussagen getroffen werden, Tabelle 3.

Tabelle 2 Dielektrische Messungen im Zeit- und Frequenzbereich		
Verfahren	Sprungantwortmessung (PDC)	Frequenzbereichsspektroskopie (FDS)
Diagnosespannung	Spannungssprung $u(t)$	Sinusförmige Wechselspannungen unterschiedlicher Frequenz $u(f)$
Messgröße	Polarisationsstrom $i_p(t)$, Depolarisationsstrom $i_d(t)$	Kapazität $C(f)$, Verlustfaktor $\tan \delta(f)$
Vorteile	Einfache Realisierung, auch für hohe Spannungen. Vollständige Information in einer einzigen Messung. Langsame Vorgänge gut erfassbar	Betriebsrelevante Kapazitäts- und Verlustfaktordaten für Netzfrequenz und Harmonische sowie schnellveränderliche Vorgänge gut erfassbar.
Nachteile	Betriebsfrequente und schnellveränderliche Vorgänge schwer erfassbar.	Aufwändige Realisierung, insbesondere für höhere Spannungen und für hohe und niedrige Frequenzen. Mehrere Messungen, für die jeweils der eingeschwungene Zustand abgewartet werden muss. Langsame Vorgänge schwer erfassbar.

Tabelle 3: Mögliche Diagnostische Aussagen in verschiedenen Zeit- bzw. Frequenzbereichen		
Verfahren	Sprungantwortmessung (PDC)	Frequenzbereichsspektroskopie (FDS)
Sehr langsame Vorgänge, $> 1000 \text{ s} / < 1 \text{ mHz}$	Leitfähigkeit von sehr hochohmigen Isolationskomponenten, sehr langsame Polarisationsvorgänge (z.B. Aussagen über Leitfähigkeit von OIP, Wassergehalt im OIP oder RIP)	< Schwierig messbar >
Langsame Vorgänge, $> 1 \text{ s} / < 1 \text{ Hz}$	Leitfähigkeit von weniger hochohmigen Isolationskomponenten, schnellere Polarisationsvorgänge (z.B. Aussagen über Leitfähigkeit von Öl, Alterung von Öl)	Niederfrequente Kapazitäten, Verlustfaktoren und Polarisationsvorgänge (z.B. Aussagen über Leitfähigkeit von Öl, Alterung von Öl)
Betriebsfrequente Vorgänge	< Nur indirekt messbar >	Kapazitäten und Verlustfaktoren bei Betriebsfrequenz (z.B. Aussagen über Teildurchschläge, über thermische Stabilität)
Schnell veränderliche Vorgänge $< 10 \text{ ms} / > 100 \text{ Hz}$	< Schwierig messbar >	Kapazitäten, Verlustfaktoren und Polarisationsvorgänge bei höheren Frequenzen, z.B. bei Harmonischen (z.B. Aussage über thermische Stabilität bei nichtsinusförmigen Spannungen)

Rückkehrspannungsmessungen (RVM) sind an eingebauten Durchführungen nicht möglich, da immer auch die parallel liegende Transformatorisolierung gemessen wird.

4.2 Wassergehalt von OIP

Die Eignung dielektrischer Kenngrößen für die Diagnose von Isoliersystemen wurde für Papier bzw. Pressspan mit Ölprägnierung (OIP) im Zusammenhang mit Transformatorwindungen untersucht [3]. Insbesondere der **Wassergehalt im OIP** lässt sich im Zeitbereich am Polarisationsstrom und im Frequenzbereich am Verlustfaktor bzw. Imaginärteil der komplexen Permittivität erkennen, Abbildung 3 oben rechts und unten links. Die physikalische Ursache ist natürlich jeweils gleich, nämlich der Anstieg der elektrischen Leitfähigkeit von Zellulosefasern mit zunehmendem Wassergehalt. Aus diesem Grund ist auch die **Wasseraufnahme von RIP** mit einer steigenden Leitfähigkeit verbunden. Die Leitfähigkeit lässt sich vorteilhaft und direkt im Zeitbereich durch *Polarisationsstrommessungen* erfassen.

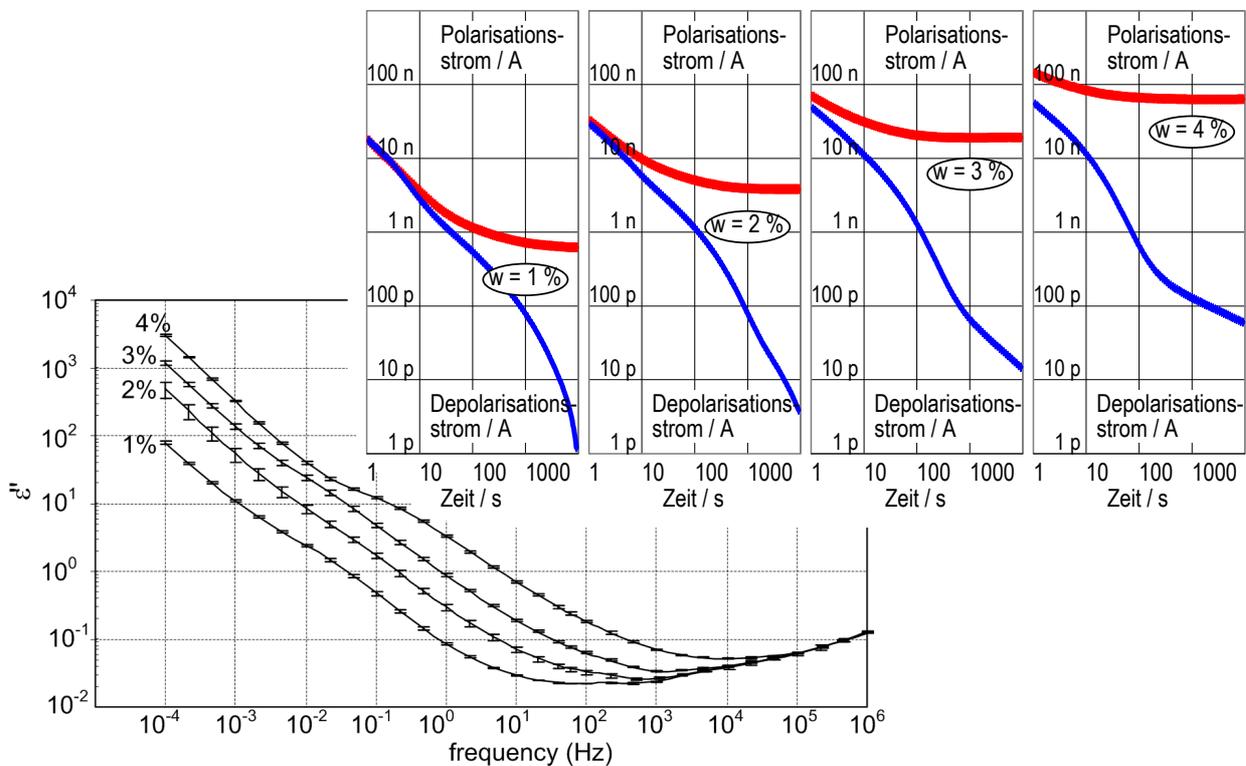


Abbildung 3 Einfluss unterschiedlicher Wassergehalte auf die dielektrischen Eigenschaften von ölprägniertem Pressspan im Zeitbereich (oben rechts [5]) und im Frequenzbereich (unten links [6]).

4.3 Alterung von OIP

Bei der Alterung von ölprägniertem Papier ergeben sich eine Depolymerisation der Zellulose sowie eine chemische Veränderung des Öls. Dabei entstehen z.B. Säuren und Wasser, die sich in einem starken Anstieg der Leitfähigkeit und des Verlustfaktors äußern. Alterungsversuche an ölprägnierten und sauerstofffreien Durchführungsmodellen aus Originaldurchführungsmaterialien (Al-Rohr, Al-Folien, Kabepapier, Anschlusslitzen) in hermetisch mit Edelstahldeckeln verschlossenen Glaszylindern zeigen die Veränderung dielektrischer Kenngrößen, Abbildung 4. Für die dielektrischen Messungen wurden die Al-Folien in einer Schutzringanordnung aufgebaut, um die Materialeigen-

schaften leckstromfrei erfassen zu können. Jeweils die Hälfte der Modelle wurde mit einem Stickstoffpolster („N“, mit hermetischem Abschluss) und einem Luftpolster („L“, ohne hermetischen Abschluss) versehen. Weiterhin hatte die Hälfte der Modelle eine Feldbelastung von 4 kV/mm AC („E4“), die andere Hälfte nicht („E0“). Die Alterung erfolgte bei drei verschiedenen Temperaturen (80, 90 und 105 °C). Für jede der zwölf Parameterkombinationen wurden drei Modelle gealtert.

