

Stuttgarter Hochspannungs- symposium 2018

Innovationen für
die Netze von
morgen

6./7. März 2018



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2018

Innovationen
für die Netze von morgen

6. und 7. März 2018
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart

Wissenschaftliche Tagungsleitung:
Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

ISBN 978-3-00-058941-6

© 2018 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47
70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel

Druck: Offizin Scheufele Druck und Medien GmbH + Co KG, 70569 Stuttgart

Inhaltsverzeichnis:

Technische und betriebliche Herausforderungen von Offshore – Stationen	19
Jochen Jung, TenneT Offshore GmbH, Bayreuth	
HGÜ-Projekte am Beispiel des Projekts SüdLink	21
Florian Exl, TransnetBW GmbH, Stuttgart	
compactline – Ein neues raumoptimiertes Freileitungskonzept	43
Bastian Bohm, 50Hertz Transmission GmbH, Berlin	
STEVIN – Ein hochinnovatives 380 kV-Leitungsbauprojekt	63
Jean-François Goffinet, Elia Engineering, Brüssel, Belgien	
Technische Neuentwicklungen für Netztransformatoren der Zukunft	77
Franz Schatzl, Wolfgang Wiebel, Starkstrom Gerätebau GmbH, Regensburg	
Flexibilität im Höchstspannungsnetz – Steckbare Durchführungen als Schlüssel	93
Alejandro Escobin, Ruben Grund PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach	
Feldstudie für den flächendeckenden Einsatz natürlicher Ester in Verteiltransformatoren	101
Stephanie Hägele, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart, Domenico Perrino, Martin Konermann, Netze BW GmbH, Stuttgart	
Thermal measurement of an ester-filled power transformer at Ultra-low temperatures	111
Florian Bachinger, Peter Hamberger, Siemens AG Österreich - Transformers, Linz, Österreich	
Erhöhte Überlastbarkeit von Leistungstransformatoren durch Hochtemperaturmaterialien	119
Georg J. Pukel, Siemens AG Österreich - Transformers, Linz, Österreich	
Comparison of the behaviour of Micafil RIP and RIS Bushings under seismic load	127
Janpeter Kühnel, Prakash Mishawar, Daniel Schneider, ABB Micafil, Zürich, Schweiz	
Zustandsdiagnostik an Hochspannungsisolationssystemen mit angelegter und induzierter Spannung unter Vor-Ort-Bedingungen	141
Christoph Engelen, Alexander Kraetge, OMICRON electronics Deutschland GmbH, Erlangen Fabian Öttl, Michael Krüger, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
Der Intelligente Transformator und die Chancen neuer vibroakustischer Diagnoseverfahren	153
Karsten Viereck, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	

Platzierung von UHF Sensoren an Leistungstransformatoren	169
Sebastian Coenen, GE Power, Mönchengladbach	
Martin Hässig, Swissgrid AG, Laufenburg, Schweiz	
Martin Siegel, BSS, Stuttgart	
Jitka Fuhr, AB Engineers + Consultants (AFEC), Iseltwalt, Schweiz	
Stefan Neuhold, Thomas Brügger, FKH, Zürich, Schweiz	
Thomas Linn, Qualitrol, Schweiz	
Stefan Hoek, Omicron electronics GmbH, Klaus, Österreich	
Vorort-Teilentladungsmessungen an Gießharztransformatoren für Windpark- und Industrieanwendungen	189
Frank Busse, Martin Brüggemann, IPH GmbH Berlin,	
Andreas Thiede, Robert Nowak, HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden	
Demonstration der Eignung und Leistungsfähigkeit von HGÜ Schaltanlagen	203
Uwe Riechert, ABB Switzerland, Zürich, Schweiz,	
Cornelis Plet, DNV GL Energy, Arnheim, Niederlande,	
Jenny Josefsson, Semere Mebrahtu-Melake, ABB Sweden, Ludvika, Schweden	
Arman Hassanpoor, ABB China, Peking, China	
Herausforderungen an die moderne innovative Prüftechnik, um die Energiewende zu ermöglichen	217
Thomas Steiner, Raoul Harkenthal, Ralf Pietsch,	
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH, Dresden	
Präqualifikationstest für extrudierte 525-kV-HVDC-Kabelsysteme	235
Stephan Pöhler, Tennet TSO GmbH, Bayreuth	
How to design and control transformer noise	247
Miha Pirnat, Peter Tarman, Kolektor Etra d.o.o., Ljubljana, Slowenien	
Neues Konzept für Ausdehnungsgefäße von Leistungstransformatoren	257
Jörg Harthun, Tobias Stirl, GE Power, Mönchengladbach	
Neue Methode zur Kompensation von parasitären Gleichstrom-Ampere-windungen in Transformatoren	265
Peter Hamberger, Franz Klammmler, Siemens AG Österreich - Transformers, Linz, Österreich	
Erdschlusslöschspule unter Nutzung eines virtuellen Luftspaltes	273
Marcel Engel, Netze BW GmbH, Stuttgart	



AirRIP und EasyDry

Durchführungen, auf die
Sie sich verlassen können.

ABB Schweiz AG ist Marktführer in der Auslegung und Herstellung von Hochspannungskomponenten. Der Geschäftsbereich Durchführungen nimmt mit seinen trockenen und feingesteuerten Produkten der Marke Micafil weltweit eine Spitzenposition ein. abb.ch/electricalcomponents

ABB



Tradition und Innovationen für eine sichere und zukunftsorientierte Stromversorgung mit Leistungstransformatoren der Firma Kolektor Etra aus Slowenien:

Unser Fertigungswerk in Lubljana – Slowenien bietet Ihnen marktgerechte Produktlösungen für die Bereiche:

380 kV – 110 kV Hochspannungsstromnetz = Leistungstransformatoren bis zu 500 MVA sowie 420 kV.

**Kolektor Etra d.o.o. • Šlandrova ulica 10 • SI-1231 Ljubljana-Črnuče • Slovenija
T: 01 530 28 00 • www.kolektor-etra.si**

Entdecken Sie die Welt von Megger



Vom Kraftwerk bis zur Steckdose

Hochwertige Mess- und Prüftechnik für die Elektrowirtschaft

- Transformatorprüfung
- Leistungsschalteranalyse
- Schutzrelaisprüfung
- Batterieprüfung
- Isolationsprüfung
- Kabel-Fehlerortung-, Prüfung-, -Diagnose
- Prüfungen nach DIN VDE

Besuchen Sie auch unsere
"Fachtagung Österreich".
Mehr dazu finden Sie auf:
www.megger-on-tour.at

Megger[®]
Power on

MSENSE® BM – MONITORING FÜR DURCHFÜHRUNGEN.

Sicherheit mit intelligenten Sensoren.



17 %* der Ausfälle an Transformatoren sind auf den Defekt von Durchführungen zurückzuführen, die zugleich Hauptursache für Transformatorenbrände sind. Gleichzeitig steigt die Anforderung an die Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit der eingesetzten Transformatoren im Netz. Eine kontinuierliche Zustandsüberwachung und -bewertung der Durchführungen ist daher unumgänglich. MSENSE® BM von MR ermöglicht es, Fehler an Durchführungen frühzeitig zu erkennen und einzuschreiten, bevor der Transformator Schaden nimmt. *Quelle: Cigre A2.37

www.reinhausen.com

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Falkensteinstr. 8, 93059 Regensburg, Germany
Phone: +49 941 4090-0, E-mail: info@reinhausen.com



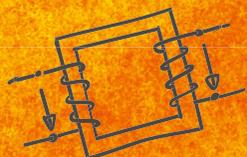
THE POWER BEHIND POWER.

NEU

VERLUSTFAKTOR



TTR

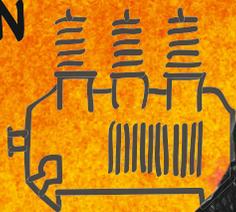


3-PHASEN-
PRÜFGERÄT



KURZSCHLUSS-
IMPEDANZ

WENIGER
VERKABELN



SCHNELLERES
PRÜFEN

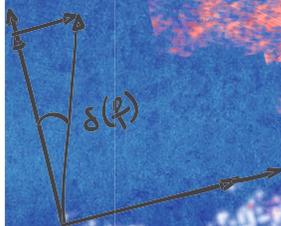
LEISTUNGS-
TRANSFORMATOR



ENTMAGNETISIERUNG

WICKLUNGS-
WIDERSTAND

DRM



Cornelius Plath
Product Manager

Schnelleres und leichteres Prüfen von Transformatoren als je zuvor...

... war unsere Vision für unser neues, leistungsstarkes und leichtes Prüfgerät. **TESTRANO 600** ist das erste tragbare, dreiphasige Prüfsystem, das alle gängigen elektrischen Prüfungen an Leistungstransformatoren unterstützt.

TESTRANO 600 reduziert den Verkabelungsaufwand und verkürzt die Prüfdauer erheblich – so kann ein Prüfaufbau für zahlreiche Prüfungen verwendet werden. Das System wurde eigens mit einem Leistungsverstärker entwickelt um noch präzisere Messungen zu ermöglichen. Das Multi-Touch-Farbdisplay erlaubt außerdem eine intelligente und einfache Bedienung.

Besuchen Sie uns an unserem Stand und erleben Sie TESTRANO 600 live.

www.omicronenergy.com/newTESTRANO600

OMICRON 



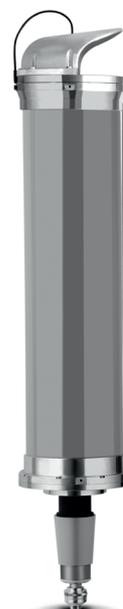
PFISTERER macht den **Leistungstransformator** steckbar

Ob Kabel- oder Freileitungsanschluss, Prüfadapter oder Überspannungsableiter: Alle Transformator-Komponenten von PFISTERER nutzen die universellen steckbaren Anschlussbuchsen des CONNEX Systems. Das macht Design, Inbetriebnahme und Einsatz von Transformatoren unerreicht flexibel.

Auch für Verteiltransformatoren hat PFISTERER alle Anschlusselemente im Programm, dazu noch Spannungsprüf- und -anzeigergeräte sowie Erdungs- und Kurzschließmaterial.



HV-CONNEX
Kabelanschluss



HV-CONNEX
Überspannungsableiter

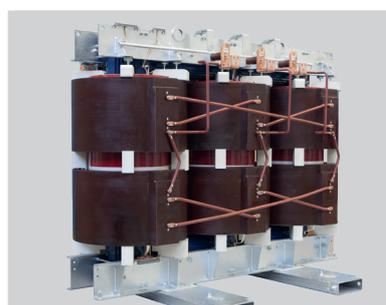


HV-CONNEX
Freileitungsanschluss

TRANSFORMATOREN

— 50 kVA - 1.200 MVA / 765 kV

Alles aus einer Hand | In jeglicher Bauart





SIEMENS
Ingenuity for life

Neue Transformatoren für neue Energie

Die zuverlässige Energieversorgung der Welt liegt uns am Herzen – genauso wie unseren Kunden. Wir entwickeln deshalb Lösungen, die den heutigen Herausforderungen der Energiewelt gerecht werden und dabei helfen, das Netz von morgen zu gestalten. Innovative Siemens-Transformatoren setzen dabei weltweit Maßstäbe – im urbanen Raum, bei der Integration erneuerbarer Energien und durch höchste Ausfallsicherheit.

Einige unserer jüngsten Innovationen sind:

- Transformatoren, Drosseln und Phasenschieber mit Ester-Isolierung (in allen Baugrößen)
- Leistungstransformatoren mit Wärme-Rückgewinnung
- Flexible und mobile Transformatoren und Drosseln zur Steigerung der Ausfallsicherheit (Pretact®-Konzept)
- GIC-sichere Transformatoren und Drosseln
- Transformatoren mit Modul zur Gleichstromkompensation
- Regelbare Drosselspulen mit sehr hohem Regelbereich
- HGÜ-Transformatoren bis 1.100 kV

[siemens.de/transformatoren](https://www.siemens.de/transformatoren)

**Technische und betriebliche Herausforderungen von
Offshore-Stationen**

Jochen Jung
TenneT Offshore GmbH
jochen.jung@tennet.eu
Deutschland

Der Beitrag lag bei Drucklegung nicht vor.

HGÜ-Projekte am Beispiel des Projekts SuedLink

Dr. Florian Exl
TransnetBW GmbH
f.exl@transnetbw.de
Germany

KURZFASSUNG

Im Beitrag wird ausgeführt, was Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ist und welche Überlegungen beim Einsatz dieser Technologie angestellt werden. Am Beispiel des Projekts SuedLink, einem mit ca. 700 km Übertragungstrecke der weltweit längsten HGÜ-Landkabelprojekte, wird dann aufgezeigt, welche Herausforderungen bei der Planung und Umsetzung solcher HGÜ-Projekte auftreten können und bewältigt werden müssen. Dabei spielen sowohl technische wie genehmigungsrechtliche Aspekte, sowie die Einbindung und Information der Bevölkerung eine Rolle.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2018

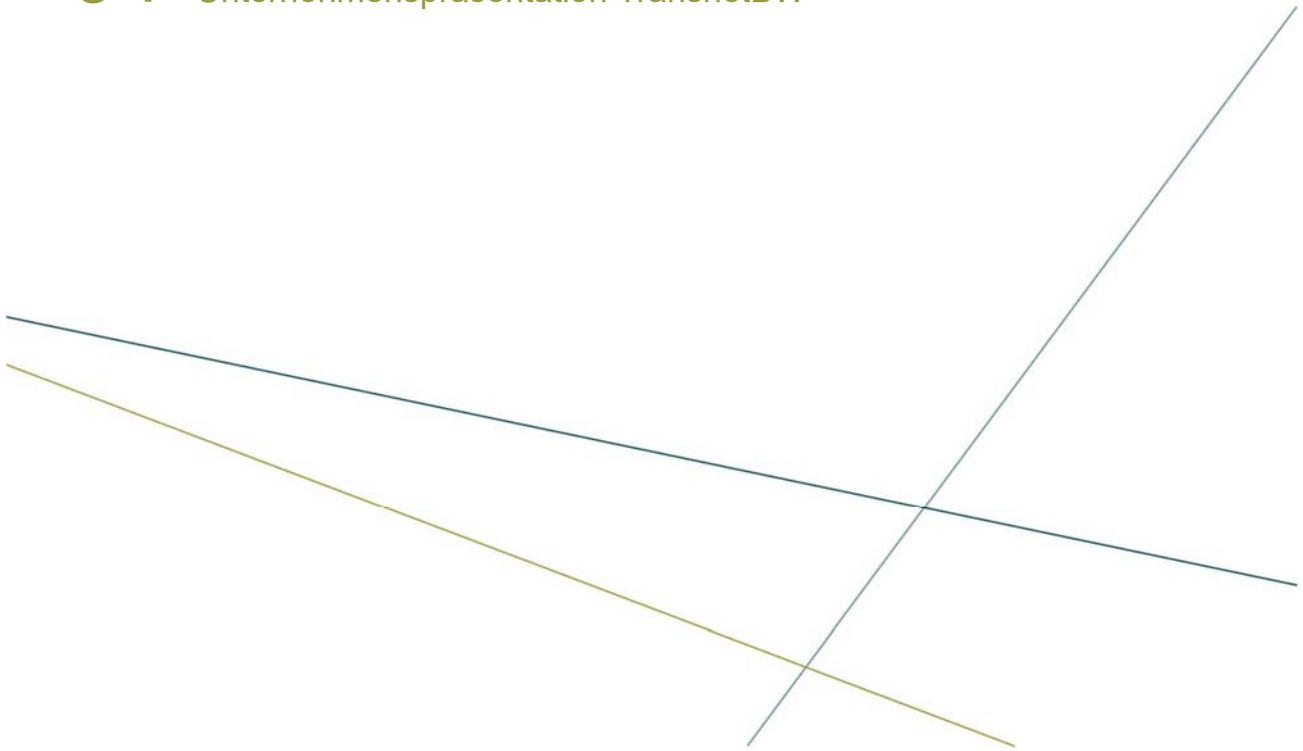
HGÜ-PROJEKTE AM BEISPIEL DES SUEDLINK

DR. FLORIAN EXL
Stuttgart, 6. März 2018

AGENDA

- 01 Unternehmenspräsentation TransnetBW
- 02 HGÜ – Grundlagen
- 03 Das Projekt SuedLink
- 04 Fragen

01 Unternehmenspräsentation TransnetBW



Unternehmen

ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER IN BADEN-WÜRTTEMBERG

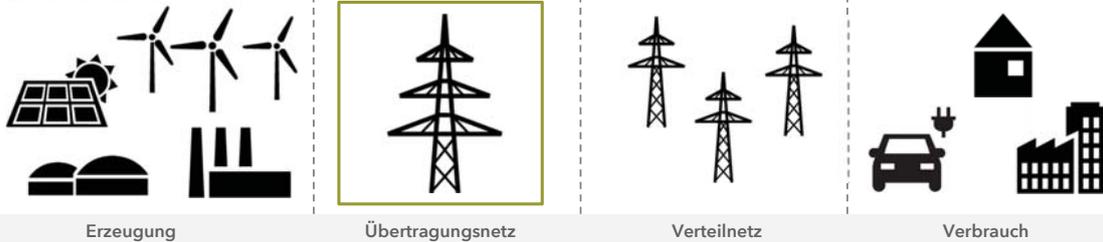


- / Mitarbeiter 600 (2016)
- / Umsatz 6,1 Mrd. € (Geschäftsjahr 2016)
- / Geschäftsmodell 100prozentige Tochter der EnBW Energie Baden-Württemberg AG und zertifizierter unabhängiger Transportnetzbetreiber (ITO-Modell)

Aufgaben

DAS ÜBERTRAGUNGSNETZ ALS BINDEGLIED ZWISCHEN ERZEUGUNG UND VERBRAUCH

1 Energie - vom Kraftwerk zum Verbraucher



2 Gesetzliche Aufgabe - § 11 Energiewirtschaftsgesetz

Verantwortung für...

- / einen transparenten und diskriminierungsfreien Netzzugang aller Marktteilnehmer ...
- / und eine jederzeit sichere Stromversorgung

Aufgaben

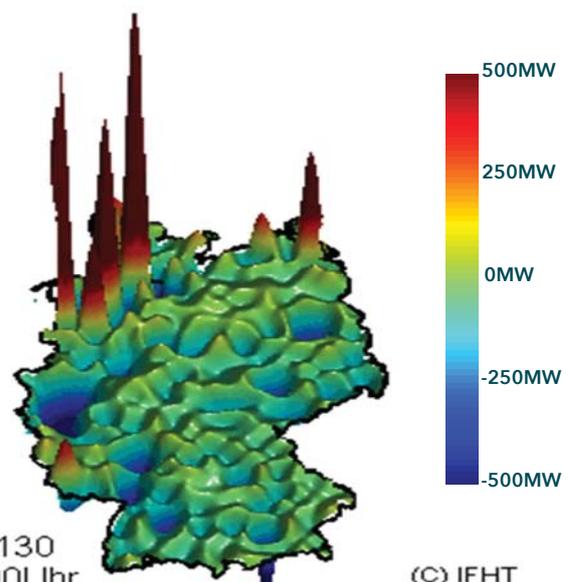
- / Koordinierung des diskriminierungsfreien Netzzugangs
- / Planung, Errichtung und Betrieb der Übertragungsnetze
- / Systemführung
- / Bilanzkreismanagement
- / Beschaffung von Systemdienstleistungen
- / Fahrplan- und Engpassmanagement

Seite 5

Herausforderungen der Energiewende

UNSER ENERGIESYSTEM IM WANDEL 2030: ZUBAU ERNEUERBARER ERZEUGUNG

- / Installierte EE-Leistung basierend auf 446 TWh EE-Stromerzeugung (80 %; P = 220 GW)
- / Sehr heterogene EE-Einspeisung
- / Nord-Süd-Gefälle
- / Hoher Übertragungsbedarf
- / Bei bestimmten Wetterbedingungen liegt die deutsche EE-Erzeugung um Faktor 2.4 über der Last



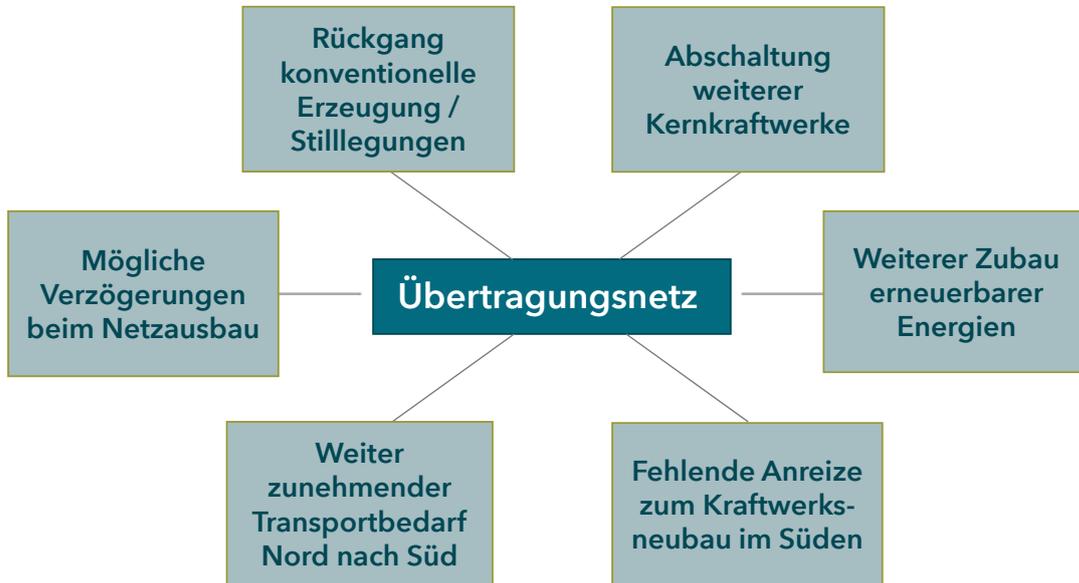
Quelle: Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH-Aachen 2016

Tag 130
00:00Uhr

(C) IFHT

Herausforderungen der Energiewende

AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE



Seite 7

Energiewende und Netzausbau

PLANUNG NEUER ÜBERTRAGUNGSWEGE



Netzentwicklungsplan 2030 (2. Entwurf):

- / **DC-Übertragungskorridore: geplanter Neubau in Deutschland**
Länge: 2.400 km
Übertragungskapazität: 8 GW
Nach Belgien, Dänemark, Norwegen: 330 km
- / **AC-Netz: geplanter Neubau**
Länge: 1.200 km
- / **DC/AC-Netz: geplante Verstärkung**
Länge: 7.600 bis 8.500 km (je nach Szenario)
- / **Investitionsvolumen:**
32 bis 34 Mrd. Euro
(je nach Szenario & Verkabelungsgrad)

Der Bedarf wird nach Überprüfung durch die BNetzA politisch bestätigt und gesetzlich verankert.

02 HGÜ - Grundlagen



02 HGÜ - Grundlagen

- / Was ist HGÜ?
- / Umrichtertopologien
- / Umrichtertechnologien

02 HGÜ - Grundlagen

WAS IST HGÜ?

- / HGÜ = Hochspannungsgleichstromübertragung
 - englisch HVDC = High Voltage Direct Current
- Jede HGÜ hat 2 Umrichter (englisch Converter)
 - / 1 Umrichter wandelt Wechselstrom in Gleichstrom
 - > Konverter
 - / 1 Umrichter wandelt Gleichstrom in Wechselstrom
 - > Inverter

02 HGÜ - Grundlagen

TECHNISCHE VORTEILE DER HGÜ

- / Gerichteter Energiefluss
- / keine Übertragung von Blindleistung
- / keine Erhöhung der Kurzschlussleistung am Einspeisepunkt
- / Entkopplung der Netze
- / Verbindung von
 - / Netzen unterschiedlicher Frequenz
 - / asynchronen Netzen

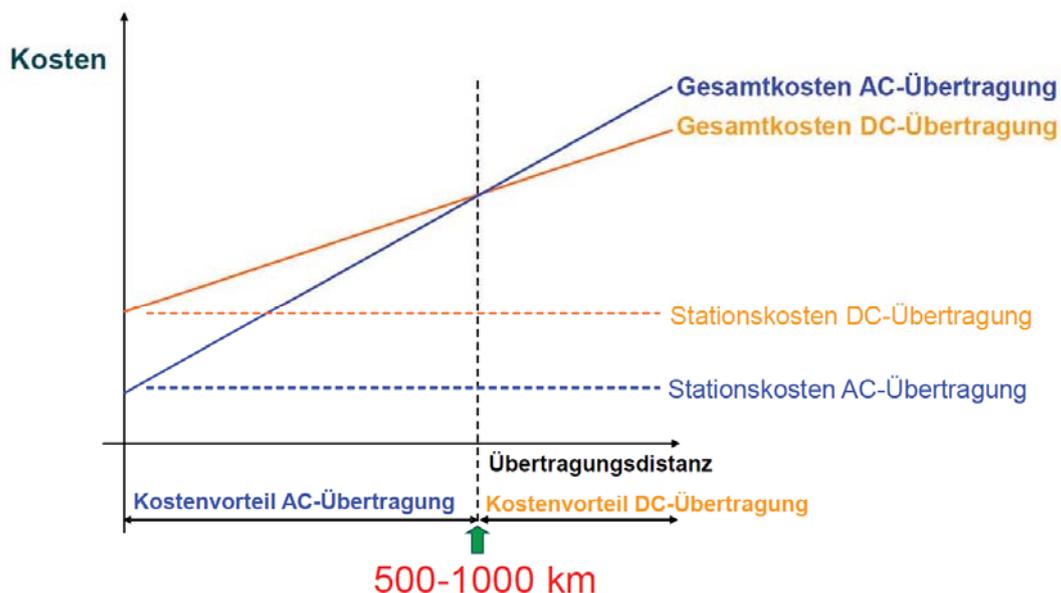
02 HGÜ - Grundlagen

TYPISCHE ANWENDUNGEN FÜR HGÜ

- / Fernübertragung von Energie
 - / z.B. von einem weit entfernten Kraftwerk in ein Ballungsgebiet (Bulk Power)
 - / üblicherweise keine Leistungsumkehr vorgesehen
- / Interkonnektoren zwischen Ländern oder zwischen Festland und Inseln
 - / Leistungsumkehr ggfs. vorgesehen
 - / häufig kommerzielle Projekte
- / Kurzkupplungen
 - / Konverter und Inverter sind in einem Gebäude
 - / Verknüpfung von asynchronen Netzen

02 HGÜ - Grundlagen

KOSTENVERGLEICH AC UND DC ÜBERTRAGUNG



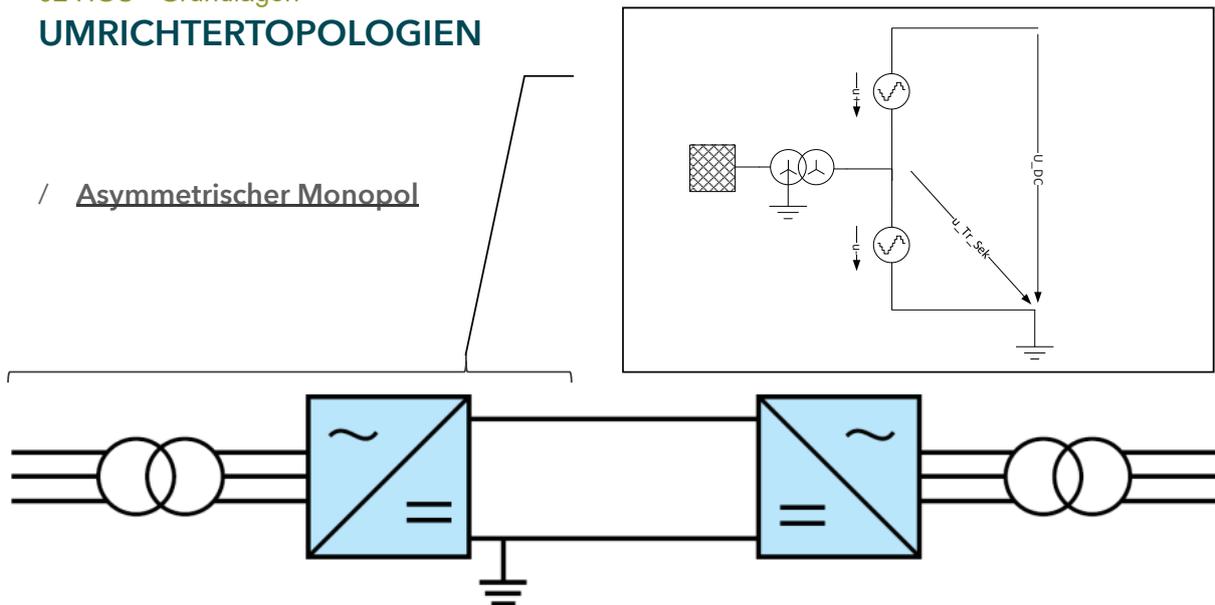
02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTOPOLOGIEN

02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTOPOLOGIEN

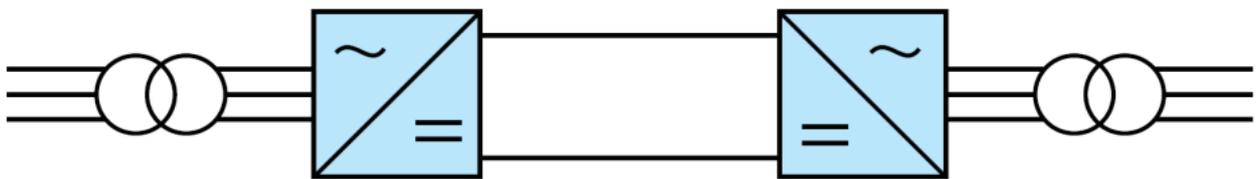
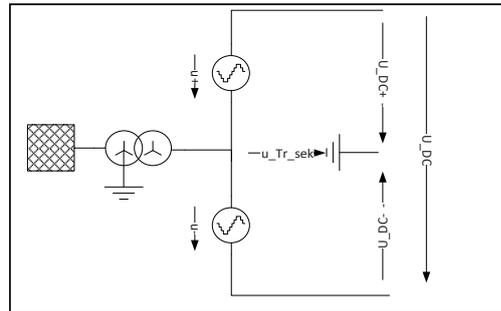
/ Asymmetrischer Monopol



02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTOPOLOGIEN

- / Asymmetrischer Monopol
- / Symmetrischer Monopol (SMP)

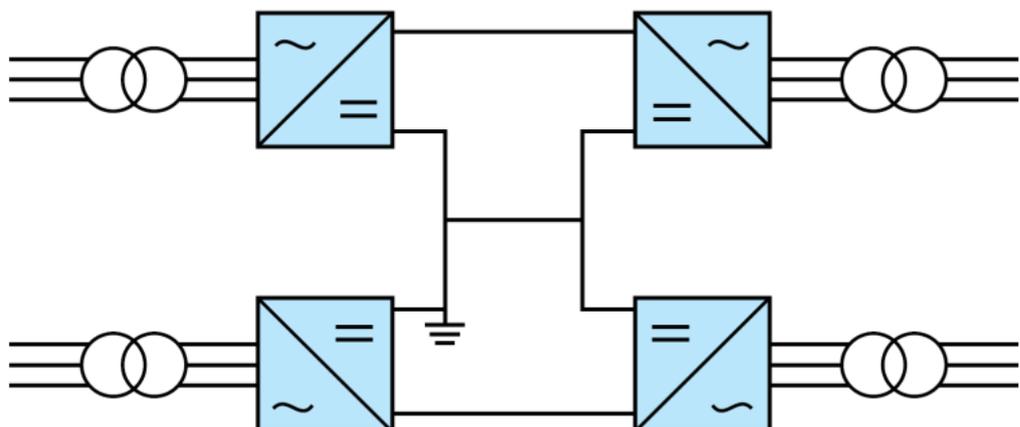


Seite 17

02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTOPOLOGIEN

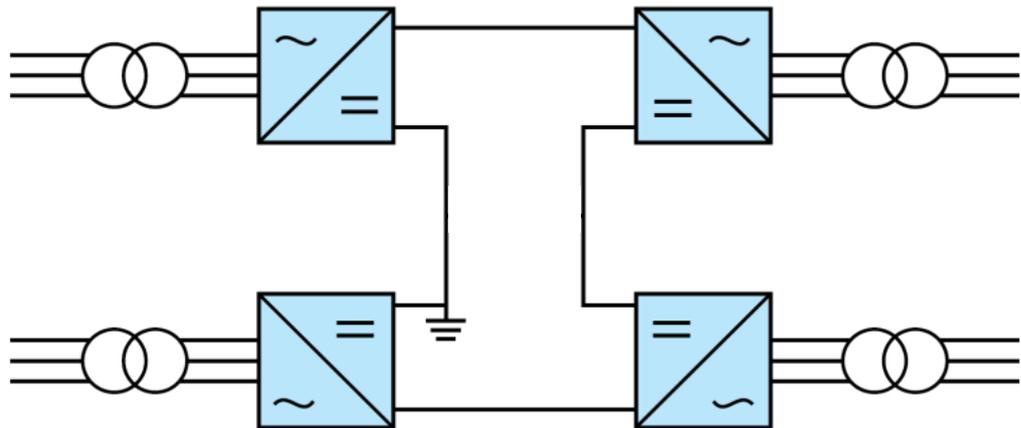
- / Asymmetrischer Monopol
- / Symmetrischer Monopol (SMP)
- / Bipol (mit Rückleiter)



02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTOPOLOGIEN

- / Asymmetrischer Monopol
- / Symmetrischer Monopol
- / Bipol (mit Rückleiter)
- / **Rigid Bipol**



02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTECHNOLOGIEN

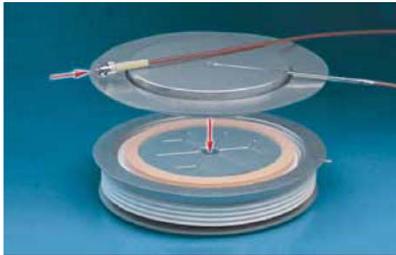
Netzgeführte HGÜ (LCC - Line Commutated Converter)

- / Thyristor-Technik
- / Kurzschluss- und Blindleistungsbedarf
- / stufenweise Blindleistungsbereitstellung
- / Leistungsumkehr durch Umpolung der Spannung
- / typischerweise Fernübertragung großer Leistungen (Bulk Power)
- / Leistungsbereich 300 - 6400 MW
- / Spannungen bisher bis 800kV umgesetzt
- / 1100kV in Entwicklung/Umsetzung (China)

02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTECHNOLOGIEN - THYRISTOR-VENTILE

- / Thyristoren werden als (Ein-)Schalter verwendet.
- / LTT-Technik (Light-Triggered Thyristor): der Thyristor wird durch die Injektion von Photonen ins Gate gezündet (40mW), Blockierspannung bis 8kV und Stromtragfähigkeit bis 4kA DC
- / ETT-Technik (Electrically Triggered Thyristor): bis 6,5kA Stromtragfähigkeit, Blockierspannung 8,5kV



Quelle: Siemens



Konvertertechnologien

LCC -THYRISTOR-VENTILE

- / Ventile werden in Ventilhallen luftisoliert aufgebaut
- / Modularer Aufbau einzelner Ventiltürme
- / Anzahl der Thyristoren pro Modul und Module pro Ventil ergibt die ausgehende Spannung (Reihenschaltung der Thyristoren)

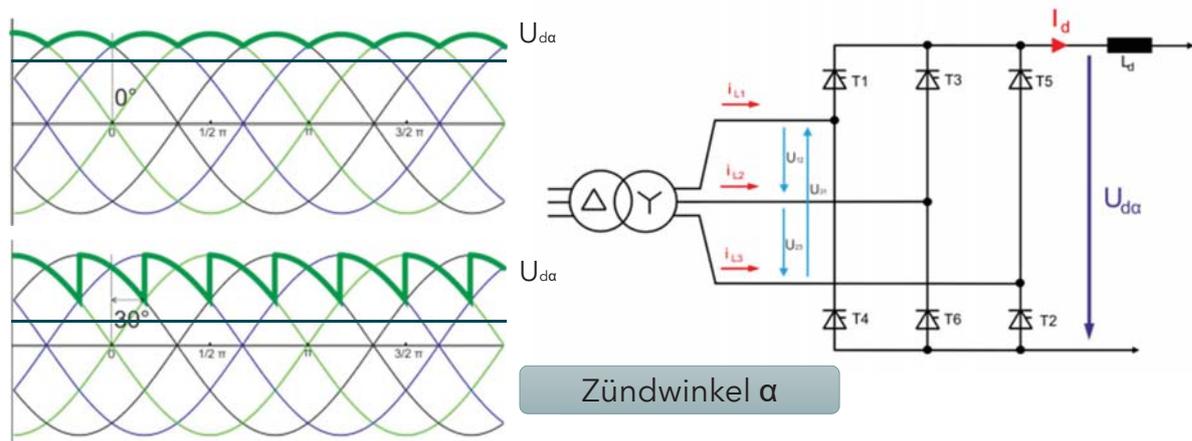


Quelle: Siemens

02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTECHNOLOGIEN - LCC-KONVERTERSTEUERUNG

- / Steuerung des Konverters wird erreicht, indem über sog. Zündwinkel der Mittelwert der DC-Spannung eingestellt wird
- / Zündwinkel gibt Zündverzug im Vergleich zum Verhalten einer ungesteuerten Diode an



02 HGÜ - Grundlagen

UMRICHTERTECHNOLOGIEN

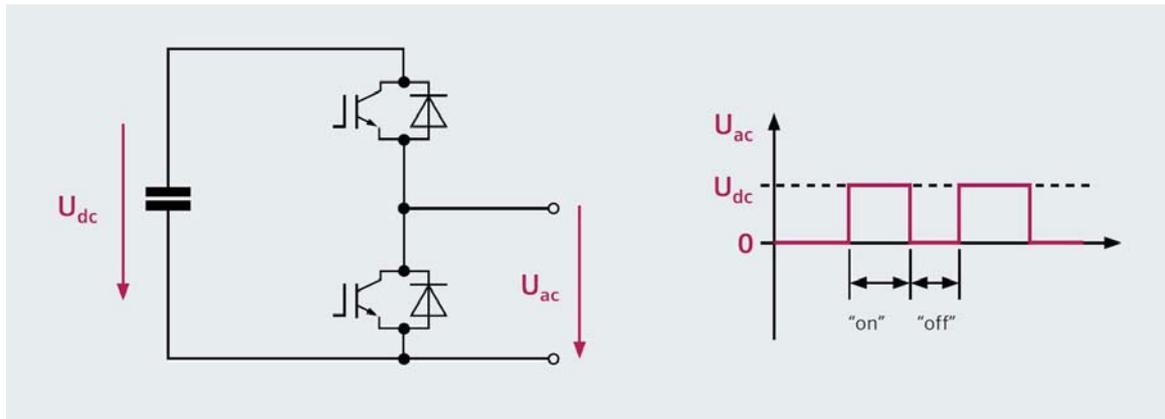
Selbstgeführte HGÜ (VSC Voltage Source Converter)

- / IGBT-Technik
- / stufenlose Blindleistungsbereitstellung
- / dynamische Spannungsregelung
- / Schwarzstartfähigkeit
- / Leistungsflussumkehr durch Änderung des Stroms, keine Umpolung nötig
- / vielfältig einsetzbar (Fernübertragung, Interkonnektor, Back-to-Back)
- / Leistungsbereich 50 - 1200 MW
- / Spannungen bis 320 kV realisiert
- / 400 kV und 525 kV in Planung bzw. Umsetzung

Umrichtertechnologien

VSC - IGBT-VENTILE, AUFBAU UND FUNKTION

- / IGBTs können den Strom unterbrechen (Ein- und Ausschalten)
- / VSC werden aus Submodulen aufgebaut
- / Sperrspannungen um 4.5 kV
 - / entsprechende Reserve bei Modulspannungen um die 2-3 kV
- / Schutzkonzepte bei Kurzschlüssen notwendig



Quelle: Siemens

Umrichtertechnologien

VSC - IGBT-VENTILE



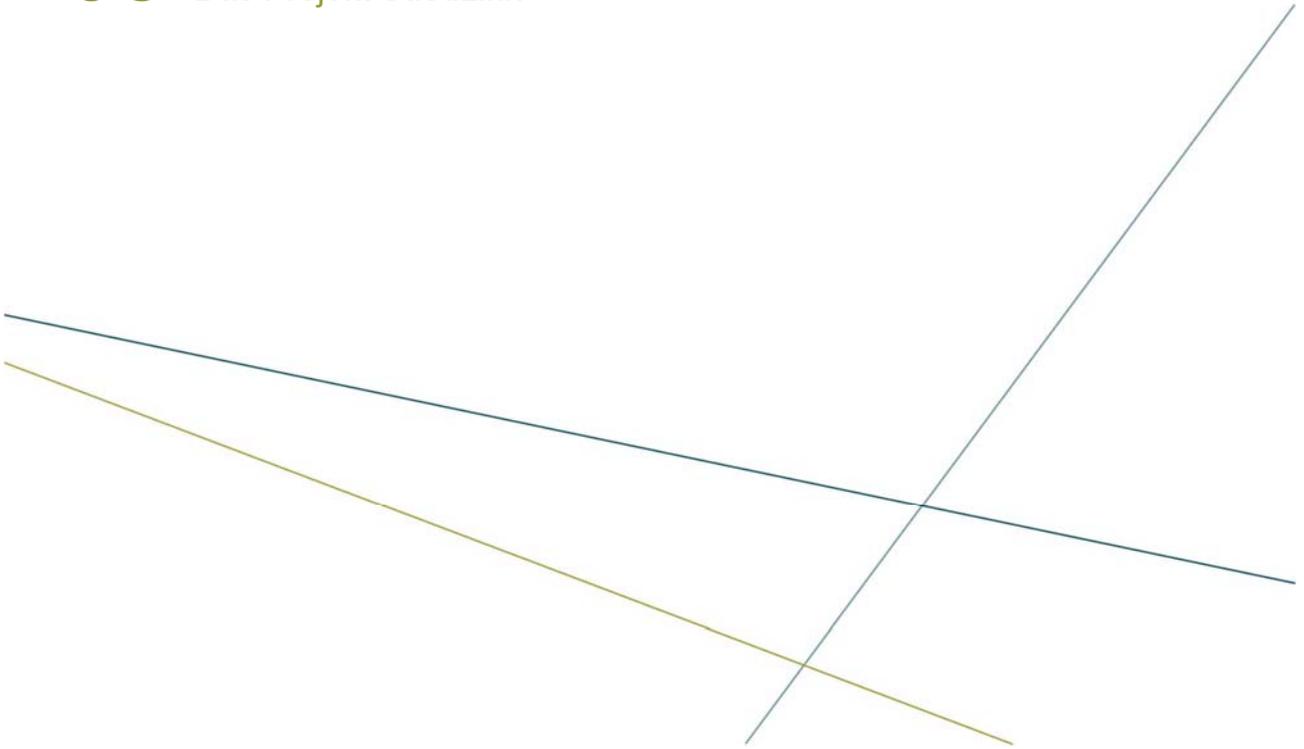
Submodul



Quelle: Siemens

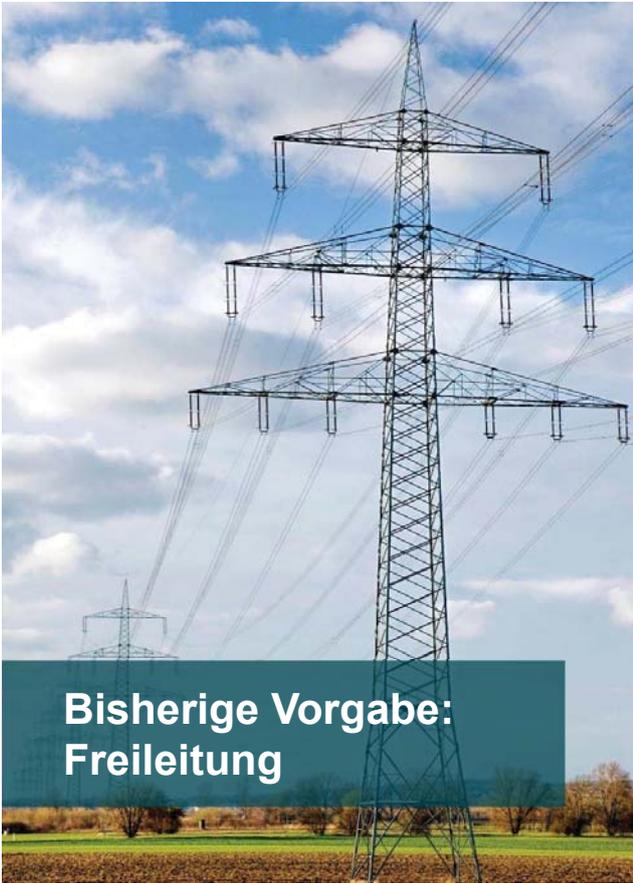
Umrichterhalle, Projekt INELFE

03 Das Projekt SuedLink



SuedLink sichert die Versorgung.