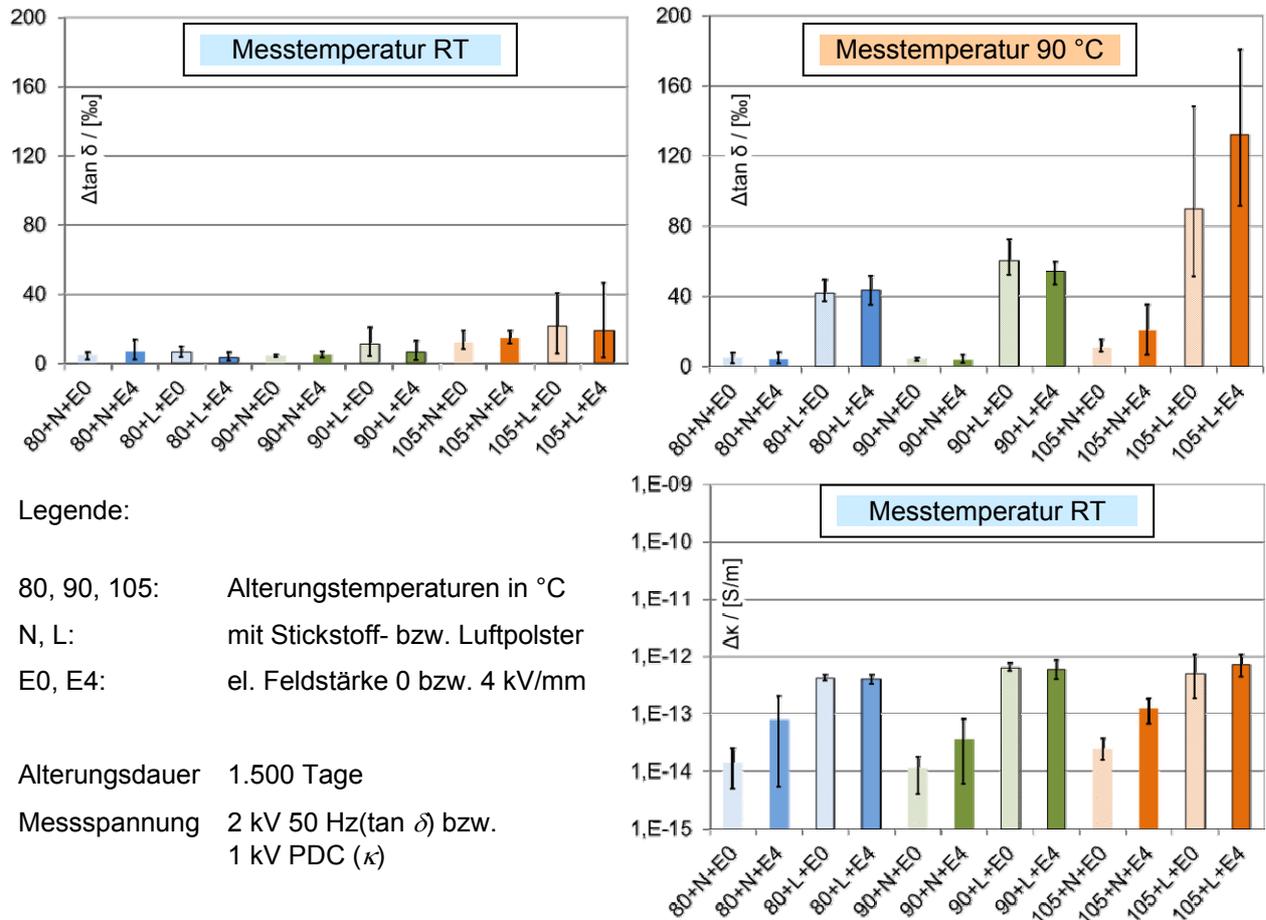


Abbildung 4 Verlustfaktoränderung $\Delta \tan \delta$ (oben) und Änderung der Leitfähigkeit $\Delta \kappa$ (unten) von ölprägniertem Papier in Durchführungsmodellen während einer künstlichen Alterung von 1500 Tagen unter unterschiedlichen Alterungsbedingungen gemäß Legende, Messungen bei Raumtemperatur (RT) und 90 °C [7].

Die Ergebnisse zeigen beispielsweise an den bei 90 °C gemessenen netzfrequenten Verlustfaktoren, wie es auch der Erwartung entspricht, dass die Objekte mit Luftpolster wesentlich stärker altern als mit Stickstoffpolster, und dass die Temperaturen ebenfalls einen starken Einfluss haben, Abbildung 4 oben rechts. Interessanterweise zeigen sich auch Einflüsse der Feldstärkebelastung; diese können u.U. auf dielektrische Verluste und damit einhergehende Temperaturerhöhungen zurückgeführt werden [7].

Aus diagnostischer Sicht ist es besonders wichtig, dass Messungen bei Raumtemperatur nur eine geringe Erhöhung des Verlustfaktors im einstelligen Promillebereich erkennen lassen, obwohl die Alterung bereits extreme Zustände erreicht hat, Abbildung 4 (oben links). Lediglich die extremsten Bedingungen sind an einer Erhöhung um ca. 2 % erkennbar. Für die Alterungsdiagnose ist somit die Messung des netzfrequenten Verlustfaktors bei Raumtemperatur von geringer Aussagekraft. Andererseits kann die sehr

aussagekräftige Messung bei 90 °C oder einer anderen erhöhten Temperatur in der Praxis nicht realisiert werden, da gleichmäßige Temperaturen im Dielektrikum niemals eingestellt werden können. Es ist deshalb ein sehr großer Vorteil, dass die aus PDC-Messungen bei Raumtemperatur ermittelten Leitfähigkeiten sich je nach Alterungsbedingungen stark differenzieren und sich um ein bis drei Größenordnungen ändern, Abbildung 4. Für die Alterungsdiagnose liefert deshalb die Messung von Polarisations- und Depolarisationsströmen (PDC) bereits bei Raum- bzw. Umgebungstemperatur die besten Ergebnisse.

4.4 Kapazitätsmessungen

Kapazitätsmessungen sind v.a. bei Netzfrequenz von Bedeutung. Sie können für alle kapazitiv gesteuerten Durchführungen, unabhängig von den verwendeten Isolierwerkstoffen, zur sicheren Detektion von Teildurchschlägen eingesetzt werden. Ein Teildurchschlag zwischen zwei Steuerbelägen schließt die entsprechende Teilkapazität kurz und erhöht die Gesamtkapazität. Aus der Größe einer gemessenen Kapazitätserhöhung kann deshalb direkt die Anzahl bzw. der Anteil der kurzgeschlossenen Teilkapazitäten abgeschätzt werden [8]. Vorteilhaft ist auch, dass i.d.R. Referenzwerte aus der Werksprüfung zur Verfügung stehen. Mit Hilfe eines Online-Monitorings könnte ein sich entwickelnder Fehler kurzfristig aber ggf. noch rechtzeitig vor dem Eintritt eines Durchschlags gewarnt werden.

4.4 Verlustfaktormessungen

Bei der Werksprüfung werden meist auch die Verlustfaktoren bei Netzfrequenz erfasst. Wie in Abschnitt 4.3 diskutiert, ist diese Größe bei Raumtemperatur aber von begrenztem diagnostischem Nutzen, Abbildung 4 oben links. Eine bessere Aussagekraft ergibt sich, wie auch bei einer PDC-Messung, durch eine frequenzabhängige Aufnahme des Verlustfaktors wie z.B. gemäß Abbildung 3 unten links. Sehr vorteilhaft wäre jedoch ein Online-Monitoring des Verlustfaktors bei den i.d.R. erhöhten Betriebstemperaturen. Dadurch könnte ein ggf. nur im Betrieb gefährlich ansteigender Verlustfaktor sowie das Entstehen einer thermischen Instabilität rechtzeitig erkannt werden [8].

Derzeit befasst sich die CIGRÉ-Arbeitsgruppe A2.43 „Bushing Reliability“, in der die Hochschule Würzburg-Schweinfurt durch den Koautor Prof. Zink vertreten ist, mit der Zustandsbewertung und den unterschiedlichen Fehlerquellen an Hochspannungsdurchführungen. Eine Veröffentlichung der Broschüre ist für 2018 geplant.

5 Dielektrische Diagnose an Transformator durchführungen

Dielektrische Messungen an Transformator durchführungen sind am sog. Erdbelag möglich, der über den Messanschluss der Durchführung isoliert herausgeführt und zum Anschluss von Messsystemen genutzt werden kann, Abbildung 5. In erster Näherung entspricht der am Messanschluss erfasste Strom dem Strom, der von Steuerbelag zu Steuerbelag durch die Hauptisolation fließt und somit direkte Aussagen über die dielektrischen Eigenschaften der sog. Hauptkapazität C_1 ermöglicht. Diese Annahme ist nicht immer gerechtfertigt, da über die abgestuften Enden der Steuerbeläge Ströme zu- oder abfließen können, die den Strom am Messanschluss signifikant verändern können,

vgl. Kap. 5.1. Weiterhin erfordern die bei einer bestimmten Temperatur gemessenen dielektrischen Größen eine Umrechnung auf eine Referenztemperatur, Kap. 5.2.

5.1 Leckströme

Die über die Steuerbelagsenden von der Spannungsseite zu- oder zur Erdseite abfließenden Leckströme erhöhen oder erniedrigen den Messstrom am Messanschluss der Durchführung [9], Abbildung 5. Dadurch werden sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich die gemessenen Ströme $I_b(\omega)$ bzw. $i_b(t)$ sowie Verlustfaktoren bzw. Polarisationsströme scheinbar erhöht oder erniedrigt, Abbildung 6.

Diese Vorgänge werden in Abbildung 6 an einem einfachen Durchführungsmodell veranschaulicht, in dem die Hauptkapazität C_1 in zwei Teilkapazitäten C_a und C_b aufgeteilt ist [10]. Leitfähige Pfade vom mittleren Steuerbelag zur Erdseite (im Bild links) und zur Spannungsseite (im Bild rechts) dienen der Berücksichtigung der Leckströme.

Bei Messungen im *Frequenzbereich* (Abbildung 6 oben) ergibt sich dadurch eine zusätzliche Phasenverschiebung zwischen anliegender Spannung \underline{U} und Messstrom \underline{I}_b , die als Verlustfaktoränderung fehlinterpretiert werden kann. Bei einem leitfähigen Pfad zur Erde wird der gemessene (scheinbare) Verlustfaktor kleiner (links), bei einem leitfähigen Pfad zur Spannungsseite aber größer (rechts). Grundsätzlich darf aus den Größen \underline{U} und \underline{I}_b kein Verlustfaktor gebildet werden, da sie sich nicht auf dasselbe Dielektrikum beziehen.