**Von Nord nach Süd.
Und Süd nach Nord.**



**Bisherige Vorgabe:
Freileitung**

Von der Europäischen Union kofinanziert
Fazilität „Connecting Europe“



Tennet TRÄNSNET BW



**SuedLink:
Zwei Leitungen.
Eine Stammstrecke.
Mit höchster Effizienz.**

Von der Europäischen Union kofinanziert
Fazilität „Connecting Europe“



Tennet TRÄNSNET BW

Steckbrief SuedLink

Status weltweit größtes Gleichstrom-Hochspannungskabelprojekt

gesetzliche EU Project of Common Interest (PCI)

Legitimation Bundesbedarfsplanung (BBPlG)

Kapazität 2 x 2.000 MW

Spannungslevel 525 kV bzw. 320 kV

Konverter VSC-Technologie (Rigid Bipol, Bipol mit MR oder SMP)

Kabellänge ca. 700 km x 4-6 Kabel à 525 kV oder

ca. 700 km x 8 Kabel à 320 kV

Sonderbauwerk Tunnel zur Elbkreuzung

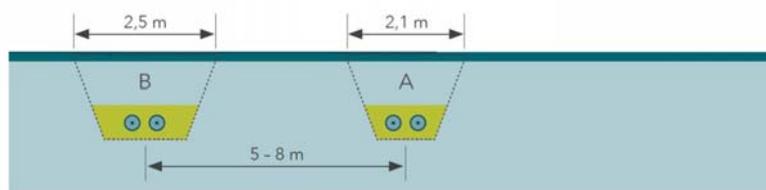
Ausschreibungsunterlagen

zwei Spannungsebenen 525kV 320kV

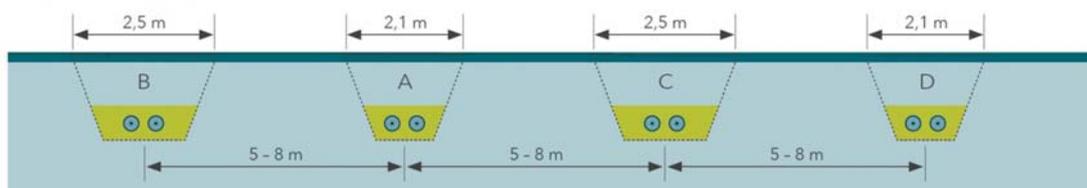
zwei Varianten BP+DMR / RB RBP / SMP

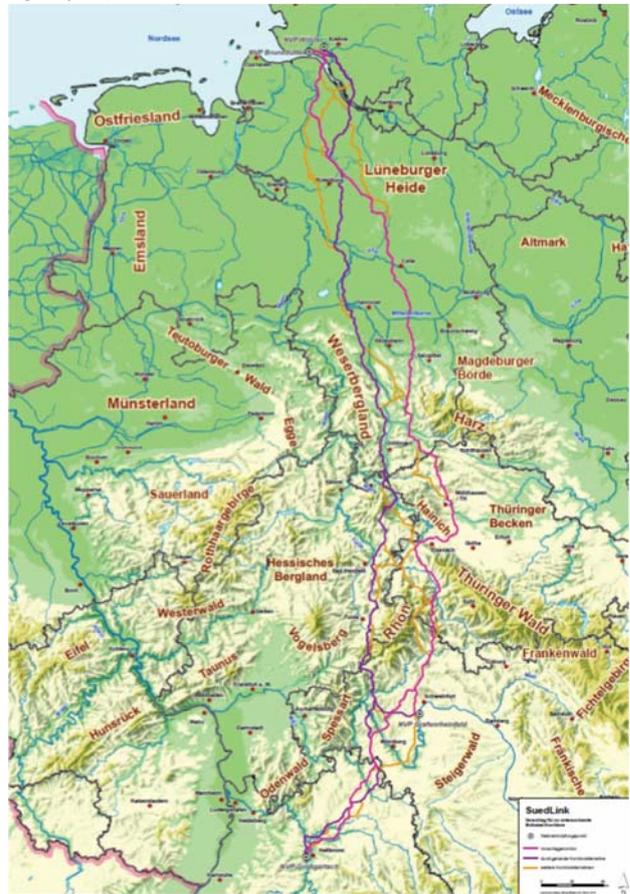
Regelprofil für die Kabelverlegung

Beispiel für Regelprofil einfache Strecke - eine Verbindung



Beispiel für Regelprofil Stammstrecke - zwei Verbindungen





Antrag: Unser eingereichtes Netz

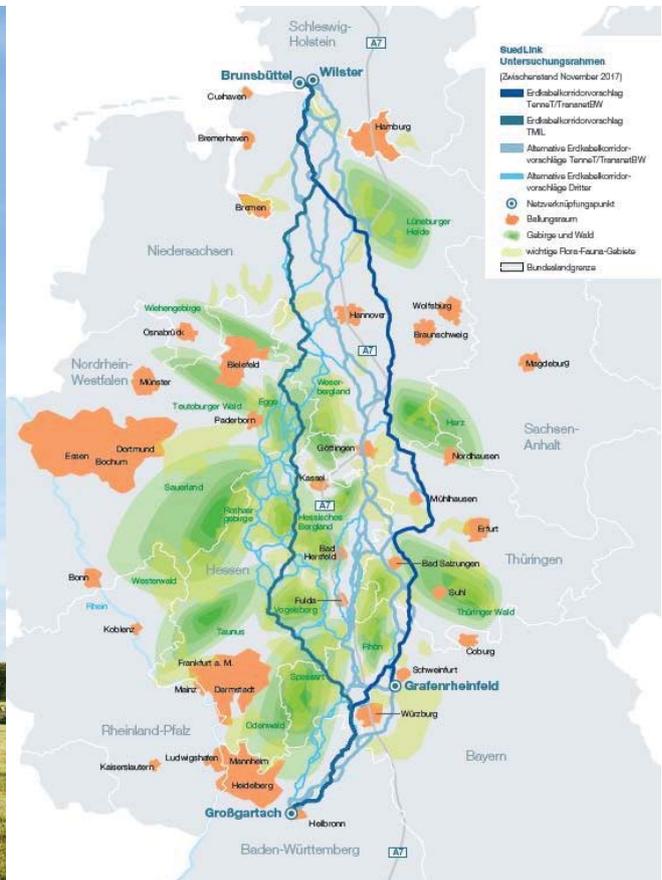
Von der Europäischen Union kofinanziert
 Fazilität „Connecting Europe“

TENNET TRÄNSNET BW



Prüfung des Vorschlags des Freistaats Thüringen

Von der Europäischen Union kofinanziert
 Fazilität „Connecting Europe“



TENNET TRÄNSNET BW



Frühjahr 2017
Beginn Bundesfachplanung



Ende 2018
Abschluss Bundesfachplanung (BNetzA legt einen Korridor fest) / Beginn Planfeststellungsverfahren



2020/21
Abschluss Genehmigungsverfahren



Bis 2025
Bau und Inbetriebnahme

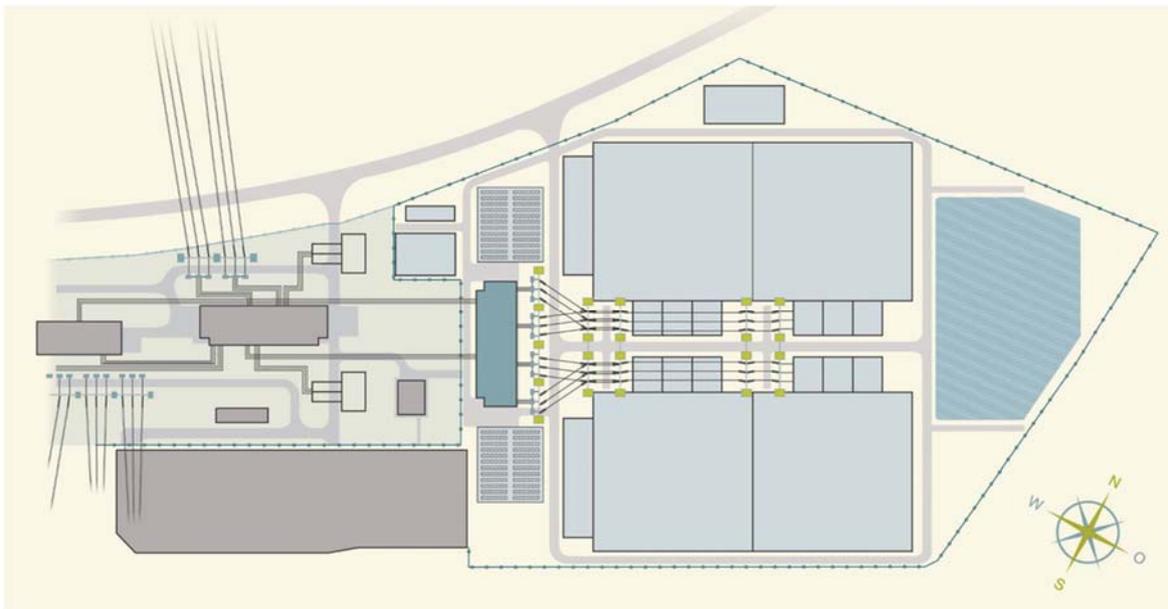


Der weitere Weg

ABLAUF GENEHMIGUNGEN KONVERTER GROßGARTACH



DARSTELLUNG GESAMTANLAGE



Gelände UW Großgartach mit Konverter

FOTOREALISTISCHE DARSTELLUNGEN (ENTWURF)



Blick auf Umspannwerk mit Konverter von Süden nach Norden

compactLine

Ein neues raumoptimiertes Freileitungssystem

Bastian Bohm, 50Hertz

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2018

6./7.März 2018



Agenda

1	Idee und Projekt
2	Mechanische Versuche
3	Elektrische Versuche
4	Projektbegleitende Akzeptanzforschung
5	Ergebnisse und Zusammenfassung

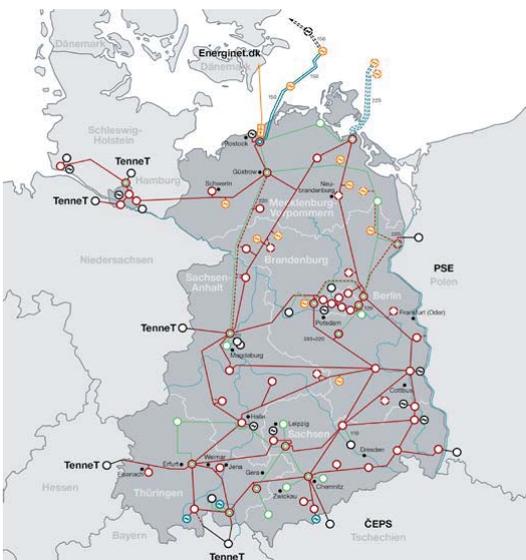
Agenda

1	Idee und Projekt
2	Mechanische Versuche
3	Elektrische Versuche
4	Projektbegleitende Akzeptanzforschung
5	Ergebnisse und Zusammenfassung

02.02.2018 Bohm



Motivation für das Projekt



- Ersatz von 220 kV Leitungen
- Einsatz einer raumsparenden 380 kV Technologie mit innovativen Masttypen
- 380 kV Technologie soll 220 kV Korridore in Höhe und Breite nicht übersteigen
- Einhaltung gesetzlicher Rahmenbedingungen/RL und kosteneffizient

02.02.2018 Bohm



Wesentliche technische Vorgaben

- 380kV Doppelsystemfreileitung
- Geeignet für 220 kV Trassen
- Beseilung: Viererbündel 435/55 Al/St
- Spannfeldlänge: bis zu 420m
- Mindestbodenabstand: 12,5m
- Begehbarkeit der Traverse

02.02.2018 Bohm



5

Ausgangsfragen

1 — Durchhang —

Durchhang reduzieren?

Mindestbodenabstand vergrößern?

2 — Ausschwingen —

Ausschwingen reduzieren?

3 — Mastform —

Entwicklung schmalere Mastformen?

02.02.2018 Bohm



6

Projekt & Konsortium

Projektziele:

Technische Entwicklung und Prüfung einer kompakten 380kV-Freileitung

Begleitende Untersuchungen zur Akzeptanz

Errichtung einer Pilotleitung in der 50Hertz-Regelzone

Projektkoordination:



Projektpartner:



Mit Unterstützung von:



Projektlaufzeit:

Dez 2013 – 2019 (geplant)

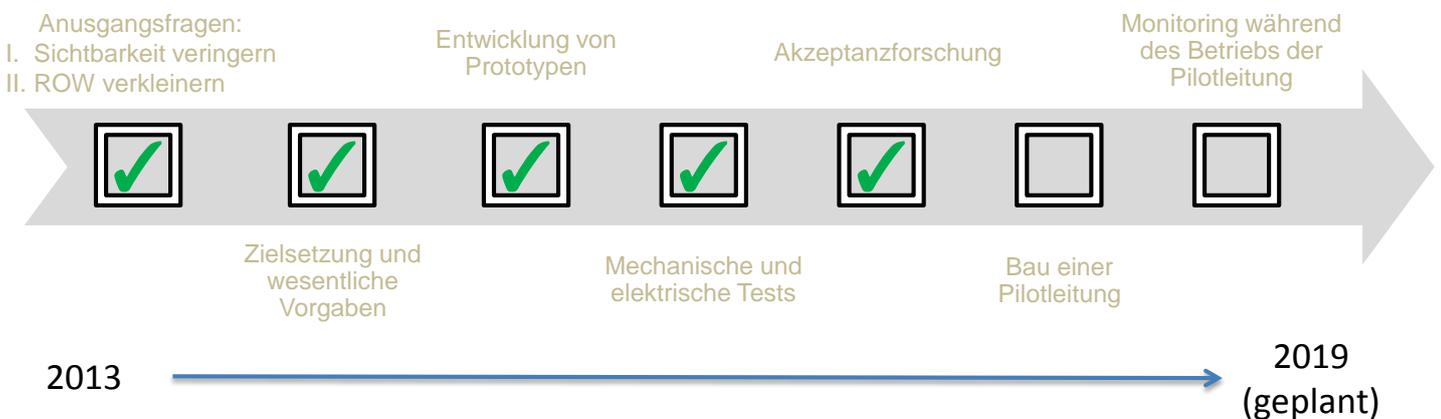
Projektförderung:



02.02.2018 Bohm



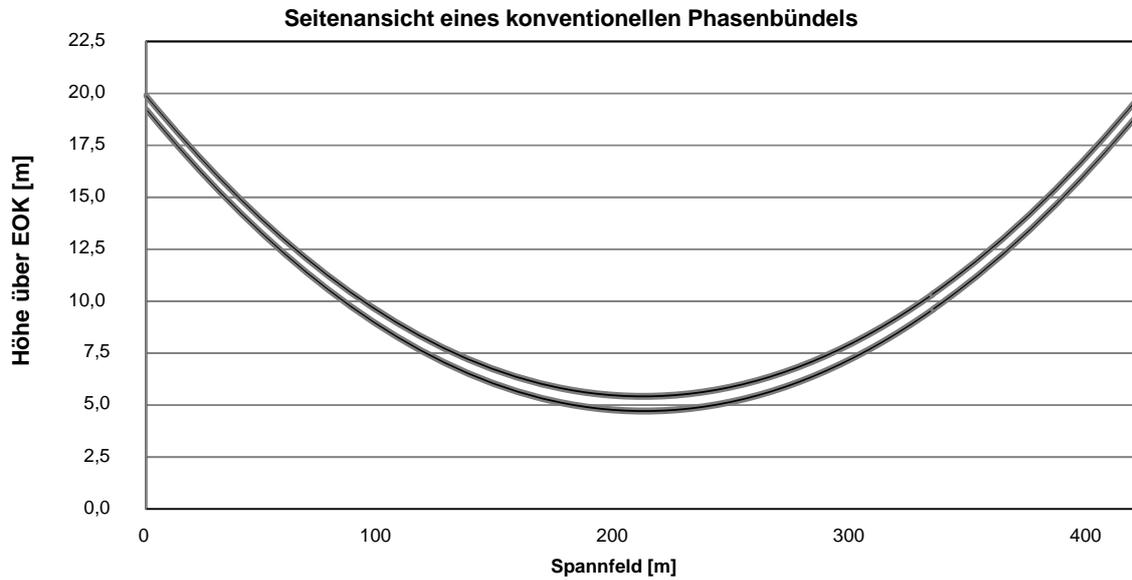
Zeitlicher Ablauf des compactLINE Projektes



02.02.2018 Bohm



Grundidee (1/3)

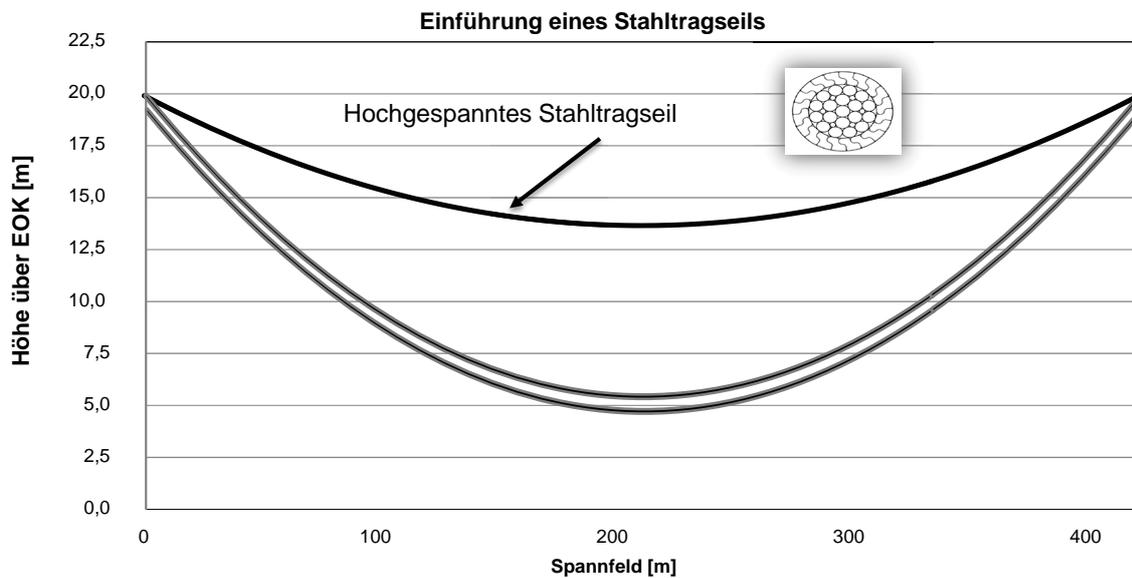


02.02.2018 Bohm



9

Grundidee (2/3)

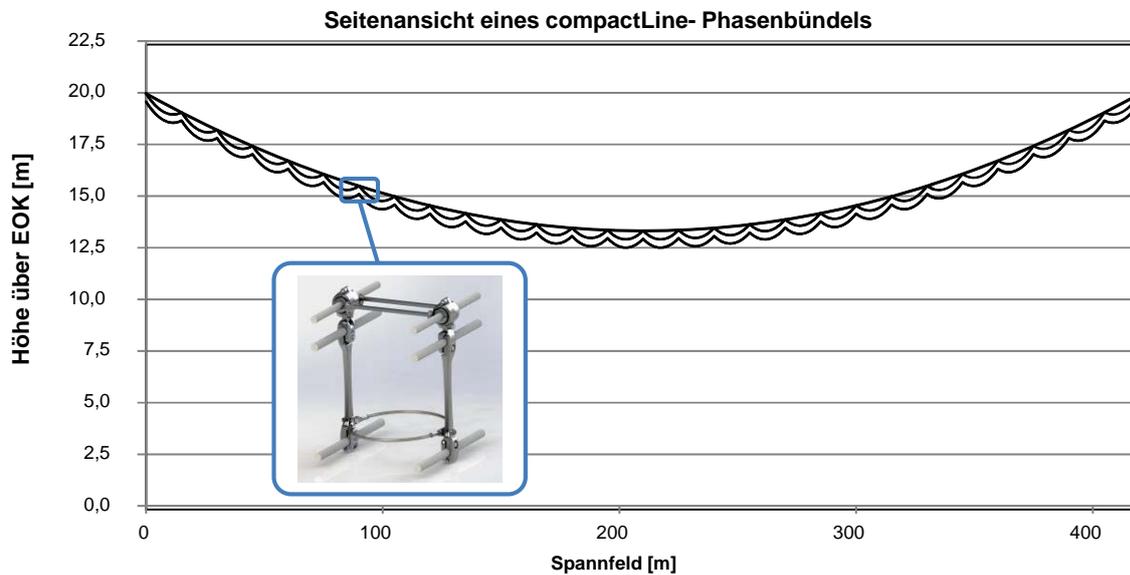


02.02.2018 Bohm



10

Grundidee (3/3)



02.02.2018 Bohm



Agenda

- | | |
|---|---------------------------------------|
| 1 | Idee und Projekt |
| 2 | Mechanische Versuche |
| 3 | Elektrische Versuche |
| 4 | Projektbegleitende Akzeptanzforschung |
| 5 | Ergebnisse und Zusammenfassung |

02.02.2018 Bohm



Daten zum Versuchsfeld

- Lage: Faulbach bei Wertheim am Main
- Länge: 1100 m
- Spannfelder: 2 mal 380 m
- Ankerpunkte für Stahltragseile/Leiterseile: 4 mal 1000 kN
- Höhe Mittelportal: 25 m



02.02.2018 Bohm



Aufbau Versuchsfeld



Beginn: November 2014

02.02.2018 Bohm



Aufbau Versuchsfeld



Vergießen der Stahltragseile nach dem Verlegen

02.02.2018 Bohm



Aufbau Versuchsfeld



Spannen der Stahltragseile mit Flaschenzug

02.02.2018 Bohm



Eisabwurfversuche



02.02.2018 Bohm



Eisabwurfversuche



Ruheposition vor Eisabwurf

02.02.2018 Bohm



Eisabwurfversuche



Maximales Hochschnellen bei Eisabwurf

→ Kein überschlagen der angehängten Seilbündel

02.02.2018 Bohm



Eisabwurfversuche



Ruheposition vor Eisabwurf



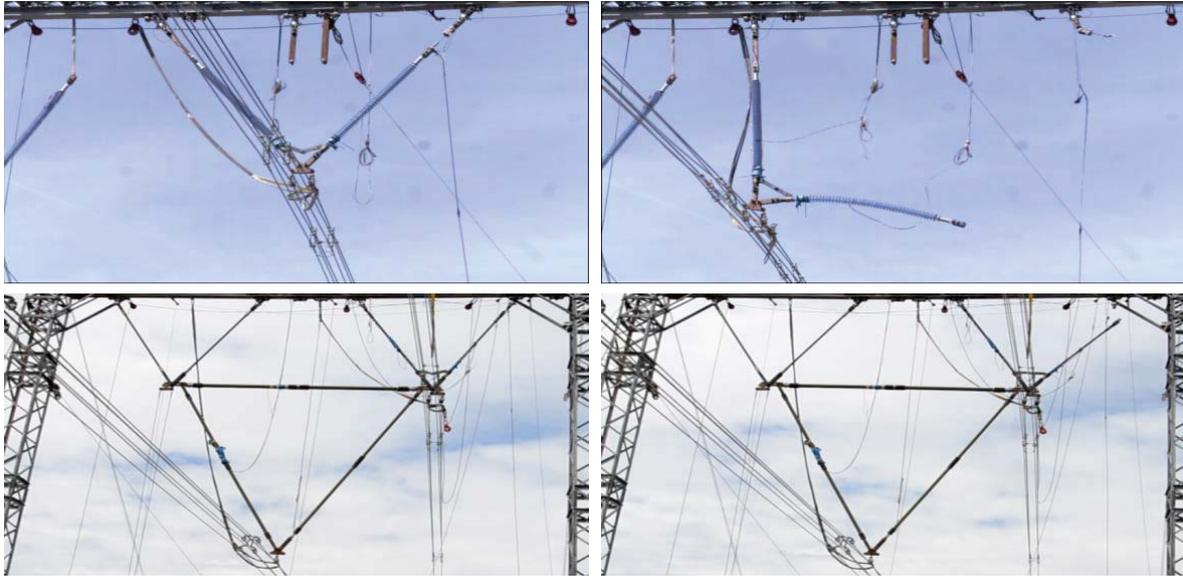
Maximales Ausschwingen

→ Max. Ausschwingen in Leitungsrichtung am Tragpunkt bei 2-facher Eislast: 40 cm

02.02.2018 Bohm



Lastumlagerungsversuche an Tragketten



Vor und nach der Bruchsimulation

02.02.2018 Bohm



Lastumlagerungsversuche an Abspannkette



- 25 Versuche Lastumlagerung an Abspannketten
- Maximale Zugkraft an Abspannkette: 750 kN
- Maximaler Kraftstoßfaktor im dynamischen Fall: 1,15

02.02.2018 Bohm



Lastumlagerungsversuche an Abspannkette



Vor und nach der Bruchsimulation

02.02.2018 Bohm



Montageversuche



Bisheriger Fahrwagen



Neu entwickelter Fahrwagen

→ Entwicklung eines neuen Fahrwagens für 2 Monteure (bisher 1 Monteur)

02.02.2018 Bohm



Agenda

1	Idee und Projekt
2	Mechanische Versuche
3	Elektrische Versuche
4	Projektbegleitende Akzeptanzforschung
5	Ergebnisse und Zusammenfassung

02.02.2018 Bohm



Hochspannungsversuche an Isolatorenketten und Bündelanordnungen

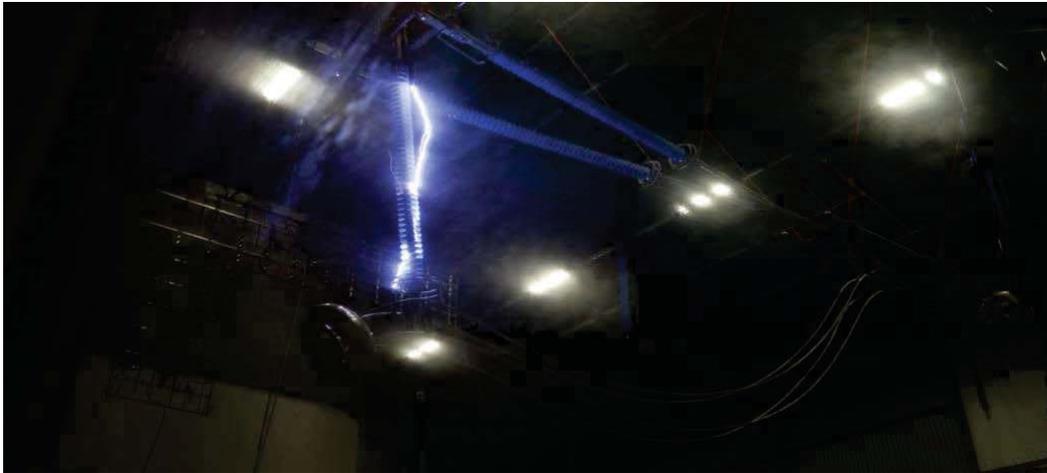


Versuchsaufbau RIV-Prüfung Abspannkette

02.02.2018 Bohm



Hochspannungsversuche an Isolatorenketten und Bündelanordnungen



Zündung von Lichtbogen bei Schaltstoß

02.02.2018 Bohm



Hochstromversuche an Bündelanordnungen mit Tragbündelabstandhaltern

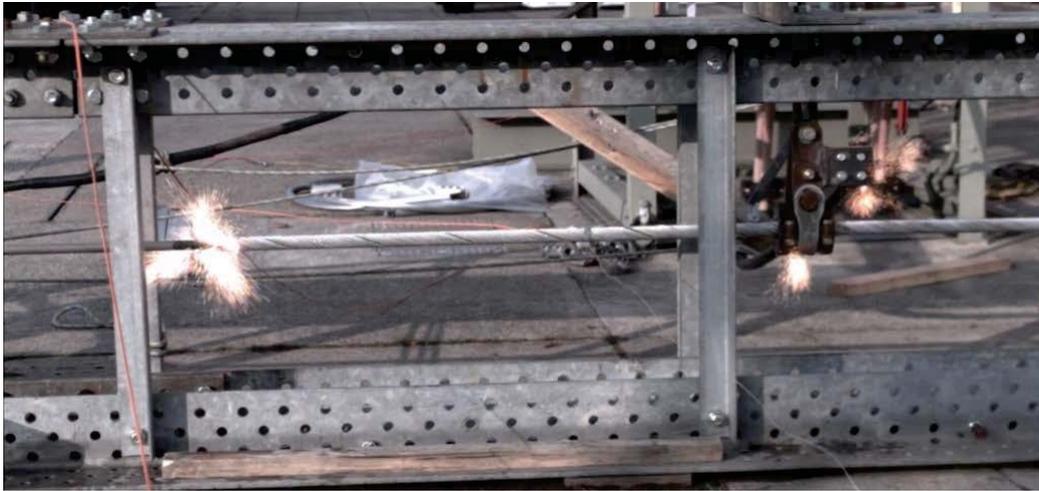


Kurzschlussversuch mit 40 kAeff

02.02.2018 Bohm



Hochstrom an Stahlseilklemmen unter mechanischer Last

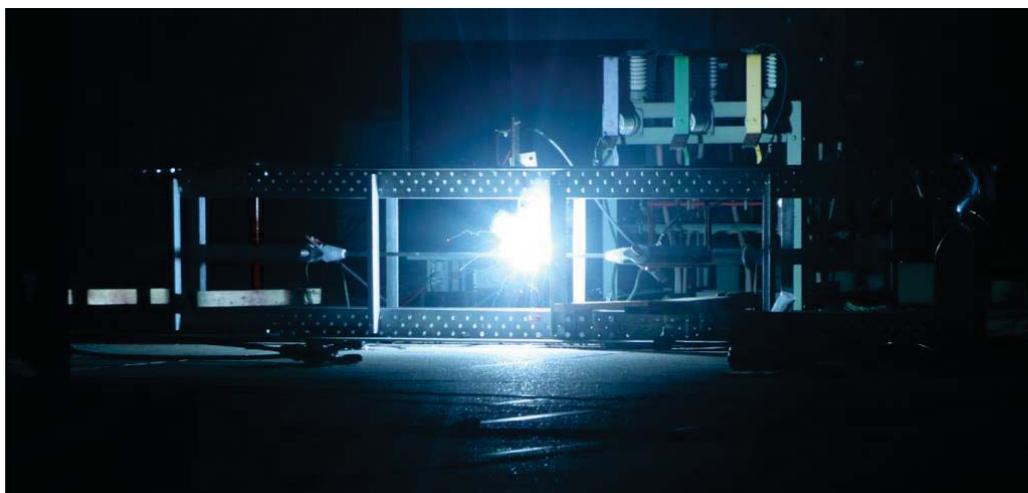


Kurzschlussversuch über Tagklemme

02.02.2018 Bohm



Blitzeinschlagversuche an Stahltragseilen unter mechanischer Last



Blitzeinschlagversuche an 36 mm Stahltragseil

02.02.2018 Bohm



Agenda

1	Idee und Projekt
2	Mechanische Versuche
3	Elektrische Versuche
4	Projektbegleitende Akzeptanzforschung
5	Ergebnisse und Zusammenfassung

02.02.2018 Bohm



Ziele und Vorgehensweise

Interviews



Workshops



ca. 1.000 Teilnehmer

Umfragen



Schwerpunkte der Akzeptanzforschung:

- Erarbeitung spezifischer Einflussfaktoren für die Akzeptanz von Freileitungen
- Ableitung, inwieweit insbesondere Designalternativen von Freileitungen Einfluss auf die Akzeptanz haben

02.02.2018 Bohm



Vergleich Tragmasten

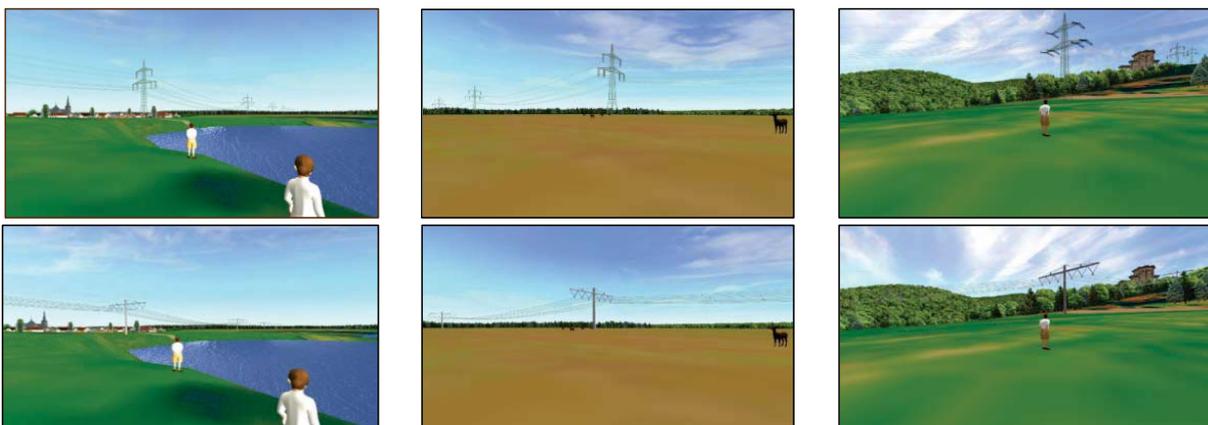


Die drei untersuchten Tragmastvarianten wurden visualisiert.

02.02.2018 Bohm



Visualisierungen



Siedlung/ See

Flaches Gelände

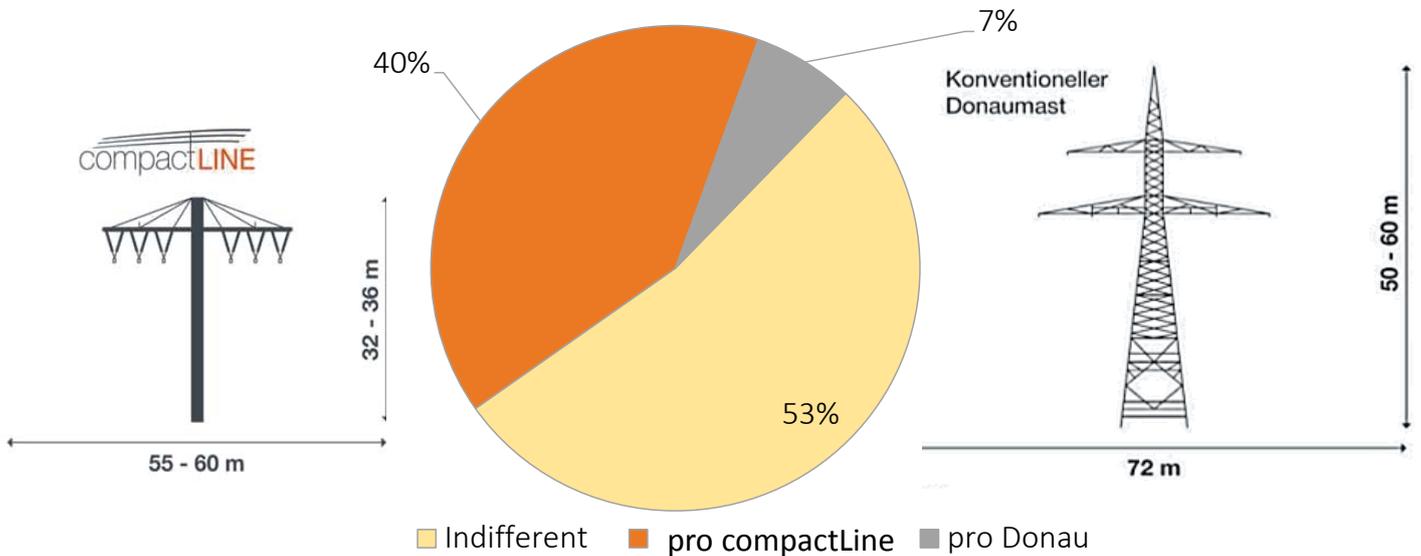
Hügliges Gelände

Anhand verschiedener Raumszenarien wurden drei Akzeptanzgruppen identifiziert.

02.02.2018 Bohm



Ergebnisse der Akzeptanzgruppen



02.02.2018 Bohm



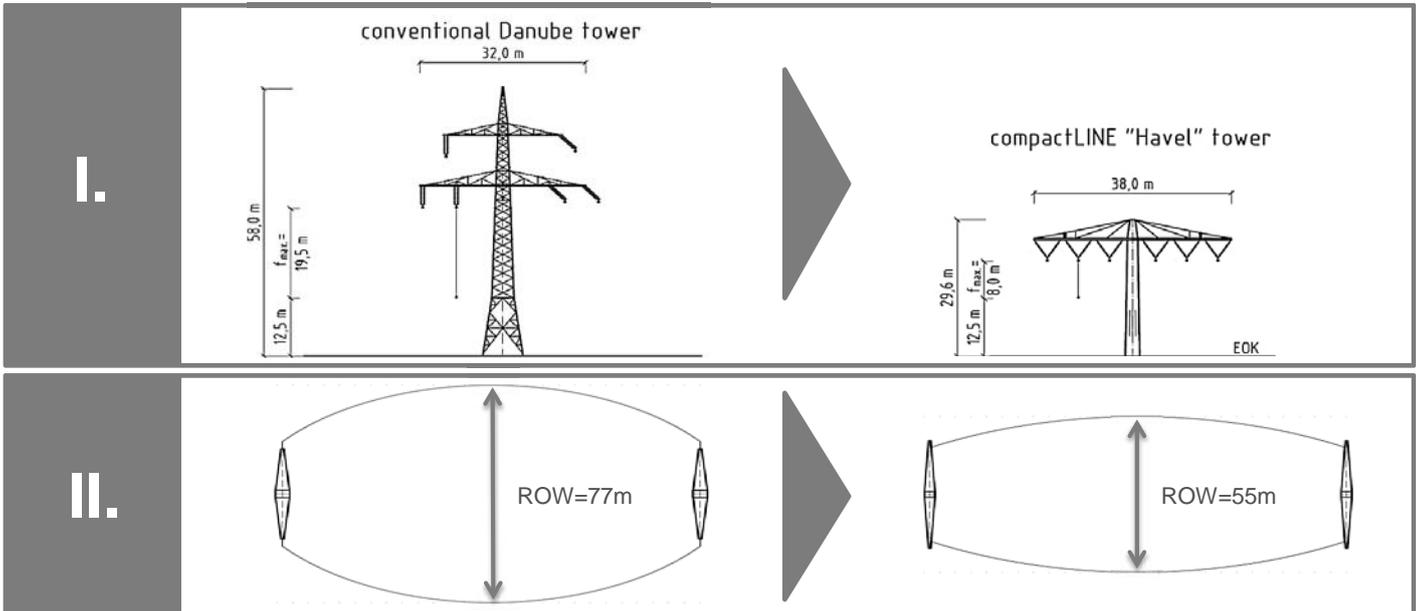
Agenda

1	Idee und Projekt
2	Mechanische Versuche
3	Elektrische Versuche
4	Projektbegleitende Akzeptanzforschung
5	Ergebnisse und Zusammenfassung

02.02.2018 Bohm



Zielsetzungen wurde erreicht

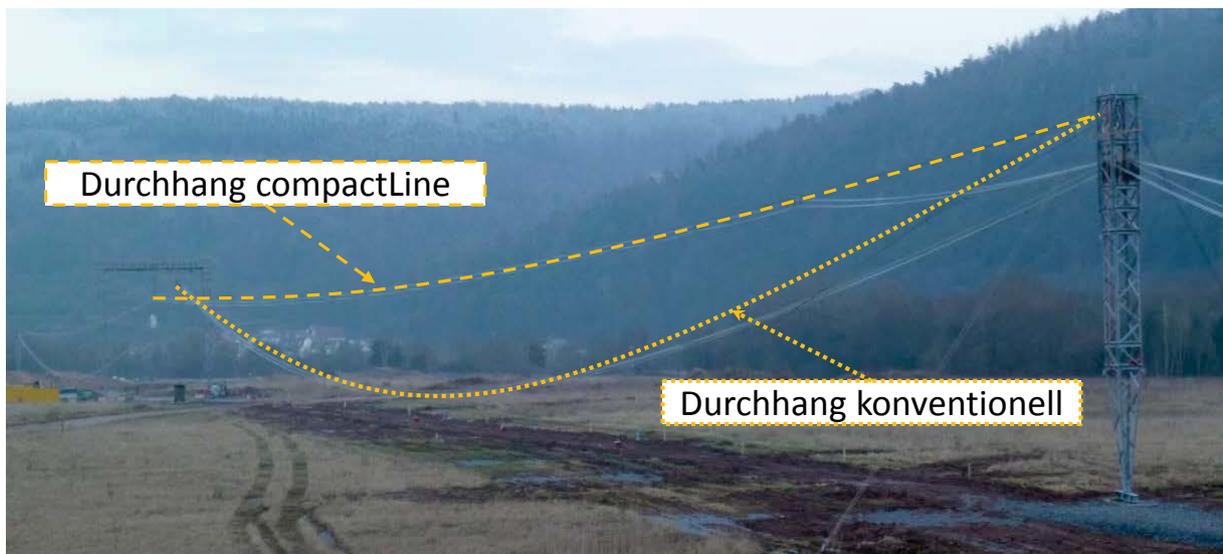


02.02.2018

Bohm



Vergleich Durchhang



02.02.2018

Bohm



compactLine: Videolink

https://www.youtube.com/watch?v=3EOhHWj6Glo&index=1&list=PLjRp1019yvcTzepRmShh_vmbuGvgKnCAX

02.02.2018 Bohm



VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT!



Bastian Bohm

Jan Scheffer

Manfred Murr

Prof. Dr.-Ing.
Markus Feldmann

Dr.-Ing.
Heinrich Pohlmann

Dr.-Ing.
Milad Mehdiانpour

50Hertz Transmission
GmbH

Forschungsgemeinschaft für Elektrische
Anlagen und
Stromwirtschaft e.V.
Hallenweg 40
68219 Mannheim

Richard Bergner
Elektroarmaturen
GmbH & Co. KG
Bahnhofstraße 8-16
91126 Schwabach

RWTH Aachen -
Institut für Stahlbau
Mies-v.-der-Rohe-Str. 1
52074 Aachen

SAG VTZ Langen
Pittlerstraße 44
63225 Langen

Bundesanstalt für
Materialforschung und
prüfung/ IPU Ing. GmbH
+49 30 – 2461 - 7235
m.mehdiانpour@ipu-ing.de

+49 30 - 5150 - 2097
bastian.bohm@
50hertz.com

+49 – 621 - 8047-187
jan.scheffer@
fgh-ma.de

+49 - 9122 - 87 - 1364
manfred.murr@
ribe.de

+49 - 241 - 80 - 25177
feldmann
@stb.rwth-aachen.de

+49 – 6103 - 7600 - 119
heinrich.pohlmann@
sag.eu

Manfred Brückner
LAPP Insulators GmbH
+49 – 9232 – 50 4204
mbrueckner@lappinsulators.de



02.02.2018 Bohm | Pohlmann

40

STEVIN – Ein hochinnovatives 380 kV – Leitungsbauprojekt STEVIN – a high-innovative 380 kV transmission line project

Goffinet Jean-François
Elia Engineering
Jean-francois.goffinet@elia.be
Belgium

KURZFASSUNG - SUMMARY

This paper describes the long process of building a new compact line 400 kV from early possible innovative designs until energizing.

It gives the different steps that have been followed by the Belgian TSO elia when developing and building a new concept of 400 kV OHTL.

The objective was to reach a better public acceptance for a new 400 kV line to be built to the Belgian coast (Stevin project). Different possible designs have been compared and then a choice has been made for the lattice tower with insulated cross-arms.

This decision has led to the writing of different specifications and conclusion of frame agreements to build partnerships with the suppliers of the insulated cross-arms, a new technology for elia also using a new type of insulators (composite).

Elia was not alone in this process and has also contracted some external experts to help writing specifications, to evaluate the designs proposed by the selected suppliers as well as their test reports. Also their ability to guarantee high quality products was assessed by factory audits.

Then in particular for special structures as insulated cross-arms, testing is a key for real guarantee that it will perform correctly during a life time expected to be at least 40 years. Mechanical tests have been followed by electrical tests leading to some adaptations of some pieces before production.

Of course these developments have been made taking into account the needs of the Stevin project and the specific requirements to get the permits. That's why for example two types of insulated cross-arms have been developed : pivoting Vee and non-pivoting Vee.

Not only designing and testing a new type of structure is a challenge but also building and maintaining.

For the 4 contractors being involved in the construction of the 400 kV compact line, it was quite difficult but after some time they came with some mounting procedures that were tested and validated by elia.

The future maintenance of these compact lines has been from the beginning discussed and has led to the development of maintenance solutions by a working group associating different disciplines of elia as well as external parties. These solutions have been first tested in a safe environment (training centre) and then on the real line.

The development of a new design of line is a long journey for a TSO and requires time to assess at all the steps that the chosen solution is robust and safe enough to assume all its functions (good operation, high availability, reliability and safe maintainability) during the long expected lifetime of a line for a TSO as elia.

1. A long process for looking for new innovative designs

The first inquiry for new tower designs was launched in the beginning of **2008** in the frame of the need for new 400 kV line projects : Stevin – extension of the 400 kV grid to the Belgian coast and Brabo – reinforcement of the 400 kV grid in the Port of Antwerp.

The requirements of this inquiry were :

- Minimum visual effects on the landscape
- Low EMF and noise levels under the line
- A transport capacity of 3GVA/circuit

A Working Group was established at this time to run this research and make some proposals to the Elia management. A trigger was also the observed trend in Europe to come with new designs to improve the acceptance of new lines by all the stake holders, internally and externally.

This led to an international survey/review of the compact designs with pro's and contra's realised since 1950 until the last years through contacts within Cigré, suppliers and other TSO's.

The conclusions of this first study were :

- Big diversity in the ~10 designs regarding silhouettes ;
- Some innovative designs are applied very locally (e.g. near a town), others for a complete line ;
- The use of steel poles is better on the aesthetical side compared to lattice tower but with extra CAPEX and OPEX costs.

Elia compared in detail 5-6 of these new tower designs with the standard 380 kV lattice tower design. The comparison was made as objective as possible using scores and weighted factors covering different aspects as :

- Permits and authorisations : landscape integration and EMF levels ;
- Finance : CAPEX and OPEX costs ;
- Safety and maintenance friendly.