Bei Messungen im *Zeitbereich* (Abbildung 6 unten) ergeben sich im Messstrom i_b zusätzliche Stromanteile, die als Änderung der dielektrischen Eigenschaften fehlinterpretiert werden können. Bei einem leitfähigen Pfad zur Erde wird der gemessene (scheinbare) Polarisationsstrom kleiner (links), bei einem leitfähigen Pfad zur Spannungsseite aber größer (rechts). Grundsätzlich darf aus den Größen u und i_b keine dielektrische Materialfunktion gebildet werden, da sie sich nicht auf dasselbe Dielektrikum beziehen.

Wenn die gemessenen (scheinbaren) Verlustfaktoren negativ werden (in Abbildung 6 oben links), oder die Polarisationsströme ihre Richtung umkehren (in Abbildung 6 unten links), ist zumindest erkennbar, dass die gemessenen Werte nicht die Eigenschaften des Dielektrikums repräsentieren. In diesen und leider auch in allen anderen Fällen sind der Fehler und die dem Dielektrikum zuzuordnenden Eigenschaften unbekannt.

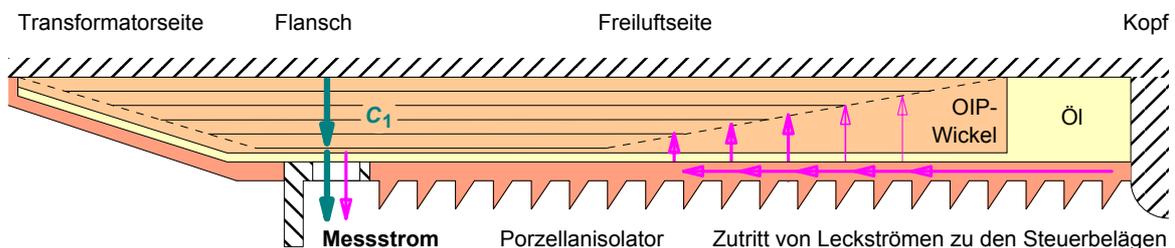


Abbildung 5 Beeinflussung des dielektrischen Messstroms am Messanschluss einer OIP-Transformatordurchführung durch Leckströme, die Zutritt über die freien Enden der Steuerbeläge finden.

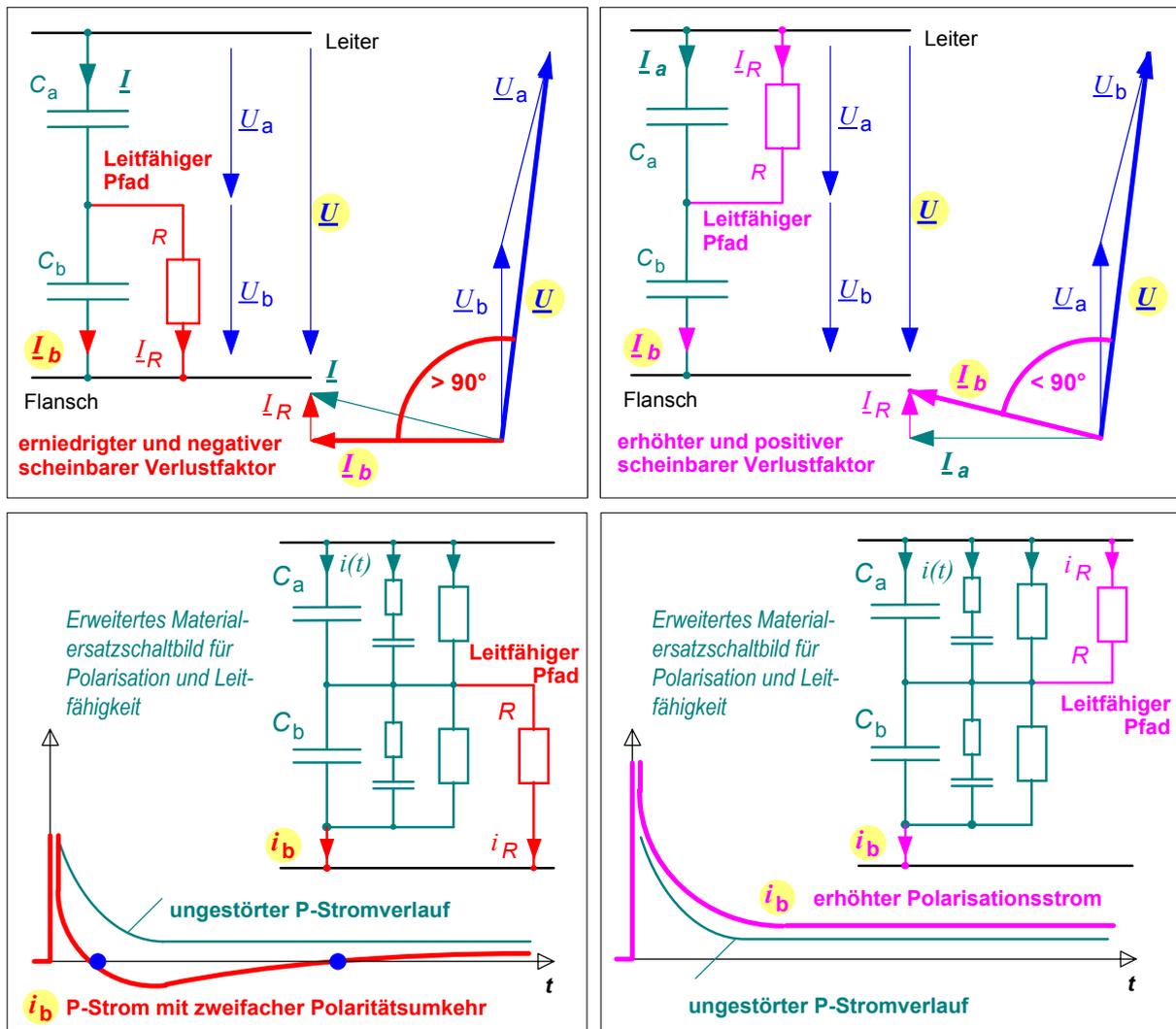


Abbildung 6 Leitfähige Leckstrompfade zur Erd- bzw. Hochspannungsseite (links bzw. rechts) mit Erniedrigung bzw. Erhöhung des scheinbaren Verlustfaktors (Frequenzbereich, oben) bzw. des Polarisationsstroms (Zeitbereich, unten).

Zur Eingrenzung des Fehlers wird deshalb vorgeschlagen, Messungen mit einer leitfähigen Bandage in der Mitte der freiluftseitigen Steuerstrecke durchzuführen, um die Empfindlichkeit gegen die oben beschriebenen radialen Ströme durch Worst-Case-Messungen zu ermitteln [10], [11]. Abbildung 7 und Abbildung 9 zeigen entsprechende Diagnosebeispiele.

- (1) Bei Messungen ohne Bandage ergeben sich jeweils die mittleren Kurven für den Polarisationsstromverlauf, von denen zunächst nicht bekannt ist, wie gut sie dem Strom entsprechen, der dem Dielektrikum zuzuordnen ist.
- (2) Für Messungen mit Bandage an Spannung ergeben sich die oberen Kurven, die den Worst-Case für eine Stromeinkopplung von der Hochspannungsseite darstellen.
- (3) Für Messungen mit Bandage an Erde ergeben sich die unteren Kurven, die den Worst Case eines Stromabflusses nach Erde beschreiben.

Die gemessenen oberen und unteren Polarisationsstromkurven bilden nun Grenzen, zwischen denen die Polarisationsstromkurve des Dielektrikums liegt. Für die entspre-

chend bei 50 Hz gemessenen Verlustfaktoren ergeben sich ebenfalls obere und untere Grenzen, zwischen denen der Verlustfaktor des Dielektrikums erwartet wird.

Für eine neuwertige Durchführung mit trockenem Dielektrikum und vergleichsweise geringer Kapazität ergeben sich niedrige Ströme durch das Dielektrikum und ein relativ großer Einfluss der Leckströme über die Bandage, Abbildung 7 links. Für eine stark betriebsgealterte Durchführung dominieren die wesentlich größeren Polarisationsströme durch das Dielektrikum und führen zu einer dementsprechend vernachlässigbaren Empfindlichkeit gegen Leckströme, Abbildung 7 rechts.

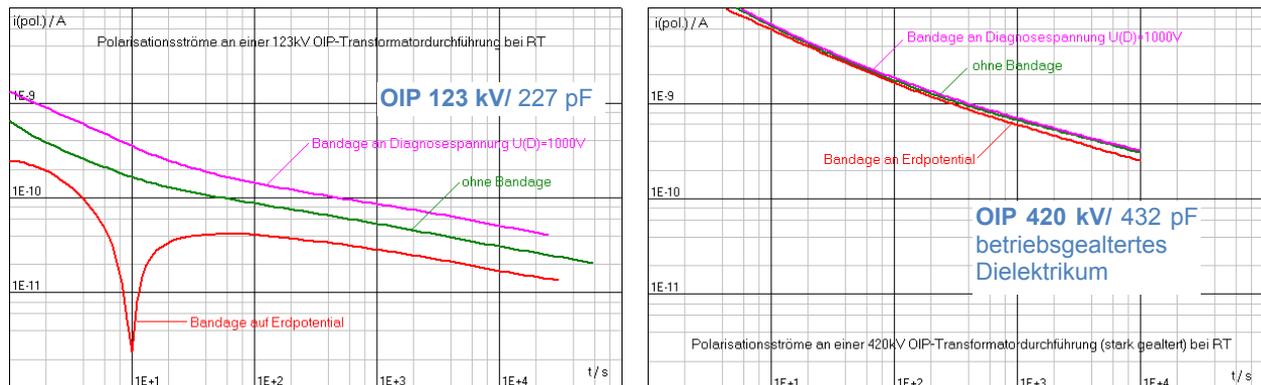


Abbildung 7 PDC-Diagnose kapazitiv gesteuerter OIP-Durchführungen mit neuwertigem und trockenem Dielektrikum (links) und mit stark betriebsgealtertem Dielektrikum (rechts) mit Hilfe von Bandagemessungen [11].

Anmerkung: Die beschriebenen Einflüsse von parasitären Strömen, die über die freien Steuerbelagsenden eingekoppelt werden, treten nicht nur bei einer direkten galvanischen Kopplung auf. Auch die Einkopplung von Strömen über Streukapazitäten und verlustbehaftete Medien in der Umgebung kann zu den beschriebenen Effekten führen. Dies wurde eindrucksvoll an einer Durchführung in einem mit Steinwolle thermisch isolierten Gehäuse gezeigt, in dem die dielektrischen Messungen erst nach einer Auskleidung des Gehäuses mit einer geerdeten Aluminiumfolie möglich wurden [12], [17].

5.2 Temperaturkorrektur

Dielektrische Messungen an Durchführungen erfordern eine weitgehend konstante Temperatur im Dielektrikum. Größere Temperaturgradienten würden lokal unterschiedliche Leitfähigkeiten und dielektrische Eigenschaften sowie makroskopische Polarisationsvorgänge bewirken, die zu Fehlinterpretationen führen können. Von Ausnahmefällen abgesehen, findet die dielektrische Diagnose deshalb bei konstanter Raum- bzw. Umgebungstemperatur nach Einstellung stationärer thermischer Verhältnisse statt. Die Temperatur in der Durchführung wird deshalb oftmals nicht mit der Temperatur übereinstimmen, für die die verfügbaren Material- oder Vergleichsdaten gelten; es ist deshalb eine Temperaturkorrektur der Diagnosemessungen oder der Vergleichsdaten erforderlich.

Für Leitfähigkeitsendwerte der festen Durchführungsisolierwerkstoffe einschließlich OIP kann die Temperaturumrechnung nach Bestimmung der Aktivierungsenergie mit Hilfe der Arrhenius-Beziehung durchgeführt werden [13].

Auch die vollständigen dielektrischen Systemeigenschaften können sowohl im Frequenz- als auch im Zeitbereich für alle festen Isolierwerkstoffe bezüglich der Temperatur umgerechnet werden. Dies ist in Abbildung 8 am Beispiel einer 400-kV-OIP-Trans-

formatordurchführung erläutert. Ausgangspunkt ist ein Ersatzschaltbild, in dem eine Kapazität und ein Widerstand zur Beschreibung der klassischen Eigenschaften Permittivität und Gleichstromleitfähigkeit um einige RC-Glieder zur Beschreibung von Polarisationserscheinungen ergänzt werden [2], Abbildung 8 oben links. Die Idee der Temperaturumrechnung beruht nun darauf, dass die beim Polarisieren beteiligte Ladung und somit die Kapazitäten als konstant angenommen werden, und dass nur die für mikroskopische und makroskopische Leitungsvorgänge stehenden Widerstände nach der Arrhenius-Beziehung umzurechnen sind [12].

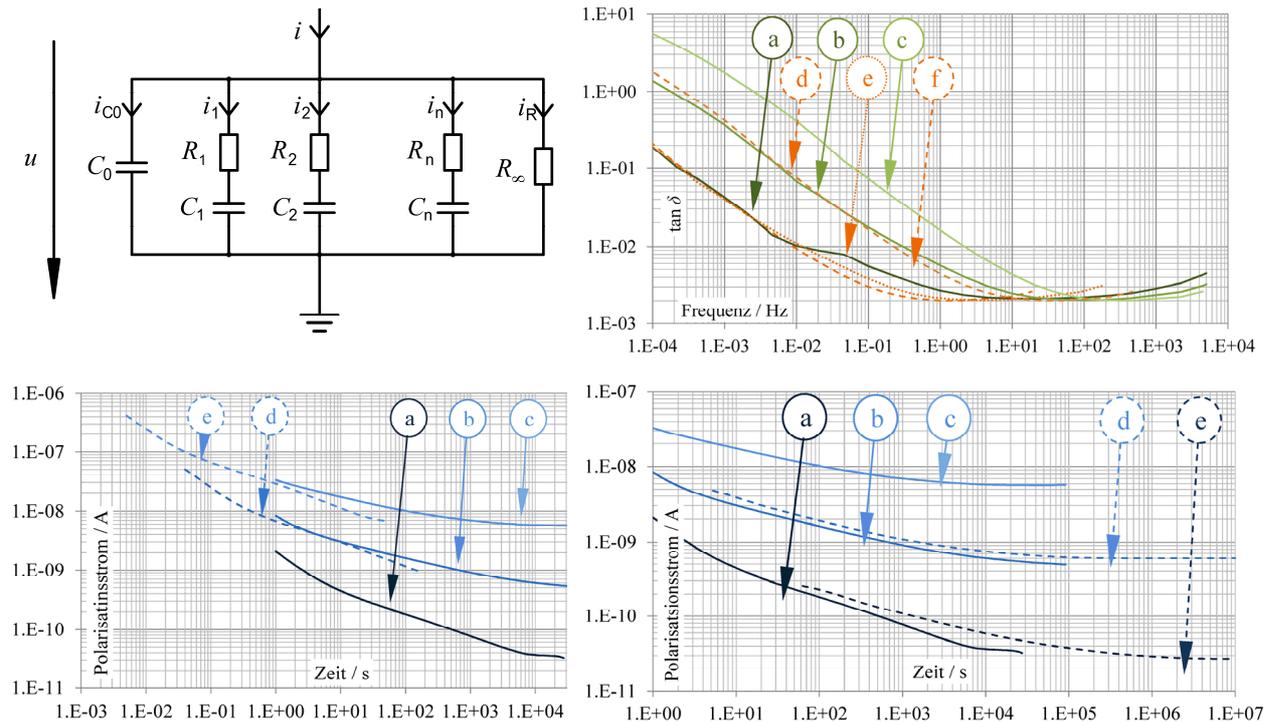


Abbildung 8 Dielektrische Diagnose an einer 400-kV-OIP-Durchführung im Zeit- und Frequenzbereich, mit Materialersatzschaltbild (oben links) sowie Temperaturumrechnungen im Frequenzbereich (oben rechts) und im Zeitbereich (unten). (a), (b) und (c) sind Messungen bei RT, 50 °C und 75 °C. (d), (e) und (f) sind Kurven, die jeweils mit Hilfe von Messungen bei zwei anderen Temperaturen errechnet wurden [14].

Im *Frequenzbereich* können die bei Raumtemperatur (RT), 50 °C und 75 °C gemessenen Verlustfaktorkurven (a), (b) und (c) jeweils so umgerechnet werden, dass aus zwei gemessenen Kurven die dritte mit guter Genauigkeit errechnet werden kann, vgl. die strichlierten Kurven (d), (e) und (f), Abbildung 8 oben rechts. Eine Erhöhung bzw. Erniedrigung der Temperatur entspricht dabei einer Verschiebung der Kurve entlang bzw. entgegen der Frequenzachse um einen Verschiebungsfaktor, der von der Temperaturdifferenz und der Aktivierungsenergie des Materials abhängt.

Im *Zeitbereich* ändern sich bei einer Temperaturänderung sowohl die Größe als auch die Zeitkonstanten der Polarisationsstromanteile, Abbildung 8 unten. Auch hier können die bei Raumtemperatur (RT), 50 °C und 75 °C gemessenen Polarisationsstromverläufe (a), (b) und (c) jeweils so umgerechnet werden, dass aus zwei gemessenen Kurven die dritte mit guter Genauigkeit errechnet werden kann, vgl. die strichlierten Kurven (d) und (e). Von besonderer diagnostischer Bedeutung ist dabei, dass Aussagen über Polarisationsströme in Zeitbereichen getroffen werden können, die entweder für die PDC-Messung zu kurz (Abbildung 8 unten links) oder zu lang (Abbildung 8 unten rechts) sind.

Eine Erhöhung bzw. Erniedrigung der Temperatur entspricht dabei einer Verschiebung der Kurve entgegen bzw. entlang der Zeitachse und zusätzlich zu höheren bzw. niedrigeren Stromwerten, wobei jeweils auch der im Frequenzbereich gültige Verschiebungsfaktor anzuwenden ist [12].

6 Diagnosebeispiele

6.1 Neuwertige OIP-Durchführungen 52 kV bis 145 kV

Abbildung 9 zeigt Polarisationsstrommessungen an neuwertigen OIP-Transformator-durchführungen für 52, 123 und 145 kV, bei denen der Strom mittels Bandagenmessungen gemäß Abschnitt 5.1 eingegrenzt wurde [15]. Eng beieinander liegende Kurven zeigen eine geringe, weiter auseinander liegende Kurven eine größere Empfindlichkeit gegen Leckströme, die über die Steuerbelagenden ein- bzw. ausgekoppelt werden. Aus diagnostischer Sicht ist es interessant, dass die Durchführung mit der kleinsten Kapazität die größte Empfindlichkeit gegen Leckströme aufweist, Abbildung 9 (oben links).