After this work, Elia retained 2 options with the best scores, namely the steel pole or the lattice tower with insulated cross-arms compared to a classic lattice tower.

The aim of this next step was also to compare the Total Cost of Ownership of a complete standard line using the different tower designs. The results were quite similar for the different designs and the choice was then left to the project management with as recommendation the use of lattice towers with insulated cross-arms with a 350 m average span.

Also a lot of actions were left at the end of **2008** regarding this new technology for Elia :

- Specifying the design and delivery of insulated cross-arms ;
- Qualifying suppliers of composite insulators ;

- Working out procedures and tools on insulated cross-arms.
- Developing inspection and maintenance guidelines for insulated cross-arms ;

2. The development of a new tower design

As a TSO is rather conservative and wants to keep its good records regarding AIT¹ or ENS², there was then a need to come with proved designs using composite insulators suppliers with good reputation and long experience. In the last decades, Elia has mainly used glass insulators.

1. Designing insulated cross-arms

Due to the development of the composite insulators in the last decades, it came to maturity in the 1990's and led to the edition of a lot of IEC standards after 2000.

In parallel, Cigré has published in 2002 a guide in Electra [1] and IEEE has issued in 2008 a guide for Braced Insulator Assemblies for OHTL 60 kV and Greater [2] even if this technology was not new and had been used for decades in USA.

This is also important for a TSO to be able to rely on international standard even if standards are only a starting point and minimum requirements. Becoming familiar with these standards requires a lot of time and experience due to the big amount of tests being performed on the composite insulators. At first sight, it can give to a newcomer a feeling of unreliability ; in fact it's more a question of trying to eliminate the bad designs.

Starting with this new technology has led Elia not to rely only on its internal expertise limited at this time with composite insulators and insulated cross-arms :

- As part of the Elia Group, Elia could also rely on the experience of its sister company 50Hz in Germany with already some experience with composite insulators and having therefore a specification.
- Due to our close contacts with neighbour TSO's as TenneT and to the development of their famous Wintrack towers with insulated cross-arms, it was obvious for Elia to rely on their experience and to have some contacts with their experts and with the experts from KEMA-DNV GL.

The specifications were issued by Elia in 2011 taking into account both experiences.

In parallel, an Insulation Coordination Study for Elia's 380 kV Compact Transmission Line was also made by STRI to assess the electrical performance of Elia's design. It gave also some input for Elia's specification about maximum E-field levels on the insulated cross-arms.

2. Finding the right suppliers at the right price

Having good connections with other TSO's (TenneT, REE, RTE,..) and being a member of Cigré helps to share information as well as experience with suppliers.

¹ Average Interruption Time

² Energy Not supplied

A first contact with different suppliers took place in 2008 Cigré session in Paris as well as during INMR World Congress 2009 in Crete.

Consequently an Assessment Matrix or Question list was sent to all the possible suppliers of insulated cross-arms in 2009 in the frame of a Request For Information. The idea was to gather information about the products of the suppliers and their ability to meet Elia requirements. Most of the supplier's candidates were also met to discuss their answers.

Due to the importance of the insulated cross-arms in the construction of new 400 kV lines or in the uprating of existing 150 kV lines, Elia has decided to qualify 2 suppliers in order to:

- be sure to have a qualified supplier on time³ ;
- have a redundancy in 2 products ;
- share all the risks (financial, technical,..) between 2 suppliers.

The option was also to build a long-term partnership with both suppliers with a 6+2 years frame agreement signed in 2012. The purpose of Elia was also to go through a learning path about this new technology.

The selection of the 2 suppliers was based on a European Tender following internal Elia rules and defined criteria.

3. Reviewing the design and testing

Based on the lack of expertise at Elia and in order to assess the design of the 2 suppliers, Elia has contracted STRI for different tasks as :

- evaluating the electrical design of the insulated cross-arms by simulations based on the drawings and characteristics of the materials used ;
- reviewing the design and type test reports already available ;
- making some recommendations for documentation and testing.

The idea of the 1st point was to assess the design by **electrical field calculations** in relationship with Elia's requirements. This study has led to the modification of some pieces before going to the laboratory, and so saving time and money.

Due to the complexity of IEC standards around composite insulators for a newcomer, the 2nd task could be performed more efficiently by experienced experts in this field.

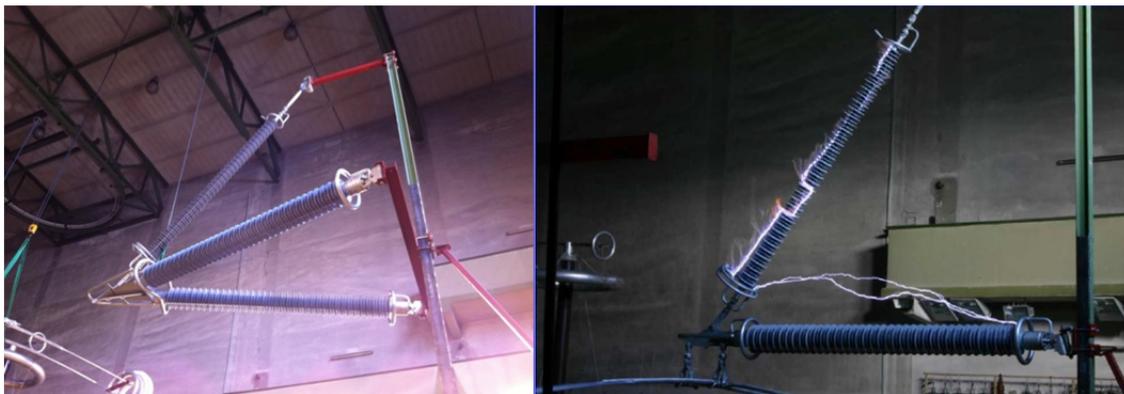
When **testing** these complex systems, the first step is of course to assess the **mechanical** capacity of all the pieces. Therefore the application of the load cases on the complete system is a must but requires a correct set-up as well as proper measurement devices.

³ Bad experiences with other technologies have showed that long delays or failures in type testing are possible ; in this project, both suppliers had some delay compared to original planning.



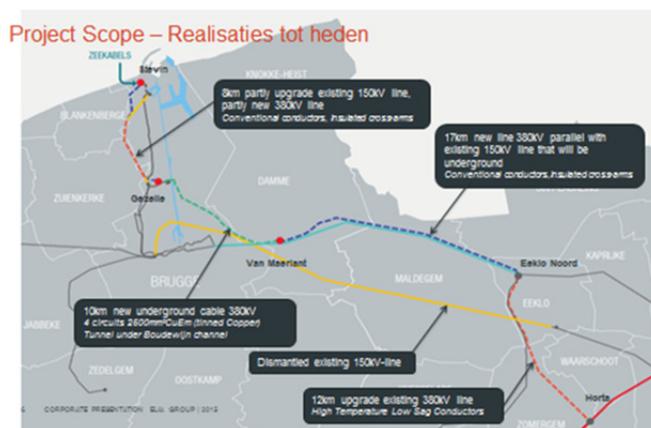
These tests were very useful as they revealed some weaknesses in the original design of some pieces (hinge e.g.) as well as connection parts.

After these 2 assessments, all the **electrical** tests were passed successfully.



It seems easy but all these tests together can take 1 up to 2 years to be completed depending on the required adaptations of the design and the availability of the laboratories.

4. Application to the Stevin project



The current 150kV-grid in the coastal region in Belgium was insufficient to answer all the future energy needs. The Stevin project realizes a new 380 kV connection between the coast and the existing 380kV backbone grid. It addresses 4 major needs of which the connection of the growing offshore windfarms in the North Sea (up to 2200 MW) and the interconnection (1000 MW) capability with the UK are the most important. A high diversity of technical and innovative solutions - as the compact line with insulated cross-arms - was necessary to raise public acceptance and obtain the necessary permits to realise the project [3-7].

In order to limit the visual impact of the new 380 kV line a new tower top design with insulated cross-arms was chosen for the different sections :

- Gezelle – Stevin section (8,2km). This section re-uses about 60% of an existing 150kV corridor.
- For the Eeklo – Van Maerlant section (17,3km) a new OHTL has been constructed parallel to an existing 150kV-line. The use of pylons with insulated cross-arms limits the visual impact and makes it look similar to the existing line. On this part 4-bundle classic conductors 707AAAC-2Z has been installed.



Figure: existing 150 kV line with new compact line 380 kV

In order to keep as much as possible the same tower silhouette on the complete sections and to be able to withstand high compression loads, Elia has decided to use both Pivoting Vee for

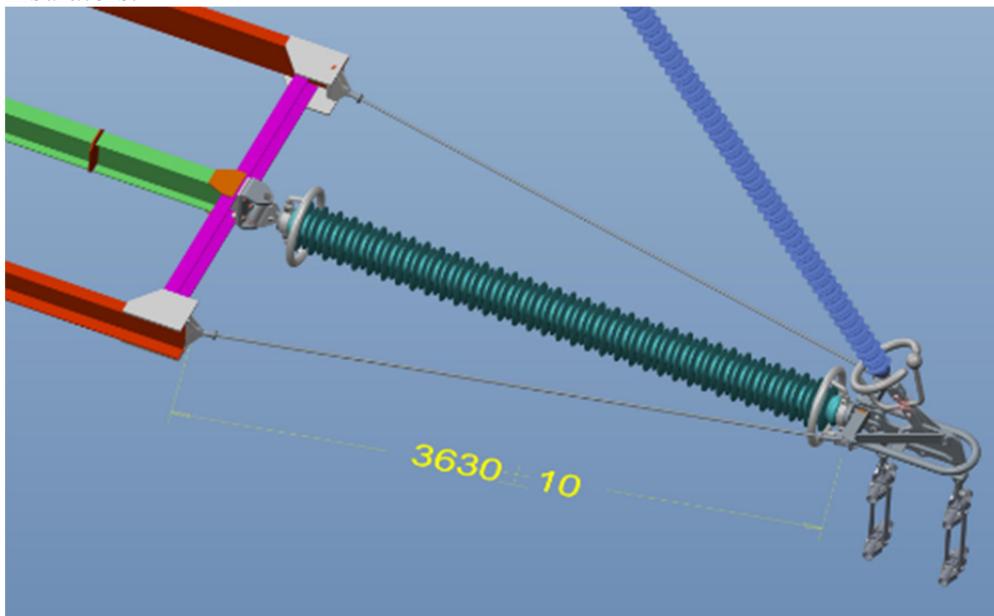
tangent towers (up to 3 gon running angle) and Non Pivoting Vee designs for small running angles < 10 gon.

The use of NPV was also to limit the length of a section with PV avoiding stability risks according to IEEE guide [2]. According to this guide, it is important to verify the stability of a section by optimising the angles of the insulated cross-arms as well as limiting the number of following pivoting Vees. This was assessed by KEMA-DNV GL by different studies, the last one being performed for the Stevin project is based on a new wind model also applicable to Belgian coast (see paper B2-110 from 2014 Cigré session [8]).

5. Blocking and accessing insulated cross-arms

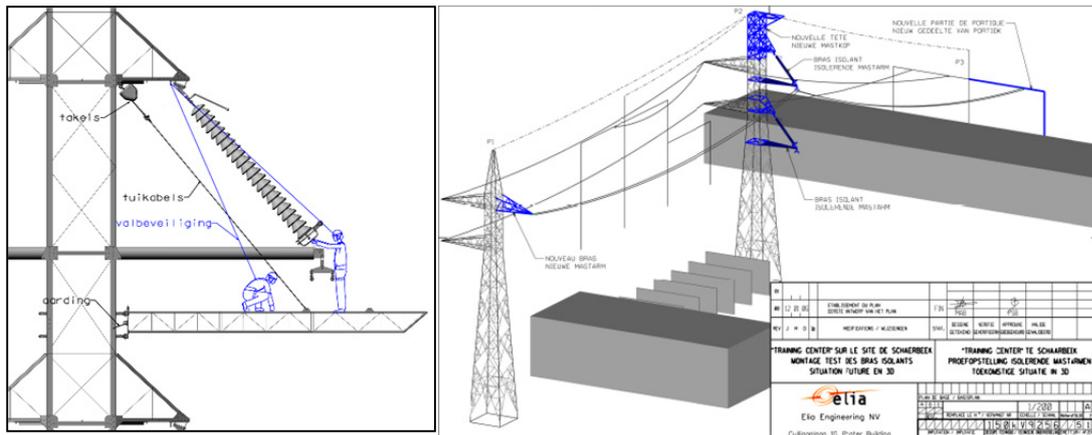
This was one of the 1st questions from Elia's maintenance teams. Therefore they had a representative in the original working group established in 2008 to address all the questions from the field.

During the design of the insulated cross-arms with the suppliers, some attention was paid to the possibility of blocking the pivoting Vee while pulling the conductors. An original idea was found too weak during mechanical tests and evolved to a blocking system using guy insulators.



The development of an access work bench was a part of the project as well as the adaptation of some towers of Elia's training centre in order to do some pre-testing. The possibility to install some prototypes of cross-arms in a safe environment without time pressure as well as performing some tests with a prototype of work bench was a must.

The redaction of working procedures taking into account all possible interventions on such a tower required a lot of meetings with competent staff as well as a lot of 3D drawings work to simulate all the working interventions with these complex structures.



Having the possibility to access the end of the cross-arm without heavy trucks or cranes was seen as a must by Elia as not every tower is easy accessible from a road. This work bench was developed with an external supplier and it took a long time to come to proper design which was experienced as mature by the field crews.

The final tests of the work benches took place a few weeks before energizing the Stevin line and were satisfactory.



As composite insulators are quite new in Belgium, it is also Elia's responsibility to give its contractors the required information regarding handling of these products in order to avoid any damage during all the operations. Therefore Elia had mentioned in its specification that delivery of handling and assembly instructions was part of the order.

The composite insulator handling guide from Cigré [4] is still a reference but is now being reviewed in the frame of WG B2.57.

Elia has also with other TSO's sponsored a document established by STRI which is giving clear guidelines for handling composite insulators

6. Building the compact line

For building the new compact lines in the frame of the "Stevin" project, 4 contractors have been selected.

At 1st sight it was a big challenge for them being confronted with complete new cross-arms requiring new working methods and tools. Only one had already built some experience in Italy with this kind of construction.



Figuur 4: diagonale isolator toegevoegd aan samenbouw



One contractor has developed a flexible mounting platform that fits for both pivoting and non-pivoting cross-arms of both suppliers. It is a very safe method that required some adaptations in the first stage but could lead to a quick installation of about 3 cross-arms per hour on an erected tower or one tower in half a day taking into account all the time requested to shift from one tower to the other one.

Two other contractors have proposed to attach at ground level the insulated cross-arms directly on tower body in order to erect each level in one movement. It was seen as more efficient but it requires more safety and coordination on the ground level and can also be seen as more risky for the composite insulators.

The chosen working method depends also on the delivery planning of the different components (towers and insulated cross-arms).



To avoid the pivoting of the cross-arms during pulling operations, a blocking system made of guy insulators without silicone has been developed and has proven to be efficient. Even if there are some risks to manipulate the unprotected guy insulators (gloves are requested), it was seen as a better inspection way to assess that there was no damage to the core and then it could do the job, what was impossible to be assessed when covered by silicone.

7. Lessons learnt

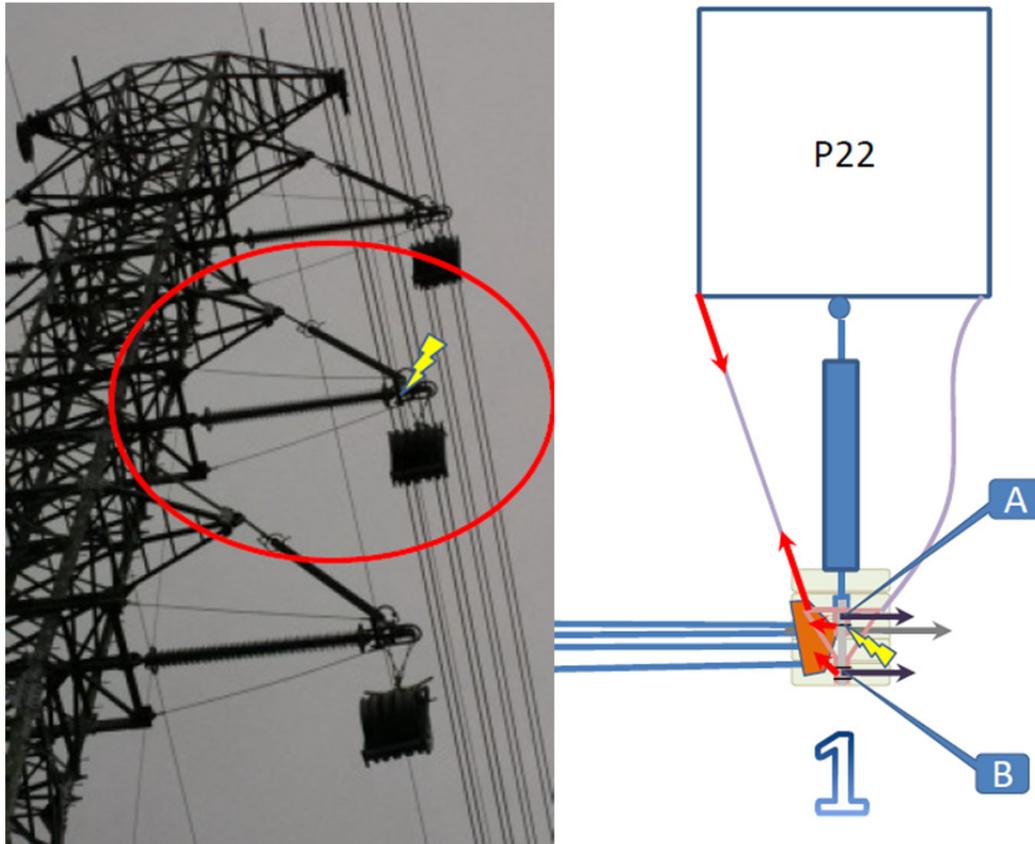
By using both types of insulated cross-arms : pivoting vee (PV) and non-pivoting vee (NPV), some lessons have been learnt for both types during the installation.

- Pivoting Vee

There was an incident with the blocking system during the pulling operations. The pulling yoke has blocked in the pulley and has caused a balancing of the pulley and given a too high force on the left guy insulator and its connection to the pivoting vee yoke which has caused its

failure. For safety reasons, the pivoting vee has also been completely replaced with a new blocking system.

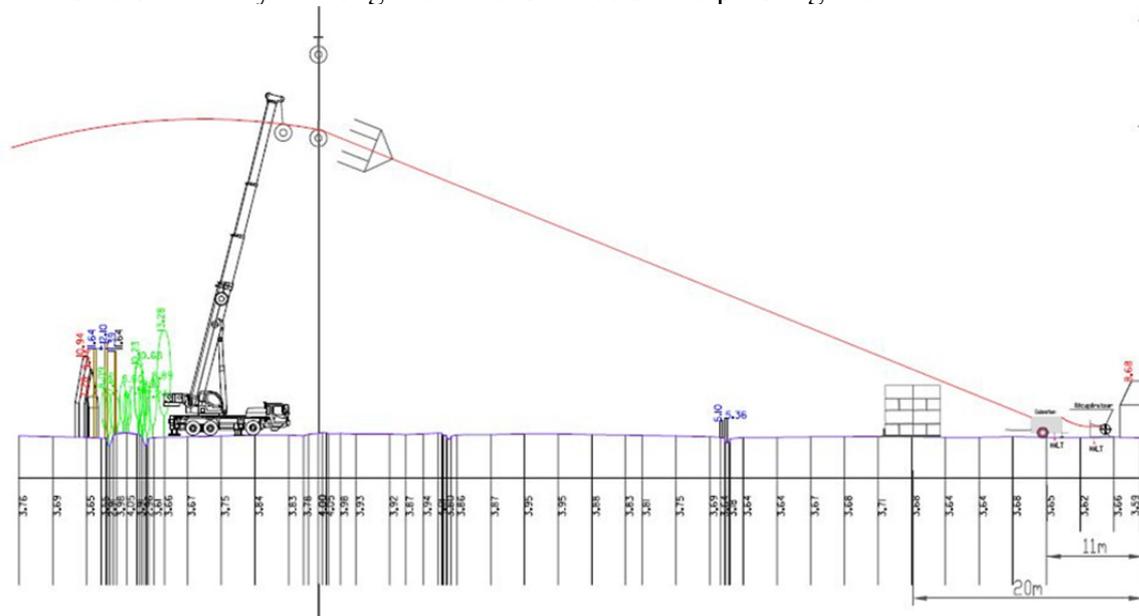
Therefore it is advised to work with only one safe and short hanging point of the pulley to have a lot of freedom and to avoid balancing of the pulley. It is also important to slow down the pulling speed when passing the pulley and to use only one pulling machine for the 4-bundle conductors.



A Special clamping method was also used as there is no metallic fixed point to hoist the conductors. It was combined with bucket trucks being used by the linesmen to access the conductors.



Normally it was not allowed to put a pulling machine just after a pivoting vee but only after a dead-end tower. Due to some difficulties on one location, it was required to test another working method which appeared to be satisfactory but not ideal by using a crane to limit the vertical force but mainly the longitudinal unbalance on the pivoting vee.



- Non Pivoting Vee

This type of configuration had been foreseen for small running angle (< 10 gon) but it appeared it was a challenge to clamp the conductors due to the swinging of the pulley. It was required to pull the pulley from the ground level to get it in vertical position before starting getting the conductors out of the pulleys and clamping them. For a next project (Brabo), a running angle up to 15 gon will be used and will require a special working methods with adapted tools which are under development as pulling the pulley from the ground is not always possible.

8. Inspection and maintenance

This is certainly one of the main challenges for Elia when introducing such a new technology of the grid. This is also known as one of the disadvantage from composite insulators : how to inspect them ? At which frequency ? With which devices ? By internal or external specialised staff ?

First, Elia has asked to the suppliers to give a 10-year guarantee of the composite insulators.

Secondly, the suppliers should deliver instruction guidelines during the maintenance-free period as well as maintenance measures after expiry of the maintenance-free period.

As suppliers are not always familiar with these questions, Elia has also participated to a project with other utilities coordinated by STRI with the goal to deliver inspection guidelines and documentation of damaged composite insulators. This gives a good base for the field inspection performed by Elia's maintenance teams.

This can be completed by the excellent EPRI Field Guide : Visual Inspection of Polymer Insulators [5].

9. Conclusion

The development of a new tower design within a TSO is a long story as many issues need to be addressed taking into account its internal rules as well as the business as usual.

Nevertheless Elia wants to go for innovation while ensuring the same level of reliability for the community as well as guaranteeing the safety of its staff and contractors.

Therefore Elia doesn't count only on its internal expertise but can also, due to its numerous connections, rely on expertise of others through good relationships and by contracting the required external resources.

For this kind of complex structures, **simulation and testing** are key words in order to achieve the expected mechanical and electrical performance on the long-term.

Elia wants to be a fair partner of all its stake holders trying to find a win-win situation for everyone at a reasonable cost.

This type of project is transversal through the company as it requires a good communication/collaboration between different departments as from the start of the studies.

The 2 circuits of the compact line between Eeklo Noord and Van Maerlandt have been successfully energized in June 2017 which was the happy end of a long story.

LITERATUR/BIBLIOGRAPHY

- [1] Guide pour l'évaluation des consoles composites isolées (Cigré, Electra n°203, 2002)
- [2] IEEE Guide for Braced Insulator Assemblies for OHTL 60 KV and Greater (IEEE, April 2008)
- [3] J.-F. Goffinet, "Experience at Elia, the Belgian TSO: Designing, Testing, Building & Maintaining Compact Towers with Insulated Cross-arms", World Congress & Exhibition on Insulators, Arresters & Bushings, Munich, Germany, 18-21 October 2015.
- [4] "Project at Belgian TSO Navigates Challenges Facing New Power Infrastructure", INMR, Issue 113, 2016, Q.3
- [5] "Belgium pioneers the use of HTLS conductor – Stevin project", T&D World, Issue September 2017
- [6] J.-F. Goffinet, I. Gutman, P. Sidenvall: "Innovative insulated cross-arm: requirements, testing and construction", ICOLIM-2017, Strasbourg, France, 26-28 April 2017, paper 0078
- [7] J.-F. Goffinet, "Experience with Design & Erection of Insulated Cross-arms During the Stevin Project", World Congress & Exhibition on Insulators, Arresters & Bushings, Sitges, Spain, 5-8 November 2017.
- [8] A.J.P. Van der Wekken, A. Van der Wal and H. Hoekstra. Improved wind model to verify the stability of Wintrack braced post-insulator sets. (Cigré, B2_110_2014, Paris session 2014)
- [9] Composite insulator handling guide (Cigré, Technical Brochure 184, 2001)
- [10] Field Guide : Visual Inspection of Polymer Insulators (EPRI, December 2006)

Technische Neuentwicklung für Netztransformatoren der Zukunft

Franz Schatzl
SGB-SMIT GmbH
Franz.Schatzl@sgb-smit.group
Germany

Wolfgang Wiebel
SGB-SMIT GmbH
Wolfgang.Wiebel@sgb-smit.group
Germany

KURZFASSUNG

Seit der Fertigung der ersten Leistungstransformatoren unterliegen diese einem stetigen Weiterentwicklungsprozess. Derzeit wird dieser Optimierungsprozess insbesondere durch steigende Kundenanforderungen und gesetzliche Rahmenbedingungen im Bereich der

- Umwelt (Reduzierung der Schallemissionen und Verlustleistungen)
- Personen- Gebäude- und Infrastruktursicherheit (Erbebenschutz, Minimierung des Schadens im Havariefall etc.)
- Logistik (Reduzierung der Transportmasse)

geprägt.

Im Beitrag werden einleitend die Rahmenbedingungen erläutert. Auf Basis der Trends bei den Restriktionen von Transformatorgeräuschen und -verlusten der vergangenen Jahre werden Anforderungen in diesem Bereich für die kommenden Jahre prognostiziert und technische Maßnahmen für deren Umsetzung vorgestellt. Aus dem Themenkomplex Sicherheitstechnik werden technische Lösungen zur Minimierung von Schäden im sehr unwahrscheinlichen Fall eines Störlichtbogens im Transformator sowie das Design von erdbebensicheren Transformatoren erörtert. Im Abschnitt Logistik wird die Notwendigkeit zur Reduzierung von Transportmassen beschrieben und zwei Lösungsansätze vorgestellt. Zum einen kann durch Berücksichtigung der Alterung von Isolationsmaterialien aufgrund fluktuierender Auslastung das Transformator design kompakter und damit leichter ausgeführt werden. Zum anderen kann die Baugröße und damit die Masse durch den Einsatz von Hochtemperatur-Isolierstoffen insbesondere aufgrund reduzierter Kühlkanäle deutlich reduziert werden.

Insgesamt liefert der Beitrag einen breiten Überblick über die aktuellen und künftigen Herausforderungen im Transformatorenbau.

1 EINLEITUNG

Netztransformatoren stellen im derzeitigen Elektroenergienetz eine essentielle Komponente an den Koppelstellen zwischen dem Verteilnetz und dem Hoch- bzw. Höchstspannungsnetz dar. Aus diesem Grund haben Kunden höchste Ansprüche an die Verfügbarkeit des Betriebsmittels über die gesamte Lebensdauer von 40 Jahren und mehr. Auch bei Änderungen im Stromnetz, die sich während der langjährigen Betriebsdauer ereignen, müssen Netztransformatoren einen störungsfreien Dienst gewährleisten.

Neben den hohen Qualitätsansprüchen ist jeder Netztransformator entsprechend der Kundenspezifikationen bzgl. Bemessungsleistung, Klima, Netztopologie u.v.m. ein Unikat. In den vergangenen Jahren sind Trends in den Kundenspezifikationen hin zu

- niedrigeren Leerlauf- und Kurzschlussverlusten,
- geringeren Leerlauf-, Kurzschluss und Betriebsgeräuschen,
- kürzeren Lieferzeiten,
- erhöhten Anforderung an die Logistik und
- Spezialanforderungen (z.B. Erdbebensicherheit, Minimierung des Schadens durch Störlichtbögen im Transformator, usw.)

erkennbar. Auch die rechtlichen Rahmenbedingungen zeichnen sich im Transformator design ab. Durch zunehmende Einschränkungen bei der Genehmigung von Schwertransporten gem. der allgemeinen Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO) müssen striktere Grenzwerte bei der Masse des Transformators eingehalten werden. Strengere Umweltauflagen bzgl. der Verlustleistung gemäß der Verordnung (EU) Nr. 548/2014 der Kommission (Ökodesign Richtlinie (2009/125/EG)) fordern Transformatorenhersteller zu immer optimierteren Transformator designs.

Im Rahmen dieses Beitrags wird auf Grundlage von Trends in gesetzlichen Regelungen und Kundenspezifikationen der vergangenen Jahre eine Prognose für die Anforderungen der kommenden Jahre abgeleitet und technische Entwicklungen aufgezeigt, wie die steigenden Ansprüche an den Netztransformator der Zukunft umgesetzt werden können.

2 RAHMENBEDINGUNGEN

Mit Inkrafttreten der Eco Design Richtlinie und der Freigabe des Standards DIN EN 50629 zu den Energiekennwerten von Großleistungstransformatoren, gibt es ein Regelwerk welches die Verluste von Transformatoren limitiert [1].

In Abbildung 1 sind die einzuhaltenden Peak Efficiency Index (PEI)-Werte als Funktion der jeweiligen Nennleistung dargestellt.

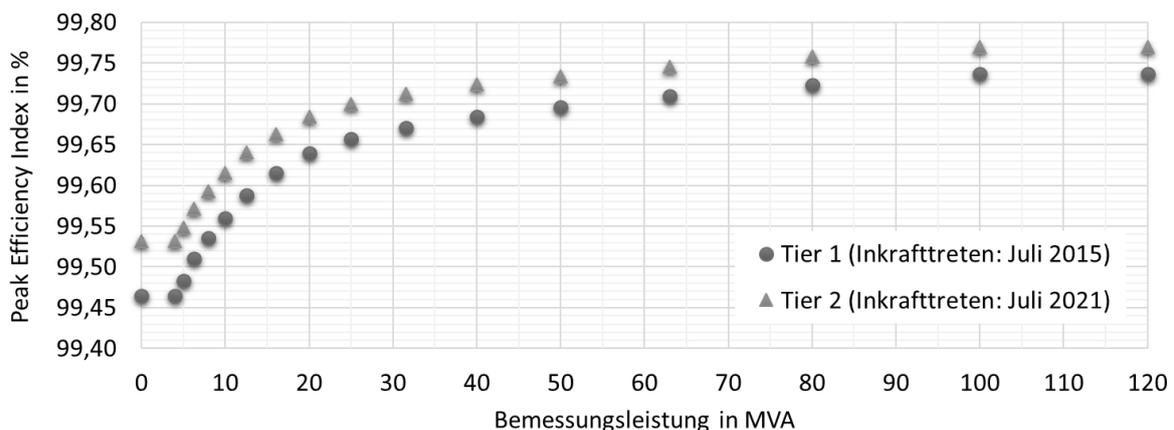


Abbildung 1: Mindestwerte für den maximalen Wirkungsgrad von Öltransformatoren

3 SCHALLEMISSIONEN

Geräuschanforderungen haben sich zu einem dominierenden Designkriterium entwickelt. Früher wurde nur das Leerlaufgeräusch vom Kunden spezifiziert. Heute ist ein Trend zu Einschränkungen im Lastgeräusch deutlich erkennbar. In Abbildung 2 ist der Anteil der Transformatoren mit Kurzschlussgeräuschforderungen über die letzten Jahre dargestellt. Es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren dieser Anteil weiter steigt.

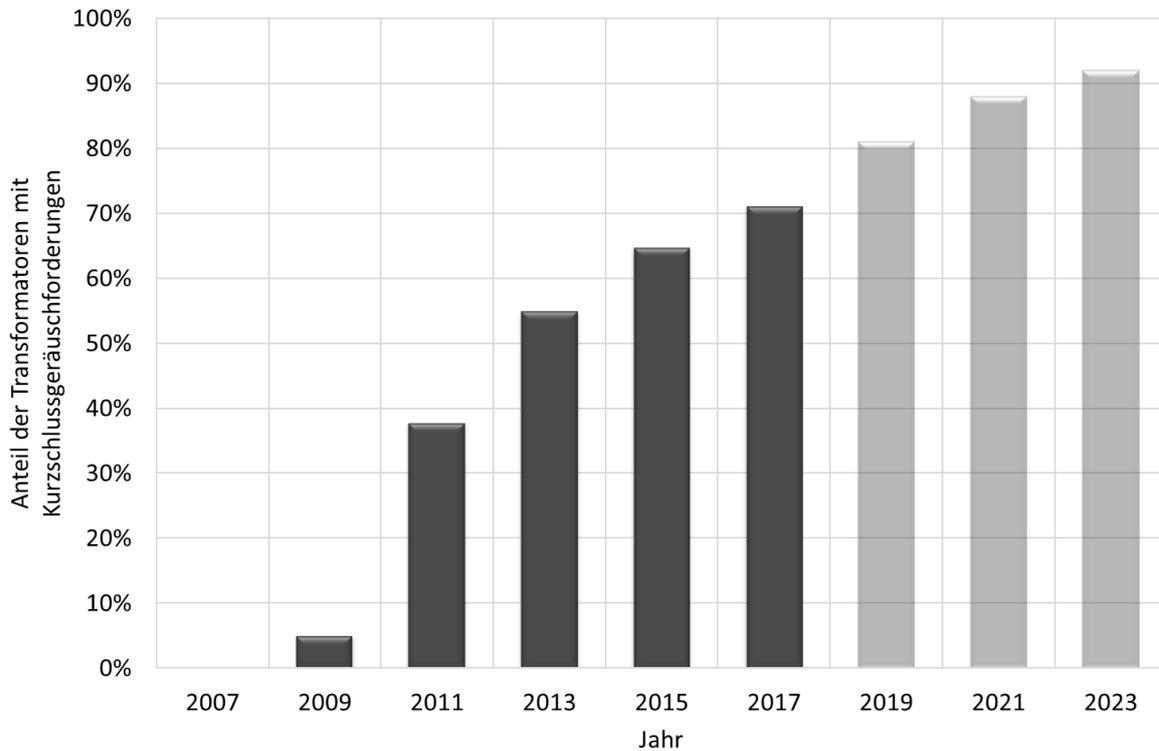


Abbildung 2: Anteil der Transformatoren mit Kurzschlussgeräuschforderungen

Zur Erfüllung der Kundenanforderungen wurden innerhalb der SGB-Smit Gruppe große Anstrengungen unternommen, um das Geräuschverhalten der Transformatoren zu verstehen und dadurch effektive Maßnahmen zur Reduzierung ergreifen zu können. Typische Anforderungen an das Geräuschverhalten sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Typische Geräuschanforderungen für Netztransformatoren

	Betriebsfall	Leerlauf	Kurzschluss	Betrieb
Schalleistungspegel in dB(A)	ONAN	68,0	68,0	70,0
	ONAF	76,0	76,0	78,0

Zur Berechnung der Geräuschemissionen wird zunächst aus den Material- und Geometriedaten sowie den elektrischen Parametern ein elektromagnetisches Modell der Wicklung erstellt, welches die Kraftwirkung auf die einzelnen Windungen beschreibt.

Abbildung 3 (links) zeigt eine Simulation der Schwingungen eines Wicklungsblocks mittels Finiter Elemente Methode (FEM). In der rechten Abbildung ist ein Flussdiagramm dargestellt, das die einzelnen Schritte zur Geräuschberechnung beschreibt.

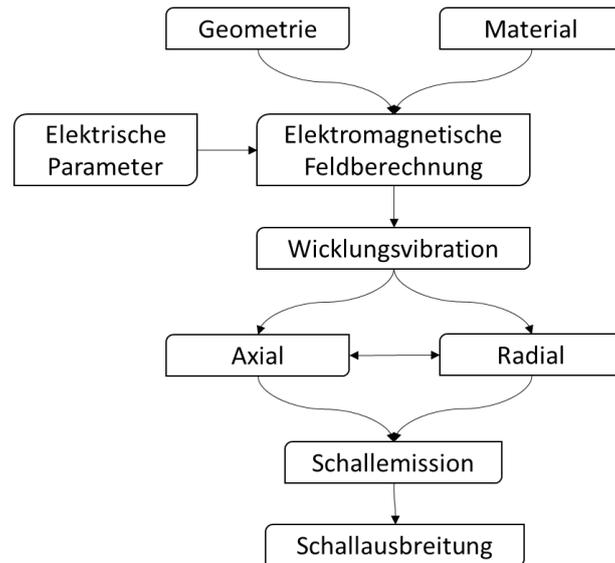
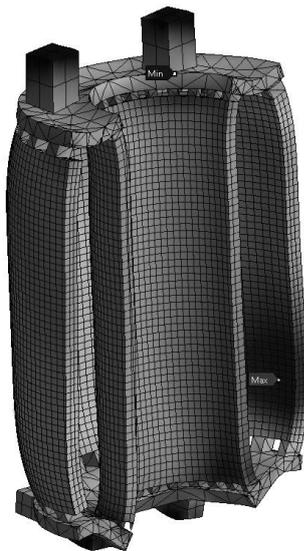


Abbildung 3: FEM-Simulation eines schwingenden Wicklungsblocks (links); Flussdiagramm der Geräuschberechnung (rechts)

Aus den Kraftwirkungen lässt sich ein Feder-Masse-System speisen, mit dem die axialen und radialen Wicklungsvibrationen beschrieben werden können. In Abbildung 4 ist ein stark vereinfachtes Modell des axialen (links) und radialen (rechts) Modells dargestellt. Aus den Schwingungen resultieren Schallemissionen, die entsprechend der Schallausbreitung durch das Isoliermedium, den Kessel und die Umgebung die Zielgröße ergeben.

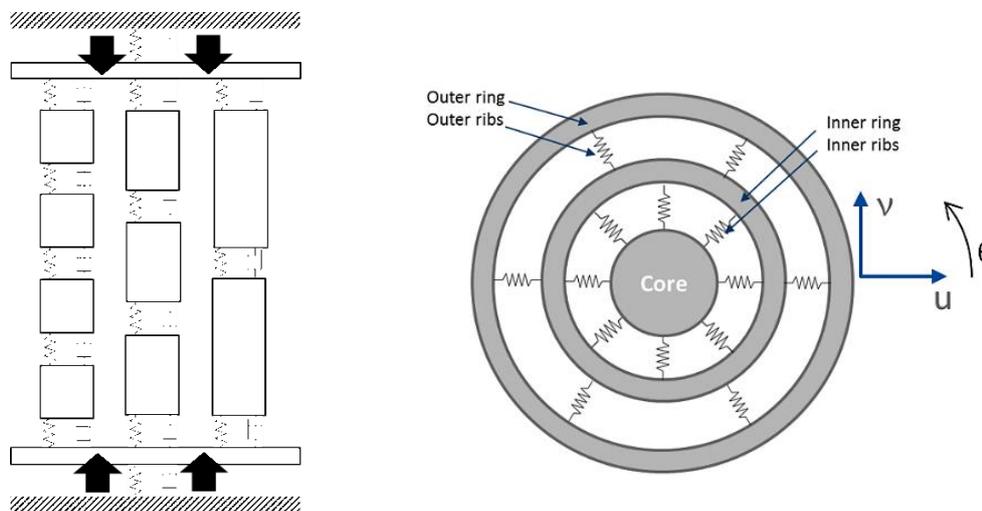


Abbildung 4: Feder-Masse-Modell zur Bestimmung von Schwingungen in Wicklungen

Da diese Berechnungen sehr zeitintensiv sind und bereits in der Angebotsphase entschieden werden muss, wie das finale Design eines Transformators auszusehen hat, wurde aus diesen Untersuchungen ein vereinfachtes Modell zur schnellen Bestimmung der Geräuschwerte eines Transformators abgeleitet.

Aus den Einflussgrößen

- Leistung
- Impedanz
- Wicklungsgeometrie

- Art der Wicklung
- Material der Wicklung

lassen sich die zu erwartenden Geräuschwerte mit relativ hoher Genauigkeit berechnen.

4 VERLUSTLEISTUNG

4.1 Leerlaufverluste:

Im Transformator treten unter Spannung insbesondere durch Ummagnetisierungsmechanismen Leerlaufverluste auf. Im Sinne der Ressourcenschonung ist es erstrebenswert diese Verluste gering zu halten und stetig zu reduzieren. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und der Gesetzgeber (vgl. Kapitel 2) haben in den vergangenen Jahren immer niedrigere Leerlaufverluste gefordert. Diese Entwicklung ist in Abbildung 5 dargestellt. Als Basis wurde der Wert von 2007 herangezogen und die Leerlaufverluste auf die Bemessungsleistung bezogen.

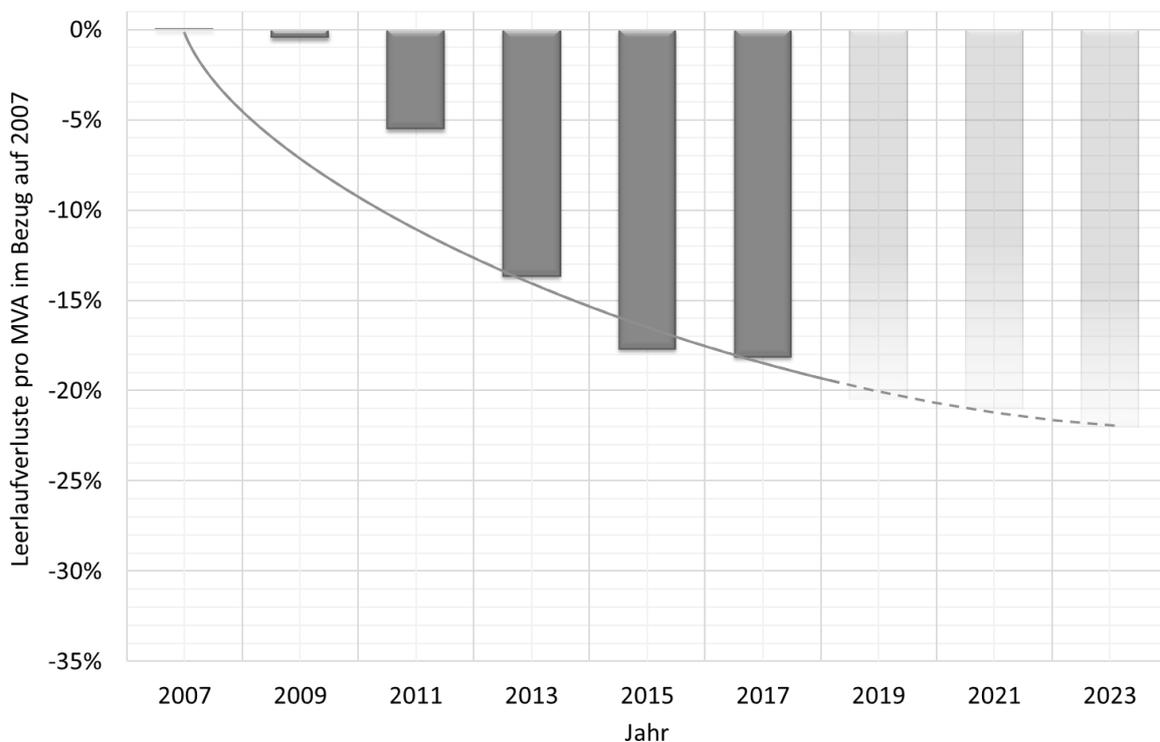


Abbildung 5: Trend der bezogenen Leerlaufverluste

Die Reduktion der Leerlaufverluste ist im speziellen durch die Weiterentwicklung der Materialien der Kernblechlieferranten gesteuert. In Abbildung 6 ist der Verlauf der verwendeten 0,23-mm-Kernblechsorten dargestellt. Nur durch den Einsatz innovativer Kernblechsorten, die von den Herstellern kontinuierlich verbessert werden, ist eine stetige Reduzierung der Leerlaufverluste möglich ohne die Masse des Kerns zu erhöhen. Dieser Trend wird voraussichtlich auch in den kommenden Jahren weiterbestehen.

Aktuell ist das Material mit spezifischen Verlusten von 0,75 W/kg am Markt verfügbar. Zu erwarten ist, dass dieser Wert in den nächsten Jahren auf 0,70 W/kg bzw. 0,65 W/kg reduziert werden kann.