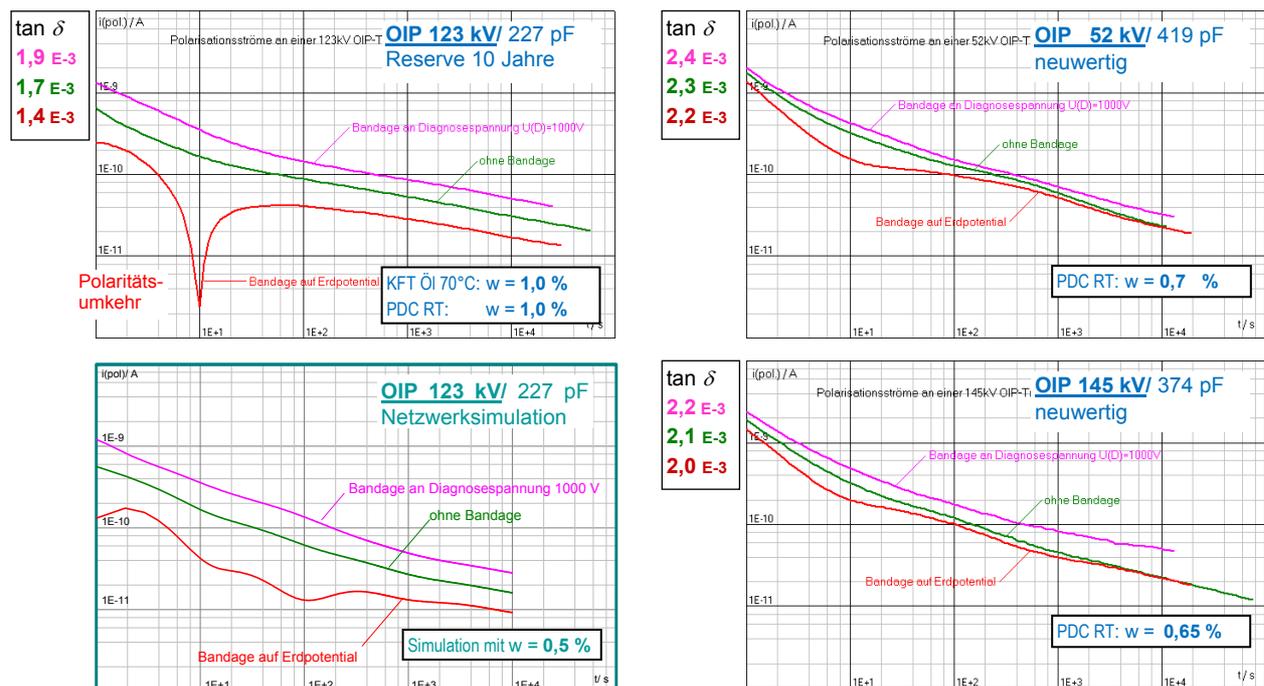


Abbildung 9 Nachbildung äußerer Einflüsse durch Bandagen mit Erd- und Hochspannungspotential in der Mitte der Steuerstrecke von Transformatordurchführungen, Vergleich einer Simulation (unten links) mit Polarisationsstrom- und Verlustfaktormessungen bei 1000 V [15].

Die Höhe der Polarisationsströme entspricht in den mittleren Kurven ohne Bandagen den unterschiedlichen Kapazitäten und sie kann zur Abschätzung des Wassergehaltes herangezogen werden, für den sich Werte unter 1 % ergeben. Im Fall der 123-kV-Durchführung wurde dieser Wert aus einer bei 70 °C gezogenen Ölprobe über Gleichgewichtszustände bestätigt, Abbildung 9 oben links.

Die netzfrequenten Verlustfaktoren werden von den Leckströmen ebenfalls in der erwarteten Richtung erhöht bzw. erniedrigt, jedoch ist die Empfindlichkeit für Leckströme in diesem speziellen Punkt weniger ausgeprägt als für die Polarisationsstromkurven. Die netzfrequenten Verlustfaktoren sind bei Raumtemperatur sehr niedrig und entsprechen dem neuwertigen Isolationszustand.

6.2 Stark betriebsgealterte 420-kV-Durchführungen

Anlass der Untersuchung waren Ausfälle von 420-kV-Durchführungen auf stark belasteten Maschinentransformatoren bereits nach ca. 10 Betriebsjahren. Vier nicht ausgefallene Durchführungen (Nr. 1, 2, 3 und 5) wurden ausgebaut und mit einer neu gefertigten Durchführung (Nr. 4) verglichen. Tabelle 4 und Abbildung 10 fassen die Ergebnisse zusammen, die unterschiedliche Alterungszustände ergeben.

Zunächst wurden die in Abschnitt 5.1 erläuterten Bandagenmessungen durchgeführt, um sicherzustellen, dass die Polarisationsstromverläufe nicht durch Leckströme verfälscht sind. Es ergaben sich eng beieinander liegende Kurven, die somit dem Hauptdielektrikum zugeordnet werden dürfen, vgl. z.B. Abbildung 7 rechts für Durchführung Nr. 5. An allen Durchführungen wurden PDC-Messungen und Gas-in-Öl-Analysen durchgeführt. An ausgewählten Durchführungen wurden netzfrequente Verlustfaktoren bei erhöhten Temperaturen im Wärmeofen gemessen sowie Wassergehalte durch Karl-Fischer-Titration bestimmt.

Nur in den Durchführungen Nr. 1 und 5 hatten der Gas-in-Öl-Analyse zufolge Teilentladungen (TE) stattgefunden, die sich auch im Hochspannungsprüffeld nachweisen ließen. Die Durchführungen Nr. 1 und 5 (nicht aber Durchführung Nr. 3) zeigten darüber hinaus bei erhöhten Temperaturen auch hohe netzfrequente Verlustfaktoren, so dass die Teilentladungen durch eine vorausgegangene thermische Instabilität im Betrieb, verbunden mit Gasbildung, verursacht gewesen sein können.

Sehr interessant ist, dass die Durchführungen Nr. 1 und Nr. 5 in PDC-Messungen bereits bei Raumtemperatur eindeutig an stark erhöhten Anfangswerten des Polarisationsstromes erkannt werden können, vgl. Abbildung 10 für $t = 1$ s. Diese Ströme werden von zusätzlichen Polarisationsprozessen verursacht, die den Alterungsprodukten zuzuordnen sind: D.h. durch Alterung wird v.a. die Leitfähigkeit des Öles stark erhöht, die man bei Öl-Papier und auch in geschichteten Transformatorisoliersystemen v.a. aus den Anfangswerten des Polarisationsstroms nach kurzen Zeiten erkennen kann [3]. Man sieht in diesen erhöhten Anfangsströmen v.a. die Aufladung von Zellulosefasern über die durch Alterung leitfähig gewordenen Ölspalte und -kapillaren.

Auch wenn in den PDC-Messungen die Endwerte des Polarisationsstroms noch nicht erreicht wurden, kann für die Objekte 1 bis 4 aufgrund niedriger Leitfähigkeiten des OIP von einem ausreichend trockenen Zustand (Wassergehalt zwischen 0,5 und 1 %) ausgegangen werden [16], Tabelle 4 (rechte Spalte). Bei Durchführung Nr. 5 würde man aufgrund der offensichtlich erhöhten Gleichstromleitfähigkeit zunächst von einem Wassergehalt von 2,4 % ausgehen, der jedoch durch Gleichgewichtsmessungen der Ölfeuchte bei 70°C und durch Messungen an Papierproben aus dem später seziierten Objekt nicht nachweisbar war; auch dieses Objekt ist ebenso trocken. Die Kenntnis des weit fortgeschrittenen Alterungszustandes sowie ergänzende Versuche mit Materialproben aus der Durchführung Nr. 5 zeigen jedoch, dass sich die Wirkung der durch Alterung hervorgerufenen hohen Ölleitfähigkeit auch auf die Leitfähigkeit des ölprägnierten Papiers auswirkt [16].

Tabelle 4: Diagnose stark betriebsgealterter 420-kV-OIP-Durchführungen [15]. Eindeutige diagnostische Aussagen sind blau hinterlegt.

Nr.	Gas-in-Öl-Analyse	tan δ (50 Hz) bei 70/ 80 °C	PDC bei $t = 1$ s und RT (1000 V)	Gleichgewichtsfeuchte 70°C		KF-Feuchte Papierprobe	PDC-Messung Feuchte- und Alterungsindikator
				Öl	Papier		
(1)	TE	1,6 % (Dfg. 80°C)	13 nA Alterung				0,65 % Feuchte
(2)			0,9 nA				0,65 % Feuchte
(3)		0,2 % (Dfg. 80°C)	0,5 nA				< 0,5 % Feuchte
(4)			0,7 nA				< 1 % Feuchte
(5)	TE	1,9 % (Dfg. 70°C) 6,1 % (Papierprobe)	27 nA Alterung	6 ppm	0,6 – 0,7 %	0,3 – 0,8 %	2,4 % Alterung oder Feuchte



Abbildung 10 Untersuchung des Alterungszustandes von betriebsgealterten 420-kV-Öl-Papier-Durchführungen mit PDC-Messungen bei Raumtemperatur. Fortgeschrittene Alterung ist an stark erhöhten Anfangswerten des Polarisationsstromes erkennbar.

6.3 Diagnose an RIP-Durchführungen

Polarisationsstrommessungen an RIP-Wickeln ergeben, wie auch bei OIP, fallende Verläufe, jedoch aufgrund der niedrigen Leitfähigkeit des RIP mit wesentlich kleineren Stromwerten, Abbildung 11 untere Kurve. Es ist deshalb vorteilhaft, dass diese Messungen im Zeitbereich auch mit vergleichsweise hohen Spannungen durchgeführt werden können, wie etwa in diesem Beispiel mit 10 kV.

Bei Messung an einer Durchführung, die einen vergleichbaren Wickel enthält, ergeben sich anfänglich stark erhöhte Ströme, die gemäß Abschnitt 5.1 auf eine Einkopplung von Strömen über den relativ leitfähigen Schaum der Nebenisolation in die Steuerbe-

läge des RIP-Wickels hindeuten, Abbildung 11 obere Kurve. Interessant ist dabei, dass beide Kurven ihren Verlauf nach längerer Zeit annähern, vermutlich weil die über die Nebenisolation geladenen Querkapazitäten zwischen Wickeloberfläche und Steuerbelägen geladen sind und anschließend der Strom v.a. durch das Hauptdielektrikum des Wickels fließt.

Eine diagnostische Aussage über die Eigenschaften des Wickels ist deshalb erst nach langer Zeit möglich. Hier offenbart sich der Vorteil der Polarisationsstrommessung im Zeitbereich, weil im Frequenzbereich zum Erreichen eines eingeschwungenen Zustandes allein für einen einzelnen Messpunkt die vierfache Zeit und eine extreme Empfindlichkeit erforderlich wären.

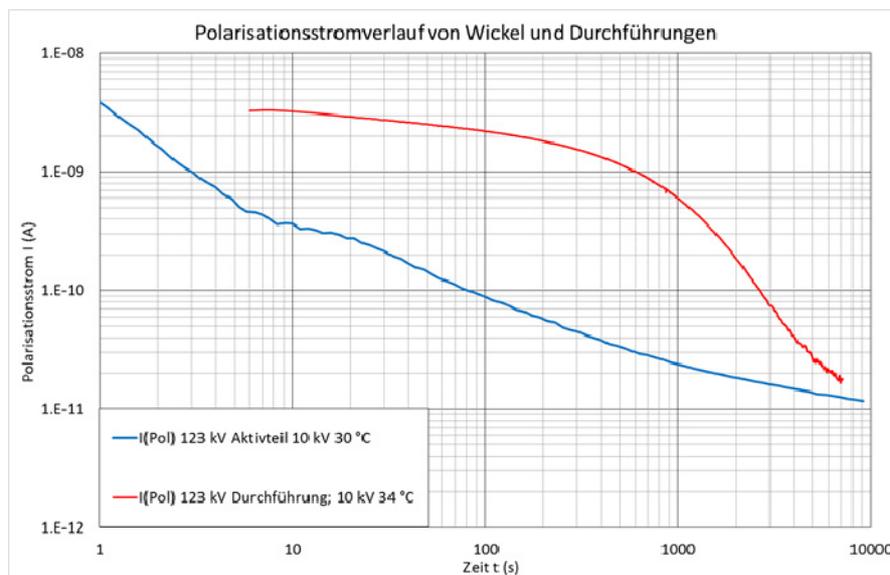


Abbildung 11 Polarisationsstrommessung an einer RIP-Durchführung (obere Kurve) und an einem entsprechenden RIP-Wickel (untere Kurve), Messungen durch R. Weiss.

7 Schlussfolgerung

Dielektrische Messungen an Transformatordurchführungen sind im Zeit- und Frequenzbereich möglich. Beide Verfahren sind systemtheoretisch gleichwertig, haben aber jeweils unterschiedliche Vor- und Nachteile sowie Einsatzbereiche. Grundsätzlich können Polarisationsvorgänge und Leitungsvorgänge im Isoliersystem erfasst werden. Eine Polarisations-/Depolarisationsstrommessung (PDC-Messung) liefert als Sprungantwortmessung im Zeitbereich die relevante Information in einer einzigen Messung, wodurch die kürzestmögliche Messzeit erreicht wird.

Dielektrische Messungen von Verlustfaktoren sowie Polarisations- und Depolarisationsströmen an Durchführungen können von parasitären Strömen, die Zutritt zu den Steuerbelägen finden, erheblich beeinflusst werden. Es werden deshalb Messungen mit Bandagen auf den äußeren Oberflächen der Durchführung vorgeschlagen, um die dem Hauptdielektrikum zuzuordnenden Ströme nach oben sowie nach unten einzugrenzen. Dadurch können störende Umgebungseinflüsse auf der Freiluftseite abgeschätzt wer-

den, so dass in vielen Fällen, v.a. bei signifikant gealtertem bzw. relativ leitfähigem Dielektrikum, parasitäre Einflüsse ausgeschlossen werden können.

Dielektrische Messungen können sowohl im Zeit- als auch Frequenzbereich bzgl. der Temperatur mit einem neuen Verfahren umgerechnet werden, das auf einer physikalischen Vorstellung der Polarisationsvorgänge beruht. Somit können die Messobjekte und die Referenzmessungen an Materialien auch für unterschiedliche Temperaturen verglichen werden. Außerdem können gemessene Kurven in Bereiche übertragen werden, die einer direkten Messung nicht mehr zugänglich sind. Das Messobjekt sollte eine weitgehend konstante Temperatur aufweisen.

Für ölimpägniertes Papier besteht eine starke Abhängigkeit der dielektrischen Eigenschaften vom Wassergehalt und vom Alterungszustand. Dieser wird durch die Parameter Alterungstemperatur, Sauerstoffzutritt, Feldbelastung und Alterungszeit beeinflusst. Sehr vorteilhaft ist es, dass weit fortgeschrittene Alterung, die zu thermischen Instabilitäten führen kann, die aber mit netzfrequenten Verlustfaktormessungen erst bei erhöhten Temperaturen nachweisbar ist, durch Polarisationsstrommessung bereits bei Raumtemperatur eindeutig an stark erhöhten Anfangswerten des Polarisationsstromes erkennbar ist. Dadurch ist die Differenzierung der Einflussgrößen Alterung und Feuchtigkeit in dielektrischen Signalen möglich.

Auch für andere, weniger alterungsempfindliche Isolierstoffe liefert die Polarisationsstrommessung Informationen über Veränderungen des Polarisationsverhaltens und der Leitfähigkeit, beispielsweise durch Wasseraufnahme.

Die dielektrische Diagnose ist mit einer Reihe praktischer Schwierigkeiten verbunden, besitzt aber ein hohes Potential für die Zustandsbewertung von Isoliersystemen in Durchführungen, so dass eine weitere Erforschung des Verfahrens und das Sammeln praktischer Erfahrungen sehr sinnvoll erscheint.

7 Referenzen

- [1] A. Küchler; Hochspannungstechnik - Grundlagen, Technologie, Anwendungen; Springer-Verlag, 4. Auflage 2017
- [2] V. Der Houhanessian; Measurement and Analysis of Dielectric Response in Oil-Paper Insulating Systems; Dissertation, ETH Zürich, 1998
- [3] S.M. Gubanski, J. Blennow, B. Holmgren, M. Koch, A. Kuechler, R. Kutzner, J. Lapworth, D. Linhjell, S. Tenbohlen, P. Werelius; Dielectric Response Diagnoses for Transformer Windings; CIGRÉ Technical Brochure 414 – WG D1.01 (TF 14), 2010
- [4] J.J. Alff, V. Der Houhanessian, W.S. Zaengl, A.J. Kachler; A Novel, Compact Instrument for the Measurement and Evaluation of Relaxation Currents Conceived for On-Site Diagnosis on Electric Power Apparatus; IEEE Symposium on EI. Insulation, Anaheim, USA, 2000
- [5] B. Breitenbauch, A. Küchler, T. Leibfried, W.S. Zaengl; Insulation diagnosis by polarization and depolarization current measurements; 13th Int. Symp. on High Voltage Engineering, ISH03; Delft, The Netherlands, 2003.
- [6] C. Ekanayake; Diagnosis of Moisture in Transformer Insulation – Application of Frequency Domain Spectroscopy; Dept. of Materials and Manufacturing Technology, Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden, PhD thesis No. 2409, 2006.

- [7] A. Reumann, M. H. Zink, S. Voll, A. Küchler, F. Berger, A. Langens, J. Titze; Der Einfluss von Temperatur, Feldstärke und Atmosphäre auf die Alterung von OIP Hochspannungstransformatordurchf hrungen; ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Fulda, ETG-Fachbericht 134, VDE-Verlag, Nov. 2012
- [8] A. Reumann, M. Liebschner, A. Küchler, A. Langens, J. Titze; Überwachung von Hochspannungsdurchführungen durch Online-Monitoring und dielektrische Diagnose gealterter OIP-Isolierungen; ETG-Fachtagung „Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel“, ETG-Kongress, Düsseldorf, ETG-Fachbericht 119, VDE Verlag, 2009
- [9] L. Pong; Review Negative Power Factor Test Results and Case Study Analysis; The 2002 Int. Conference of Doble Clients; Boston/ USA, 2002
- [10] A. Küchler, F. H llmandel, K. Böhm, C. Neumann, N. Koch, K. Loppach, C. Krause, J.J. Alff; Condition Assessment of Aged Transformer Bushing Insulations; CIGRÉ Session 2006, Paper A2-104, Paris 2006
- [11] A. Küchler, F. H llmandel, M. Appold, M. Liebschner, R. Krump, J. Titze; Diagnose von Hochspannungsdurchführungen durch PDC-Analyse; ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Kassel, ETG-Fachbericht 104, VDE Verlag, Sept. 2006
- [12] M. H. Zink; Zustandsbewertung betriebsgealterter Hochspannungstransformatordurchf hrungen mit Öl-Papier-Dielektrikum mittels dielektrischer Diagnose; Dissertation, TU Ilmenau, 2013
- [13] A. Küchler, F. H llmandel, K. Böhm, C. Krause, B. Heinrich; Dielektrische Eigenschaften von Öl-Board- und Öl-Papier-Isolierungen als Kenngrössen für die Diagnose von Transformatoren und Durchführungen; ETG-Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Kassel, ETG-Fachbericht 104, VDE Verlag, Sept. 2006
- [14] M. H. Zink, A. Küchler, F. Berger; Kompensation des Temperatureinflusses auf dielektrische Messungen im Zeitbereich zur Beschreibung von Isolierwerkstoffen; ETG-Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen“, Dresden, ETG-Fachbericht 140, VDE-Verlag, Nov. 2013
- [15] A. Küchler, F. H llmandel, K. Böhm, M. Appold, M. Liebschner, N. Koch; äußere Einflüsse bei der dielektrischen Diagnose betriebsgealterter Hochspannungsdurchführungen; Internat. Kand  Conference 2006, Elektrotechn. Fakultät der Hochschule Kand  K lman BMF, Budapest, 12.-13. Jan. 2006
- [16] A. Küchler, F. H llmandel, K. Böhm, N. Koch, P. Brupbacher, C. Krause; Das dielektrische Verhalten von Öl-Papier-Isolationen unter der Wirkung von Grenzflächen-, Material- und Prüfparametern; ETG-Fachtagung „Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen“, Hanau, ETG-Fachbericht 99, VDE Verlag, 2005
- [17] M. H. Zink, F. Berger, V. Klipfel, A. Küchler, S. Voll; Der Einfluss von Temperatur und Streukapazität auf diagnostische Kapazitäts- und Verlustfaktormessungen von 400 kV-Hochspannungstransformatordurchf hrungen; ETG Fachtagung „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel“, Fulda, 2012