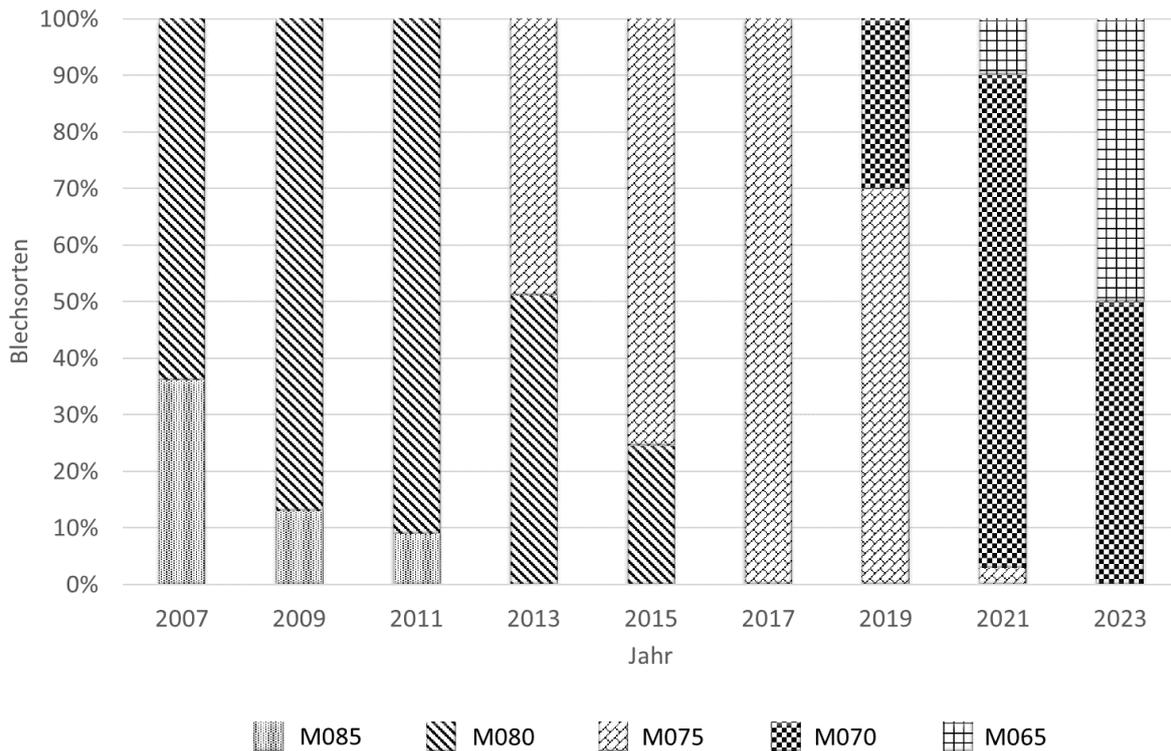


Abbildung 6: Trend der spezifischen Verluste in den Blechsorten

4.2 Kurzschlussverluste:

Neben den Leerlaufverlusten spielen die Kurzschlussverluste eine wesentliche Rolle bei der Bewertung von Transformatoren. Diese setzen sich aus 3 Komponenten zusammen:

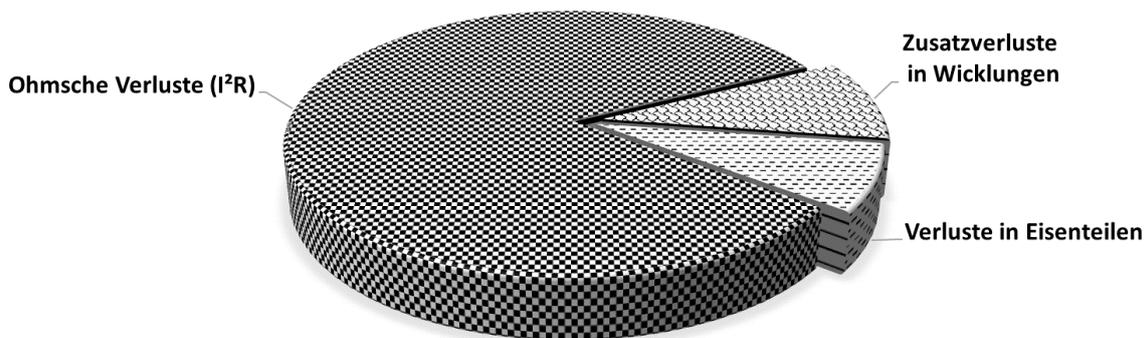


Abbildung 7: Aufteilung der Kurzschlussverluste

Die Erfolge der Entwicklungen im Bereich der Kurzschlussverluste sind wesentlich geringer als im Bereich der Leerlaufverluste. Die ohmschen Verluste sind limitiert durch den Leitwert des verwendeten Materials. Somit bleibt nur ein relativ geringer Anteil der gesamten Verluste die designtechnisch beeinflussbar sind. Die Zusatzverluste werden durch das Streufeld verursacht. In der Vergangenheit erfolgte die Berechnung dieser Komponenten mit relativ einfachen Faktoren, die empirisch gewonnen wurden.

Heutzutage werden für die Auslegung und Verifikation numerische 2D und 3D Modelle verwendet, die eine wesentlich höhere Genauigkeit aufweisen. Abbildung 8 zeigt eine 3D Feldverteilungsrechnung.

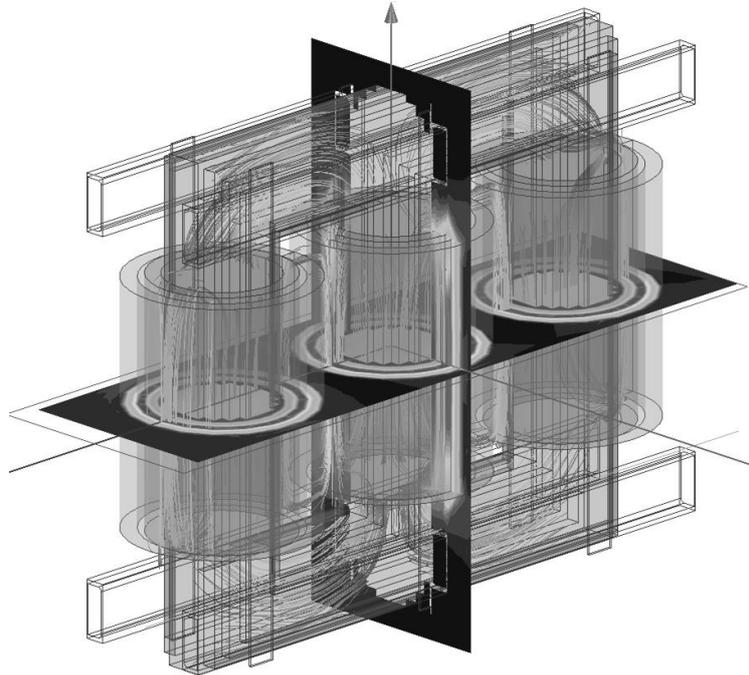


Abbildung 8: 3D-Simulation zur Bestimmung und Reduzierung der Verlustleistungen

Eine wesentliche Rolle in der Auslegung spielt die Form des verwendeten Leitermaterials. Werden große Leitungsquerschnitte benötigt, kommen i.d.R. Drillleiter zum Einsatz. Je kleiner die Abmessungen sind, umso geringer sind die Verluste, die durch das Streufeld verursacht werden. Kleinere Einzelleiter weisen jedoch einen niedrigeren Füllfaktor auf. Auch bei Drillleiterherstellern gibt es Fortschritte im Fertigungsprozess. Dadurch sind sie in der Lage immer feindrätigere Drillleiter produzieren zu können. Mit einer großen Bandbreite Leitermaterial kann das Optimum zwischen Füllfaktor und minimalen Zusatzverlusten in den Wicklungen für ein Transformator design nahezu erreicht werden.

Neben der Reduzierung der Zusatzverluste in den Wicklungen werden Möglichkeiten in Transformator designs untersucht, die zu reduzierten Verlusten in den Eisenteilen führen. Eisenverluste lassen sich durch

- Schirmungen,
- Materialsubstitution oder
- konstruktiven Maßnahmen zum Minimieren von Wirbelströmen

reduzieren. Zur Quantifizierung der Maßnahmen werden ebenfalls aufwändige 3D-Simulationen durchgeführt.

5 SCHUTZ VON PERSONEN, GEBÄUDEN UND INFRASTRUKUR

Verfügbarkeit und Ausfallssicherheit waren für die Netze immer von großer Bedeutung. Hinzu kommt nun ein weiterer Aspekt. Im sehr unwahrscheinlichen Fall einer Havarie sollte der Schaden an Personen, dem Betriebsmittel oder der Station so gering wie möglich sein, damit der Normalbetrieb zeitnah wieder aufgenommen werden kann.

Zwei Themen werden nachfolgend genauer erörtert:

- Minimierung des Schadens durch Störlichtbögen im Transformator
- Erdebensicherheit

5.1 Minimierung des Schadens durch Störlichtbögen im Transformator

Tritt bei einem Transformator ein innerer Störlichtbogen auf, besteht die Gefahr, dass durch die freiwerdende Energie der Druck im Kessel so hoch wird, dass dieser berstet und sich das austretende Öl im Kontakt mit dem Luftsauerstoff entzündet. Transformatorbrände bergen ein hohes Zerstörungspotential mit langen Ausfallzeiten des Betriebsmittels oder der gesamten Station.

Mit diesem Thema haben sich Mitarbeiter unterschiedlicher Institutionen beschäftigt und deren Erkenntnisse in mehreren Cigre Broschüren und technischen Papers veröffentlicht. Das prinzipielle Vorgehen ist im Ablaufdiagramm in Abbildung 9 (rechts) dargestellt. Zunächst muss die Kundenanforderung geklärt werden.

In Tabelle 2 ist eine mögliche Bewertung dargestellt, mit dem Ziel die für die Anwendung richtige Ausführungsart zu wählen. Je nach gewählter Execution Class (EXC) sind unterschiedliche Beanspruchungen und Verformungen des Kessels zulässig.

Tabelle 2: Matrix zur Definition der Ausführungsklasse des Transformators

		Schadenswirkung			
		3	2	1	
		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Lebensgefahr ➤ Totalausfall der Maschine 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Schwere Verletzungen ➤ Maschine mit Aufwand wieder instandsetzbar 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Keine bzw. geringfügige Verletzungen, ➤ Maschine mit geringem Aufwand wieder betriebsbereit 	
Schadensgrenze	3	Keine Gefährdung von Personen in direkter Umgebung	EXC4	EXC3	EXC2
	2	Keine Gefährdung von Personen hinter Schutzbarrieren	EXC3	EXC2	EXC1
	1	Keine Begrenzung der Personengefährdung	EXC2	EXC1	EXC1

EXC1: - Volle Ausnutzung der Zugfestigkeit R_m
 - Bleibende Verformung zulässig
 - Ölaustritt zulässig

EXC2: - Ausnutzung der Zugfestigkeit bis $\frac{2}{3} R_m$
 - Bleibende Verformung zulässig
 - Öldichtigkeit bleibt gewährleistet

EXC3: - Werkstoffauslastung bis zur Streckgrenze R_e
 - Keine bleibende Verformung zulässig

EXC4: - Zulässige Werkstoffauslastung bis $\frac{1}{2} R_e$
 - Keine bleibende Verformung zulässig
 - Schnelldruckausgleichsystem notwendig

Zur Berechnung des auftretenden Drucks im Kessel wird folgende Formel herangezogen. Mit dieser Formel wird das dynamische Verhalten des Drucks im Kessel während eines Lichtbogens auf eine statische Ersatzgröße transformiert [2].

$$P_s = F \left(100 * \sqrt{\frac{1}{4} + \frac{k * E}{100 * C}} - 50 \right)$$

Ps	Berechnete Tankdruck	kPa
F	Dynamischer Verstärkungsfaktor	-
k	Lichtbogenenergie-Umwandlungsfaktor	$5,8 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{kJ}$
E	Lichtbogenenergie	kJ
C	Volumenausdehnungskoeffizient des Tanks	m^3/kPa

Nach der Definition der Dimensionierungsparameter, kann ein erster Entwurf des Transformator designs erfolgen. Besonderes Augenmerk wird dabei auf die Ausführung des Kessels gelegt. In einer Detailanalyse des Kesselentwurfs muss rechnerisch überprüft werden, dass die nach EXC festgelegte Werkstoffauslastung in keinem Punkt überschritten wird. In Abbildung 9 (links) ist der rechnerische Nachweis zur Druckbeständigkeit eines EXC 4- Kessels dargestellt. Im Rahmen der Detailanalyse wird im Schweißhandbuch die Ausführung jeder Schweißnaht definiert. Anschließend kann die Kesselfertigung erfolgen. Je nach Kundenspezifikation kann dann der Kessel einer Druckprüfung unterzogen werden.

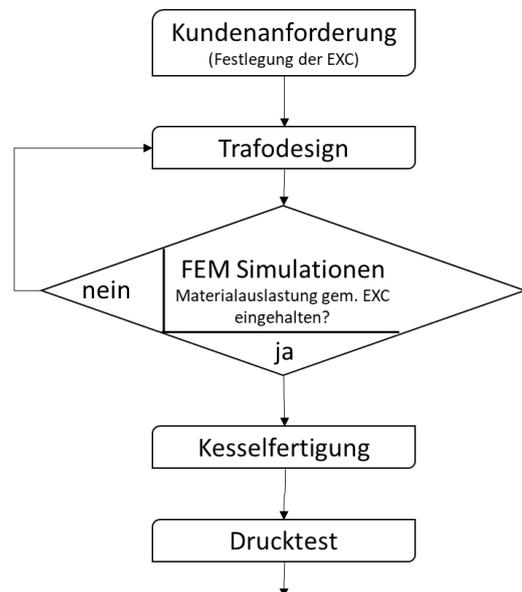


Abbildung 9: Beispiel eines nach EXC4 ausgeführten Kessels (links);
Ablaufdiagramm zur Dimensionierung des Kessels (rechts)

5.2 Erdbebensicherheit

In seismisch aktiven Zonen müssen Transformatoren Auswirkungen von Erdbeben unbeschadet überstehen. Auch in Mitteleuropa können Erdbeben nicht ausgeschlossen werden. Beispielsweise ereignen sich laut dem schweizerischen Erdbebendienst (SED) ca. 500 bis 800 meist sehr kleine Erdbeben pro Jahr in der Schweiz [3]. Große Erdbeben (Magnitude >6) ereignen sich hingegen alle 50 bis 150 Jahre. Auch in Deutschland sind große historische Erdbeben beispielsweise 1756 in Düren oder 1950 in Euskirchen bekannt [4].

Nach Auffassung des eidgenössischen Starkstrominspektorats (ESTI) zählen u.a. Transformatoren zu den potentiell gefährdetsten Elementen im Elektroenergienetz [5]. Es besteht daher die Notwendigkeit Transformatoren erdbebensicher auszuführen.

Allgemein gilt, dass das Risiko eines Schadens mit der Spannungsreihe zunimmt. Die größten Schäden wurden dabei bei Stationen in Freiluftbauweise festgestellt. Folgende Ursachen sind hauptsächlich für das Eintreten von Schäden verantwortlich:

1. Relativverschiebungen zwischen Elementen, deren Leiter nicht genügend Flexibilität aufweisen, können zum Brechen insbesondere von Porzellanisolatoren führen.

2. Harte Stöße, können sich bei fehlender oder nicht hinreichender Verankerung beim vorübergehenden Abheben und Aufsetzen aber auch durch das Auffahren auf Festpunkte ergeben.

In Abbildung 10 sind zwei Schadensbilder dargestellt.

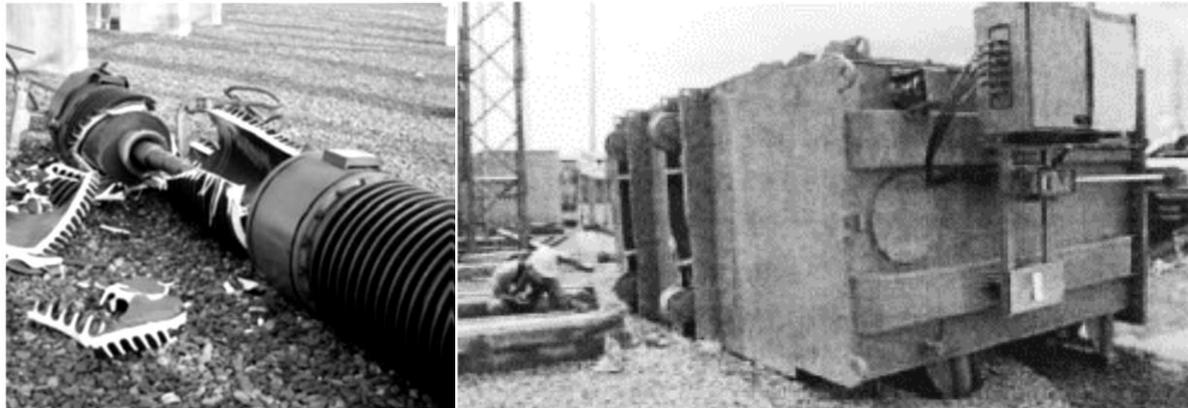


Abbildung 10: Zerstörter Porzellanwandler (links), umgestürzter Transformator (rechts)

Entsprechend der o.g. Schadensursachen fordern ÜNB Erdbebenzertifikate sowie rechnerische Nachweise bzgl. der Verankerungen mit dem Fundament für die spezifizierte Spektralbeschleunigung.

Maßnahmen zur erdbebensicheren Dimensionierung sind in mehreren internationalen Normenwerken aufgeführt.

Tabelle 3: Normen für Erdbebenschutz

IEEE Std 693-2005	Recommended Practice for Seismic Design of Substations
IEC 62271-207	Hochspannungs-Schaltgeräte und Schaltanlagen
IEC TS 61463	Bushing – Seismic qualification
IEC TR 62271-300	High-voltage switchgear and controlgear
Speziell für die Schweiz gilt:	
STA 260-267	Tragwerksnorm

Da die in Tabelle 3 genannten Regelwerke wenig spezifisch für Transformatoren sind, kann die Richtlinie Nr. 248 des ESTI zur „Erdbebensicherheit der elektrischen Energieverteilung in der Schweiz“ eine Orientierung im Bereich Erdbebenschutz für Transformatoren bieten.

In der Richtlinie werden je nach Erdbebenzonen die zu erwartenden Bodenbeschleunigungen angegeben (vgl. Tabelle 4). Der Einfluss des Untergrundes auf die effektive Spektralbeschleunigung wird über Baugrundklassen mit entsprechenden Baugrundfaktoren berücksichtigt (vgl. Tabelle 5). Mit der Bauwerksklasse und einem zugehörigen Bedeutungsfaktor wird die Relevanz des Umspannwerks auf die Infrastruktur berücksichtigt (vgl. Tabelle 6). Da Umspannwerke i.d.R. für eine funktionierende Infrastruktur essentiell sind, ist die Bedeutungsklasse je nach Spannungsniveau mit mindestens II zu bewerten. Nach der Evaluation der Bodenbeschleunigung, Baugrund- und Bedeutungsfaktoren, kann die effektive Spektralbeschleunigung gem. der u.g. Gleichung berechnet werden.

Neben der effektiven Spektralbeschleunigung ist der Schlankheitsgrad ein wichtiges Bewertungskriterium des Transformators. Der Schlankheitsgrad beschreibt das Verhältnis aus Schwerpunkthöhe h_c und horizontalem Abstand a_c zwischen dem Schwerpunkt und der nächstgelegenen Kante, über die der Transformator kippen könnte (vgl. Abbildung 11). Der Punkt C stellt den Schwerpunkt des Transformators dar.

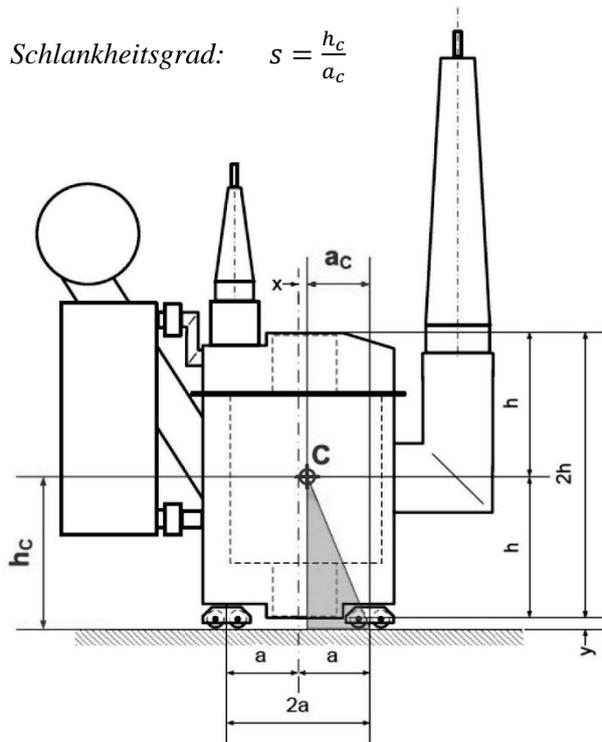


Tabelle 4: Bodenbeschleunigungen

Erdbebenzone	Z1	Z2	Z3a	Z3b
Bodenbeschleunigung a_{gd} in m/s	0,6	1,0	1,3	1,6

Tabelle 5: Baugrundfaktoren

Baugrundklasse	A	B	C	D	E
Baugrundfaktor S	1,00	1,20	1,15	1,35	1,40

Tabelle 6: Bedeutungsfaktoren

Bauwerksklasse	II	III
Bedeutungsfaktor γ_f	1,2	1,4

Effektive Spektralbeschleunigung:

$$S_e = 3 a_{gd} * S * \gamma_f$$

Abbildung 11: Erdbebenfestigkeit gem. ESTI Nr. 248 [5]

Ist der Schlankheitsgrad größer als $S_e^{-1} * 10 \text{ m/s}^2$ muss eine Abhebesicherung angebracht werden. Aus der Gesamtmasse des Transformators und der Transformatorgeometrie kann das Kippmoment bei Erdbebeneinwirkung bestimmt und daraus entsprechende Zugkräfte für die Verankerung errechnet werden. In Abbildung 12 ist eine Variante zur Transformatorverankerung am Fundament dargestellt, die Kräfte sowohl in horizontaler als auch in vertikaler Richtung aufnehmen kann.

Zusätzlich muss die Verankerung folgenden Anforderungen genügen:

- Einleiten der Rückhaltekräfte ins Fundament
- Leichte Konstruktion
- Zahlreiche, verteilte Anker
- Feste Teile dürfen das Tauschen des Transformators nicht behindern
- Konstruktion muss wartungsfrei und korrosionsbeständig sein

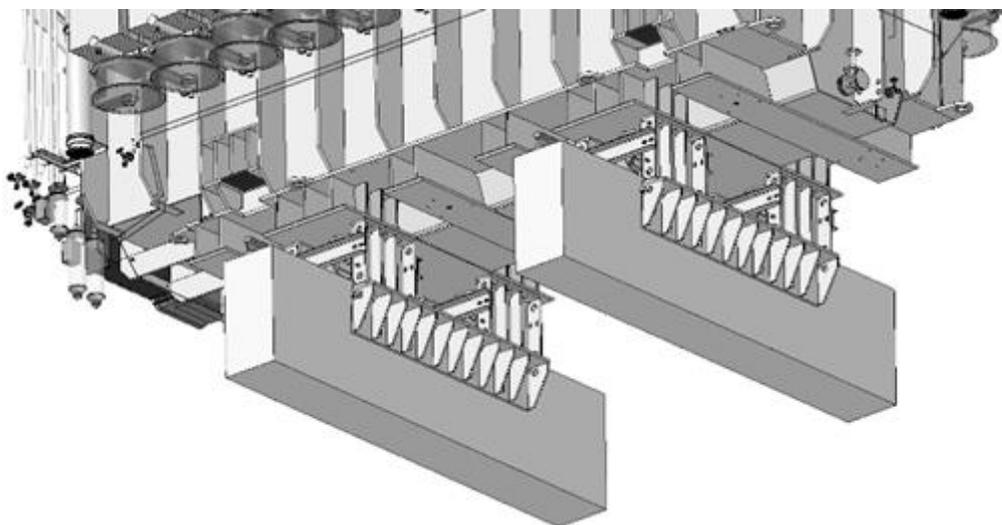


Abbildung 12: Beispiel für Verankerung des Transformators am Fundament

Um die vollständige Erdbebensicherheit des Transformators gewährleisten zu können, sind weitere Komponenten entsprechend der auftretenden Kräfte zu dimensionieren. In Tabelle 7 sind gefährdete Komponenten aufgelistet.

Tabelle 7: Erdbebensicher dimensionierte Transformatorbestandteile

Außen	Innen
Verankerung	Belastung der Kesselwand
Abstützung der Radiatoren	Abstützung Kern
Ausdehnungsgefäß	Stufenschalter
Überspannungsableiter	Ableitgerüst
Durchführungen	Befestigung von Drosseln

6 LOGISTIK

Aufgrund der relativ hohen Massen, die Leistungstransformatoren i.d.R. aufweisen, sind gem. der VwV-StVO Sondergenehmigungen bei der Nutzung öffentlicher Straßen notwendig [6]. In den vergangenen Jahren wurde es aufgrund des Sanierungsrückbaus in den öffentlichen Verkehrswegen insbesondere Brückenbauwerken schwieriger Sondergenehmigungen zu erhalten. Laut dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur sind 25 % der Brücken (Flächenbezogen) bzgl. ihrer Tragfähigkeit zu untersuchen (Stand 10/2015) [7]. Die Senkung der Transportmasse von Transformatoren ist daher ein zunehmend wichtiger Aspekt bei der Erstellung von Transformator-Designs.

Neben dem allgemeinen Trend Masse durch maximale Ausnutzung der dielektrischen und thermischen Festigkeit der eingesetzten Materialien zu reduzieren, werden 2 weitere Ansätze verfolgt:

1. Berücksichtigung des Lastgangs
2. Einsatz von Hochtemperatur-Isolierstoffen

6.1 Berücksichtigung des Lastgangs

Bisher wurden Transformatoren so dimensioniert, dass die Alterung der eingesetzten Isolierstoffe die Bemessungsleistung über die zugesicherte Lebensdauer gewährleisten. Tatsächlich werden Leistungstransformatoren jedoch meist deutlich unterhalb der Bemessungsleistung betrieben. Die Alterungsrate der Isoliermedien in Transformatoren fällt daher i.d.R. deutlich niedriger aus. Im Bereich Windenergie ist dieser Sachverhalt aufgrund der hohen Fluktuation der eingespeisten Energie besonders deutlich (vgl. Abbildung 13).

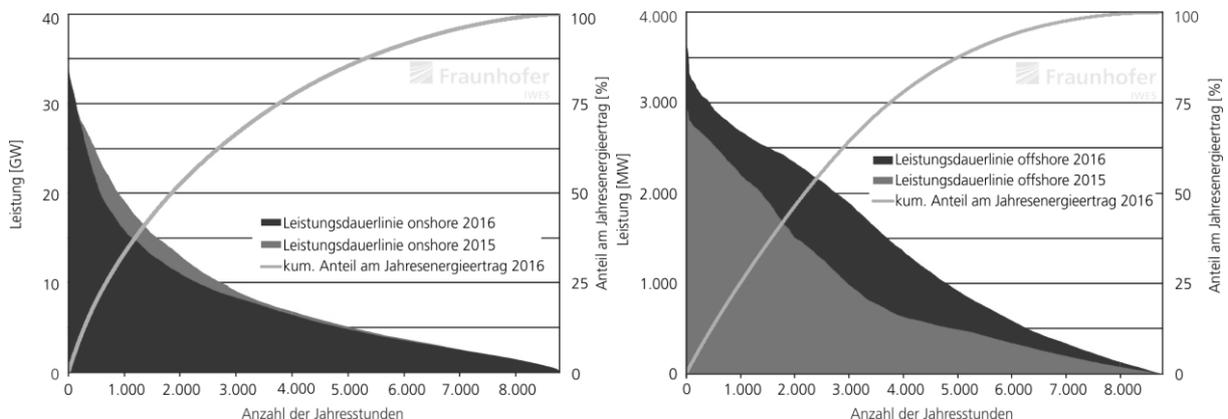


Abbildung 13: Leistungsdauerdaten von Windenergieanlagen [8]

Zur Reduzierung der Masse des Transformators besteht die Möglichkeit höhere Temperaturniveaus anzustreben, um in den wenigen Volllaststunden eine erhöhte Alterung zuzulassen. Zeiträume mit

beschleunigter Alterung können durch die reduzierte Alterung in Niedriglastzeiten kompensiert werden. Auf diese Weise kann die zugesicherte Lebensdauer bei einer reduzierten Transformatormasse weiterhin gewährleistet werden.

6.2 Einsatz von Hochtemperatur-Isolierstoffen

Eine deutliche Reduzierung der Transformatormasse kann durch den Einsatz von Hochtemperatur-Isolierstoffen erfolgen. Durch höhere zulässige Betriebstemperaturen lassen sich beispielsweise Kühlkanäle reduzieren und damit ein kompakteres und vor allem leichteres Transformator-Design realisieren. In der Norm IEC 60076-14 sind unterschiedliche Varianten für die Umsetzung von Hochtemperatur-Isolierstoffen in flüssigkeitsgefüllten Leistungstransformatoren beschrieben [9]. Die zulässigen Übertemperaturen sowie Temperaturklassen der einzusetzenden Hochtemperatur-Isolierstoffe sind in Abbildung 14 dargestellt.

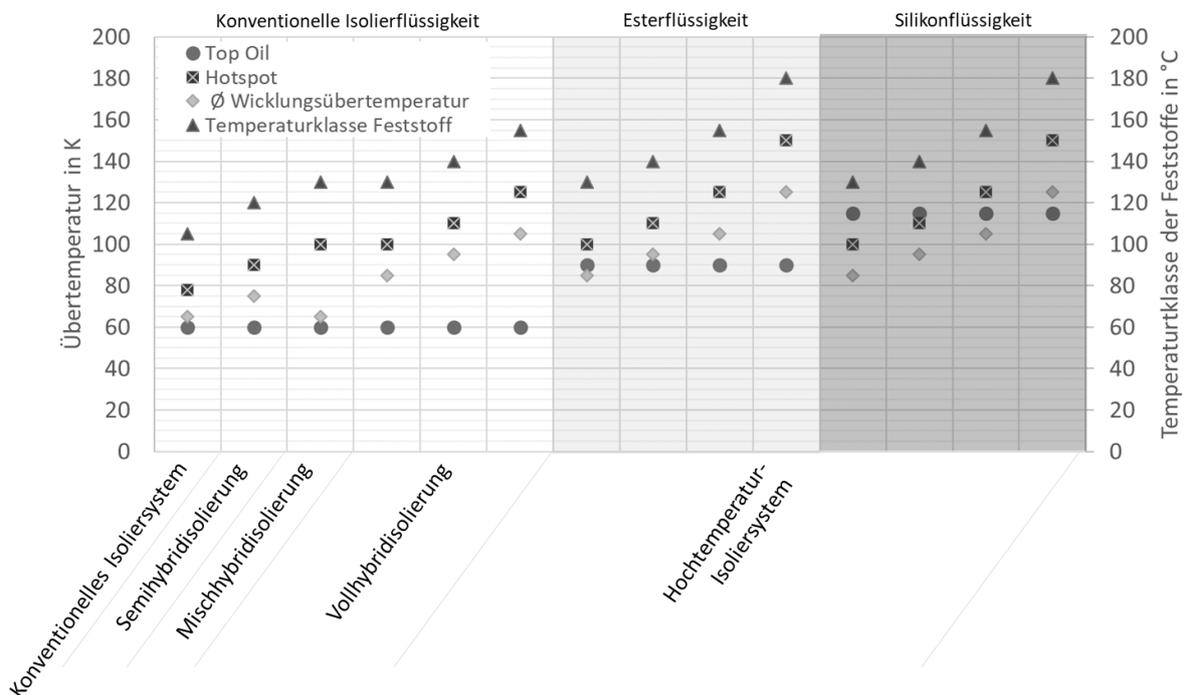


Abbildung 14: Grenztemperaturen beim Einsatz unterschiedlicher Hochtemperatur-Isolierstoffe

Folgende Maßnahmen müssen in der jeweiligen Hochtemperaturvariante umgesetzt werden:

Konventionelles Isoliersystem: Keine (Referenz)

Semihybridwicklung: Hochtemperatur-Leiterisolierung

Mischhybridwicklung: Hochtemperatur-Leiterisolierung in den Hotspots
Partielle radiale Hochtemperatur-Abstandshalter

Vollhybridwicklung: Hochtemperatur-Leiterisolierung
Radiale Hochtemperatur-Abstandshalter
Axiale Hochtemperatur-Abstandshalter an den Wicklungen

Hochtemperatur Isoliersystem: Hochtemperatur-Leiterisolierung
Radiale Hochtemperatur-Abstandshalter
Axiale Hochtemperatur-Abstandshalter an den Wicklungen
Hochtemperatur-Potentialsteuerring
Hochtemperatur-Winkelringe & -Barrieren
Hochtemperatur-Isolierflüssigkeit

An einem Referenztrafo wurden folgende Masseinsparungen bei Kern, Kessel, Wicklungen und Isolierflüssigkeit berechnet:

Tabelle 8: Reduzierung der Transformator Masse durch Hochtemperatur-Isolation

	Konventionelles Isoliersystem	Semihybridvariante
Masse Kern in %	100	91,6
Masse Wicklung in %	100	95,0
Masse Kessel & Öl in %	100	88,8
Gesamtmasse in %	100	91,9

Die Masse des Kerns reduziert sich in der einfachsten Hochtemperaturvariante – Semihybrid – bereits um 8,4 %. Die Masse der Wicklungen ist in der Semihybridvariante um ca. 5,0 % im Vergleich zum konventionellen Isoliersystem geringer. Die Reduzierung der Öl- und Kesselmassen bewegt sich aufgrund der geringeren Transformatorabmessungen im Bereich von 11,2 %. Insgesamt ergibt sich eine Gewichtsreduzierung von 8,1 %. Diese Werte sind jedoch stark vom ursprünglichen Transformator design abhängig.

7 ZUSAMMENFASSUNG

Transformatoren unterliegen einer stetigen Weiterentwicklung, die durch wachsende Kundenanforderungen und gesetzliche Rahmenbedingungen getrieben wird. Im Fokus des derzeitigen Entwicklungsprozesses steht die

- Reduzierung von Leerlauf- und Kurzschlussverlusten
- Senkung von Schallemissionen
- Verminderung der Transformator Masse aufgrund von Transportbeschränkungen
- Realisierung von Spezialanforderungen (z.B. Erdbebensicherheit, Minimierung des Schadens durch Störlichtbögen im Transformator, usw.)

Im Beitrag werden zu jeder der genannten Anforderung technische Lösungsansätze vorgestellt:

- | | |
|--|---|
| <i>Leerlaufverluste</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Einsatz von neu entwickelten Materialien mit niedrigeren spezifischen Verlustleistungsdichten |
| <i>Kurzschlussverluste</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung der Zusatzverluste in den Wicklungen durch Verwendung von Drilleitern, die individuell ans Trafodesign angepasst sind • Verringerung der Verluste in Eisenteilen durch den Einsatz von Schirmungen, Materialsubstitution sowie konstruktiver Maßnahmen |
| <i>Schallemissionen</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Optimierung des Wicklungsdesigns mit Hilfe von hochaufgelösten Schwingungsmodellen |
| <i>Störlichtbögen im Transformator</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Konstruktion von druckfesten Kesseln ggf. in Kombination mit weiterführenden Maßnahmen |
| <i>Erdbebensicherheit</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Verankerung des Transformators • weitere in- und externe Maßnahmen zur Gewährleistung der Erdbebensicherheit |
| <i>Transportmasse v1</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Durch Berücksichtigung von Lastgängen im Alterungsmodell können verringerte Alterungsprozesse in Niederlastzeiten durch beschleunigte Alterungsprozesse in Spitzenlastzeiten kompensiert werden. |

- Transportmasse v2*
- Durch den Einsatz von Hochtemperatur-Isolierstoffen gem. IEC 60076-14 können Kühlungen in den Wicklungen minimiert und dadurch hohe Leistungsdichten bzw. niedrige Transformormassen erzielt werden.

Mit den vorgestellten Maßnahmen werden künftige Transformatorgenerationen bei geringeren Baugrößen und Massen noch weniger geräusch- und verlustleistungsbehaftet, als bisherige Transformatoren sein und dadurch zur Umwelt- und Ressourcenschonung beitragen. Durch aufwändige konstruktive Transformatorendesigns stellen Transformatoren im Havariefall eine geringere Gefahrenquelle als bisher dar und leisten dadurch einen wichtigen Beitrag zum Schutz von Personen, Gebäuden und Infrastruktur.

LITERATUR

- [1] D. VDE, EN 50629:2015 - Energiekennwerte von Großleistungstransformatoren, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und , 2016.
- [2] J. D. M. FOATA*, Power transformer tank rupture prevention, HYDRO-QUÉBEC CANADA: Cigre, 2010.
- [3] C. L. B. D. J. Mayoraz, *Erdbeben: Karten der Baugrundklassen*, Bundesamt für Umwelt (BAFU), 2016.
- [4] S. Barnett, Deutschland für die Hosentasche: Das Land in Listen und Geschichten, S. Fischer Verlag, 2013.
- [5] M. Koller, *ESTI Nr. 248 - Erdbebensicherheit der elektrischen Energieverteilung in der Schweiz*, Eidgenössisches Starkstrominspektorat ESTI, Bundesamt für Verkehr, 2015.
- [6] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Straßenverkehrs-Ordnung (VwV-StVO), 2017.
- [7] BMVI, „Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur,“ 2018. [Online]. Available: <http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/StB/systematische-brueckenertuechtigung.html?nn=216360>. [Zugriff am 05 02 2018].
- [8] F. IWES, *Leistungsdauerlinie on- und offshore*, 2016.
- [9] I. 60076-14, *Leistungstransformatoren - Teil 14: Flüssigkeitsgefüllte Leistungstransformatoren mit Hochtemperatur-Isolierstoffen*, 2013.

Flexibilität im Höchstspannungsnetz – Steckbare Durchführungen als Schlüssel.

Aufbau, Funktion und Anwendung.

Alejandro Escobin

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH
Alejandro.escobin@pfisterer.com
Germany

Ruben Grund

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH
ruben.grund@pfisterer.com
Germany

KURZFASSUNG

Einleitung und Motivation

Die grösste Anzahl an Leistungstransformatoren, die in den 50er, 60er und 70er Jahre installiert wurden, erreichen ihre Leistungsgrenze oder sind am Ende ihrer Dienstjahre und werden ständig ersetzt. Bei diesen Servicearbeiten müssen Umspannwerke flexibel umgeschaltet werden damit die Ausschaltzeiten minimal bleiben. Steckbare Durchführungen sind der Schlüssel für die nötige Flexibilität, denn diese bieten nicht nur zahlreiche Vorteile, sondern erhalten den gleichen Performance-Eigenschaften wie konventionelle Durchführungen. Steckbare Durchführungen können sehr schnell und unkompliziert montiert werden, da die Öl- oder Gasarbeiten im Umspannwerk entfallen. Im Falle eines Kurzschlusses bleiben sie explosions sicher, da sie feststoffisoliert sind. Ihre Steckbarkeit macht sie nicht nur kürzer, was den Platzanspruch im Transformator massiv reduziert, sondern ermöglicht einen schnellen Umtausch im Schadenfall.

Steckbare Durchführungen wurden vor über zwanzig Jahre primär zu Prüfzwecken entwickelt. Mittlerweile durch den erhöhten Bedarf nach Flexibilität und die erreichte Produktreife werden sie vermehrt für mobile Anwendungen eingesetzt. Ihr Einsatzgebiet kann natürlich auch für Schaltanlagen (GIS) erweitert werden.

Netzbetreiber weltweit erkennen die Vorteile von steckbaren Durchführungen, da diese die nötige Flexibilität bieten um den neuen Anforderungen im Energiewandel entgegen zu kommen.

Steckbarkeit – Der Schlüssel zum Erfolg

Eine Grundvoraussetzung für die Verwendung steckbarer Durchführungen ist eine universelle Schnittstelle im Transformator. Dies bietet weit flexiblere Anwendungsmöglichkeiten als herkömmliche feste Verbindungssysteme. Zum Beispiel können sowohl Durchführungen, Überspannungsableiter als auch Kabelverbindungen über die gleiche Buchse eingesetzt werden, ohne in das empfindliche Innenleben der Systeme eingreifen zu müssen, siehe Abb. 1.

Die trockene, festisolierte Buchse ist sehr kompakt, so dass weniger Platz im Transformator nötig ist. Folglich können Transformatoren- oder GIS-Hersteller das Design kompakt gestalten. Im Hinblick auf ihre zukünftige Nutzung sind Transformatoren oder GIS, die mit einer steckbaren Schnittstelle ausgestattet sind, viel flexibler und in der Lage, selbst bei wechselnden Anforderungen jahrzehntelang zu arbeiten. Um eine zukünftige Erweiterbarkeit zu gewährleisten, ist es sogar möglich, die Buchse mit einem spannungsfesten Blindstecker zu schließen und diese bei Bedarf als zusätzliche steckbare Verbindung zu verwenden. Der Wechsel von steckbaren Durchführungen zu HV-Kabeln und umgekehrt ist jederzeit problemlos möglich.

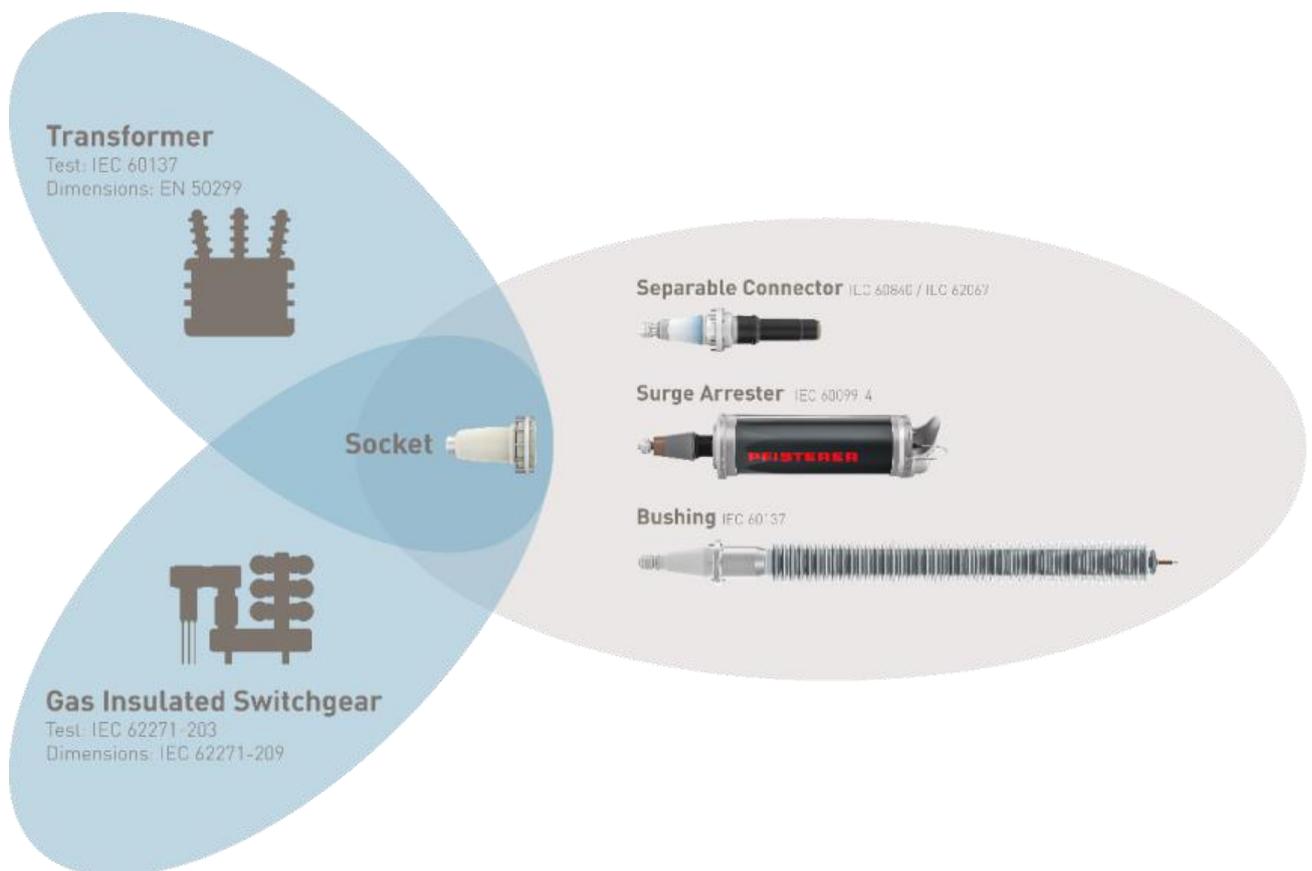


Abb. 1: Mit trockene Kabelsteckern, Überspannungsableitern und Durchführungen steht ein umfassendes Produktportfolio für steckbare Verbindungssysteme von 6 bis 550 kV zur Verfügung.

RIP- oder RIS-Isolierung

Trockene Durchführungen gibt es auf dem Markt in zwei Variationen: üblicherweise eine Isolierung aus harzprägniertem Papier (RIP) oder harzprägniertem Kunststoff (RIS); diese bestehen aus Papier oder synthetischem Gewebe, das im Vakuum mit Epoxidharz imprägniert ist. Die Isolierung ist um den zentralen Leiter in der Durchführung gewickelt.

Kapazitive und Geometrische Feldsteuerung kombiniert

Bei den steckbaren Kabelverbindern wird das elektrische Feld, sowohl im Stecker als auch in der Buchse geometrisch gesteuert. Bei der steckbaren Durchführung wird diese geometrische Feldsteuerung auch mit der kapazitiven kombiniert. Dies ermöglicht eine kompakte Bauform mit den Vorteilen der steckbaren Durchführung und des platzsparenden, standardisierten Steckers im Transformator.

In der Abb. 2 wird eine PFISTERER steckbare Durchführung mit HV-CONNEX Grösse 7S dargestellt. Diese ist für Spannungen bis 362 kV konzipiert. PFISTERER verfügt über zahlreiche Produktvarianten in unterschiedlichen Größen für Spannungen von 123 bis 362 kV - eine steckbare Durchführung für bis zu 550 kV befindet sich derzeit in der Entwicklung.