FKH - Fachtagung

22. November 2017

Zustandsbeurteilungen von ölisierten Transformatoren und Messwandlern

DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen - Erfahrungen aus dem Tessin

Dr.-Ing. Walter Sattinger
Swissgrid AG, Laufenburg

Funktion und beruflicher Werdegang

Senior Projekt- & Studieningenieur, Grid Models & Analysis

1988: Dipl. Ing Universität Stuttgart

1995: Promotion Universität Stuttgart

1995-2002: Weltweite Systemstudien bei der Fa. DIgSILENT

Ab 2003: Projektingenieur in Laufenburg, anfangs ETRANS, dann Swissgrid

Studium und Promotion an der Universität Stuttgart, danach acht Jahre lang weltweite Netzanalysen und -berechnungen bei der Firma DIgSILENT. Seit 2003 als Netzexperte bei ETRANS/Swissgrid an der Nahtstelle zwischen Netzbetrieb und Netzplanung tätig. Heute verantwortlich für die betrieblich/technische Schnittstelle zwischen Kraftwerk, Verteilnetz, Übertragungsnetz und ausländischen Netzen. Mitglied von CIGRE, IEEE, VDE und ENTSO-E-Arbeitsgruppen

DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen - Erfahrungen aus dem Tessin

Dr.-Ing. Walter Sattinger
Swissgrid AG, Laufenburg

1 Kurzfassung

Bereits seit über zehn Jahren sind störende Einflüsse von Gleichströmen in den Sternpunkten von Transformatoren im Tessin Gegenstand von Untersuchungen und entsprechenden Abhilfemassnahmen.

Dieser Beitrag erläutert die damit verbundenen Herausforderungen, gibt Anregungen zum weiteren Erfahrungsaustausch und geht auf praktische Lösungsmöglichkeiten ein.

ÖFFENTLICH



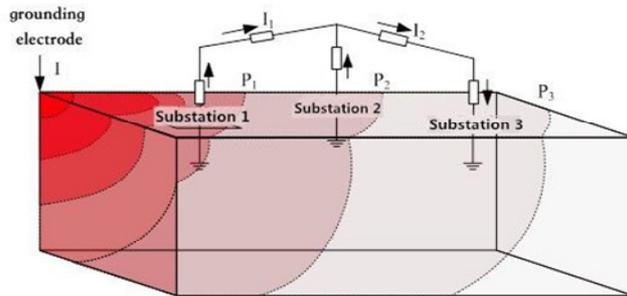
Agenda

1. Ausbreitungs- und Wirkungsprinzip in Transformatoren
2. Ursachen der Gleichströme
3. Erfahrungen im Tessin und in anderen Netzen
4. Abhilfemassnahmen
5. Herausforderungen
6. Referenzen

ÖFFENTLICH

swissgrid

1.1 Ausbreitungsprinzip von DC-Strömen



Quelle: /1/

- Erdungspunkte
- Bodenbeschaffenheit (Leitfähigkeit)
- Vermaschung / Netzverschaltung

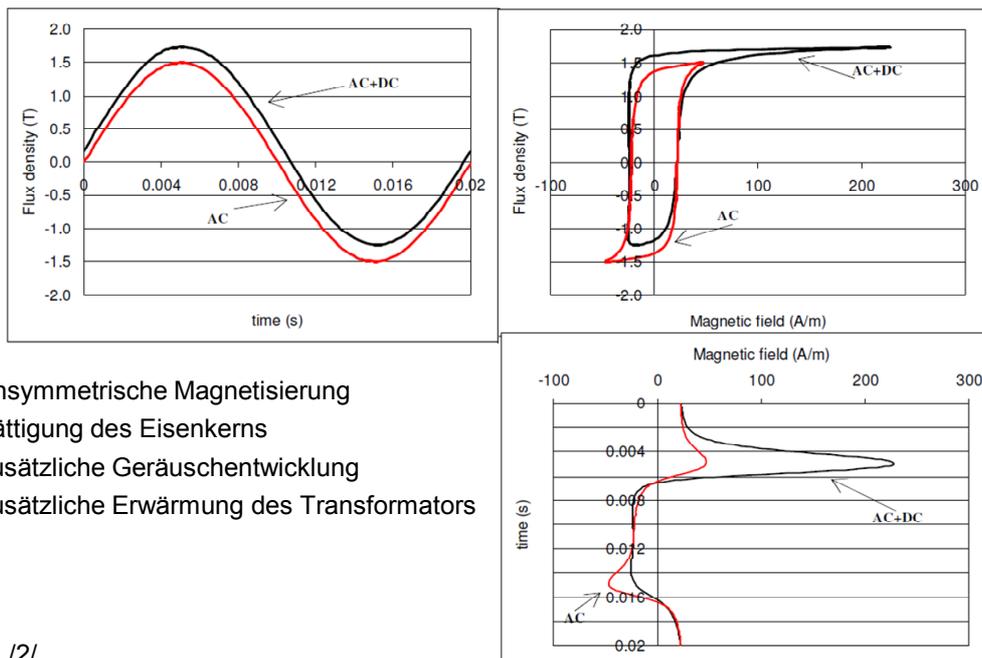
22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

3

ÖFFENTLICH

swissgrid

1.2 Wirkungsprinzip in Transformatoren



- Unsymmetrische Magnetisierung
- Sättigung des Eisenkerns
- Zusätzliche Geräusentwicklung
- Zusätzliche Erwärmung des Transformators

Quelle: /2/

22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

4

ÖFFENTLICH

swissgrid

2. Ursachen der Gleichströme

- a) Umrichter, Gleichrichter, Leistungselektronik – Einstreuung über Erde
 - Streuströme aufgrund mangelhafter Umsetzung bzw. fehlender Sorgfalt
 - Bewusste DC-Einspeisung z.B. für Korrosionsschutz bei Pipelines oder Erdungsanlagen von Industrienetzen
- b) Sonnenstürme, Sonnenwinde – Geomagnetically Induced Currents (GIC) – Einstrahlung über das terrestrische Magnetfeld bzw. den Hochspannungsleitungen
 - Sonnenstürme (einige Minuten/Stunden) im einstelligen Jahresrythmus
 - Sonnenwinde – während Sonneneinstrahlung (tagsüber)

22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

5

ÖFFENTLICH

swissgrid

3.1 Erfahrungen aus dem Tessin

- a) Messungen Transformatorsternpunkt **Lavorgo** Januar 2009 – ca. 5 A DC
- b) Messungen Transformatorsternpunkt **Mendrisio** Februar 2009 – 2-8 A DC
- c) Messungen Transformatorsternpunkt **Lavorgo** März 2009 – ca. 0.2-5 A DC
- d) Messungen Transformatorsternpunkt **Mendrisio** August 2009 – -1.4-8.4 A DC
- e) Netzstudie **Mendrisio**, Cislago, Manno -> Erdungswiderstand Mendrisio, **2010**
- f) Lärmbelästigung, Geräuschemessung neuer Transformator **Lavorgo**, 2015
- g) Messungen Transformatorsternpunkt und Geräusch **Lavorgo** März 2017 - -1.5 – 3 A DC
- h) Untersuchung DC-Steustromsituation FUW **Mendrisio** Juni 2017 - Lösungsansätze
- i) SBB Neubau Mendrisio, DC-Messungen **Mendrisiotto**, Sept. 2017 – 6 A DC

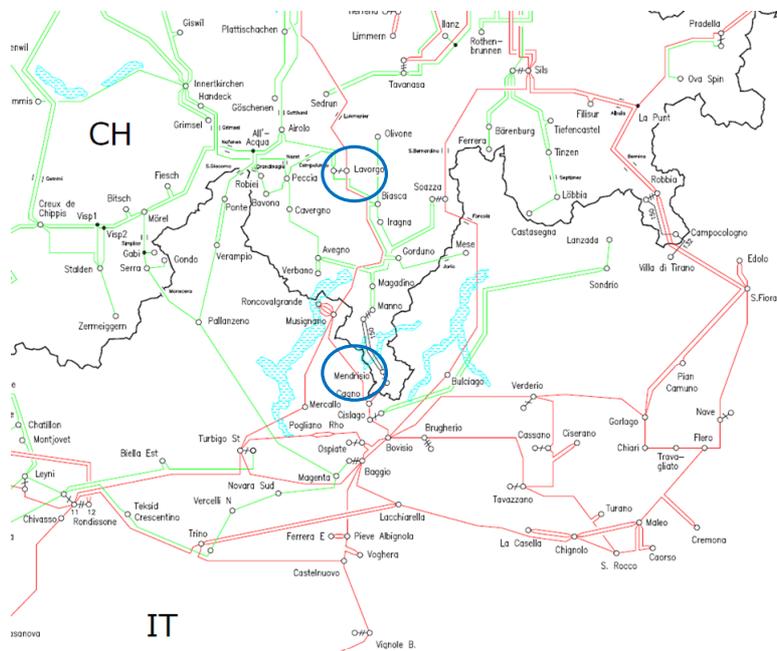
22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