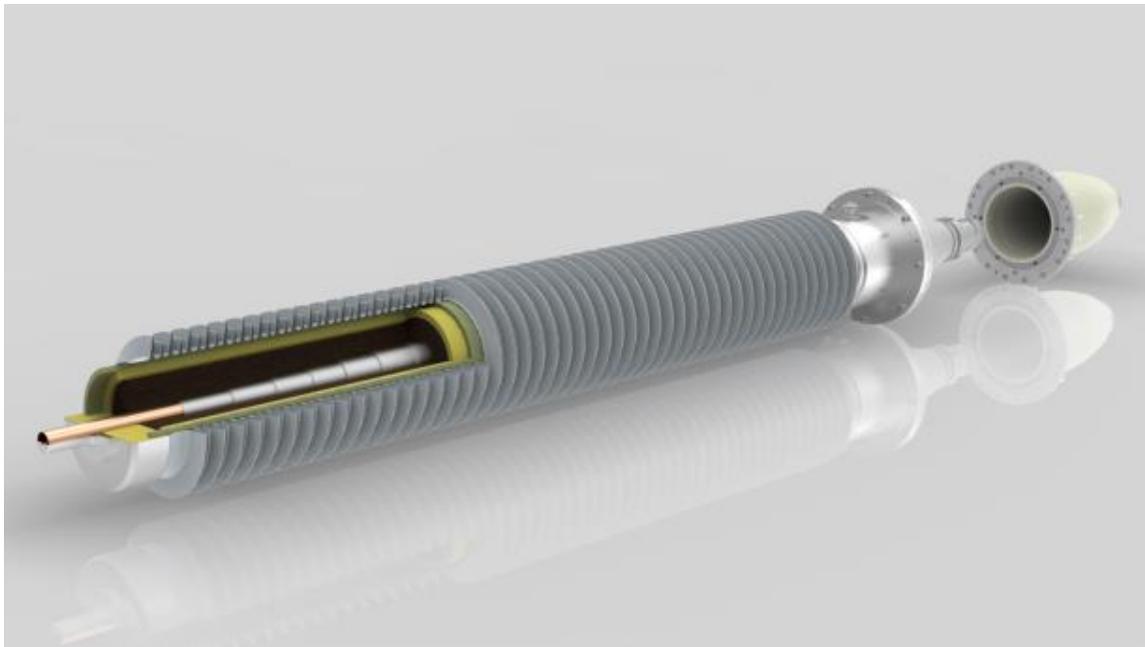


Abb. 2: Zusammenstellung einer 362kV steckbare Durchführung mit HV-CONNEX Grösse 7S.

Hohe mechanische Stabilität

Um eine hohe mechanische Stabilität zu erreichen, wird der RIP- oder RIS-Isolationskern der Durchführung von einem glasfaserverstärkten Kunststoffrohr (GFK) umgeben, Abb. 2. Der Spalt zwischen Isolationskern und Rohr wird dann mit einem isolierenden Polyurethanschaum ausgefüllt um die dielektrische Festigkeit auf der freiliegenden Seite weiter zu erhöhen. Das GFK-Rohr bildet zudem eine Diffusionsbarriere und schützt den Kern vor Feuchtigkeitsaufnahme. Die an der Außenseite der GFK-Röhre angebrachten Schirme dienen zur Verlängerung der Kriechstrecke und verhindern Leckströme. Silikon ist aufgrund seiner guten Alterungsbeständigkeit und geringeren Adhäsion von Staub und Verunreinigungen (selbstreinigend, hydrophob) [6] für diesen Zweck bestens geeignet.

Im Flanschbereich (Abb. 3, Nr. 2) entsteht die mechanische Verbindung zwischen Buchse und dem steckbaren Kontaktteil. Der in die Seite des Flansches integrierte Prüfanschluss (Abb. 3, Nr. 1) bietet

Mess- und Steuerungsmöglichkeiten. Dieser Anschluss entspricht dem IEC-Standard [1] mit bis 2 kV Spannungsfestigkeit und auch für den US-Markt bis zu 20 kV ANSI-Standard [2] [3]. Die Testverbindungen werden verwendet, um den Verlustfaktor ($\tan \delta$) oder Teilentladungen zu messen.

Sowohl der Kontaktteil der steckbare Durchführung als auch die Buchse, die im Transformator eingebaut wird, sind trocken isoliert. Diese Verbindung zwischen Durchführung und Buchse ist entscheidend für eine einwandfreie dielektrische Funktion. Es ist darauf zu achten, dass der Anpressdruck zwischen den Bauteilen immer einen definierten Wert hat, damit ein homogenes elektrisches Feld entsteht. Die Lösung besteht aus einem Silikonisolator für den Dehnungsspalt, der fest mit der Oberfläche des Isolationskerns verbunden ist. Um die Dehnungsunterschiede zwischen den beiden Bauteilen beim Aufheizen des Leiters zu absorbieren, sorgt ein spezieller Federmechanismus für einen konstant hohen und gleichmäßigen Anpressdruck und gewährleistet so eine elektrische Isolation innerhalb der Steckverbindung.

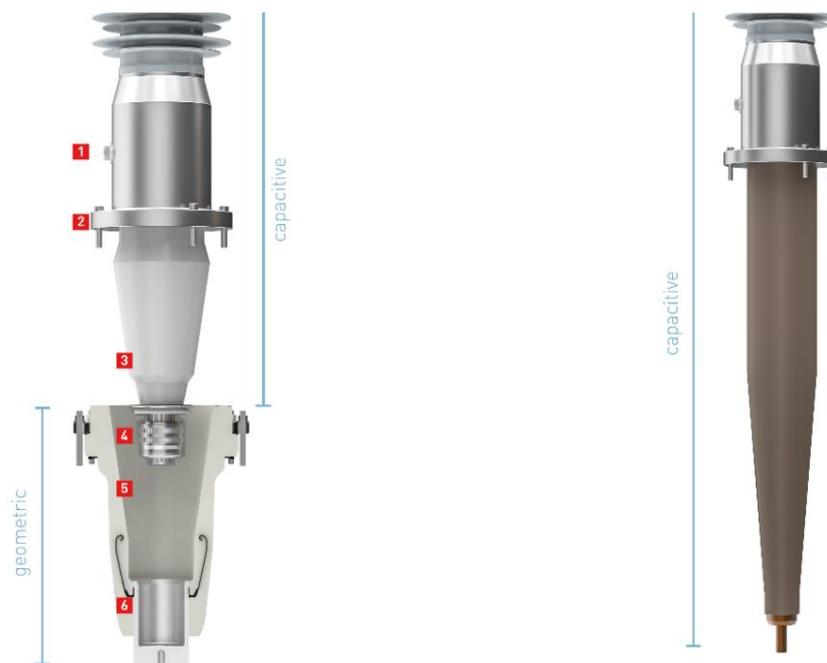


Abb. 3. Komponenten eine steckbare Durchführung: 1 Prüfanschluss, 2 Flansch, 3 Silikonisolator, 4 Kontaktstück mit Kontaktlamellen, 5 Gießharz, 6 Feldsteuerung

Elektrische Feldsteuerung: kapazitiv und geometrisch

Das elektrische Feld in der Durchführung wird kapazitiv gesteuert. Bei ihre Herstellung werden leitfähige Folien abwechselnd mit dem RIP oder der papierfreien synthetischen Gewebe-RIS-Isolierung auf den Leiter aufgebracht, ähnlich wie bei herkömmlichen Folienkondensatoren. Diese Anordnung erzeugt eine Reihenschaltung von Kapazitäten. Die einzelnen Folien haben kein definiertes Potential. Nur die erste und letzte Folie sind mit dem Hochspannungs- und Erdpotential verbunden (Abb. 4) um

eine hohe Homogenität zu erreichen. Die gleiche Spannung fällt über jeden dieser Kondensatoren ab und bildet ein homogenes Feld im Isoliermaterial. Die Länge, der Abstand und die Anzahl der Folien werden entsprechend gewählt, um die gewünschten integrierten Kapazitäten zu erzeugen. In Abbildung 5 und 6 ist die kapazitive Feldsteuerung primär als Schema und sekundär als Feldbildern dargestellt. Die Linien zeigen die Äquipotentialflächen [6]. Wie man sehen kann, sind die Abstände zwischen den Linien aufgrund der unterschiedlichen Länge der Folien homogen.

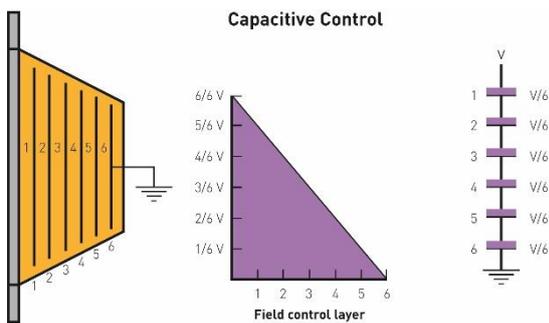


Abb. 4. Funktionsprinzip kapazitive Feldsteuerung

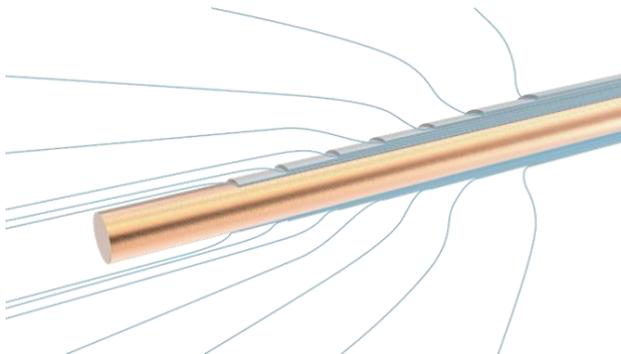


Abb. 5. Feldlinien an den Enden der Folien

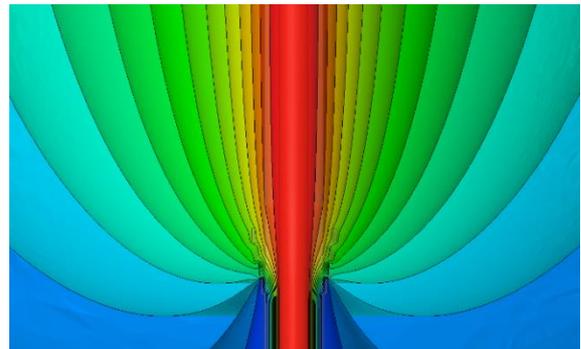


Abb. 6. Simulation des E-Feldes mit kapazitive Feldsteuerung

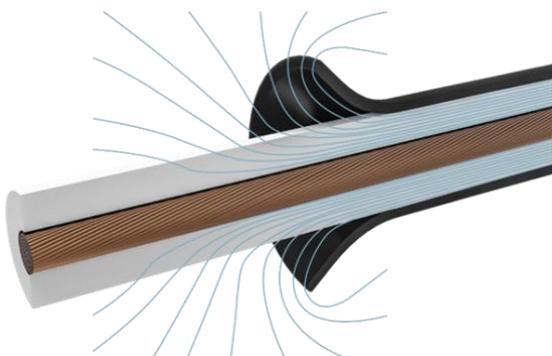


Abb. 7. Geometrische Feldsteuerung

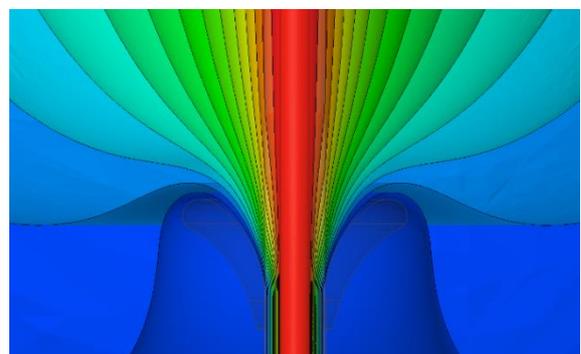


Abb. 8. Simulation des E-Feldes mit geometrische Feldsteuerung

Die entscheidende Neuerung besteht darin, die kapazitive Steuerung der Durchführung mit der geometrischen Steuerung der Buchse zu kombinieren. Bei konventionellen Durchführungen geht die kapazitive Steuerung direkt in den Transformator bzw. der GIS weiter, daher auch der Begriff der Durchführung.

Beim Betrieb mit eingestecktem Kabel werden sowohl der Kabelstecker als auch die Buchse im Transformator geometrisch, nicht kapazitiv gesteuert. In diesem Fall wird die Homogenisierung des Feldes durch die Form der Elektroden erreicht, was bedeutet, dass das Ende des Schirms, der sogenannter Deflektor (Abb. 7), so modifiziert werden muss, dass eine optimale Feldverteilung erzeugt wird. Bei den Abbildungen 7 und 8 ist zu sehen, dass die Abstände zwischen den Äquipotentiallinien so gut wie konstant sind, was für die Feldsteuerung gewünscht ist.

Wenn eine kapazitive gesteuerte Durchführung zusammen mit einer geometrisch gesteuerten Buchse eingesetzt wird, müssen beide Steuerungsarten aufeinander abgestimmt sein. Es ist deshalb wichtig, dass die Feldbelastungsgrenze sowohl bei der Isolierung der beiden Einzelkomponenten als auch bei allen angrenzenden Isoliermedien nicht überschritten wird. Durch die Kombination beider Steuerungsarten und die geometrische Feldsteuerung der Buchse ist es gelungen, maximale Leistung auf kleinstem Raum zu ermöglichen, vergleiche auch Abb. 11.

Hohe Stromtragfähigkeit bis zu 2.600 Ampere

Der Leiter einer Durchführung (Abb. 2) besteht normalerweise aus Kupfer, obwohl in einigen Fällen Aluminium möglich ist. Um der starken Erwärmung des Leiters, den die durch die Isolierung verstärkt wird und damit der Überhitzungsgefahr entgegenzuwirken, setzt man die Heat-Pipe-Technologie [5]: Heiße Gas zirkuliert im Inneren des Leiters und kondensiert, wodurch die Wärme / Energie kontinuierlich nach oben transportiert wird. Diese Art der Umlaufkühlung findet sich auch in anderen technischen Anwendungen, etwa bei der Prozessorkühlung in Supercomputern - allerdings in deutlich geringerem Umfang. Die Verwendung der Heat-Pipe-Technologie [5] in der steckbaren Durchführungen ermöglicht maximale Ströme von bis zu 2.600 Ampere.



Abb. 10. Lamellen im Kontaktteil

Lamellen am Kontaktteil der Durchführung, siehe Abb. 10, gewährleisten optimalen Kontakt für die Steckverbindung, auch bei unterschiedlichen Umgebungstemperaturen im Sommer und Winter. Die elektrische Kontaktierung mittels Kontaktlamellen basiert auf dem Linienkontaktprinzip und bietet im Vergleich zu planaren Kontakten höhere Stromtragfähigkeiten. Auf den ersten Blick erscheint eine plane Kontaktfläche als idealer Kontaktpunkt: Zwei glatte Flächen liegen flach aufeinander, elektrische Energie kann über die gesamte überlappende Fläche fließen. Unter dem Mikroskop wird die visuelle Erscheinung trügerisch. Eine raue Landschaft offenbart sich, voll von Gipfeln und Tälern. Diese Unregelmäßigkeiten in der Oberfläche des Materials, die als Oberflächenrauheit bezeichnet werden, haben Konsequenzen für die Kontaktqualität. Durch zahlreiche Messungen schrumpft eine

hundertprozentige Kontaktfläche effektiv auf wenige metallische und damit elektrische Kontaktpunkte, was nur zu fünf Prozent der gesamten Überlappungsfläche führt. Dieses Argument führte zu einem Paradigmenwechsel in der Kontakttechnologie: das Entfernen großer Kontaktflächen zu kleineren, aber definierten Kontaktpunkten mit hohem Kontaktdruck.



Abb. 11. Längenvergleich steckbare vs. traditionelle Durchführung

Reduzierte Einbautiefe ermöglicht neue Generation von Netzanlagen

Die Kombination von kapazitiver und geometrischer Feldsteuerung in steckbaren Durchführungen reduziert die Einbautiefe im Transformator oder GIS um etwa ein Drittel gegenüber einer herkömmlichen Durchführung, Abb. 11. Dies ermöglicht deutlich kompaktere Designs für neue Netzanlagen und flexiblere Anwendungen. Basierend auf der steckbaren HV CONNEX Gr. 7-S-Durchführung und CONNEX-Buchse, hat Siemens kompakt konstruierte Notfalltransformatoren entwickelt [4], die sich einfach per LKW transportieren lassen, innerhalb weniger Tage bewegt werden können und innerhalb weniger Stunden betriebsbereit sind. Dies ist nur möglich, weil die Buchse dank ihrer kurzen Länge platzsparend in die Oberseite des Transformators eingebaut werden konnte und die steckbare Durchführung eine schnelle Montage garantiert.

References

- [1] International Electrotechnical Commission, *IEC 60137 Insulated bushings for alternating voltages*, 2008-07.
- [2] IEEE Power Engineering Society, *IEEE STD C57.19.01 Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings*, 2000.
- [3] IEEE Power Engineering Society, *IEEE C57.19.00T General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings*, 2004.
- [4] P. K. GmbH, *Datasheet HV-CONNEX pluggable Bushing size 7-S up to 362 kV*.

[5] H. Köln, „<http://www.hspkoeln.de/>“, [Online].

[6] A. Küchler, Hochspannungstechnik: Grundlagen — Technologie — Anwendungen, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2009.

Feldstudie für den flächendeckenden Einsatz natürlicher Ester in Verteiltransformatoren

Stephanie Hägele
Universität Stuttgart
Stephanie.Haegle@ieh.uni-
stuttgart.de
Deutschland

Stefan Tenbohlen
Universität Stuttgart
Stefan.Tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Deutschland

Domenico Perrino
Netze BW GmbH
D.Perrino@netze-bw.de
Deutschland

Martin Konermann
Netze BW GmbH
M.Konermann@netze-bw.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Natürliche Ester, auf nachwachsenden Rohstoffen basierte Isolierflüssigkeiten, werden zunehmend als Alternative zu konventionellem Mineralöl in Verteiltransformatoren diskutiert und verwendet. Vorteilige Eigenschaften in Bezug auf Brandschutz und Umweltverträglichkeit sind ein wesentlicher Faktor hierfür. Frühere Untersuchungen der elektrischen Eigenschaften zeigen, dass natürliche Ester und Mineralöl vergleichbare Durchschlagsfestigkeit in homogenen und leicht inhomogenen elektrischen Feldern besitzen, hingegen wurden bei natürlichen Estern im Vergleich zu Mineralöl verringerte Durchschlagsfestigkeiten in stark inhomogenen Feldern gemessen. In den letzten Jahren wurden viele Studien durchgeführt, welche natürliche Ester und Mineralöl hinsichtlich der bekannten Prüfmethode untersuchten. Ziel dieser Studie ist es, im Rahmen eines Pilotprojektes der Netze BW GmbH verschiedene Experimente mit starker Isolationsbeanspruchung zweier verschiedener natürlicher Ester und eines Mineralöles zusammen zu bringen, um „Grenzbedingungen“ des Betriebs für natürliche Ester zu untersuchen: Unterschiede in der chemischen Struktur natürlicher Ester, die für eine im Vergleich zu Mineralöl erhöhte Viskosität sorgen, sind beispielsweise ein Grund für Untersuchungen des Verhaltens bei tiefen Temperaturen, bei welchen Esterflüssigkeiten nicht mehr flüssig sind. Untersuchungen ausgewählter Ölkennzahlen nach mehrfacher Abkühlung unter den Stockpunkt und folgender Wiedererwärmung sind ein weiterer Aspekt der Tieftemperaturuntersuchungen. Eine andere Fragestellung beschäftigt sich damit, inwiefern sich verschiedene natürliche Ester im Betrieb in ihren Eigenschaften unterscheiden, insbesondere nach Langzeitalterung. Weitere Untersuchungen umfassen das Verhalten der Öle bei Lichtbögen.

1 EINLEITUNG

Natürliche Ester werden aufgrund vorteiliger Eigenschaften wie hohen Flamm- und Brennpunkten sowie guter Umweltverträglichkeit vermehrt in Verteiltransformatoren eingesetzt. Da natürliche Ester im Vergleich zu Mineralöl eine kürzere Einsatzgeschichte als Transformatorisolierrflüssigkeit aufweisen können, werden viele Untersuchungen hinsichtlich ihrer dielektrischen und chemischen Eigenschaften durchgeführt. Natürliche Esterflüssigkeiten unterscheiden sich in manchen dieser Eigenschaften deutlich von Mineralöl, so etwa im Verlustfaktor und in der Neutralisationszahl. Außerdem unterscheiden sich natürliche Ester und Mineralöle nicht nur im Neuzustand, sondern ebenfalls bei Alterung und unter extremer Beanspruchung wie Tieftemperaturen und hoher elektrischer Belastung. Für den flächendeckenden Einsatz natürlicher Ester sind Daten über entsprechende Belastungen von großer Bedeutung. Natürliche Ester werden auf der Basis von Pflanzenölen verschiedenen Ursprungs, wie etwa Raps und Soja, gewonnen. Durch deren Unterschiede in der chemischen Struktur besitzen Öle, die auf verschiedenen Pflanzen basieren, ebenfalls leichte Unterschiede in ihren Eigenschaften.

Dieser Beitrag bietet eine Übersicht über die Leistungsfähigkeit natürlicher Ester unter speziellen Betriebsbedingungen mit Gewichtung auf möglichen Unterschieden zwischen einzelnen natürlichen Estern. Die untersuchten Isolierrflüssigkeiten werden außerdem in Verteiltransformatoren der Netze BW im Rahmen einer Feldstudie zum flächendeckenden Einsatz natürlicher Ester betrieben. Die Feldstudie umfasst 105 mit natürlichen Estern gefüllte Verteiltransformatoren, welche an speziellen Orten im Netz mit der Möglichkeit des Auftretens tiefer Temperaturen oder spezieller Lastprofile installiert wurden. Die Ölkennzahlen der neuen Isolierrflüssigkeiten werden untersucht und nach Abschluss des Projektes mit Ölproben der Transformatoren im Betrieb verglichen.

2 LABORUNTERSUCHUNGEN

Verschiedene Laboruntersuchungen wurden durchgeführt, um das Verhalten der Isolierrflüssigkeiten unter Tieftemperaturen und elektrischer Belastung zu bestimmen. Zwei natürliche Esterflüssigkeiten, im Folgenden als NE1 und NE2 bezeichnet, wurden untersucht und mit einem hochwertigen Mineralöl (MO) verglichen.

2.1 Ölkennzahlen der neuwertigen Isolierrflüssigkeiten

Die Ölkennzahlen der neuwertigen Isolierrflüssigkeiten sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die Isolierrflüssigkeiten wurden im Lieferzustand verwendet, wenn die relative Feuchte rH kleiner 12 % war (NE1 und NE2), sowie andernfalls auf mindestens die genannte relative Feuchte getrocknet (MO). Die Übersicht zeigt die Durchschlagsspannung (BDV), Farbzahl, absolute Feuchte, Neutralisationszahl (Neutral.) und den Verlustfaktor $\tan(\delta)$.

Tabelle 1 Ölkennzahlen der neuwertigen Flüssigkeiten

Flüssigkeit neu	Farbzahl	Feuchte (ppm)	BDV(kV) (2 mm)	$\tan(\delta)$	Neutral. (mgKOH/g)
NE1	0,5	32,23	60,6	0,0014	0,020
NE2	0,5	72,03	48,2	0,0010	0,017
MO	0	7,31	70,4	0,000061	0,011

Alle Untersuchungen wurden bei Raumtemperatur $20\text{ °C} \pm 2\text{ K}$ durchgeführt. Eine Gasanalyse wurde ebenfalls durchgeführt und zeigte vergleichbare Anteile der Luftgase Stickstoff (N₂), Sauerstoff (O₂) und Kohlenstoffdioxid (CO₂) für alle untersuchten Isolierrflüssigkeiten.

2.2 Dielektrisches Verhalten bei Tieftemperaturen

Der Temperaturbereich von Umgebungstemperatur (20 °C) bis hin zu -35 °C wurde untersucht, um die Auswirkungen der steigenden Viskosität in Richtung von tieferen Temperaturen auf die Durchschlagsspannung zu beobachten.

2.2.1 „Pour point“-Bestimmung

Zu Beginn der Untersuchungen wurde der „pour point“ (Fließpunkt) der natürlichen Esterflüssigkeiten bestimmt, d.h. die Temperatur, bei welcher die Isolierflüssigkeit gerade noch fließt und noch nicht erstarrt ist. Das Ergebnis wurde mit den Angaben des jeweiligen Datenblatts verglichen. Die „pour points“ wurden mit Temperaturschritten von $\Delta T = 2$ K gemessen. Der „pour point“ von Mineralöl wurde nicht bestimmt, da dieser signifikant unterhalb des untersuchten Temperaturbereiches liegt. Die gemessenen „pour points“ sind in Bild 1 dargestellt.

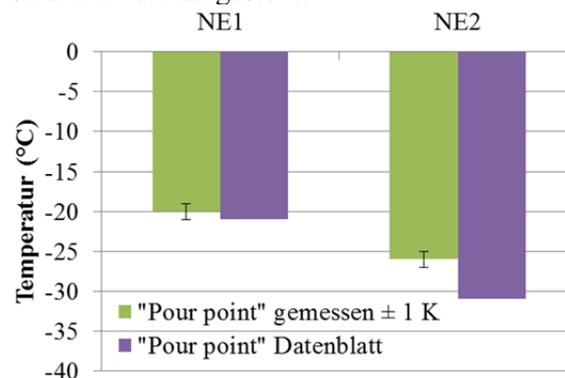


Bild 1 „Pour points“ der untersuchten natürlichen Esterflüssigkeiten

2.2.2 Durchschlagsspannung in Abhängigkeit der Temperatur

Die Isolierflüssigkeiten wurden in einer Vötsch-Klimakammer auf die geforderten Temperaturen gekühlt. Die Temperatur wurde in der Flüssigkeit gemessen, um die genaue Temperatur einhalten zu können. Die Durchschlagsspannung wurde von $T = 2$ °C bis $T = 0$ °C in Schritten von $\Delta T = 10$ K, von $T = 0$ °C bis $T = -10$ °C, sowie von $T = -30$ °C bis $T = -35$ °C in Schritten von $\Delta T = 5$ K, außerdem von $T = -10$ °C bis $T = -30$ °C in Schritten von $\Delta T = 2$ K gemessen. Die Durchschlagsspannung wurde in Anlehnung an die Norm IEC 60156 mit einem BAUR-Gerät mit Maximalspannung von 100 kV gemessen. Der Elektrodenabstand wurde im Vergleich zur Norm von 2,5 mm auf 2 mm verringert, da für die in der Norm spezifizierte Durchschlagsspannung bei tiefen Temperaturen sonst Werte über 100 kV aufträten. Pro Isolierflüssigkeit und pro Temperatur wurden sechs Durchschläge durchgeführt. Da die Viskosität einer Isolierflüssigkeit um ihren „pour point“ herum signifikant ansteigt, ist die Selbstheilung der Isolierflüssigkeit nach einem Durchschlag für tiefe Temperaturen nicht mehr gegeben. Aus diesem Grund konnte nur ein Durchschlag pro Probe gemessen werden bevor die Probe ersetzt werden musste und die weiteren Durchschläge an jeweils neuen Proben durchgeführt wurden. Ein eingestellter Elektrodenabstand von 2 mm bei Raumtemperatur zieht eine unzulässig große Veränderung bei tiefen Temperaturen nach sich. Deshalb wurden vor Beginn der Untersuchungen für jede Temperatur die entsprechenden bei Raumtemperatur einzustellenden Abstände festgelegt, damit die Elektrodenabstände bei Messtemperatur ausreichend exakt vorlagen. Bild 2 zeigt die gemessenen Durchschlagsspannungen für Tieftemperaturen.

Mineralöl besitzt die höchsten Durchschlagswerte bei Raumtemperatur. NE2 besitzt hier die niedrigsten Werte. Hin zu tieferen Temperaturen nimmt die Isolationsfähigkeit von Mineralöl zwischen $T = 10$ °C und $T = -22$ °C und $T = -26$ °C zu $T = -30$ °C bis hin zu 30-40 kV ab. Ein lokales Maximum der Durchschlagsspannung von 60 kV liegt bei $T = -24$ °C. Dieser Verlauf bestätigt vorangegangene Studien zum dielektrischen Verhalten von Mineralöl bei tiefen Temperaturen [4]. Zwischen $T = -30$ °C und $T = -35$ °C steigt die Durchschlagsspannung wieder an.

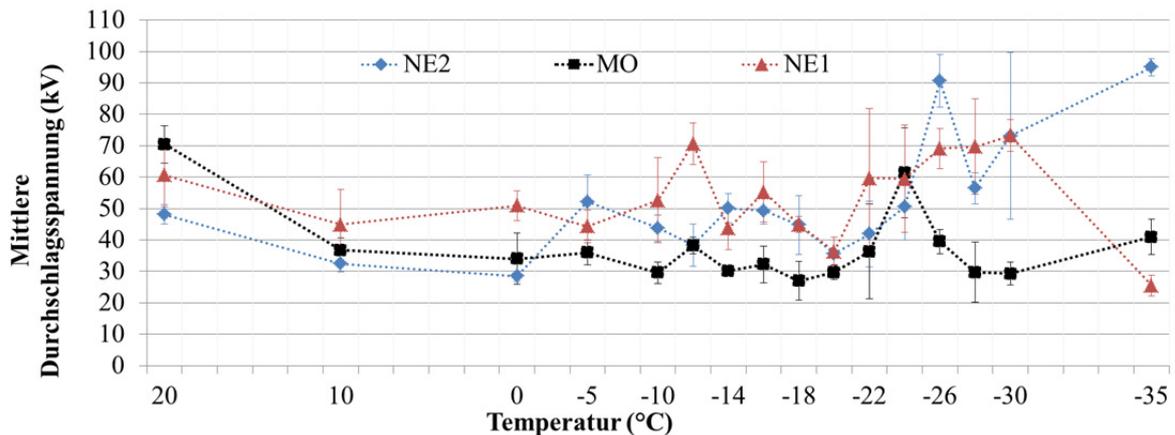


Bild 2 Durchschlagsspannungen der untersuchten Isolierflüssigkeiten über der Temperatur

Die Durchschlagsspannungen von NE1 und NE2 sinken ebenfalls zuerst in Richtung tieferer Temperaturen. NE1 besitzt bei $T = -12\text{ °C}$ und $T = -30\text{ °C}$ die höchste Durchschlagsspannung. Bei -12 °C ist NE1 noch flüssig, jedoch mit erhöhter Viskosität. Bei $T = -30\text{ °C}$ ist NE1 bereits fest. Der „pour point“ bei $T = -20\text{ °C}$ ist das absolute Minimum der Durchschlagsspannung für NE1. Für tiefere Temperaturen als den „pour point“, steigt die Durchschlagsspannung kontinuierlich an, bis sie schließlich nach $T = -30\text{ °C}$ stark einbricht.

NE2 zeigt dieselben Tendenzen wie NE1. Die Werte sind vergleichbar von $T = -5\text{ °C}$ hin zu tieferen Temperaturen mit Ausnahme der tiefsten Temperatur bei $T = -35\text{ °C}$. Für NE2 konnte bei $T = -20\text{ °C}$ ein lokales Minimum festgestellt werden. Zwischen den Temperaturen $T = -26\text{ °C}$ und $T = -35\text{ °C}$ erreicht NE2 die höchsten Durchschlagsspannungen der drei untersuchten Isolierflüssigkeiten.

2.2.3 Durchschlagsspannung nach Wiedererwärmung für natürliche Esterflüssigkeiten

Die Durchschlagsspannung wird bei Raumtemperatur gemessen, nachdem die entsprechende Isolierflüssigkeit heruntergekühlt und wieder aufgeheizt wurde. Zwei verschiedene AufwärmeprozEDUREN werden angewandt: „Schnellaufwärmung“ in Analogie zu einem Transformator ohne Last, der wieder belastet wird und „langsame Aufwärmung“ mit natürlichem Schmelzvorgang der Isolierflüssigkeit.

Die Durchschlagswerte für die Schnellaufwärmung und das langsame Aufwärmen werden auf die Mittelwerte des neuwertigen bei Raumtemperatur gemessenen Isolieröles normiert. Für NE1 ergeben sich 107 % dielektrische Festigkeit für die Schnellaufwärmung und 102 % für das langsame Aufwärmen. Für NE2 ergeben sich 87 % für die Schnellaufwärmung und 93 % für das langsame Erwärmen.

Mehrfachaufwärm- und Abkühlzyklen mit je 70-stündiger Lagerung bei $T = -10\text{ °C}$ werden durchgeführt. Vergleiche der elektrischen Festigkeit und Feuchteentwicklung zwischen neuwertigen Ölen sowie nach jedem der vier Lagerungszyklen wurden durchgeführt. Für die natürlichen Ester können keine signifikanten Unterschiede in der elektrischen Festigkeit oder der Feuchteentwicklung beobachtet werden. Mit zunehmenden Lagerzyklen steigt jedoch die Standardabweichung der Ergebnisse an.

2.3 Langzeitalterung

Um Unterschiede in der Alterung und den Alterungsprodukten verschiedener natürlicher Ester festzustellen, werden beschleunigte Langzeitalterungstests mittels erhöhter Temperatur durchgeführt. Die Temperatur beträgt 120 °C , die Alterungsdauer 1400 Stunden. Je drei Proben MO, NE1 und NE2 werden gealtert, dieselbe Anzahl an Proben wird mit Pressboardzusatz gealtert. Das Massenverhältnis zwischen Pressboard und Öl wird auf 1:10 festgelegt. Der Alterungsprozess wird in abgeschlossenen 1-Liter-Gefäßen durchgeführt.

Die Ölkennzahlen der untersuchten Flüssigkeiten werden vor und nach der Alterung gemessen und mit früheren Untersuchungen verglichen [4]-[15]. Die Ergebnisse der Ölkennzahlen sind in Mittelwerten

der drei gealterten Proben pro Konfiguration und der entsprechenden Standardabweichung zwischen den einzelnen gealterten Proben gegeben.

Die Bilder 3-6 geben eine Übersicht über die Ergebnisse. Die Ergebnisse werden ausschließlich für die beiden untersuchten Esterflüssigkeiten NE1 und NE2 dargestellt.

2.3.1 Feuchte

Die absolute Feuchte wird mit einem Karl-Fischer-Titrator gemessen und mit den Ergebnissen eines kapazitiven Feuchtesensors verglichen. Die Isolierflüssigkeiten werden vor Beginn der Alterungstests getrocknet, wenn sie nicht bereits ausreichend trocken vorlagen. Die relative Feuchte rH wird auf Werte $rH < 10\%$ eingestellt. Ein Vergleich der Feuchte vor und nach der Alterung wird in Bild 3 dargestellt und zeigt einen Anstieg auf Werte, die mit einer relativen Feuchte von $rH < 11\%$ weiterhin als „trocken“ bezeichnet werden können. Die Sättigungfeuchte von NE1 beträgt 1000 ppm, jene von NE2 beträgt 1100 ppm.

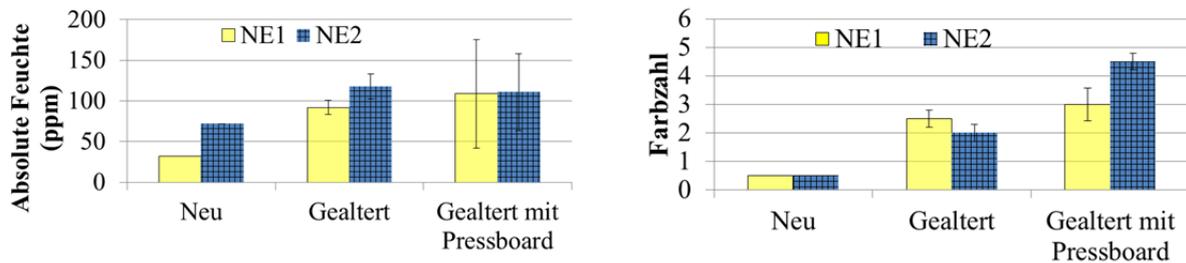


Bild 3 Feuchte (l.) und Farbzahl (r.) der natürlichen Esterflüssigkeiten vor und nach der Alterung

2.3.2 Farbzahl

Die Farbzahlen der Öle sind in Bild 3 dargestellt. Die Farbzahl im Neuzustand wird aufgrund der grünen Einfärbung zu 0,5 bestimmt.

Die gealterten Proben zeigen leichte Unterschiede in der Farbzahl zwischen den einzelnen Proben und auch zwischen den Proben mit und ohne Pressboardzusatz. Die Mittelwerte von NE1 und NE2 sind für gealterte Proben ohne Pressboardzusatz vergleichbar. Bei den gealterten Proben mit Pressboardzusatz besitzen die Proben von NE2 deutlich erhöhte Farbzahlen.

2.3.3 Durchschlagsspannung

Der Vergleich der Durchschlagsspannungen in Bild 4 zeigt vergleichbare Mittelwerte für die neuwertigen Isolierflüssigkeiten. Die Durchschlagsspannung wird mit sechs Durchschlägen pro Probe und für drei Proben pro Ölkonfiguration durchgeführt. Die gealterten Proben beider Flüssigkeiten besitzen im Vergleich zu den neuwertigen Flüssigkeiten eine leicht erhöhte Durchschlagsspannung [5][11]. Gealterte NE1-Proben besitzen um 12 kV höhere Mittelwerte als im neuwertigen Zustand, gealterte NE2-Proben besitzen um 4 kV höhere Mittelwerte als das neuwertige Öl.

Beide Flüssigkeiten erfüllen die grundlegenden Anforderungen der IEC 62770 für Durchschlagstests nach IEC 60156. Es konnten keine signifikanten Unterschiede in der Durchschlagsspannung zwischen Proben mit und ohne Pressboard festgestellt werden.

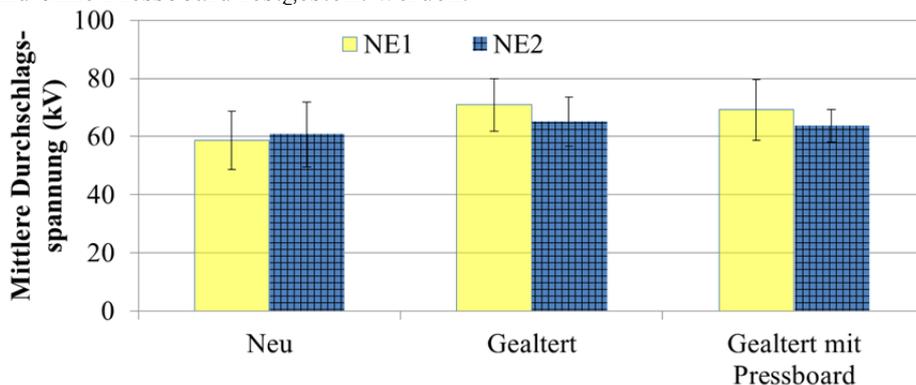


Bild 4 Mittlere Durchschlagsspannungen für drei Proben je Flüssigkeit vor und nach Alterung

Das Verhältnis der Standardabweichung zum Mittelwert liegt für die neuwertigen Isolierflüssigkeiten bei 0,17 (NE1) bzw. 0,18 (NE2). Diese Werte liegen im Bereich des durchschnittlichen Wertes des Verhältnisses zwischen Standardabweichung und Mittelwert in IEC 60156. Die Standardabweichungen der drei Proben pro Konfiguration sind für die Isolieröle vergleichbar.

2.3.4 Neutralisationszahl

Die Neutralisationszahlen sind in Bild 5 abgebildet. Die Neutralisationszahlen der gealterten Proben verändern sich signifikant für beide Isolieröle. Eine hohe Streuung bei den gealterten Proben von NE2 ist auffällig, weshalb Ausreißer separat schraffiert und schattiert dargestellt werden. Die Ergebnisse für ohne Pressboard gealterte Proben zeigen hohe Anstiege der Neutralisationszahl für beide Isolierflüssigkeiten im Vergleich zum Neuzustand.

Dies ist auf die Bildung von Säuren während des Alterungsprozesses zurück zu führen. Für die Proben mit Pressboard konzentrieren sich die gebildeten Säuren hauptsächlich in der Struktur des Pressboards, weshalb der Anteil der in den Isolierölen gemessenen Säuren für diese Konfigurationen niedriger ist als jener für die reine Ölalterung. Die Ergebnisse sind für beide Isolierflüssigkeiten vergleichbar, wenn die Ausreißer von NE2 im gealterten Zustand nicht gewichtet werden.

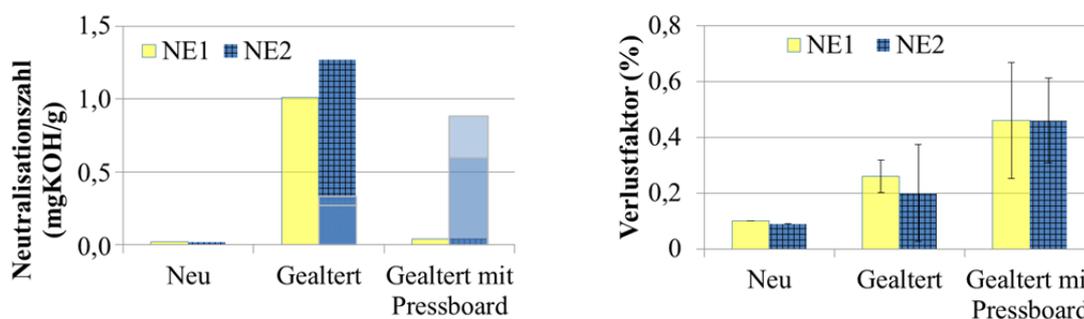


Bild 5 Neutralisationszahlen (l.) und Verlustfaktoren (r.) der natürlichen Esterflüssigkeiten vor und nach Alterung

2.3.5 Verlustfaktor

Untersuchungen der Verlustfaktoren nach den Alterungstests zeigen einen deutlichen Anstieg im Vergleich zu den neuwertigen Isolierflüssigkeiten [7]: Eine Verdopplung der Werte für die gealterten Proben ohne Pressboardzugabe im Vergleich zum Anfangszustand und eine Vervielfachung der Werte für die mit Pressboardzugabe gealterten Proben. Beide alternativen Isolierflüssigkeiten zeigen vergleichbares Verhalten und vergleichbare Mittelwerte. Der Verlustfaktor wurde bei 25 °C gemessen, die Ergebnisse sind in Bild 5 dargestellt.

Die gemessenen Werte der neuwertigen Isolierflüssigkeiten stimmen mit den Anforderungen für neue natürliche Esterflüssigkeiten in ASTM D6871 überein, welche einen Verlustfaktor $\tan(\delta) < 0,2 \%$ bei 25 °C vorschreiben. Ebenfalls stimmen die gemessenen Werte mit den vom Hersteller zur Verfügung gestellten Datenblattwerten überein [2][3][6][7]. Der Anstieg des Verlustfaktors $\tan(\delta)$ für gealterte Proben könnte auf die Bildung von Säuren als Alterungsprodukten zurück zu führen sein [8][15], da er von diesen beeinflusst wird: Kurzkettige Säuren sind polar und tendieren dazu, sich im Pressboard anzusammeln, während langkettige Säuren dazu tendieren in der Isolierflüssigkeit zu verbleiben. Aus diesem Grund entstehen Unterschiede in den Ergebnissen der Proben mit und ohne Pressboard [6][7].

2.3.6 Gas-in-Öl-Analyse

Eine Gas-in-Öl-Analyse wird vor Beginn und nach Abschluss der Alterungsversuche durchgeführt. Alle untersuchten Proben enthalten die Luftgase N_2 , O_2 und CO_2 . CO_2 ist ein allgemeiner Indikator für Alterungsprozesse und im speziellen – kombiniert mit CO – ein Indikator für die Zersetzung von Zellulose. Die gemessene CO_2 -Konzentration in Proben ohne Pressboard ist deshalb deutlich niedriger als jene in Proben mit Pressboard [6][11].

Die weiteren untersuchten Gase sind Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4), Ethan (C_2H_6), Ethen (C_2H_4), Ethin (C_2H_2), Propan (C_3H_8) und Propen (C_3H_6). Bild 6 zeigt die Ergebnisse der Luftgase in den gealterten Proben und die Ergebnisse für die weiteren detektierten gelösten Gase.

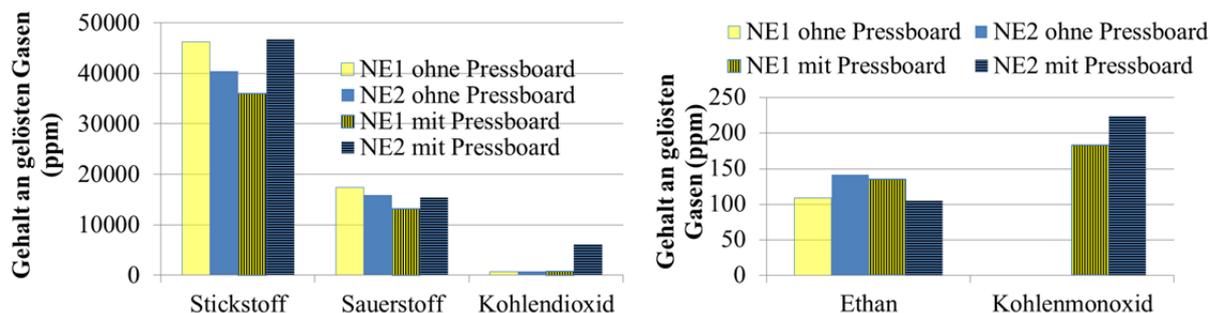


Bild 6 Luft- (l.) und Fehlgase (r.) der gealterten Isolierflüssigkeiten ohne und mit Pressboardzugabe

Die gealterten Isolierflüssigkeiten sind partiell mit Luftgasen gesättigt. Die N_2 - und O_2 -Gehalte sind für beide Isolierflüssigkeiten für Proben mit und ohne Pressboard vergleichbar. Die Proben mit Pressboard besitzen höhere CO_2 -Werte aufgrund der Pressboardzerersetzung. Dieser Effekt ist für NE2-Proben ausgeprägter als für NE1-Proben.

Andere mit signifikantem Gehalt detektierte Gase sind Ethan und Kohlenstoffmonoxid. Dies bestätigt frühere Alterungsstudien in natürlichen Esterflüssigkeiten [7]. Die Ergebnisse zeigen vergleichbare Mengen an Ethan im Bereich von 100-150 ppm für beide Isolierflüssigkeiten und für Proben mit und ohne Pressboard. Proben mit Pressboard zeigen einen vergleichbaren Anteil an entstandenem Kohlenstoffmonoxid aufgrund der Zersetzung des Pressboards.

2.4 Starke elektrische Beanspruchung

Elektrische Belastungstests wurden durchgeführt, um das Verhalten natürlicher Ester und die Bildung von Spaltprodukten unter diesen Bedingungen zu untersuchen. Die Tests wurden in zwei Kategorien unterteilt: Beanspruchung mit starken Teilentladungen und Lichtbogenbelastung. Das Gasungsverhalten und die Bildung von festen und flüssigen Zersetzungsprodukten wurden untersucht. Bei den Lichtbogenversuchen wurde bei spezifiziertem Elektrodenabstand und festgelegter Spannung für verschiedene definierte Zeitdauern ein Lichtbogen in den Isolierflüssigkeiten erzeugt.

Eine anschließende Gas-in-Öl-Analyse zeigte die folgenden Ergebnisse für die elf untersuchten Spaltgase: Neben den drei Luftgasen konnten die Gase Kohlenstoffmonoxid, Ethen, Ethin, Propen, Propan, Methan und Wasserstoff detektiert werden. Die Gasgehalte der jeweiligen Gase stieg über die Lichtbogendauer mit verschiedenen Steigerungsraten an und war für beide Isolierflüssigkeiten vergleichbar.

Untersuchungen mittels Massenspektrometrie (GC-MS) und Kernspinresonanzspektroskopie (NMR) zeigten ebenfalls keine erkennbaren Unterschiede in der Zersetzung der beiden Isolierflüssigkeiten.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Dieser Beitrag enthält die Untersuchung der dielektrischen Eigenschaften zweier verschiedener natürlicher Esterflüssigkeiten nach verschiedenen Arten der Belastung. Die untersuchten Belastungen sind Tieftemperaturen, Laboralterung und elektrische Entladungen.

Ziel der Studie war es, Belastungsdaten zu verschiedenen natürlichen Esterflüssigkeiten zu generieren um die Idee eines netzweiten Einsatzes dieser Isolierflüssigkeiten in Verteiltransformatoren der Netze BW mit technischen Daten bewerten zu können.

Die Ergebnisse der Tieftemperaturuntersuchungen zeigten Unterschiede im Durchschlagsverhalten zwischen natürlichen Esterflüssigkeiten und Mineralöl und ebenfalls zwischen verschiedenen natürlichen Esterflüssigkeiten. Natürliche Esterflüssigkeiten besaßen in weiten Temperaturbereichen höhere Durchschlagswerte als Mineralöl, abgesehen von den Tests bei Raumtemperatur. Die Durchschlagsspannungen von NE1 und NE2 sind unterschiedlich, die allgemeine Tendenz des Verlaufes über die Temperatur ist jedoch für den untersuchten Temperaturbereich vergleichbar. Die deutlichsten Unterschiede zwischen den Esterflüssigkeiten treten bei 0 °C und bei -35 °C auf. Die Alterungsuntersuchungen der natürlichen Esterflüssigkeiten zeigten vergleichbare Anstiege der

Verlustfaktoren im Vergleich zum Neuzustand. Die Werte der Neutralisationszahlen nach Alterung liegen nicht für alle Proben bei vergleichbaren Werten.

Die Fehlergasentstehung während der Versuche mit hoher elektrischer Belastung zeigte eine allgemeine Vergleichbarkeit der Ergebnisse der beiden natürlichen Esterflüssigkeiten.

Die durchgeführten Tests unterstützen nach technischen Gesichtspunkten die Idee eines netzweiten Einsatzes natürlicher Esterflüssigkeiten in Verteilnetztransformatoren für die untersuchten Isolierflüssigkeiten.

Die in weiten Teilen der Untersuchungen vergleichbaren Ergebnisse für die beiden Esterflüssigkeiten bedeuten allerdings nicht, dass alle anderen natürlichen Ester ebenfalls vergleichbare Ergebnisse erzielen müssen. Die hier untersuchten Ester sind bereits am Markt bekannt und wurden von verschiedenen Laboren weiteren Tests über ihre Einsatztauglichkeit unterzogen. Jeder neue natürliche Ester sollte vor seinem Einsatz ebenfalls ausführlichen Tests unterzogen werden, um insbesondere die Alterungsstabilität zu untersuchen.

LITERATUR

- [1] Martin, D., & Krause, O. (2016), Analysis of the Field Ageing of Natural Ester Transformer Dielectrics, Ten Years of Data, AUPEC2016, Australasian Universities Power Engineering Conference
- [2] Cargill Inc., Envirotemp® FR3® Fluid – Testing Guide Section R900-20-12 Reference Document, April 2008
- [3] M&I Materials Limited, Midel® eN – Natural Ester Dielectric Insulating Fluid Overview, September 2014
- [4] Gao, M., Li, G., Li, J., & Zhao, Z. (2011), The temperature dependence of insulation characteristics of transformer oil at low temperatures, PEAM 2011 - Proceedings: 2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference, 2, 27–30. doi:10.1109/PEAM.2011.6134900
- [5] Tenbohlen, S., & Koch, M. (2008), Das Alterungsverhalten verschiedener Esterflüssigkeiten für Leistungstransformatoren, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2008.
- [6] Atanasova-Höhlein, I., & Schäfer, M. (2014), Alternative Isolierflüssigkeiten - welche Grenzwerte gelten im Betrieb? Alternative Insulating Fluids – what are the limit values in Service?
- [7] Bandara, K., Ekanayake, C., Saha, T. K., & Annamalai, P. K. (2016), Understanding the ageing aspects of natural ester based insulation liquid in power transformer, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 23(1), 246–257, doi:10.1109/TDEI.2015.004744
- [8] Fofana, I., Bouaïcha, a., Farzaneh, M., Sabau, J., Bussières, D., & Robertson, E. B. (2010), Decay products in the liquid insulation of power transformers, IET Electric Power Applications, (July 2009), doi:10.1049/iet-epa.2009.0181
- [9] Fofana, I., Wasserberg, V., Borsi, H., & Gockenbach, E. (2002), Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformers, IEEE Electrical Insulation Magazine, doi:10.1109/MEI.2002.1019901
- [10] Lu, W., Liu, Q., & Wang, Z. D. (2012), Gelling behaviour of natural ester transformer liquid under thermal ageing, ICHVE 2012 - International Conference on High Voltage Engineering and Application, 643–647. doi:10.1109/ICHVE.2012.6357101
- [11] Lu, W., Liu, Q., & Wang, Z. D. (2016), AC Breakdown Strength of a Natural Ester Transformer Liquid under Accelerated Thermal Ageing, CEIDP 2016 – Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena
- [12] McShane, C. P., Rapp, K. J., Corkran, J. L., Gauger, G. a, & Luksich, J. (2002), Aging of Kraft Paper in Natural Ester Dielectric Fluid, 14th International Conference on Dielectric Liquids, (ICDL), 173–177
- [13] Tenbohlen, S., Koch, M., Vukovic, D., & Weinläder, a. (2008). Application of vegetable oil-based insulating fluids to hermetically sealed power transformers. CIGRE Paris Conference, 1–8
- [14] Wilhelm, H. M., Franch, V., Tulio, L., & Franch, a. F. (2015), Compatibility of transformer construction materials with natural ester-based insulating fluids, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 22(5), 2703–2708. doi:10.1109/TDEI.2015.004755
- [15] McShane, C. P., & Rapp, K. J. (2003). Dielectric Coolant for Safety and Life Extension. Cement Industry Technical Conference, 2003. Conference Record, IEEE-IAS/PCA 2003, 141–147

Thermal measurement of an ester-filled power transformer at ultra-low temperatures

F. Bachinger

Siemens AG Österreich – Transformers Linz
florian.bachinger@siemens.com
Austria

P. Hamberger

Siemens AG Österreich – Transformers Linz
peter.hamberger@siemens.com
Austria

ABSTRACT

At arctic ambient temperatures, the viscosity of cooling fluids for power transformers reaches extreme levels. This leads to a change of fluid flow and cooling performance, which is even more critical in case of ester fluids and cooling by means of radiators. To ensure reliable operation even under such conditions, a power transformer has been tested under different loads at ambient temperatures ranging from -50°C to -30°C.

In this report, we concentrate on the measurement results for overall cooling performance in steady state. We demonstrate such surprising results as a temperature increase when outside temperature is reduced or when fans are activated for improved cooling. Both effects are due to a change of effectively used cooling surface.

1 INTRODUCTION

With decreasing temperature, the viscosity of dielectric fluids for power transformers increases enormously. For this reason, natural flow of fluid is reduced at low outside temperatures, and temperatures inside the transformer might reach high levels. This is especially relevant for arctic regions with freezing temperatures down to -40°C or even -50°C , and even more so in case of ester fluids.

However, even under such conditions, safe and reliable operation of power transformers must be ensured. Therefore, a climatic test program was conducted on a naturally cooled transformer that was filled with a synthetic ester fluid. The single phase auto-transformer (15 MVA / 55 kV) was tested in OWI-lab's large climatic test chamber [8] under different loads at ambient temperatures ranging from -50°C to -30°C .

In contrast to other tests (e.g. [4, 6, 7, 9]), the measurements were not limited to the cold start situation, but also included steady state operation for various different loads, and for temperatures down to -50°C . Compared to the units tested in [4, 9], the test object was larger and cooled by external radiators, which is quite typical for power transformers. The external radiators are particularly remarkable since fluid flow in the small radiator ducts is different from flow at a corrugated tank wall, even more so in case of large viscosity.

An overview of steady state temperature distribution for the different heat run tests has already been presented in [2]. This report extends the original paper by a closer analysis of temperatures in the cooling equipment. In order to allow independent reading of the given paper, some parts of [2] are repeated.

2 THE NEED FOR LOW TEMPERATURE TESTING

At very low temperatures, transformer cooling liquids become highly viscous. At -30°C , for example, the kinematic viscosity of mineral oils is typically about a factor of 100 larger than at 40°C , and the ratio is even larger for synthetic ester fluids. For Midel® 7131, which has been used in the given measurement series, the viscosity at -30°C is about $4200\text{ mm}^2/\text{s}$ (see [5]), i.e. 150 times the value at 40°C or around 500 times the value of mineral oils at 40°C . At -50°C , the fluid is about 10000 times as viscous as mineral oils at 40°C . For this reason, fluid flow is completely different at low temperatures, even more so in case of natural flow, i.e. if flow is only driven by buoyancy forces. These forces are relatively small, and a change of hydraulic resistance by a factor of 10000 clearly has a large effect on flow distribution.

With respect to these low temperatures and extreme viscosities, there are two main points of interest:

- Cold start: When power is supplied to a completely cold transformer, it may take a long time to start flow through the cooling equipment. Especially in case of external radiators, temperatures in the active part can reach undesired levels while flow through the cooling equipment is still insufficiently small.
- Steady state: Also in steady state, temperatures and thus viscosities are different to the usual situation with temperatures of surrounding air around 20°C . Differences in flow distribution and longitudinal oil gradient are expected, and temperatures may even be higher than at normal ambient temperatures.

3 DESCRIPTION OF THE TEST OBJECT

The tests in the climate chamber have been performed on a single-phase auto transformer with the properties as given in Table 1. Only short circuit heat run tests have been performed, so there have not been any no-load losses in the core during the tests.

The test object has been equipped with 85 temperature sensors (including fiber-optic sensors inside the windings) and 3 moisture sensors. The sensors measure fluid temperatures at bottom and top of the

windings, winding hot spot temperatures as well as temperatures in the tank and radiators. In this report, we combine several sensors to yield averaged temperatures, e.g. for top oil in the tank (3 sensors) or bottom oil of the high voltage winding (5 sensors).

Since one main point of interest is cooling performance of external radiators, one half of the wall and cover have been insulated. In this way heat transfer from the tank surface is reduced and the contribution of the radiators is increased (cf. Table 1 which shows the not-insulated surfaces). With this modification, the setup is also representative for larger transformers.

Table 1. Properties of the test object.

Rated power	15 MVA (AN) / 20 MVA (AF)
Rated voltage	55 kV
Short circuit impedance	1.79%
No-load losses	5.9 kW
Load losses (at 100% = 15 MVA, 75°C winding temperature)	29.0 kW
Cooling surfaces	3 radiators (106 m ²), tank (7 m ²)
Fans	3 fans (horizontal flow, ~ 2.5 m ³ /s total)
Cooling liquid	Synthetic ester Midel® 7131

4 MEASUREMENT RESULTS

The entire measurement program extended over more than 3 weeks and included steady state and transient heat run tests at ambient temperatures of -50°C to -30°C. This report does not deal with cold start or other transient phenomena, but it focuses on steady state and global temperatures in the cooling cycle. Steady state has been achieved with ONAN cooling at loads between 60% and 100% for ambient temperatures of -50°C, -40°C and -30°C as well as at 100% and 110% load with ONAF cooling at ambient temperatures of -40°C and -30°C.

4.1 Top oil rise vs. ambient temperature

As expected, low ambient temperatures lead to changes of fluid flow and thus temperature distribution. Contrary to the view that is suggested by the standards (e.g. [3]), the temperature rise over ambient does not remain constant, but varies dramatically due to the changed fluid properties. In case of transformers cooled by natural fluid flow, temperature rise increases when ambient temperature decreases. This may lead to the amazing, seemingly paradoxical situation that absolute temperatures in the transformer go up when outside temperatures go down.

This effect can be observed in Fig. 1 which plots the measured top oil rise for different loads and ambient temperatures. Take the ONAN 80% case, for example: Here top oil rise increases from 84.3 K at an ambient temperature of -30.7°C to 125.0 K at -49.7°C ambient. This means that top oil temperature increases from 53.6°C to 75.2°C (by 21.6°C) although ambient temperature drops by 19 degrees.

Even though this case has not been measured at normal ambient temperatures, the top oil rise of 125.0 K at -49.7°C must be related to the calculated value of 46.6 K at an ambient temperature of 25°C: we observe a tremendous increase of 78.4 K or ~170%!

Full load has not been measured at -50°C, but according to Fig. 1, a top oil rise of 135 – 140 K can be expected for ONAN 100%. AF cooling is not possible at -50°C due to restrictions of the fans.

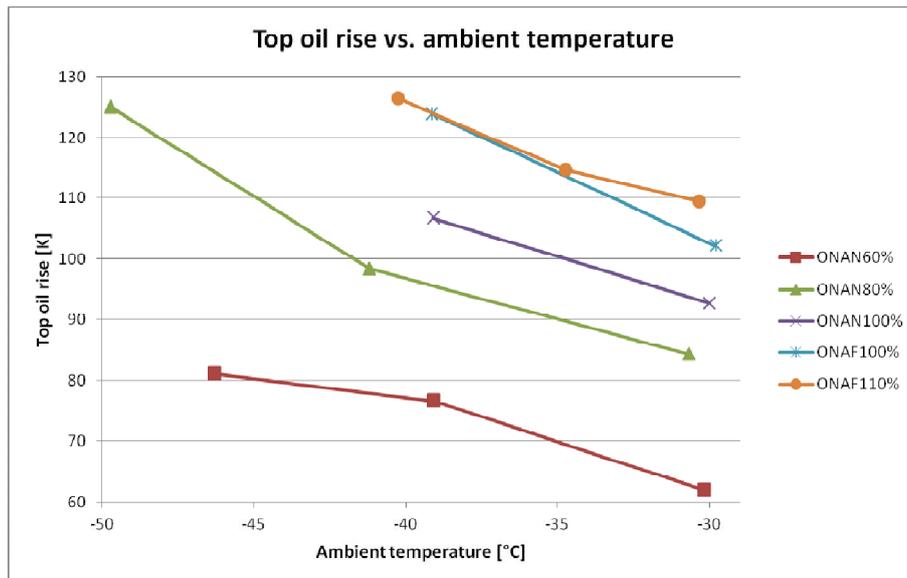


Fig. 1: Measured steady state top oil rise for different loads at different ambient temperatures.

4.2 Average oil rise

There are two main factors that determine global fluid temperature rise in a power transformer: energy transfer to the ambient which determines the mean oil temperature rise, and fluid flow which accounts for the temperature difference between top and bottom oil temperature.

Often, average oil rise (or more precisely log mean rise) is considered to remain constant for given losses, independently of fluid properties and ambient temperature. If the cooling surface is constant and the heat transfer coefficient varies only slightly, the log mean rise should be practically independent of ambient temperature, see also [1] and [2].

Contrary to these considerations, we could not observe a constant average or log mean temperature rise for given losses during the measurement campaign. In Fig. 2 we plot measured average and log mean temperature rise for different loads and ambient temperatures. The values in the figures are calculated from measured top oil temperature in the tank (average of 3 sensors) and inflow temperature of the high voltage winding (average of 5 sensors). We point out that the measured temperatures at the top and bottom of the radiators differ from the values inside the tank. However, also at the radiators we observe a strong dependence of mean oil rise on ambient temperature.

The right part of Fig. 2 shows a steep increase of log mean rise with decreasing air temperature. This is not at all expected; according to heat exchanger theory, the log mean rise should remain almost constant. Instead, it increases from 25 K to 110 K for the ONAN 80% case between -30.7°C and -49.7°C ambient temperature. This means that either the heat transfer coefficient or the cooling surface change drastically.

Actually, as we will notice further down, the cooling surface is reduced. But how can this be the case when the geometry of tank and radiators is unchanged?

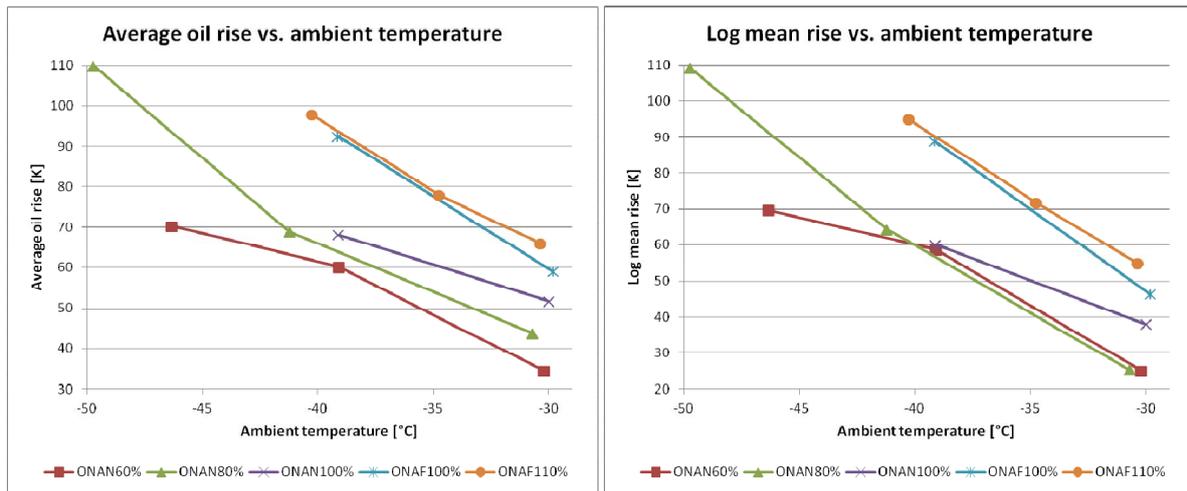


Fig. 2: Measured average and log mean temperature rise for different loads and ambient temperatures.

4.3 Change of effective cooling surface

As we have observed in the foregoing section, there must be some change in the cooling surface at very low ambient temperatures. Although the geometry and thus the actual surface remain unchanged, the effectively used surface varies strongly.

This effect is demonstrated by thermal images which have been taken during the measurement campaign. The thermal camera views the radiators and part of the tank wall.

The thermal images of AN cooling at -40°C at 80% and 100% load (Fig. 3) prove the before mentioned change of effective cooling surface: Some panels of the fully visible radiator remain completely cold and consequently do not contribute to cooling. Even though the geometrical surface stays constant, the flow distribution between the radiator panels leads to a variation of cooling surface. In this case, 12 out of 18 panels are warm in the 100% case, and only 6 are effective at 80% load.

The thermal images can also be used to evaluate average temperatures along each panel. Clearly, the measured values are subject to large uncertainty, but they can give an indication on the general thermal behavior. Based on the thermal images, we have evaluated average (surface) temperature rise for all radiator panels in Fig. 4. This evaluation demonstrates once more the extreme differences between the panels of the radiators.

This reduction of effective cooling surface is the reason for the surprising increase of log mean temperature rise with decreasing ambient temperature, and it is one of the keys to understanding ON cooling at very low ambient temperatures.

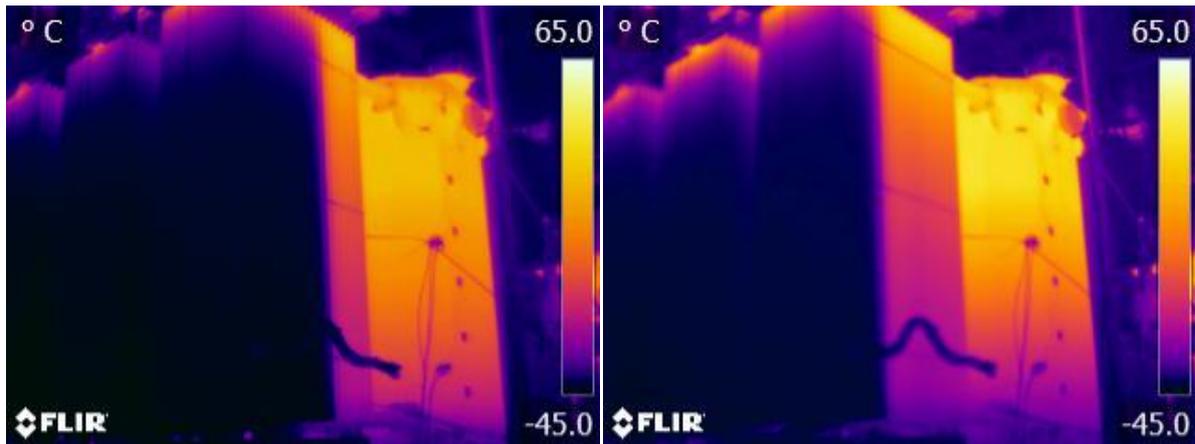


Fig. 3: Thermal images of 80% (left) and 100% load (right) with AN cooling and -40°C ambient temperature, steady state.

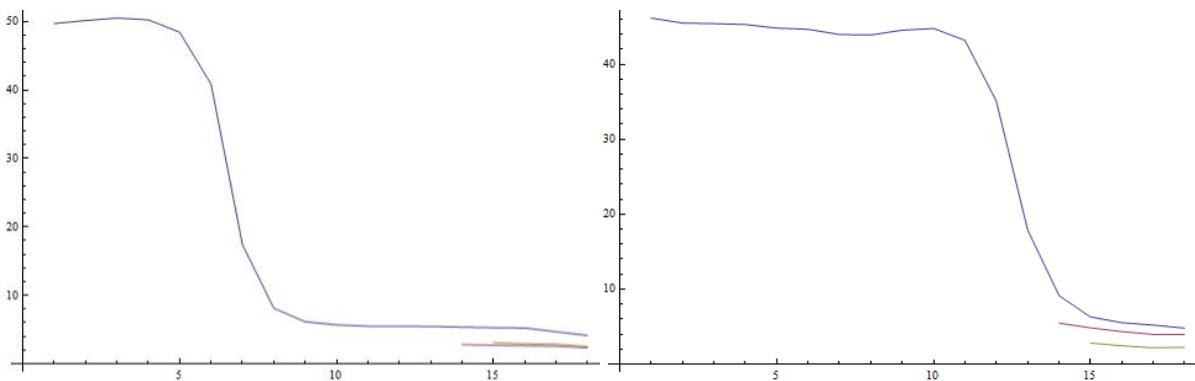


Fig. 4: Average temperature rise over ambient for the different panels of all radiators, at 80% (left) and 100% load (right), with AN cooling and -40°C ambient temperature. The fully visible radiator 3 is shown in blue, radiator 2 is red and radiator 1 ocher.

5 CONCLUSIONS

At very low ambient temperatures, fluid flow and temperature distribution in naturally cooled power transformers are completely different from the typically observed patterns that occur at normal ambient. This is especially critical in case of high viscosity fluids (e.g. ester) that are used for natural cooling by means of radiators.

With unchanged load, we have observed an increase of temperatures in the transformer when outside temperatures dropped. As a consequence, it is not automatically possible to overload a transformer when ambient temperature goes down. In some cases, even rated load at extremely low outside temperature might be critical.

One of the keys to understanding the seemingly paradoxical thermal behavior is the change of effective cooling surface: At low ambient temperatures, only some part of the radiators is used for cooling, and the rest remains ineffective. This surface reduction is the main cause for the high temperature rises that have been measured.

LITERATURE

- [1] F. Bachinger, P. Hamberger, “Steady state and transient thermal behavior of transformers filled with various insulating liquids”, Proceedings of the CIGRE A2 colloquium, Bruges, Belgium, 2007.
- [2] F. Bachinger, P. Hamberger, “Thermal measurement of an ester-filled power transformer at ultra-low temperatures: steady state”, Proceedings of the 4th International Colloquium on Transformer Research and Asset Management (ICTRAM), Pula, Croatia, 2017.
- [3] IEC 60076-2:2011, “Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid immersed transformers”, European standard, 2011.
- [4] P.J. Jordaens, B. Cloet, J. Nuri, R. Van Schevensteen, “Cold start of a 5.5MVA offshore transformer”, Transformers Magazine Vol. 2, Issue 2 (2015), pp. 28-35.
- [5] M&I Materials Ltd., “MIDEL | MIDEL 7131 Kinematic Viscosity”, <http://www.midel.com/products/midel/midel-7131/thermal-properties/kinematic-viscosity>, last visited 2017-03-14.
- [6] N. Knuts, “Cold startup behavior of natural ester based transformer dielectric liquids”, Bachelor’s thesis, NOVIA – University of Applied Sciences, Vaasa, Finland, 2014.
- [7] S.P. Moore, W. Wangard, K.J. Rapp, D.L. Woods, R.M. Del Vecchio, “Cold start of a 240-MVA generator step-up transformer filled with natural ester fluid”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 30, No. 1 (2015), pp. 256 – 263.
- [8] OWI lab, “Offshore Wind Infrastructure Application Lab”, <http://www.owi-lab.be/>, last visited 2017-03-14.
- [9] K.J. Rapp, G.A. Gauger, J. Lukisch, “Behavior of ester dielectric fluids near the pour point”, presented at the IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena (CEIDP), Austin, TX, USA, Oct. 17-20, 1999.

High-Temperature materials in Transformers

(Erhöhte Überlastfähigkeit von Leistungstransformatoren durch Hochtemperaturmaterialien)

Georg J. Pukel

Siemens AG Österreich, Transformers
Standort Weiz

georg.pukel@siemens.com

Österreich

ABSTRACT

The solid insulation inside transformers include a broad range of materials with varying degrees of thermal capability. The insulating and cooling liquids also vary substantially, ranging from mineral oil to a number of liquids (e.g. Ester) that also have a range of thermal capability.

Liquid-immersed transformers are well known and are well defined - the materials, typically kraft paper, pressboard, laminated wood, mineral oil, etc which operate within temperature limits given in standards, are considered as “normal or conventional”. But there are other insulation materials, either solid or liquid that have a thermal capability higher than the materials used in this well-known system of insulation materials which are considered as “high-temperature materials” [1].

The paper is refereeing to liquid-immersed power transformers employing combinations of high-temperature and conventional insulation with the option to operate at temperatures above conventional limits.

1 INTRODUCTION

Transformers were conventionally insulated with mineral oil which has been the standard transformer insulation liquid for over a hundred years. However, the growing interest in renewable energies due to limited resources and due to reduced risk of environmental hazards in case of transformer failure has driven research and investment into alternative insulation oils.

As a result, the transformer world has seen the use of both synthetic and natural ester liquids significantly increase in recent years, proving that alternative liquids are an established and viable alternative to mineral oils [2].

Additional requirements like low weight or reduced footprint make high temperature insulating solid materials like aramid attractive

The aramid insulation has been used since the 80's for compact high temperature traction- and distribution transformers - the current focus in development for high temperature transformers is mainly on larger power transformers filled with ester liquids. These designs offer even further reduction of size and weight or higher overload capabilities/conditions based on combining the high temperature capability of solid insulation materials and the assumed higher temperature tolerance of ester liquids [3].

1.1 Advantages

The main advantages by switching from conventional transformer design to high temperature design are a remarkable increase of the design flexibility to create new solutions. A smaller transformer footprint is then possible or the power rating can be increased at the same available space and/or the overload performance could be improved properly.

The combination of the high temperature capability of the solid and liquid insulation materials like esters will lead to a higher level of personal safety and regulations regarding environment impacts are easier to met.

1.2 Challenges:

But no advantages without challenges:

- Because of the higher temperatures also load losses will be higher!
- The initial costs will be higher as well - for example because of the higher price of high temperature insulating materials.
- Environment health and safety (EHS) issues have to be considered as well because of the high temperatures which will/may occur on the surface of the transformer tank.
- Bubbling issues still remain and should be considered.

For lower ratings high temperature design are already state of the art. High temperature class material is used for Traction Transformers since many years and so for Liquid-Immersed Distribution Transformers. Almost all the special transformers for wind turbines - onshore or offshore are made with high temperature insulation liquids and/or materials.

1.3 Application range:

The application range is not limited - high temperature designs could be used for any transformer, phase shifter or reactor in the network (see figure 1).

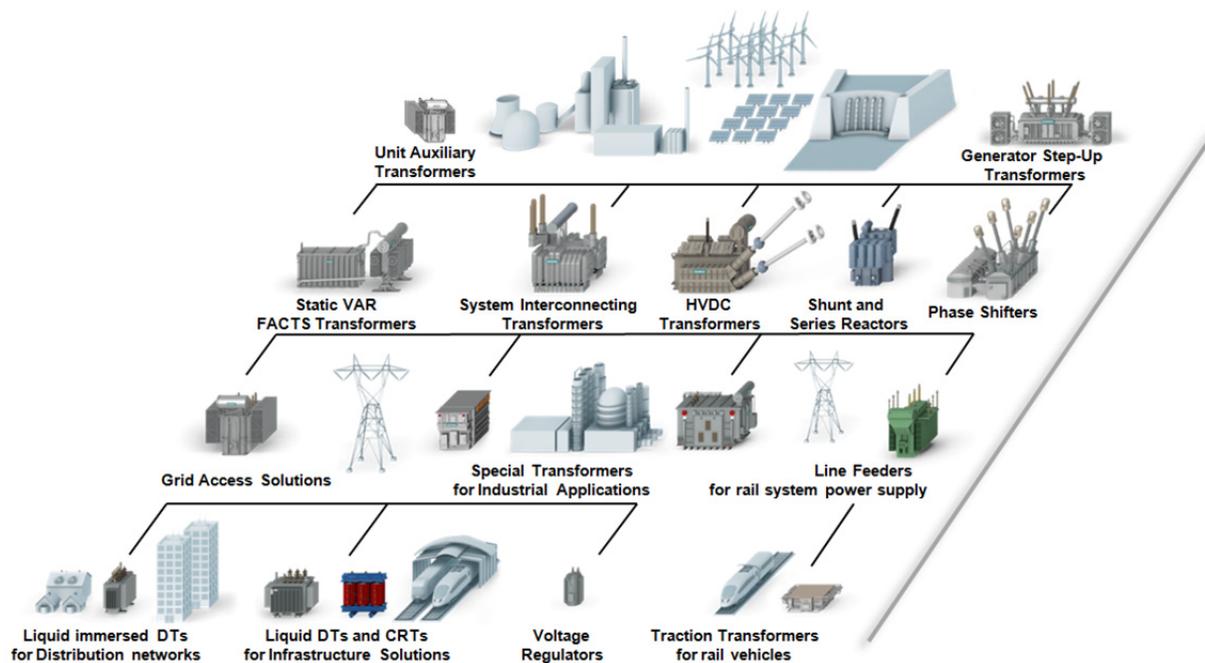


Figure 1. Application range for high temperature designs

2 STANDARDS

The basic requirements at IEC are specified in the IEC 60076 Power transformers – Part 2: “Temperature rise for liquid-immersed transformers” and the details are given in part 14: “Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials”.

There are also IEEE standards available with the numbers C57.12.00 and C57.15.

The above mentioned standards concern to liquid-immersed power transformers employing either conventional insulation, high temperature insulation or combinations of high-temperature and conventional insulation, operating at temperatures above conventional limits.

Table 1 summarizes the temperature system with the main characteristics that identify the different winding types [1]. Conventional insulation material is marked/identified with (C) while high temperature material is marked/identified with (H).

Table 1 Winding/system insulation comparison [1]

Systems	Conductor insulation	Spacers, sticks in contact with conductor	Spacers, sticks not in contact with conductor
<i>Conventional (C)</i>	C	C	C
<i>High-temperature (H) insulation system</i>	H	H	H
<i>Full Hybrid Insulation System</i>	H	H	C
<i>Mixed Hybrid Insulation System</i>	C & H (H only in the area of high temperatures)	C & H (H only in the area of high temperatures)	C

For an easier imagination most of the information of table 1 is given as a picture in figure 2. The dark (brown) areas show the application of the high thermal class material while the light areas represent conventional material.

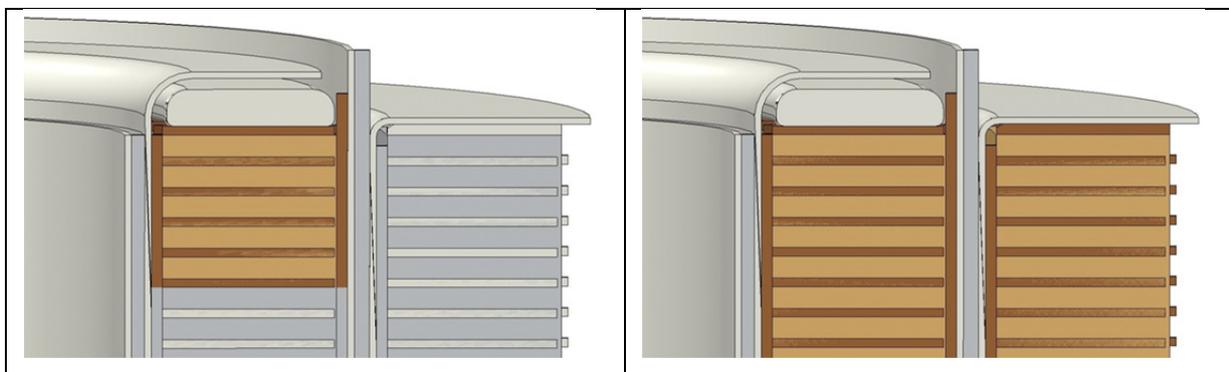


Figure 2: left: Mixed Hybrid Insulation System; right: Full Hybrid Insulation System

The temperature limits in the different parts in the transformer for the different insulation systems depends on the thermal class of the insulating liquid.

IEEE and IEC use different thermal class for the conventional insulation system because IEEE use thermally upgraded paper as conventional insulation system.

For the K-liquids (a K-liquid is a liquid with a fire point above 300°C - like most of the synthetic and natural esters) the temperature limits in the different parts in the transformer solid insulation depending on the thermal class are given in the table 2. In comparison to non K-liquids like mineral oil the top liquid temperature rise could be 30K higher [1].

Table 2: IEC - maximum continuous temperature rise limits for transformers with high-temperature insulation systems[1]

Thermal class of solid insulation	130	140	155
<i>Top liquid temperature rise [K]</i>	90	90	90
<i>Average winding temperature rise [K]</i>	85	95	105
<i>Hottest spot temperature rise [K]</i>	100	110	125

Mineral oil is suitable for high temperature levels inside the solid insulation but higher temperatures are possible only with K-liquids. In the near future more and more esters will be on the market which will not meet the K-Standard so they will have a fire point below 300°C – please pay attention while esters will be connected (implicate) by now with K-class liquids!

For the solid transformer insulating materials - aramid is the choice if a maximum temperature increase is required - but also an expensive one. There is ongoing development in enhanced cellulose paper [4] and aramid enhanced cellulose paper where aramid and cellulose is mixed [5] to gain a thermal class which is higher than for cellulose paper only.

The combination of liquid and solid high temperature insulation materials allows maximum flexibility and stability for a transformer designs but also highest cost effects. Table 3 is showing the thermal class of solid insulation materials where cellulose-board is classified as a 105 material when tested in air. Regarding performance in liquids: It has in practice been applied as a thermally upgraded material in most liquids because of the good service experiences obtained with non-thermally upgraded cellulose-based board in transformers [1].

Table 3: Typical properties of solid insulation materials [1]

<i>Material</i>	<i>Thermal class °C</i>	<i>Form</i>
Cellulose-based	105	Paper & Board
Cellulose-based thermally upgraded	120	Paper
Stratified resin bonded paper (Bakelite)	130	Board
Polyphenylene sulfide (PPS)	155	Film
Polyester glass	130	Sheet
Polyester glass	130	Shapes
Polyimide	220	Film
Aramid	220	Paper & Board

Note: Annex C of IEC 60076-14 propose higher effective insulation thermal class for kraft paper and thermally upgraded paper if immersed in esters. These results are based on extreme high test temperature levels which are recommended in the procedure IEEE C57.100-2011. IEC 60216 provides less excessive temperature levels. For that reason there is a range of interpretation of the extrapolated values based on the IEEE procedure.

A comparison of a standard solution with a mixed insulation system solution is shown in figure 3 which will represent one of the possible high temperature solutions. This analysis (simulation) resulted in a reduced winding dimension.

With aramid and ester a reduction of the overall footprint is possible if a change in other parameters like increased operation temperature is acceptable.

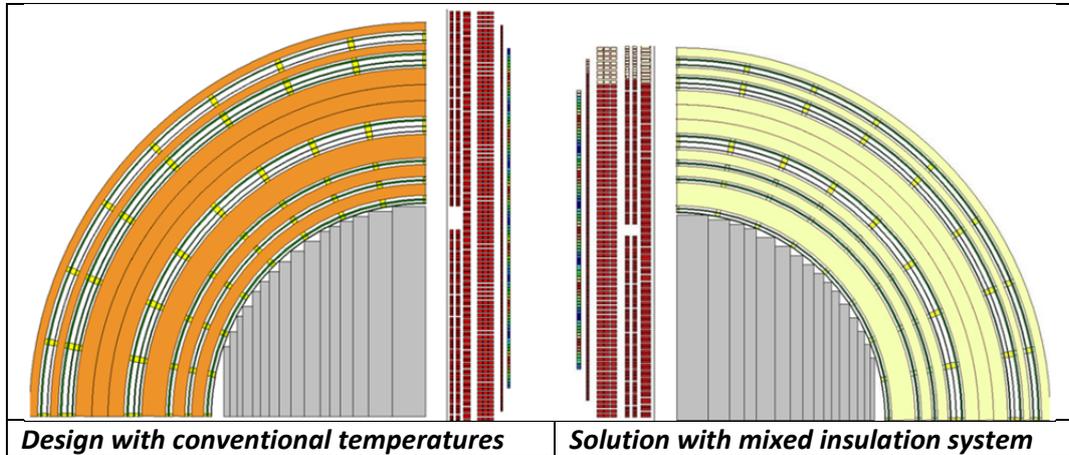


Figure 3: Comparison of a standard solution (left) with a mixed insulation system solution (right)

3 DESIGN CONSIDERATIONS

The challenges to current transformer design regarding high temperature are related to the liquid which will be used. If an ester is requested at least following issues have to be clarified:

- A higher flash and fire point will lead to higher viscosity and higher pour point. Higher viscosity and differences in other thermal parameters (e.g. high pour point natural ester)
 - Tailored cooling design required!
- Viscosity is also infecting the impregnation behavior of solid insulation
 - Adapted procedure for impregnation and filling necessary!
- Liquid compatibility with materials commonly used in transformers
 - Compatibility tests of materials necessary!
 - Material stability for increased temperature levels mandatory!
- A detail is the electrostatic charging behavior of ester: Higher electrostatic charging tendency (ECT) was verified at proper models in ester liquids compared to mineral oil
 - Adjusted liquid flow velocities required!
- A key issue is the lower dielectric strength of ester in comparison to mineral oil: To proof the dielectric strength a number of various dielectric tests were done which are related to internal transformer arrangements
 - Design adjustments necessary (e.g. distances between windings and grounded elements or lead arrangements have to be modified)!

All materials have to meet the thermal class to withstand the higher temperatures! In combination with the proper design overloading can be applied frequently. In this range also the risk of bubbling must be evaluated.

3.1 Specification

Following topics should be covered by the transformer specification:

- IEC or IEEE Standards for high temperature application
- Flexibility to use high-Temperature solutions
- Ambient temperatures (hot and cold climate environment)
- Loading cycle(s)
- Other unusual service conditions

Additional:

- A preferred material (e.g. liquid type)
- Specific overloads which exceeds the mentioned standards
- Specific tests (e.g. flow electrification - ECT)
- And the agreed evaluation methods for FAT (e.g. fiber optic sensors,...)

3.2 Preparation by transformer supplier

What should be provided by Transformer manufacturer?

- Calculation programs must be adapted to high temperature materials and their combinations (e.g. thermal parameters, permittivity's, flow speed,...)
- Thermal characteristics
 - Type of insulation system referred to standard
 - Type of winding insulation of each winding
 - Rated hottest spot winding temperature rise of each winding
 - Rated average temperature rise of each winding
 - Rated top liquid temperature rise
 - Detailed thermal analysis
- Type of liquid (e.g. recommended liquids for low or high ambient temperatures)
- Losses and impedances at reference temperature
- Rating plate with additional data according IEC 60076-14 or IEEE C57.154

4 REFERENCE

Plug-and-play transformers for emergency response - while it usually takes several weeks to transport and install a new power transformer on-site, the team completed the transformer's positioning and final installation in only 30 work hours (figure 5). They can be transported to the installation site on a truck and will serve as an emergency measure in the event of unplanned outages – like those caused by hurricanes – or for planned outages due to maintenance work. The transformers were designed as single-phase units to be as compact and lightweight as possible. For ease and quick installation, they are transported with their environmentally friendly ester filling and equipped with plug-and-play bushings and cable connections.

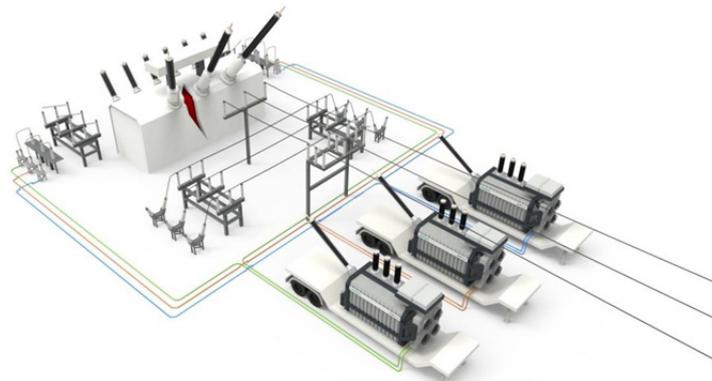


Figure 4: Substitution of a failed three phase unit by multi ratio and lightweight single phase resiliency transformers

Single phase resiliency units for USA (figure 4) which includes

- High temperature materials ester & aramid
- **Extreme overload condition (e.g. 169 %, 60 min @ 30°C ambient)**
- Very small footprint
- Additional features like Plug In bushings and cable connections and while this units were possible to transported oil filled - a very fast installation within 30h could be proven.



Figure 5: Single phase resiliency unit on rail car

5 CONCLUSIONS

Over the last years a great deal of research has been conducted into understanding the behavior of ester-based liquids and further on together with solid high temperature materials (under a range of different conditions). This has been driven by a desire for more fire resistant liquids and more environmentally friendly transformers.

The various laboratory based test arrangements which covered the different above mentioned topics (e.g. electrical behavior like permittivity, streamer propagation and flow speed, thermal properties, processing and manufacturing issues) clarified the differences between esters and mineral oil. This R&D results force designers to pay attention.

All the key factors were explored and experience from the distribution transformer manufacturing assisted were thousands of distribution transformers are built with above mentioned new materials and combinations of them.

The experience in real world applications, where this new materials are now utilized for power transformers for 300kV+ proves the successful implementation.

If there are specific needs: like overload requirements, limited footprint or weight limitations - high temperature power transformers are an excellent solution - like the Siemens 300MVA, 335kV resiliency transformers which are even light enough to be shipped by plane.