6

ÖFFENTLICH

swissgrid

3.2 Erfahrungen aus dem Tessin



22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

7

ÖFFENTLICH

swissgrid

3.3 Erfahrungen aus dem Ausland

a) Österreich (APG)

- Erhöhte Geräusentwicklung in Netzkuppeltransformatoren der neuen Generation
- Spezielle Verhältnisse bez. Auswirkungen der Sonnenwinde und erhöhte Erdleitfähigkeit im Voralpenraum
- **Aktive Gleichstromkompensation im Transformator durch aktive Gleichstromkompensationsanlagen**

b) Deutschland (Amprion)

- Erhöhte Geräusentwicklung in neuen Transformatoren
- Bisher ermittelte Ursachen – Korrosionsschutzanlagen in der Nähe des Transformatorsternpunktes
- Messkampagne ist noch nicht abgeschlossen – indirekte Messung über mechanische Messungen an der Transformatorkegelwand
- **DC-Blocking Device – Kondensator und Überspannungsableiter mit aktiver Leistungselektronik beschaltet**

22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

8

ÖFFENTLICH

swissgrid

4.1 Realisierte Abhilfemassnahmen

Widerstandserdung der Sternpunkte von drei Transformatoren



Quelle: /3/

22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

9

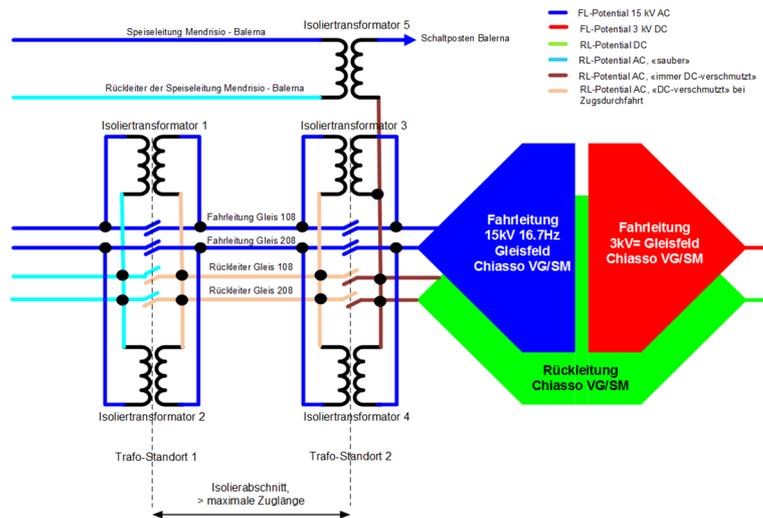
ÖFFENTLICH

swissgrid

4.2 Weitere Abhilfemassnahmen 1

➤ Ursachenbekämpfung:

- a) Entkopplung Bahnnetz/Drehstromnetz – mehrere «intelligente» Trennstellen /3,4/
- b) Isoliertransformatoren /2/



Quelle: /2/

22. November 2017 / Walter Sattinger / DC-Ströme – Ursachen – Wirkungen – mögliche Massnahmen

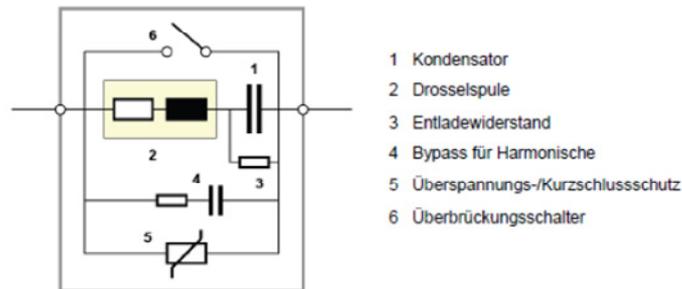
10

ÖFFENTLICH

swissgrid

4.3 Weitere Abhilfemassnahmen 2

- Dynamischer DC-Abgleich durch passive oder aktive Leistungselektronik /3,4/



Quelle: /3/

ÖFFENTLICH

swissgrid

5. Herausforderungen

- Ursachenermittlung
- Umsetzung Lösungsansätze
- Schutzkoordination
- Abstimmung mit Betriebsmittelkonfiguration der gesamten Region
- Koordination in Auswirkung und Massnahmen mit Terna und SBB
- Messung / Korrelation DC-Schienenspannung, DC-Sternpunktströme /3/, Koordination mit SBB

ÖFFENTLICH

swissgrid

6. Referenzen

- /1/ IEC TC 14, Power Transformers – Part 23: Suppression devices of DC magnetic bias electric power transformes, under development, 08.2017
- /2/ Ngnegueu, T. and others, Behaviour of transformers under DC/GIC excitation: Phenomenon, Impact on design/design evaluation process and Modelling aspects in support of Design, CIGRE A2-303, Aug. 2012
- /3/ Railetric, Untersuchung zur DC-Streustromsituation im SBB Neubau FU/UW Mendrisio, 2. Juni 2017
- /4/ Köppl Power Experts, 400-MVA-Phasenschiebertransformator Mendrisio; Gleichströme über Sternpunkt; Modelle und Abhilfemassnahmen, März 2010

2 Zusammenfassung und Ausblick

Die neue Generation von Transformatoren der hohen Leistungsklasse zeichnen sich durch hochausgenutzte Blechpakete aus, die schon bei einem sehr geringen Gleichstromanteil in Sättigung gehen. Die resultierenden Auswirkungen sind erhöhte Geräuschemissionen und Transformatorverluste. Andererseits ist es nicht immer einfach, die genauen Ursachen der Gleichstromspeisungen zu ermitteln. In der Regel ist die notwendige Ursachenforschung nur mittels aufwendiger Messkampagnen möglich. Dabei sind es Auswirkungen, die entweder durch das terrestrische Magnetfeld induziert werden oder aber durch Leistungselektronik in der Nähe der Erdungspunkte der Transformatoren eingestreut werden.

Da bisher in der Schweiz hauptsächlich das Tessin von diesen Auswirkungen betroffen ist und die bisherigen Messungen eine Korrelation zum Fahrplan der italienischen Gleichstrombahnen aufzeigt, liegt es nahe, entsprechende gezielte Abhilfemassnahmen ins Auge zu fassen. Dafür wird auch auf die Erfahrung anderer Netzbetreiber im internationalen Umfeld zurückgegriffen. Die angestrebte Lösung einer Isolierung der Gleichströme, die wahrscheinlich über den Schienenstrang des schweizerischen 16.7-Hz-Bahnnetzes importiert werden, bedarf einer komplexen Zusammenarbeit mehrerer Akteure.

Allerdings wurden bisher auch weitere lokale Lösungen wie z.B. Widerstandserdung umgesetzt und es wird noch nach weiteren intelligenten, robusten, preiswerten und geeigneten Lösungen gesucht.

Referentenadressen

Hässig	Martin	Swissgrid AG Werkstrasse 10 CH- 5080 Laufenburg	martin.haessig@swisgrid.ch Tel.: +41 58 580 27 58
Aschwanden, Dr.	Thomas	AF Engineers + Consultants (AFEC) GmbH Brügg 57 CH- 3807 Iseltwald	th.aschw@bluewin.ch Tel.: +41 33 654 98 89
Fehlmann	Pascal	Fachkommission für Hochspannungsfragen Hagenholzstrasse 81 CH- 8050 Zürich	fehlmann@fkh.ch Tel.: +41 26 665 07 20
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG Lindenplatz 17 CH- 5042 Hirschthal	martin.boss@pmw.ch Tel.: +41 62 739 28 41
Heizmann, Dr.	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen Isolieröllabor CH- 4658 Däniken	heizmann@fkh.ch Tel.: +41 62 288 77 91
Gruber	Andreas	Micafluid AG Südstrasse 1 CH- 8952 Schlieren	andreas.gruber@micafluid.ch Tel.: +41 44 739 44 66
Schättin	Martin	Axpo Power AG Parkstrasse 23 CH- 5401 Baden	martin.schaettin@axpo.com Tel.: +41 56 200 33 36
Küchler, Prof. Dr.	Andreas	Hochschule FHWS Würzburg Schweinfurt Ignaz-Schön-Straße 11 DE- 97421 Schweinfurt	Andreas.Kuechler@fhws.de Tel.: +49 9732 52 86
Sattinger, Dr.	Walter	Swissgrid AG Werkstr. 12 CH- 5080 Laufenburg	walter.sattinger@swissgrid.ch +41 58 580 24 30

Internetseite für nachträgliche Informationen zur Fachtagung

Internetseite: <http://fileserver.fkh.ch>

Benutzername: FT2017

Passwort:
(wird anlässlich der Tagung angegeben)

Die Gross-/Kleinschreibung muss bei der Eingabe des Benutzernamens und des Passwortes berücksichtigt werden.

Bei der Benutzung des Microsoft Internet-Explorers Version 7.0 muss die Freigabe zum Download aus Web-Seiten vor dem Aufruf des FKH-Fileservers erfolgen, sonst tritt ein Fehler auf. Bei allen anderen Versionen und Browsern kann der Download auch bei Rückfrage des Browsers noch bestätigt werden.