LITERATURE

- [1] IEC 60076-14:2013 Power transformers – Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials.
- [2] G. Pukel et al: “Safe and Environmentally Friendly Large Power Transformers with Ester”; Electrical Insulation Conference (EIC), Montréal, Canada, 19 - 22 June 2016
- [3] R. Szewczyk, R. Marek: High temperature insulation systems: an important tool in design of compact, mobile or fast-deployable large power transformers, CIGRE Colloquium October 1st-6th, 2017, Cracow, Poland
- [4] M. Franchek, A. Levin: “INSULutions® DPE” Transformer Magazine Vol. 3, Issue 2, April 2016
- [5] European Patent Specification EP 2 588 304 B1, 27.08.2014 Bulletin 2014/35

Comparison of the behaviour of Micafil RIP and RIS Bushings under seismic load

Dr. Janpeter Kühnel

ABB Micafil

janpeter.kuehnel@ch.abb.com

Switzerland

Prakash Mishawar

ABB Micafil

Prakash.mishawar@ch.abb.com

Switzerland

Daniel Schneider

ABB Micafil

daniel.a.schneider@ch.abb.com

Switzerland

Abstract

It is well-known that bushings are critical components in transformers in terms of safety and lifespan. Besides the excellent electric design, mechanical integrity is of high importance especially for the applications in high earthquake prone regions. The seismic evaluation of RIP and RIS bushings according to IEEE Std 693-2005 using finite element analysis is shown in this paper.

The numerical set up and the seismic qualification procedure consisting of static analysis, modal analysis, sine beat analysis and response spectrum analysis are described.

The finite element calculations reveal the highly stressed locations of critical components which offer access to design modifications. A comparison between the different behavior of RIP and RIS is given. It is shown that the design of particular components has a large influence on the mechanical behavior under seismic conditions.

The evaluated bushings fulfill the requirements according to IEEE Std 693-2005 for high seismic level.

1 INTRODUCTION

1.1 General Situation

Today's high voltage and high current bushing market is still predominantly covered to a large extent by oil impregnated paper (OIP) bushings due to their attractive pricing. However, referring to the CIGRE report [1] OIP bushing are a major risk with high impact on transformer fires, where the author suggests a technology change to dry, oil free bushings. These bushings offer a considerable lower risk of causing a transformer damage, as the failure reduces the chances of causing a fire incident.

However, independent of the applied technology the bushing needs to fulfill the requirements as specified in the international standards. One of the major requirements is the controlled handling of the electric field for a certain voltage and current which is specified to fulfill the customer requirements. Furthermore there are mechanical and thermal criteria which should be fulfilled. The Micafil bushings fulfill and exceeds the requirements as defined in the IEC and IEEE standards [2] [3].

Depending on the geographical application of the bushing respectively on the transformer one of the major challenges is to fulfill the seismic requirement. A seismic event which is by nature stochastic in strength and occurrence may cause damages to the bushing from interruption of the operation to a huge disaster. It is in the major interest of the end customer to avoid or minimize these damages to ensure the safety and reliability. The main focus of this paper is to present a method to ensure the mechanical integrity of two different types of dry bushings RIP and RIS respectively under seismic event.

1.2 Seismic Qualification

Earthquakes have no season, can strike any location at any time, over several thousand earthquakes occur each year as shown in Figure 1 below, but most of them are too small to be felt. The below graphic from US geological survey demonstrates the magnitude of the earthquake and the amount of energy released and in the middle of the chart is the relative frequencies per year. Earthquakes are inevitable but sound design in compliance with seismic requirements can minimise the damage and effects. The studies show that the bushings are one of the most sensitive components on the transformers due to its design and installation angle. In case of a severe earthquake event many transformer components like bushings sustain damages, leading to the transmission interruptions and huge disasters.

Today, the safety and reliability of the products is at utmost concern. In the past there were many challenges in qualifying a bushing for seismic prone zones. Currently, there are many verified standard methods and qualification procedures defined in the IEC and IEEE editions and in addition the state-of-art finite element software tools are available to do the seismic analysis. ABB Micafil has the expertise to qualify the high voltage bushings based on the IEC specification or IEEE standard depending on the customer requirements. ABB Micafil is having more than a decade of experience in successfully delivering the seismically qualified bushings to its global customers.

The seismic qualification is performed using a 3D finite element model of a bushing. The comprehensive experimental shake table tests are performed to validate the FE-Calculation results.

The foremost differences between the two standards are presented in the below Table 1:

□ IEC 61463-2016 [2] is a technical specification applicable to alternating current and direct current bushings for highest voltages above 52 kV mounted on transformers, other apparatus or buildings.

□ IEEE Std. 693-2005 [3] is a recommended practice provides minimum requirements for the seismic design of substations, excluding class 1E equipment for nuclear power generation stations, seismic qualification of electrical equipment and its support is emphasized.

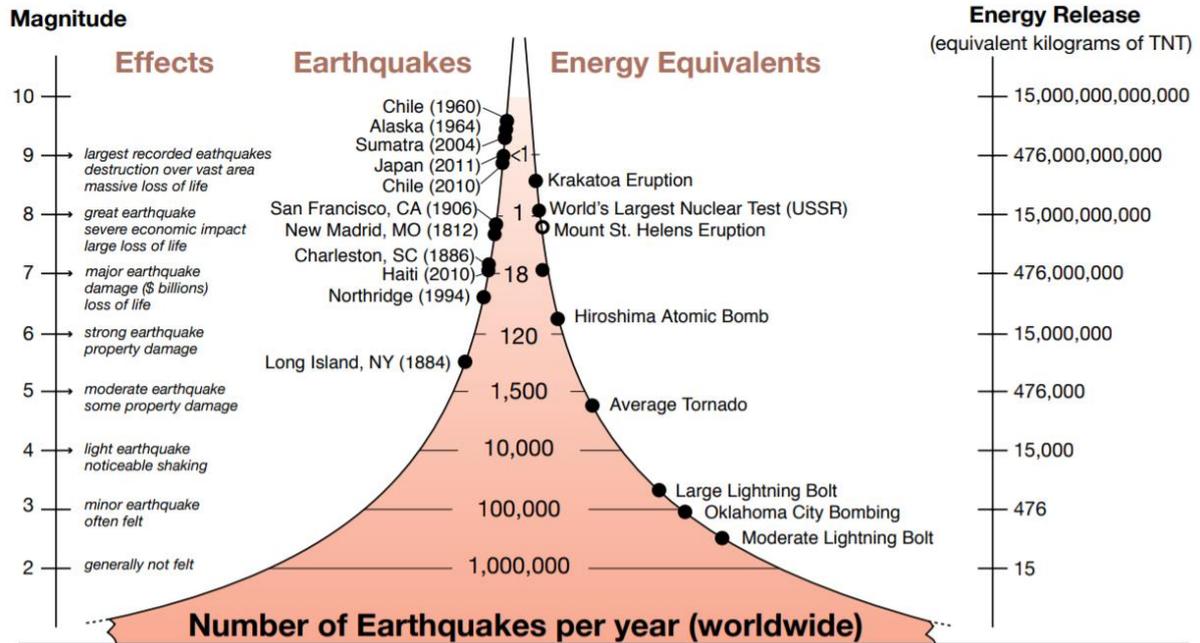


Figure 1. Earthquake statistics per year [source: U. S. Geological Survey]

Topic	IEEE Std. 693-2005	IEC 61463-2016-07
Equipment	Substation buildings, structures and equipment	Bushings
Standard frequency range	Up to 33Hz	Up to 33Hz
Qualification methods	Static analysis, Static coefficient analysis, Dynamic response spectrum analysis, Time history testing, Sine beat testing, Static pull testing	Static calculation Dynamic analysis Vibration test - Time history - Sine beat - Other waveforms Combination of methods
Ground acceleration levels	AG2 (0. 2g) AG3 (0. 3g) AG5 (0. 5g)	Low Level (0. 1g) Moderate Level (0. 25g) High Level (0. 5g)
External load at terminal	550 kV and greater: 11 kg 161 kV to less than 500kV: 7kg	Greater than 420 kV: 11kg Less than or equal 420 kV: 7kg
Damping levels	2%, 5% & 10%	2%, 3%, 5% & 10%
Evaluation of seismic qualification	Load combinations using ASD and LRFD Different Tests	Combination of stresses Cantilever test
Acceptance criteria	The specified functions of the equipment shall be checked before and after the shake-table testing. The test will be acceptable if, after the test, the equipment continues to perform its	The bushing shall insulate and carry current during and after the earthquake. No crack, leakage, permanent deflection or relative movement of parts is

	intended functions as defined in the applicable annex.	permitted.
--	--	------------

Table 1. Comparison of IEEE Std. 693-2005 & IEC 6+1463-2016-07

1.3 RIP and RIS Technology

ABB Micafil offers two technologies of dry bushing, namely the RIP technology (resin impregnated paper) and the RIS technology (resin impregnated synthetics). The basic principle in both types of bushings is the same and illustrated in Figure 2.

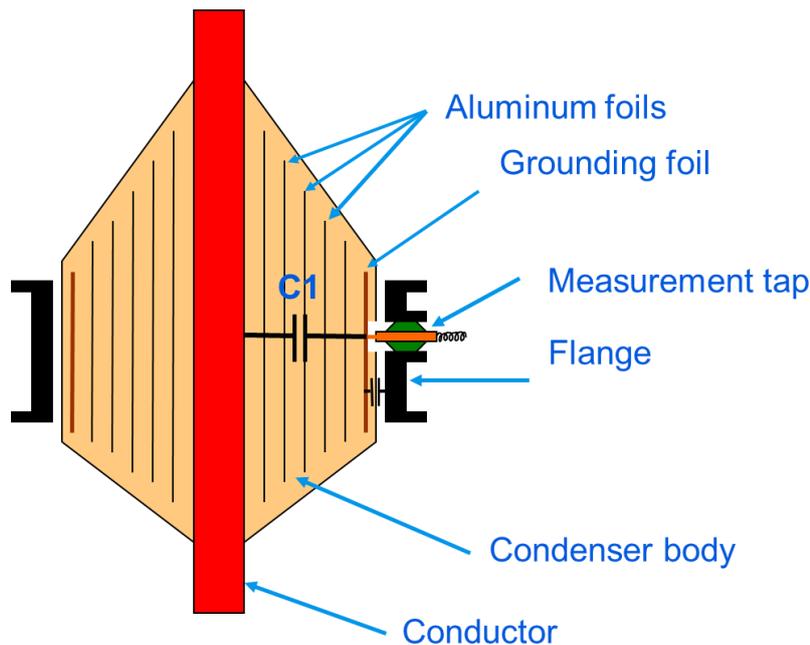


Figure 2. Basic principle of ABB Micafil Dry Bushings

In order to control and optimize the electric field distribution of a high current or voltage conductor a set of concentric metal foils are used. As a spacer material crepe paper or synthetics are used and the body is finally impregnated with a curable epoxy resin.

The major difference between RIS and RIP technology is the used spacer. While the most established RIP technology untreated crepe paper is used and in the RIS a synthetic mesh is used. The major advantage of the synthetic is the lower absorption of water which is beneficial for a longer storage and lifespan.

An additional difference between the two concepts as they are produced by Micafil is the manufacturing concept. The condenser body of the RIP bushing is finished to its final contour by casting followed by machining process. The insulator is mounted as a separate part including a composite tube and filled by Micagel. The RIS condenser body is casted to its final shape, thus the turning operation is obsolete. The insulator with silicon sheds is then directly attached on the condenser body, which reduces the overall weight because there is no composite tube and Micagel.

The following Table 2 summarizes the major differences between the two types of dry bushings, which are then compared referring the behavior under seismic load in the following chapters.

	RIP (AirRIP)	RIS (EasyDry)
Spacer	Crepe paper	Polymer mesh
Shape definition of the condenser core	Casting with excess material and turning to the final shape leads to wastage of material	No turning required casted to final shape using injected molding leads to no wastage of material
Insulator	The Insulator consists flange, composite tube and Silicon sheds filled with Micagel.	The Insulator consists flange and only silicon sheds
Flexibility of the condenser core design	High and customizable	Low and limited to available molds only
Manufacturing costs	Cost intensive	Economical
Manufacturing time (dependent on order backlog)	18-20 weeks	10-12 weeks
Number of parts	Medium	Low

Table 2. Comparison of RIS and RIP

2 SIMULATION PROCEDURE AND SETUP

2.1 Object of Simulation

As discussed in the above sections the design of a RIP and RIS bushing is different. The main focus of this paper is to compare their behavior when exposed to seismic load. Hence the two bushings are selected which fulfill the same overall performance ratings, and the major characteristics [4] [5] are shown in the Table 3. The following bushings as shown in Figure 3 (RIS) & Figure 4 (RIP) are considered for the analysis.

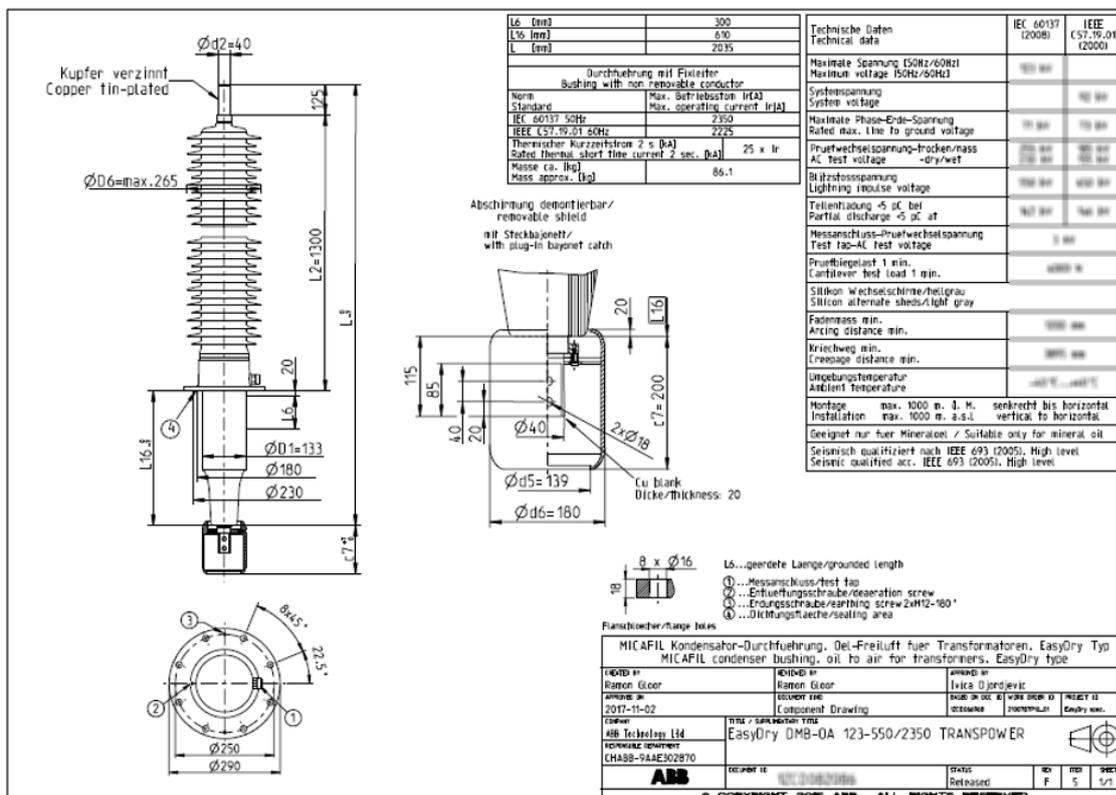


Figure 3 Dimensional drawing of the EasyDry bushing (RIS)

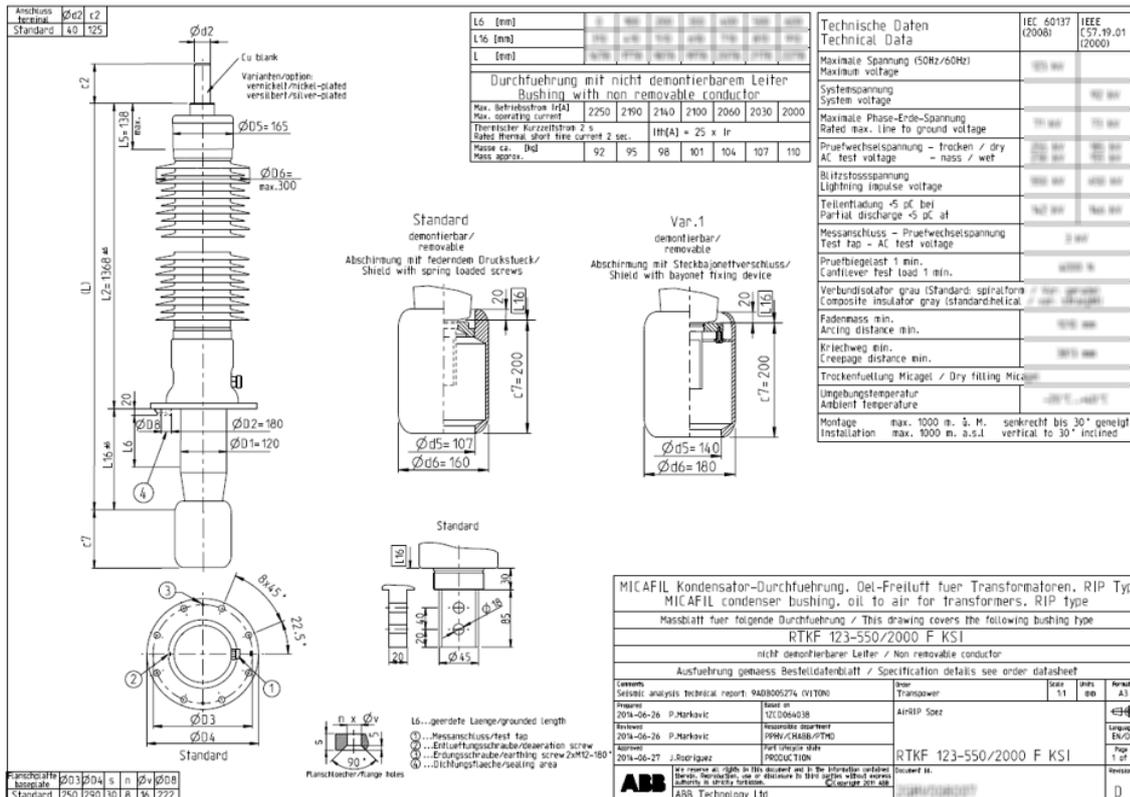


Figure 4 Dimensional drawing of the AirRIP bushing (RIP)

	EasyDry (RIS)	AirRIP (RIP)
Maximum Voltage in kV	123	123
Lightning Impulse Voltage in kV	550	550
Max. Operating Current in A	2350	2000
Length of the bushing in mm	2035	2278
Mass of the bushing	86	110
Dimensional Drawing	figure 3	figure 4

Table 3. Comparison of examined RIS and RIP bushing

2.2 Modelling & Setup

In the numerical analysis the aluminum flange, the conductor, the condenser core, bottom shield and the composite insulator with Micagel filling in the RIP case are considered as components of the bushing. The complete bushing is mounted on the stiff frame made of steel at an inclination of 20° to the vertical as shown in Figure 5. The frame is modelled using the beams and mid-surfaces to reduce the computational time. The bushing components are meshed using quadratic solid elements.

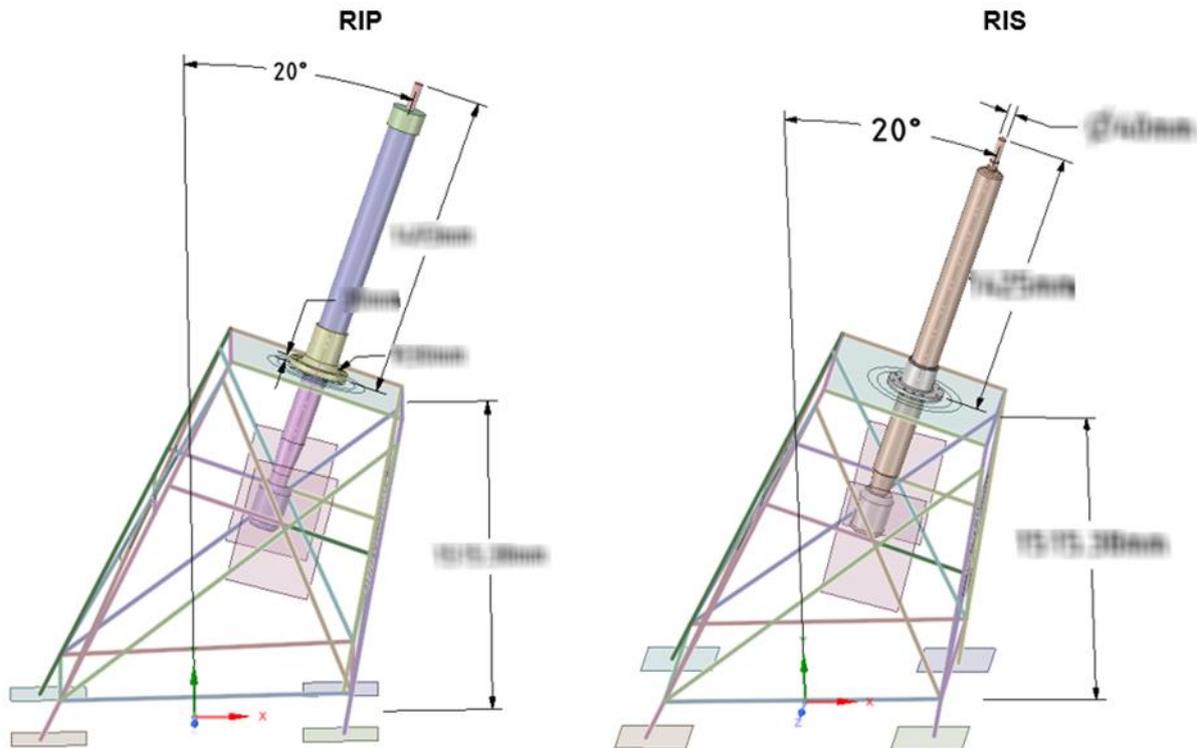


Figure 5 Geometry and meshing of the simulation setup

The silicon sheds are removed in order to reduce the complexity of the FE model. However, the weight of the silicon sheds is distributed over the length. Additional weight of 7kg is added at the terminal connection point on the top of bushing according to the IEEE 693-2005 [3]. The bonded contacts are used between the components and delamination effects are not considered.

2.3 Numerical Analysis for Seismic Qualification

According to IEEE 693-2005, there are different methods to qualify the bushing for the seismic level. The current bushing is qualified using the sine beat and the response spectrum method for the high seismic level.

The seismic qualification analysis is performed using ANSYS simulation software [6]. As a part of seismic qualification the procedure shown in Figure 6 is followed, static analysis, pre-stressed modal analysis, and sine beat analysis and response spectrum analysis. The frame is fixed at the base, where the excitation signal is applied. The connection between the flange and frame is fixed.

The static analysis is the first step of seismic qualification. This analysis is performed considering the standard acceleration due to earth's gravity. The pre-stressed static condition is considered further in the seismic qualification of the bushing.

Modal Analysis is the second step of the seismic qualification. In this analysis the modal frequencies and the corresponding modal shapes are extracted. The modal frequencies are the frequencies the bushing tend to vibrate naturally and the mode shape represents the shape of the bushing corresponding to that frequency.

The sine beat analysis is a transient time history analysis with a sinusoidal excitation in two different directions. The excitation is applied directly to all the natural frequencies of the bushing which are below 33 Hz. The excitation signal is applied simultaneously in two directions 100% horizontal and

80% vertical. The amplitude of the excitation signal is based on the seismic level qualification (i. e. High, moderate or low).

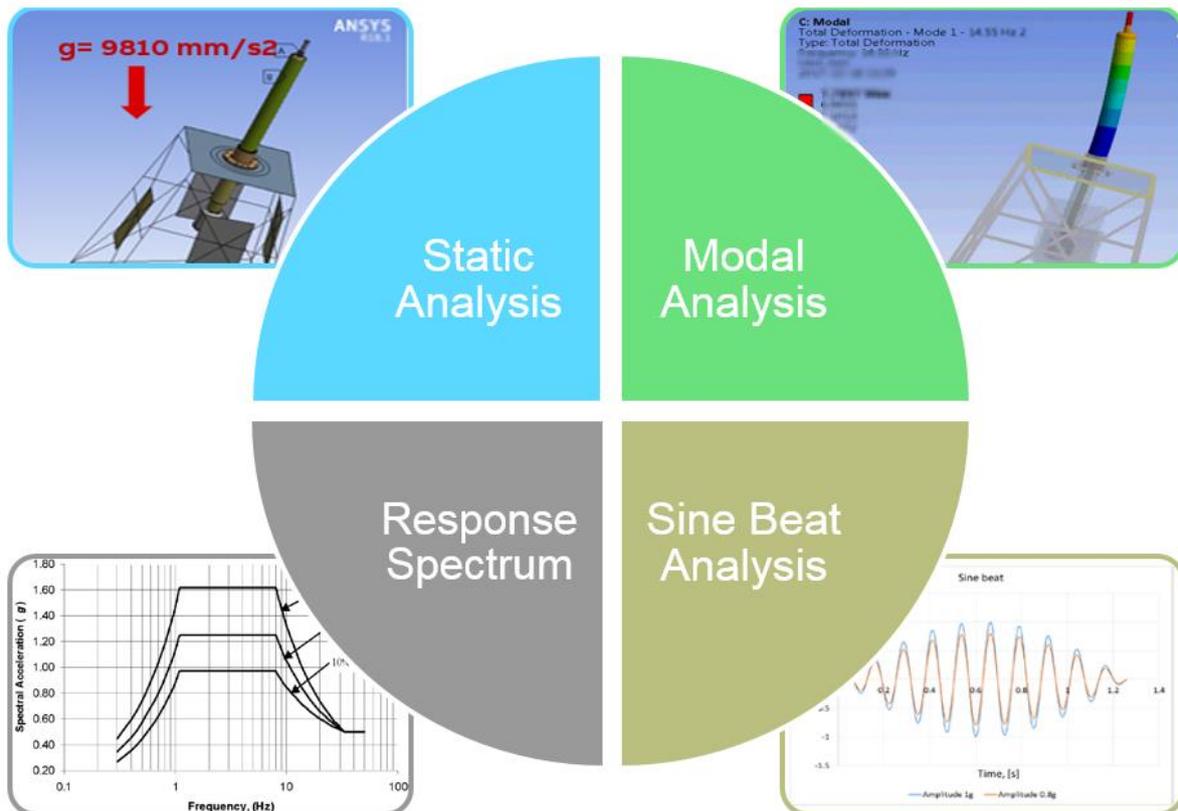


Figure 6 Seismic qualification of the bushing overview

According to IEEE 693-2005, a sinusoidal beat motion consisting of a sinusoid of the equipment resonant frequencies modulated by a lower frequency sinusoid that provides at least 10 cycles of resonant frequency per beat shall be applied to the equipment and supports [7]. The 10 cycle sine beat test shall be performed at the predominant resonant frequencies found in the modal analysis. The typical sine beat curve is shown in the Figure 7 below.

According to IEEE 693-2005, a sinusoidal beat motion consisting of a sinusoid of the equipment resonant frequencies modulated by a lower frequency sinusoid that provides at least 10 cycles of resonant frequency per beat shall be applied to the equipment and supports [7]. The 10 cycle sine beat test shall be performed at the predominant resonant frequencies found in the modal analysis. The typical sine beat curve is shown in figure 7 below.

The response spectrum analysis is used to determine the dynamic response of the structure. The response spectrum corresponds to the high level seismic spectrum as described in the IEEE 693-2005 standard. In the current analysis as conservative the response spectrum with 2% damping is considered as shown in Figure 8. The input spectrum is applied simultaneously in three directions 100% in horizontal and 80% in vertical. The spectral acceleration is multiplied by an amplification factor of 2 in the analysis.

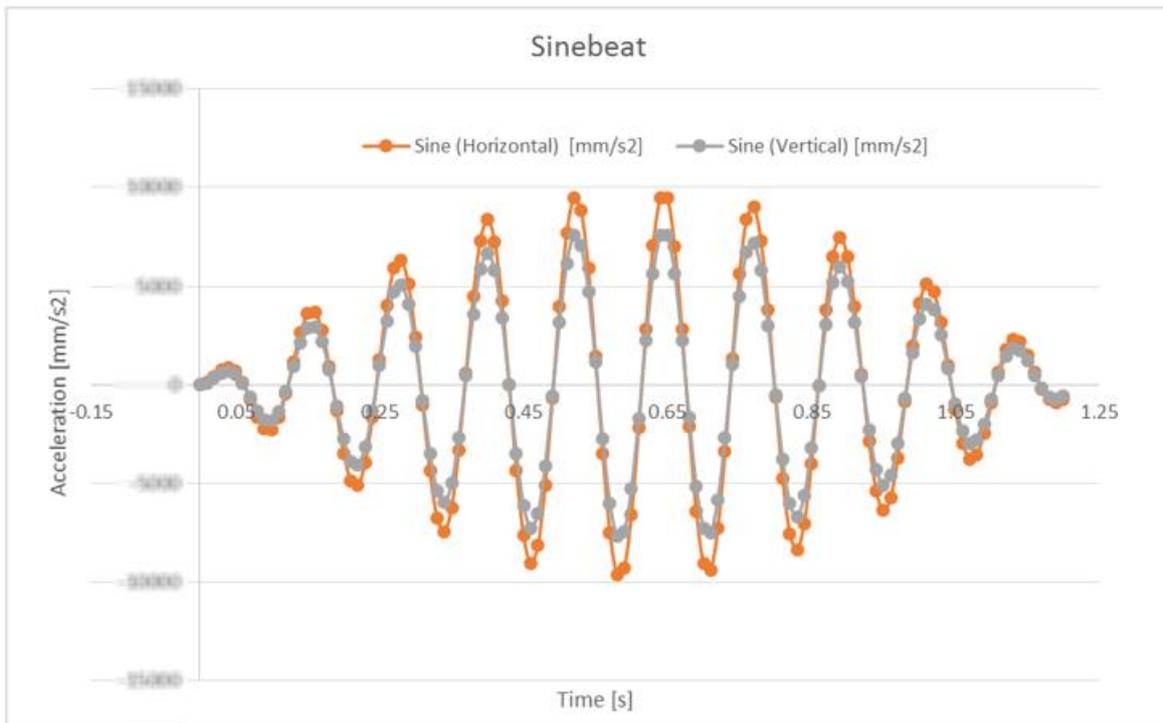


Figure 7 Typical sine beat curve for high seismic level 0.5g [ZPA = 2]

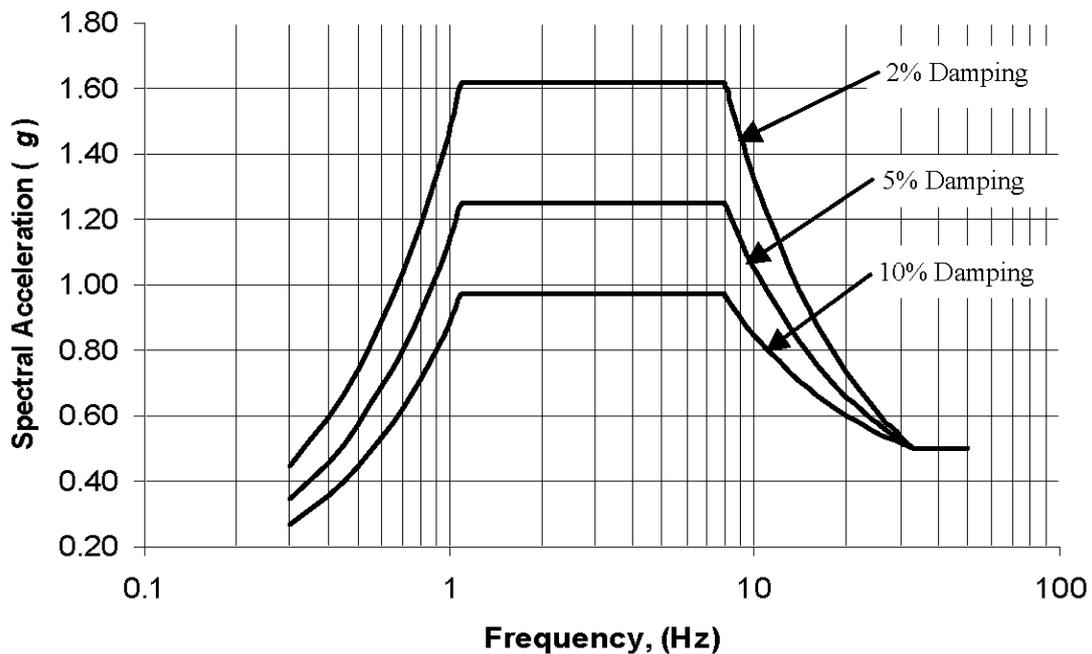


Figure 8 High required response spectrum, 0.5g (IEEE 693-2005) [3]

3 NUMERICAL ANALYSIS RESULTS

In the following chapters the calculation result for RIS and RIP examples are shown for the sine beat and the required response spectrum analysis. In a first step the static and modal analysis have been

performed. The following table shows the results of the modal analysis, comparing the RIP and RIS bushing.

Mode	RIS bushing (frequency in Hz)	RIP bushing (frequency in Hz)
1	13.2	17.6
2	13.4	17.6
3	46.3	44.5
4	46.3	44.5
5	75.1	66.4
6	82.0	84.8

Table 4. Comparison of natural frequencies of RIS and RIP bushing

For the seismic analysis only frequencies up to 33Hz are relevant due to the excitation characteristic. Both evaluated types of bushing do only have two natural frequencies within this range, both occurring in pairs. The pairwise frequencies are principally the same in mode shape but once in the direction of the inclination of the bushing and the second perpendicular to it. The first mode is a pure bending mode with a fix point at the flange. First two critical bending mode shapes of RIP below 33Hz are shown in the Figure 9.

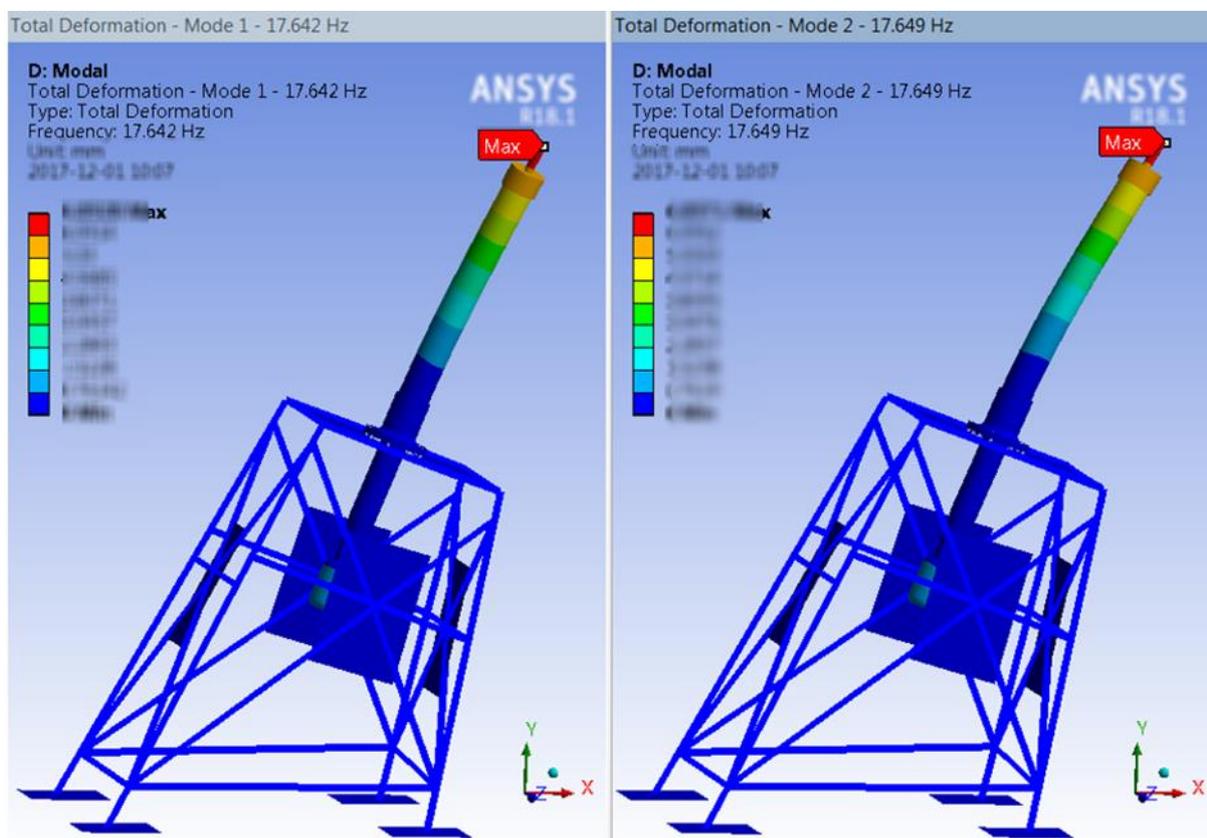


Figure 9 First two critical bending mode shapes of RIP below 33Hz

It is found that the natural frequencies of the RIP bushing are slightly higher. This is because of the additional composite tube porting the insulation making the whole design stiffer and compensating the additional mass of the RIP. The critical mode shapes below 33 HZ of the RIP and RIS bushing are the same.

3.1 Results for RIS

According to the seismic excitation the bushing will vibrate in his different natural frequencies, depending on the point of time in the simulation. The results shown reflect the maximum material

load over time. As the bushing is constructed of different components, namely the flange, the condenser core and the conductor, their referring behavior needs to be analyzed. For the sine beat analysis the maximum mechanical load of the flange is shown in Figure 10.

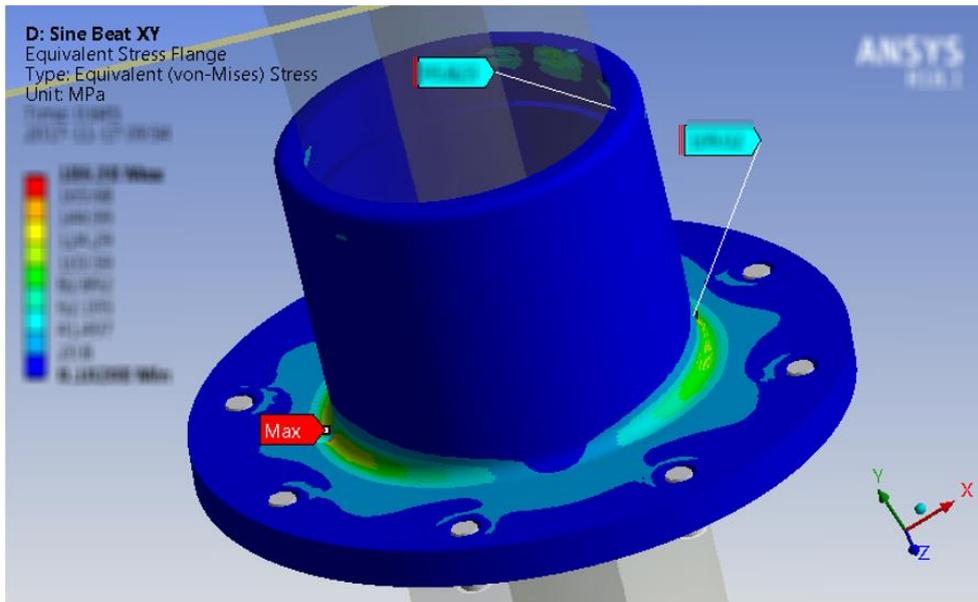


Figure 10 Time shot of the Maximum von Mises stress in the flange

Due to bending effect of the mode shape 1 and 2 the maximum stresses are found in the radius of the flange.

The locations of the maximum stresses in the condenser core and the conductor are shown in the following Figure 11. They correspond well with bending mode of the whole bushing.

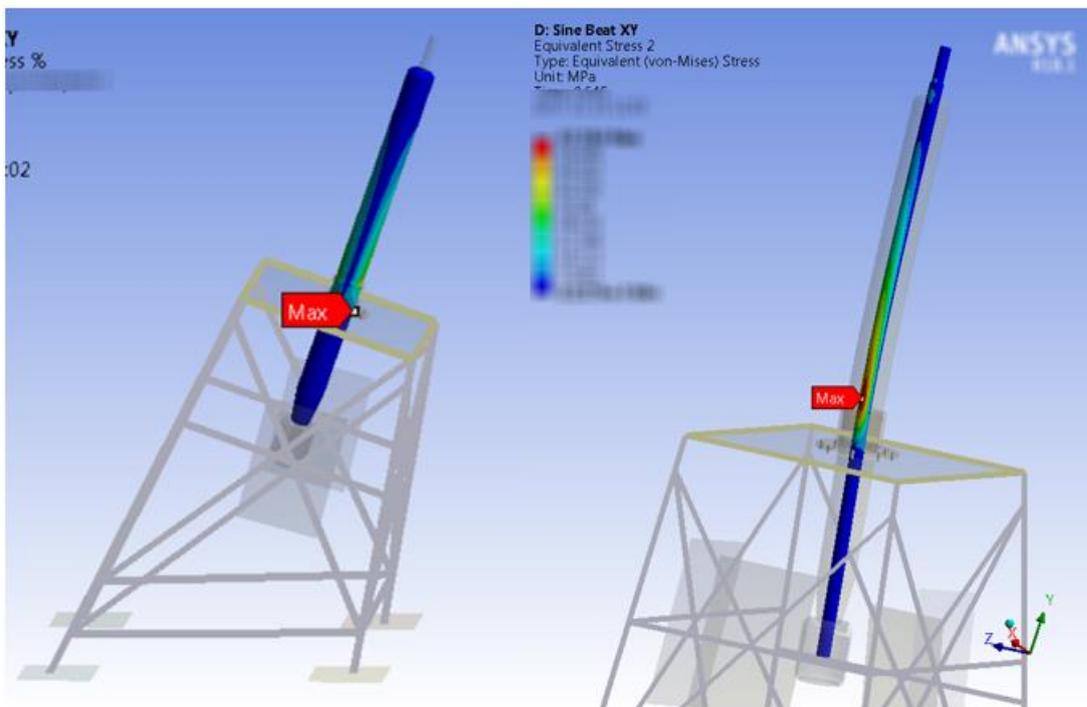


Figure 11 Timeshot of the Maximum von Mises stress in the condenser core (left) and the conductor (right)

Comparing these maximum stress with the ultimate stress of the referring material a safety factor can be derived. The safety factor of the referring setup and bushing component is shown in Table 5.

Bushing Component	Qualification Method	Safety factor
Flange	Sine beat	1. 24
	Response spectrum	5
RIS condenser core	Sine beat	2. 6
	Response spectrum	12. 5
Conductor	Sine beat	3. 15
	Response spectrum	15. 9

Table 5 Safety factors for different bushing components and seismic loads applied to RIS bushing

As a safety factor larger than 1 means, that the mechanical integrity due to IEEE standard is given for examined configuration for all components and all load assumptions. The table also shows that the sine beat is by far the heavier load in this case than the response spectrum even with the lowest damping. Due to its natural frequencies of 13.2Hz the spectral acceleration in the required response spectrum analysis is not in its maximum (compare Figure 8). Hence, the conclusion cannot be generalized for other geometric dimensions and it is proposed to crosscheck within a seismic analysis both sine beat and response spectrum.

The second obvious point is, that the flange is the most critical part. This is also dependent on the design, like relation of stiffness of the different components or flange dimensions, and can thus not be generalized.

3.2 Results for RIP

The general load characteristic for the RIP bushing are the same as for the RIS bushing. It is again clearly a bending mode which is offering almost the same maximum stress positions. Applying the composite insulator there is an additional part which needs to be assessed. The summary of the critical points of the components can be seen in Table 6.

Bushing Component	Qualification Method	Safety factor
Flange	Sine beat	4. 4
	Response spectrum	11. 4
RIP condenser core	Sine beat	9. 9
	Response spectrum	31. 2
Composite insulator	Sine beat	8. 4
	Response spectrum	37. 1
Conductor	Sine beat	5. 8
	Response spectrum	25. 3

Table 6 Safety factors for different bushing components and seismic loads applied to RIP bushing

For itself the RIP bushing show the same trends as the RIS bushing: all safety factors are larger than one, the flange is the most critical part and the sine beat method is more severe as load characteristic than the response spectrum.

3.3 Comparison of the Results

Comparing Table 5 & Table 6 it is obvious that although both designs can be declared qualified for seismic application according to IEEE standard, the design reserve for the RIP bushing is even higher.

A major difference concerning the behavior under seismic load is the presence of the composite insulator making the RIP bushing on the air side heavier and also stiffer as it is evident from the natural frequencies. The higher stiffness leads to a reduced vibration amplitude under seismic load and thus lower stresses.

Another difference is the design of the flanges. If the flanges of the RIS and the RIP bushing are compared in detail figure 12 it can be seen that for the RIP flange the thickness is higher. This leads to a smaller utilization of the material for the same deflection and as consequence to a higher safety factor.

This leads to the result that the RIP bushing has in this configuration a higher safety margin and is thus better suitable for seismic load. This reflects the difference in the design features of the two different bushings but not a general finding comparing RIS and RIP bushings. However the methodology of finite element analysis allows a fast analysis of any type of bushing with seismic and an assessment concerning the IEEE standard.

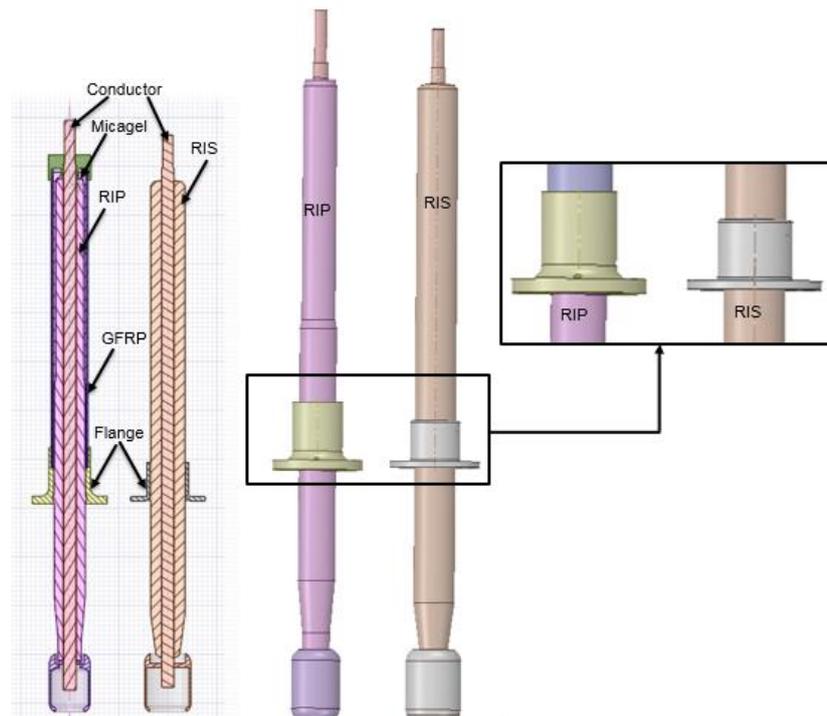


Figure 12 Comparison of the RIP and the RIS Designs

4 CONCLUSION AND SUMMARY

The mechanical integrity under seismic load of an ABB Micafil RIS and RIP was proofed by finite element analysis following the IEEE Standard 693-2005. For the examined example the RIP bushing turned out to be more resistant to seismic load profiles. It was shown that the design of the flange and the presence of the composite tube for the insulator are the design features making the difference for seismic applications.

Being a matter of the design of certain components it cannot be generalized, which bushing technology is more suitable for seismic applications. Generally, the design feature making the difference could be transferred from RIP to RIS and vice versa. Thus, there is no basic difference between RIP and RIS concerning seismic loading. But the numerical analysis by finite elements following IEEE Standard 693-2005 offers a fast and reliable opportunity to assess the suitability of any bushing under seismic conditions. It is also possible to assess the bushing after an earthquake using the specific time history of the event as boundary condition.

5 REFERENCES

- [1] A. Petersen, "The Risk of Transformer Fires and Strategies Which Can be Applied to Reduce The Risk", CIGRE, 2010.
- [2] IEC TS 61463:2016,, "IEC Technical Specification, Bushings Seismic Qualification", 2016.
- [3] IEEE Std 693™-2005, "IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations", 2005.
- [4] IEC 60137:2017, "Insulated Bushings for Alternating Voltages above 1000 V".
- [5] IEEE Std™ C57.19.01-2000, "Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings".
- [6] ANSYS Inc., "Ansys Mechanical User`s Guide", 2017.
- [7] IEC 60068-2-57, "Environmental testing-Part 2-57: Tests - Test Ff: Vibration - Time-History and Sine-Beat Method".

Zustandsdiagnostik an Hochspannungsisolationssystemen mit angelegter und induzierter Spannung unter Vor-Ort-Bedingungen

Christoph Engelen

OMICRON electronics Deutschland
christoph.engelen@omicronenergy.com
Deutschland

Fabian Öttl

OMICRON electronics
fabian.oetl@omicronenergy.com
Österreich

Dr. Alexander Kraetge

OMICRON electronics Deutschland
alexander.kraetge@omicronenergy.com
Deutschland

Dr. Michael Krüger

OMICRON electronics
michael.krueger@omicronenergy.com
Österreich

KURZFASSUNG

Die Zustandsdiagnostik von Hochspannungsisolationssystemen ist ein wichtiges Werkzeug zur Beurteilung des Gesamtzustandes des Betriebsmittels. Neben Hochspannungsbetriebsmitteln können diese Verfahren auch auf Komponenten der Mittelspannungsebene angewendet werden. Dabei werden an die Messung vor Ort häufig andere Anforderungen als im Hochspannungsbereich gestellt. So ist oft mit beengten Platzverhältnissen und erschwerten Zugangsmöglichkeiten zu rechnen. Weiterhin sollte der Auf- und Abbau des Prüfsystems möglichst zeitsparend durchgeführt werden, da in dieser Spannungsebene die Betriebsmittel in entsprechend hoher Anzahl vorhanden sind. Daher bietet sich der Einsatz eines mobilen und tragbaren Prüfsystems an, das die Anforderungen der Prüfvorschriften erfüllt. Konkret werden dabei induzierte und angelegte Spannungsprüfungen in Kombination mit Teilentladungsmessungen betrachtet, die auch unter starken Störeinflüssen, gerade in industriellen Bedingungen, belastbare Ergebnisse liefern.

Im vorliegenden Beitrag werden die Prüfaufbauten der oben genannten Messungen am Beispiel von MS-Trockentransformatoren und Hochspannungsmaschinen (mit Kunstharz-Feinglimmer Isolationssystemen) diskutiert. Des Weiteren werden Möglichkeiten zur Unterdrückung und Filterung von Störimpulsen während der Teilentladungsmessungen thematisiert. Da für mobile Prüfsysteme die Leistungsaufnahme des Prüflings entscheidend ist, werden ebenfalls Möglichkeiten zur Blindleistungskompensation und zur Leistungssteigerung durch zusätzliche Verstärkereinheiten betrachtet. Auf diese Weise können unter Vor-Ort Bedingungen typischerweise Transformatoren bis Nennleistungen von 20 MVA geprüft werden. Im Bereich der elektrischen Maschinen lassen sich so Prüflingskapazitäten bis 1 μ F prüfen.

Abschließend werden einige Fallbeispiele aufgezeigt, die den Einsatz in der Praxis und den Fund reale Fehlerfälle unter Vor-Ort Bedingungen demonstrieren.

1 EINLEITUNG

Die Beurteilung des Isolationszustandes von Mittel- und Hochspannungsbetriebsmitteln ist ein entscheidender Punkt, um eine möglichst hohe Betriebs- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei herrschen gerade bei Vor-Ort Messungen erschwerte Bedingungen, verursacht durch beengte Raumverhältnisse, schlechte Zugangsmöglichkeiten, sowie starke Störeinflüsse, die die Messergebnisse beeinflussen können. Unter diesen Voraussetzungen bietet sich der Einsatz eines mobilen, tragbaren und möglichst flexiblen Prüfsystems an, mit dessen Hilfe auch Störeinflüsse minimiert werden können. Im Speziellen behandelt der Beitrag die Durchführung von angelegten und induzierten Spannungsprüfungen in Kombination mit Teilentladungsmessungen. Dabei können beide Methoden auch im Feld an einer Vielzahl von Betriebsmitteln durchgeführt werden, angefangen bei Spannungswandlern und Transformatoren über Gasisolierten Schaltanlagen (GIS) bis hin zu rotierenden Maschinen. Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich dabei auf die Diagnose von Trockentransformatoren und rotierenden Maschinen. Die so erhaltenen Informationen über den Isolationszustand können im Rahmen einer zustandsorientierten Wartungsstrategie zur Klassifizierung der einzelnen Betriebsmittel herangezogen werden.

2 ISOLATIONSPRÜFUNG AN TRANSFORMATOREN

Neben den klassischen elektrischen Prüfungen des Transformators wie Übersetzungsverhältnis und Wicklungswiderstandsmessung zählt auch die Zustandsbewertung des Isoliersystems zu den Kernpunkten einer umfassenden Diagnostik. Dabei hat sich die Gas-in-Öl Analyse (engl. DGA) als verlässlicher Indikator zur Früherkennung von internen Problemen wie lokalen Überhitzungen und elektrischen Entladungen etabliert [1]. Im zweiten Falle kann mit Hilfe weiterführender Untersuchungen wie z.B. einer Teilentladungsmessung (TE) die Problemursache weiter eingegrenzt werden.

Da für Trockentransformatoren die Möglichkeit einer DGA nicht besteht, müssen andere Faktoren zur Zustandsbewertung herangezogen werden. Typischerweise stehen dabei zur Isolationsdiagnostik zwei Kenngrößen zur Verfügung: Der Verlustfaktor und die Teilentladungsaktivität. Während für Öl-gefüllte Transformatoren beiden Methoden wertvolle Informationen liefern, nimmt die Aussagekraft des Verlustfaktors bei Trockentransformatoren stark ab. Gründe dafür sind der Aufbau des Prüflings, dessen Verschmutzungsgrade und äußere Bedingungen wie Temperatur und Luftfeuchtigkeit [2]. Somit lassen sich zwar gröbere interne Fehler erkennen, eine detailliertere Aussage zum Isolationszustand ist aber durch die genannten Gründe nicht möglich. Demnach bietet sich die Teilentladungsmessung als erprobte Methode an, um auch für Trockentransformatoren eine zuverlässige Isolationsdiagnostik durchzuführen. Die Diagnostik wird umso bedeutender, wenn im Fehlerfall nicht nur der Transformator beschädigt werden könnte, sondern auch mögliche Folgeschäden durch Produktionsstillstände drohen. Daher wird im Folgenden eine Möglichkeit dargestellt, wie mittels einer mobilen, tragbaren Spannungsquelle auch direkt am Installationsort des Prüflings eine Isolationsprüfung durchgeführt werden kann.

2.1 Induzierte Spannungsprüfung mit kombinierter TE-Messung

Bei der induzierten Spannungsprüfung wird mittels einer Prüfquelle der zu prüfende Transformator von der Unterspannungsseite gespeist. Dadurch wird die erforderliche Prüfspannung auf der Oberspannungsseite durch den Prüfling selbst erzeugt. Auf diese Weise wird eine Stehwechselfeldspannungsprüfung in Kombination mit einer Teilentladungsmessung realisiert. Ein möglicher Prüfaufbau ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

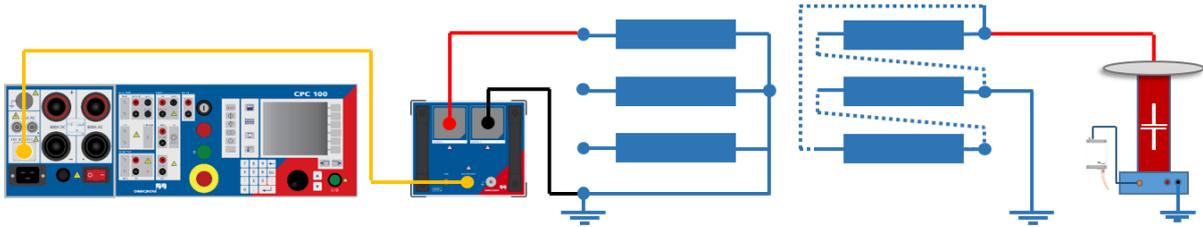


Abbildung 1: Schematischer Prüfaufbau einer induzierten Spannungsprüfung mit TE-Messung

Das Steuergerät verfügt über einen Spannungsausgang, der frequenzvariabel eine Spannung bis 250V erzeugen kann. Diese wird über einen „step-up“ Transformator hochtransformiert, um die gewünschte Prüfspannung an den US-Klemmen des Prüflings zu erzeugen. Dabei lässt sich das Übersetzungsverhältnis dieses Anpass-Transformators variieren, um eine größtmögliche Flexibilität zu gewährleisten. An die korrespondierende OS-Klemme wird ein Koppelkondensator mit TE-Messsystem angeschlossen, wodurch Teilentladungsimpulse entkoppelt werden können. Auf diese Weise werden alle drei Phasen sukzessiv geprüft und die einzelnen Isolationssysteme analysiert. Durch Auftrennen der Spulenverbindungen kann ein Übersprechen zwischen den Spulen weiter minimiert werden.

Die Beurteilung der Teilentladungsaktivität wird dabei anhand der Ladungswerte in pC, sowie anhand der aufgezeichneten TE-Muster (engl. Phase-resolved partial discharge pattern, PRPD pattern) ausgewertet. Der Fokus liegt dabei auf der Unterscheidung von internen Teilentladungen des Isoliersystems und äußeren Entladungen, die aufgrund von Verschmutzungen oder externen Quellen verursacht werden. Um selbst in Umgebungen mit hoher Störbelastung verlässliche Aussagen zu treffen, können sowohl hardware- als auch software-gestützte Filterungen durchgeführt werden. Nachfolgend wird die Separierungen mehrerer Teilentladungs- und Störquellen durch multi-spektrales Messen mit anschließender adaptierter Filterung – das sogenannte 3CFRD-Verfahren - beschrieben.

2.2 Separierung von Nutzsignalen und Störgrößen

Gerade in industriellen Umgebungen kann durch eine Vielzahl von installierter Leistungselektronik eine Teilentladungsmessung durch deren Störimpulse stark erschwert werden. Um auch in dieser Situation verlässliche Aussagen zu treffen, wird eine synchrone TE-Messung bei drei unterschiedlichen Messfrequenzen durchgeführt. Signale unterschiedlicher Herkunft und Art unterscheiden sich in aller Regel in ihrer spektralen Charakteristik. Geeignetes Setzen der synchron arbeitenden Messfilter kann diese Eigenschaft nutzen, um Signale von unterschiedlichen Quellen zu verschiedenen Gruppen (engl. „Cluster“) zusammenfassen (Abbildung 2). Anschließend kann jede Impulsgruppe einzeln betrachtet werden, ohne von anderen TE- oder Störquellen überlagert zu werden [3]. Dies ermöglicht die Trennung relevanter Teilentladungen von externen Störsignalen sowie danach eine separate Untersuchung der TE bezüglich Einsetz- und Aussetzverhalten, Pattern Analyse etc.

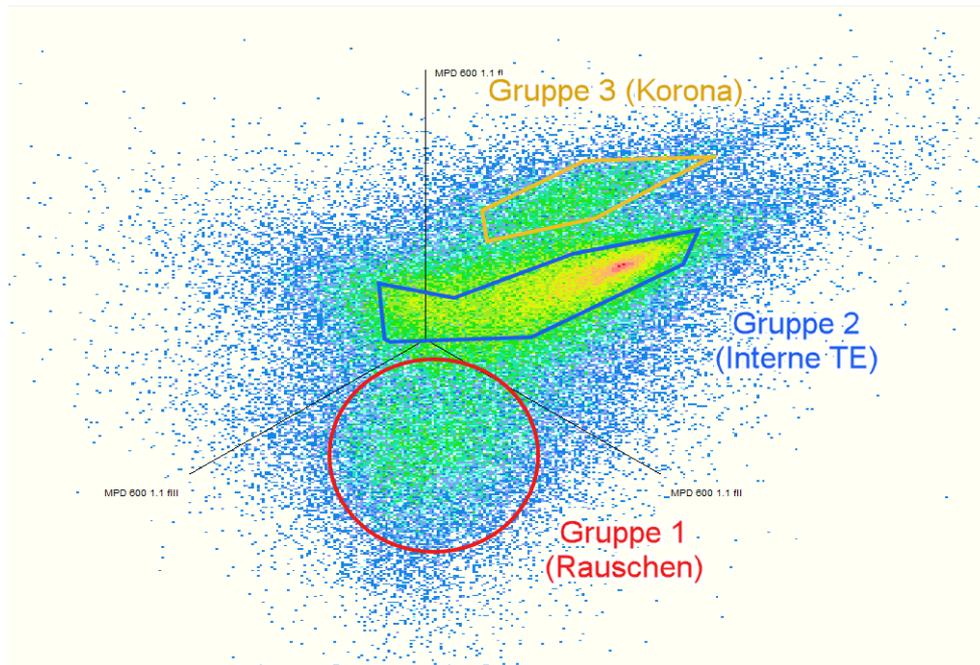


Abbildung 2: 3CFRD Darstellung mit zwei Gruppen. Rot: TE-Quelle; Orange: Rauschen

2.3 Leistungsaufnahme des Prüflings

Da das mobile Prüfgerät über eine 230V Versorgungsspannung gespeist wird, ist die verfügbare Leistung im Kurzzeitbetrieb auf 5 kVA begrenzt. Mit dieser verfügbaren Leistung müssen die benötigte Blindleistung und die Leerlaufverluste des Transformators abgedeckt werden. Übersteigt die erforderliche Leistung die Spezifikationen des Prüfsystems kann zum einen eine Blindleistungskompensation vorgenommen werden. Auf der anderen Seite lässt sich das Prüfgerät um weitere zwei Leistungsverstärker ergänzen, um einen erhöhten Leistungsbedarf zu decken.

2.3.1 Blindleistungskompensation

Um die Blindleistungsaufnahme des Prüflings zu minimieren kann die Frequenz der Prüfspannung variiert werden. Dabei wird die Frequenz zwischen 50 Hz und 400 Hz eingestellt. Weiterhin kann durch eine Parallelschaltung von Kondensatoren am Ausgang der Speisespannung die induktive Blindleistung des Prüflings teilweise kompensiert werden, Abbildung 3.

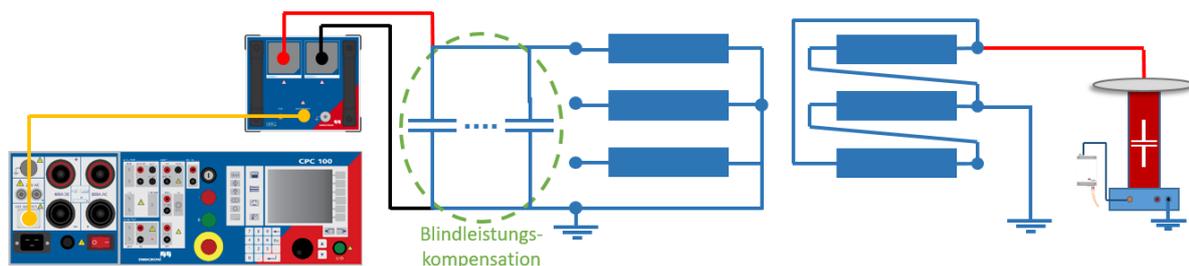


Abbildung 3: Blindleistungskompensation durch zusätzliche Kondensatoren an der US-Seite des Prüflings

Erfahrungsgemäß ist eine Kapazität von einigen $10\mu\text{F}$ bis $100\mu\text{F}$ ausreichend. Aufgrund der geringen Spannung auf der US-Seite lässt sich diese Blindleistungskompensation mit handelsüblichen Kondensatoren bewerkstelligen, .



Abbildung 4: Blindleistungskompensation mit 4 x 25µF Kondensatoren.

2.3.2 Leistungsskalierung des Prüfsystems

Ist eine Blindleistungskompensation nicht hinreichend möglich oder übersteigen die Leerlaufverluste die Ausgabeleistung des Prüfsystems, können bis zu zwei zusätzliche Einheiten (je 18 kg) zum bestehenden Prüfaufbau hinzugefügt werden. Jeder der Verstärker wird über einen separaten „step-up“ Transformator an den Prüfling angeschlossen. Somit kann die verfügbare Ausgangsleistung um das Dreifache gesteigert werden. Je nach Konstruktion des Prüflings lassen sich Gießharz-Transformatoren mit Leistungsklassen bis ca. 20 MVA im Feld prüfen.

Die nachfolgenden Fallbeispiele greifen die zuvor genannten Aspekte der induzierten Spannungsprüfung auf und verdeutlichen ihre Anwendung unter realen Bedingungen im Feld.

2.4 Fallbeispiel 1 –Anfangsverdacht durch Online-Monitoring

Durch die Routinekontrolle eines installierten Online-Monitoring Systems einer MS-Kabelstrecke werden Teilentladungen aufgezeichnet, anhand derer ein 2-MVA-Transformator (20 kV / 0,4 kV) als mögliche TE-Quelle identifiziert wird, Abb.4 (1). Eine nachfolgende induzierte Spannungsprüfung mit 1,2 U_{nenn} liefert eindeutige Anzeichen für das Vorhandensein von Entladungen innerhalb der Feststoffisolation, Abb. 4 (2). Da alle Phasen betroffen sind, wird entschieden, den Transformator auszutauschen.

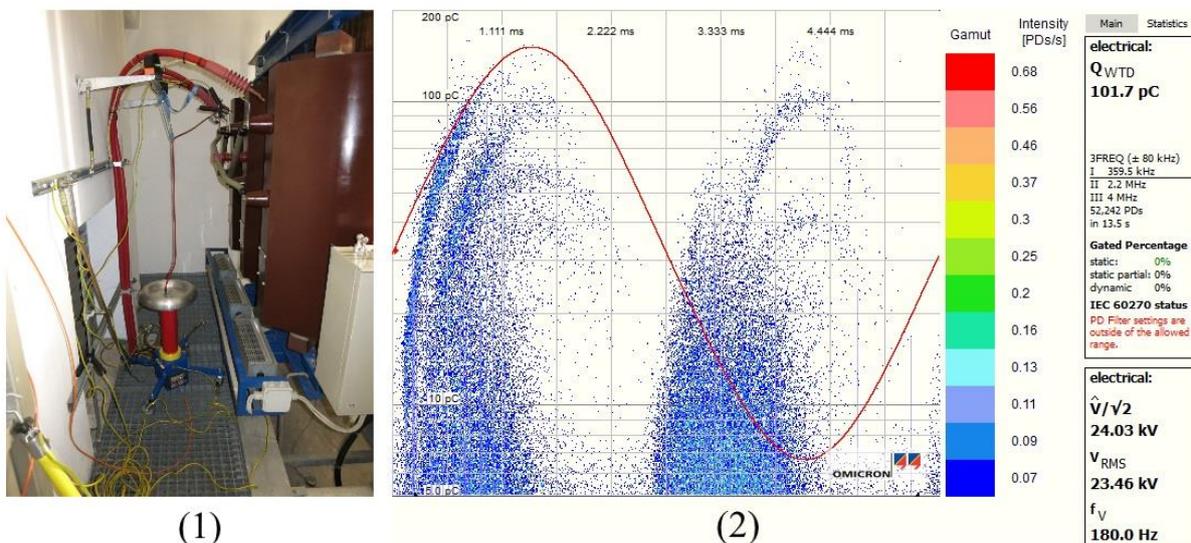


Abbildung 5: (1) 2 –MVA-Prüfling mit Koppelkondensator; (2) PRPD zeigt deutliche Anzeichen für innere Teilentladungen

2.5 Fallbeispiel 2 – 3CFRD Filterung

Es wird ein 9,5 MVA Gießharz-Transformator mittels induzierter Spannungsprüfung auf Teilentladungen hin untersucht. Während die ersten beiden Phasen keine Auffälligkeiten zeigen, können auf der letzten Phase Oberflächenentladungen beobachtet werden. Diese stammen von einer Schmutzschicht auf der Innenseite der OS-Spule. Da Vorort keine sofortige Reinigung möglich war, wird der Prüfaufbau abgeändert, um die elektrische Feldbelastung der verschmutzten Stellen zu minimieren. Dazu wird der Koppelkondensator mit dem Fußpunkt der Spule verbunden und die Erdung an den Anfang der Spule verlegt. Während die Spannungsbelastung der Wicklungsisolierung gleich bleibt, wird die Innenseite der Spule gegen Erde kaum belastet. Abbildung 6 zeigt dazu die Ergebnisse vor und nach der Anpassung des Prüfaufbaus.

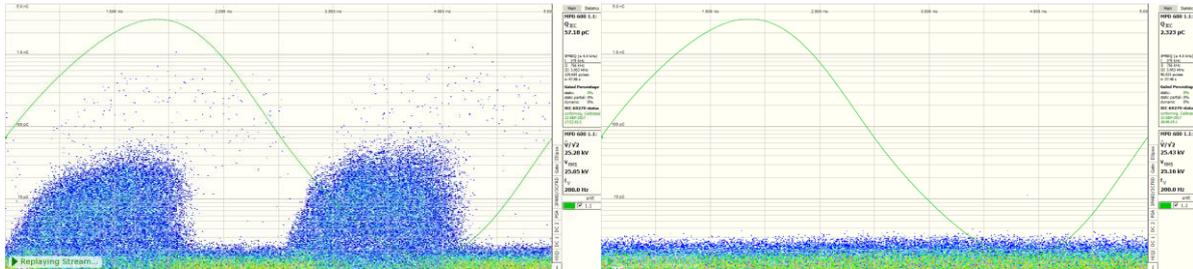


Abbildung 6: links: PRPD zeigt Oberflächenentladungen. Rechts: Nach Umbau des Prüfaufbaus zeigt das PRPD keine Auffälligkeiten.

2.6 Fallbeispiel 3 – 10 MVA Transformatoren eines Wasserkraftwerks

Nach der Inbetriebnahme eines Wasserkraftwerks sollte der Isolationszustand von acht 10 MVA Transformatoren geprüft werden, die für die Erregung der Asynchrongeneratoren installiert wurden (Abbildung 7). Durch den Einsatz eines zusätzlichen „step-up“ Transformators wird die benötigte Prüfspannung von 3 kV auf der US-Seite erzeugt. Aufgrund des erhöhten Leistungsbedarfs wurde das Steuergerät um zwei weitere Verstärker ergänzt, um die benötigte Prüfleistung aufzubringen, Abb. 6 (1). Alle acht Transformatoren konnten in zwei Tagen geprüft werden. Da keine Auffälligkeiten in den PRPD zu erkennen sind, können alle acht Transformatoren als TE-frei bezeichnet werden, Abb. 6 (2).

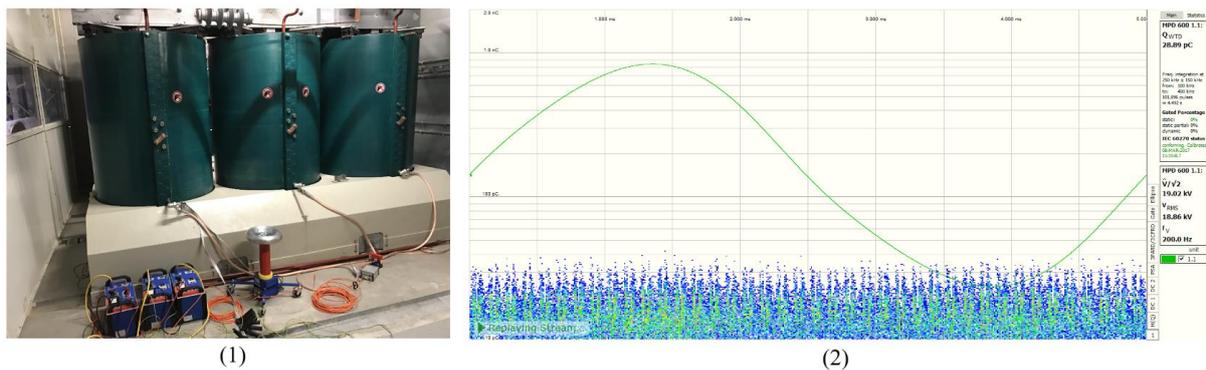


Abbildung 7: (1) 10 MVA Prüfling mit Prüfsystem und Koppelkondensator; (2) TE-freies PRPD

3 ISOLATIONSPRÜFUNG AN ELEKTRISCHEN MASCHINEN

Bei den Wechselspannungsprüfungen von elektrischen Maschinen haben sich weltweit die Verlustfaktor- sowie die Teilentladungsmessung etabliert. Neben den Energieerzeugern findet sich ein immer größeres Anwendungsspektrum auch im industriellen Bereich, wo der Nutzen der beiden Methoden im Zusammenspiel mit der zustandsorientierten Wartung erkannt wurde. Hier sind es weder die Stillstands Kosten durch den unmittelbaren Ausfall, wie bei Kraftwerksgeneratoren, noch die Kosten des Betriebsmittelschadens. Vielmehr sind es die Kosten einer stillstehenden Fertigungsstraße und der damit verbundene oft hohe Materialverlust, die eine Prüfung rechtfertigen. Auch Sekundärssysteme, die

für die Versorgung des Prozesses und/oder dessen Sicherheit, etwa in Atomkraftwerken oder anderen kalorischen Kraftwerken, relevant sind, sind oft an Hochspannungsmaschinen gebunden.

Wie im zuvor beschriebenen Teil über Leistungstransformatoren, gilt auch bei der Prüfung von elektrischen Maschinen im Feld die Anforderung der Flexibilität bei gleichzeitig präzisen Messergebnissen. Auf Grund der Bedingungen vor Ort bzw. den Anforderungen an das Prüfsystem sollte insbesondere auf folgende Punkte geachtet werden:

1. Platzknappheit vor Ort, speziell im industriellen Bereich
2. Schnelles Auf- und Abbauen
3. Einhaltung der Anforderungen an die Spannungsform

Auf die beiden ersten Punkte wird in Kapitel 3.1 eingegangen. Punkt 3) ist vor allem bei einer Teilentladungsmessung (TE-Messung) von Relevanz und wird in Kapitel 3.2 detaillierter behandelt.

3.1 Parallelschwingkreis

Die beiden ersten Punkte der Platzknappheit vor Ort, sowie der schnelle und unkomplizierte Auf- und Abbau werden mit Hilfe eines Parallelschwingkreises realisiert, bestehend aus einem Steuergerät und einem Hochspannungstransformator. Dieser wird auf Grund der häufig anzutreffenden 4 bis 10 kV Maschinen auf eine maximale Ausgangsspannung von 12 kV ausgelegt. So lassen sich auch 10 kV Maschinen – falls gewünscht – mit der 1,2fachen Nennspannung testen. Die Spannung ergibt sich aus einem Kompromiss zwischen Tragbarkeit der Komponenten und größtmögliche Abdeckung von Prüflingen.

Die vorwiegend kapazitiven Prüfströme werden mit Hilfe von Parallel-Induktivitäten kompensiert. Die Spulen sind als 80 H und 40 H Drosseln aufgebaut, welche je nach Bedarf (Höhe der Prüflingskapazität) hinzugeschaltet werden können, Abbildung 8.

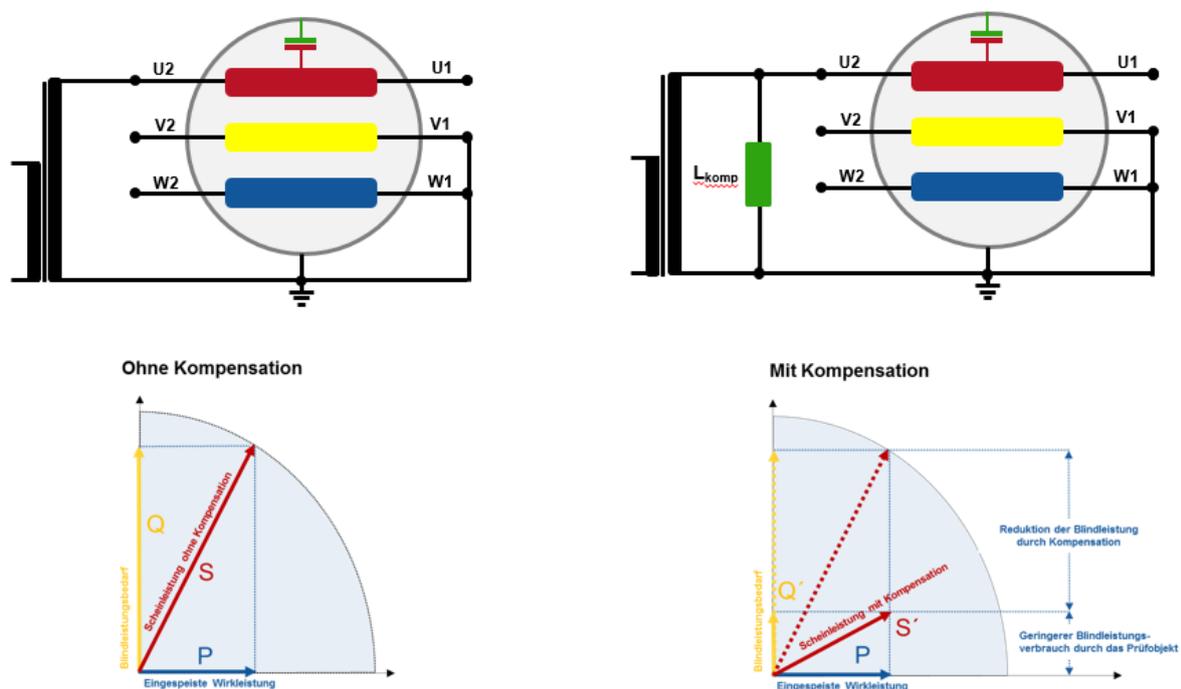


Abbildung 8: Wirkungsweise des Parallelschwingkreises beim Testen an einer elektrischen Maschine

Somit wird die stufenlose Kompensation zu Gunsten der verhältnismäßig leichten, robusten und einfachen Bauweise der diskreten Drossel-Werte aufgegeben. Die stufenlose Kompensation ist allerdings nicht notwendig, da auch bei nicht perfekt abgestimmten Schwingkreis der Prüfling mit Nennfrequenz getestet werden kann. Der verbleibende Rest der Blindleistung, sowie die Verluste aus

Schwingkreis und Testobjekt werden von der Quelle abgedeckt. Dies wurde in der Praxis bereits vielfach getestet. Eine Auswahl unterschiedlicher Prüfungen findet sich in Tabelle 1. Hier konnte die vorgegebene Testspannung in jedem der Fälle erreicht werden.

Tabelle 1: Praxisbeispiele welche mit dem beschriebenen Parallelresonanzsystem erfolgreich getestet wurden.

Maschinen- Type	Nenn Spannung	Max. Test Spannung	Nenn Leistung	Kapazität des Testobjekts	Verlustfaktor des Testobjekts
	in kV	in kV	in MVA	in nF	in % bei $U_{\text{test,max}}$
Motor	10	12	14	118,7	1,84
Hydro	10,8	12	43	176,0	2,53
Turbo	18	12	438	503,6	2,91
Hydro	9	9,9	35	1289,7	2,69
Hydro	10,5	12	56	607,1	4,06
Turbo	6,3	7,2	29,63	290,3	1,24
Turbo	10,5	12	90,75	419,7	1,01
Motor	6,3	72	13,05	113,2	1,36
Hydro	16,8	11,8	130	920,7	2,24

Die Drosselpulen sind paarweise in einem Gehäuse installiert. Das Maximal-Gewicht der Einzelkomponenten beträgt somit 36 kg, was eine sehr einfache Handhabung erlaubt und von einer Person noch getragen werden kann [4]. Zur einfachen Handhabung sind auch mobile Aufbauten vorstellbar, Abbildung 9. Mit dieser Konfiguration bestehend aus Steuereinheit, Hochspannungseinheit und Kompensationseinheit ist es möglich jede Prüflingskapazität bis 1 μF auf 12 kV zu erregen. Eine Prüflingskapazität von z.B. 460 nF benötigt neben der obligatorischen Steuerung und der Hochspannungseinheit zwei Kompensationseinheiten.

Es ist zu beachten, dass die Ströme durch die Induktivitäten das Messergebnis nicht beeinflussen dürfen und werden dementsprechend am Messinstrument vorbeigeführt (Guarding). Mit der Wahl der entsprechenden Messmethode z.B. GSTg-A+B für eine Einzelphasenmessung gegen Erde, geschieht dies vollautomatisch mit Hilfe der eingebauten Schaltmatrix.



Abbildung 9: Links: Aufgebauter Parallelschwingkreis bei der Prüfung im Feld. Die Kompensationseinheit mit zwei angeschlossenen Spulen befindet sich im Hintergrund. Rechts: Teilentladungsmessung mit Blockimpedanz zur Minimierung der aufbaubedingten Störgrößen.

3.2 Hochspannungsquelle für Teilentladungsmessungen

Der oben beschriebene Resonanzkreis kann auch als Hochspannungsquelle für die Teilentladungsmessung verwendet werden. Die von der Quelle ausgehenden Störer liegen typischerweise im Bereich von einigen 10 pC bis 100 pC für Messfrequenzen innerhalb des von der IEC 60270 [5] empfohlenen Bereichs. Somit stören diese im Allgemeinen die bei Maschinen üblichen hohen Signalpegel nicht. Zusätzlich kann eine Hochfrequenz-Sperrimpedanz zwischen Quelle und Prüfling geschaltet werden, um den Störpegel noch weiter zu reduzieren und die Empfindlichkeit zu erhöhen, Abb. 8.

Ein Vorteil der oben beschriebenen mobilen Prüflösung ist die durch den eingebauten Gleichrichterzwischenkreis zu Stande kommende Entkopplung vom Netz und die damit verbundene Generierung einer annähernd perfekt sinusförmigen Hochspannung. Dieser Umstand ist insbesondere bei der Interpretation der Teilentladung von Bedeutung, welche sich stark an die phasenaufgelösten Muster (engl. PRPD) stützt, um den Fehler klassifizieren und das Risiko abschätzen zu können.

Deren Form hängt dabei stark von der Spannungsform ab, ein Umstand, der in den internationalen Standards leider nicht genügend Beachtung findet. Dabei kann aufgrund von Harmonischen die Form der Muster variieren und sogar zu einer Fehlinterpretation führen. In der weiterführenden Literatur finden sich Beispiele, den Einfluss der Harmonischen anhand von mehreren TE-Mustern deutlich machen [6]. Die Untersuchungen werden an einem Transformator mit Hilfe zweier typischer Fehler simuliert. Diese können auch auf Isolationssysteme von Maschinen übertragen werden. Als Beispiel ist in Abbildung 10 a) das TE-Muster eines Gaseinschlusses bei rein sinusförmiger Beanspruchung gegeben. Durch Erhöhung der harmonischen Komponenten der Prüfspannung ändert sich das aufgenommene TE-Muster deutlich, wie die Abbildungen 9 b)-d) dokumentieren.

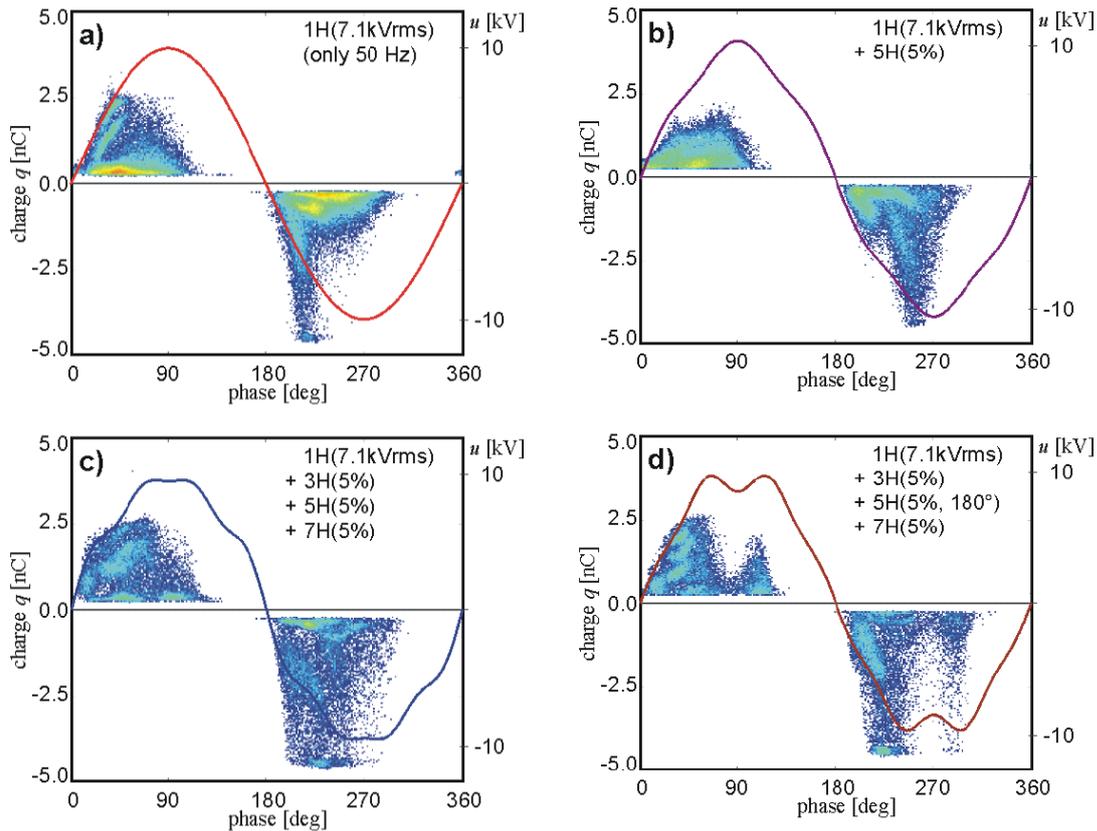


Abbildung 10: TE-Muster gemessen bei 7,1 kV im Hohlraum bei unterschiedlichen Spannungsformen [6].

Wie bereits erwähnt kann das Ergebnis auch auf die Maschine übertragen werden. Ein Beispiel hierfür ist in Abbildung 11 dargestellt. Das vorwiegend von inneren Entladungen dominierte Muster kommt hier zweimal pro Halbwelle vor. Durch den deutlich ausgeprägten Anteil der dritten Harmonischen der Prüfspannung ist eine eindeutige Phasenzuordnung der TE-Impuls erschwert. Dementsprechend kommt es zu einer Verdopplung der TE-Muster.

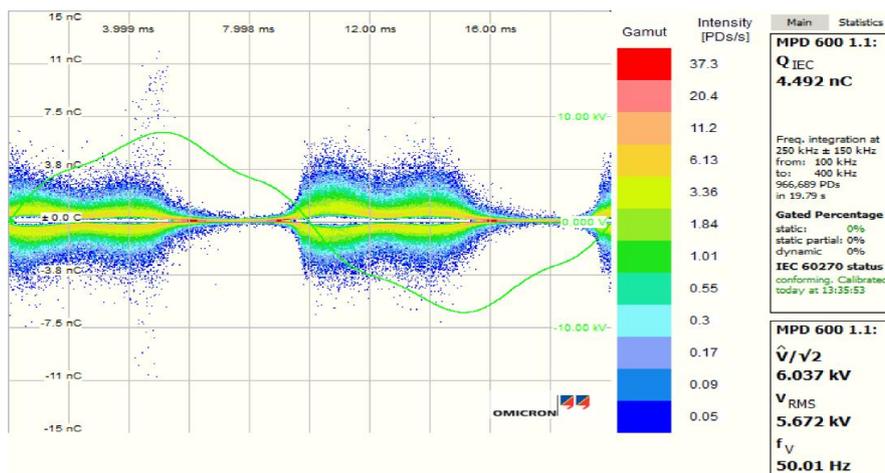


Abbildung 11: TE-Messung an einer Maschine mit nicht sinusförmiger Hochspannungs-Erregung.

3.3 Fallbeispiel 4: Routinetests an prozesskritischen Maschinen

Die in diesem Fallbeispiel präsentierte Maschine ist Teil des prozesswichtigen Druckluftnetzes in einem Industriebetrieb. Die Teilentladungsmessung zeigte stark erhöhte Werte (mehrere hundert nC). In Zusammenarbeit mit dem Hersteller wird die Maschine einer provisorischen Reparatur unterzogen,

wodurch der Betrieb bis zum Ersatz durch einen neuen Motor bewerkstelligt werden konnte. Ein Ausfall oder Engpass der Druckluftversorgung für die Fertigungsprozesse konnte somit vermieden werden.



Abbildung 12: TE-Messung am Verdichter im Industriebetrieb

3.4 Fallbeispiel 5: Abnahmetests baugleicher Maschinen

Nach Lieferung vier baugleicher Motoren wird vom Betreiber im Zuge der Abnahme auch eine Teilentladungsmessung durchgeführt. In Abbildung 13 sind die Ergebnisse dieser jeweils für die Phase U dargestellt. Deutlich erkennbar sind die Unterschiede bei gleicher Skalierung der Amplitude. Über die weitere Entwicklung ist den Autoren nichts bekannt, allerdings kann der Betreiber eine Risikoabschätzung tätigen und die auffällige Maschine an entsprechend weniger beanspruchten bzw. weniger kritischen Orten installieren. Gleichzeitig zeigt der Fall die Wirksamkeit der Fertigungskontrolle der Teilentladungsmessung für Hersteller auf.

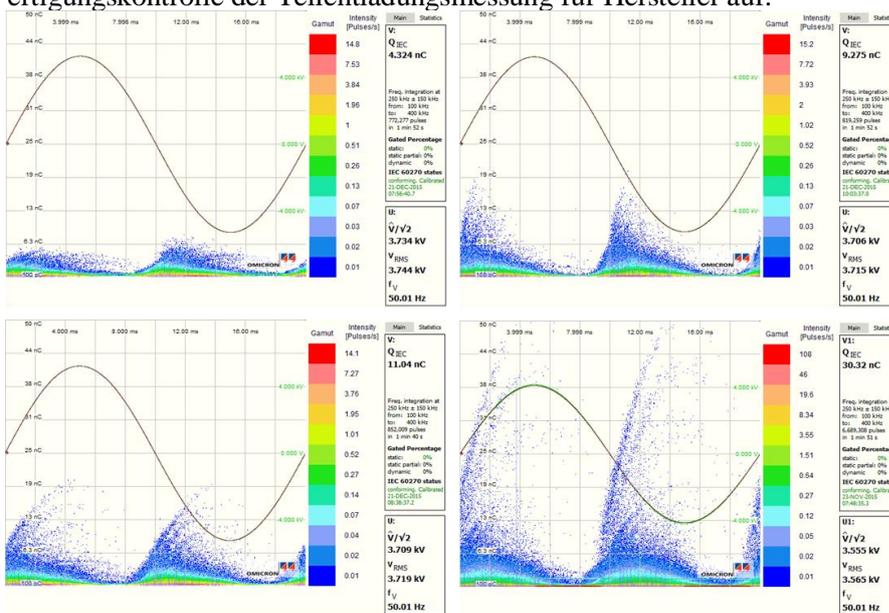


Abbildung 13: Abnahmeprüfung vier baugleicher Maschinen; gleiche Skalierung.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Der Einsatz von mobilen, tragbaren Prüfsystemen ermöglicht die Prüfung von Hochspannungsisolationssystemen auch unter Vor-Ort Bedingungen. Dabei können die Methoden der induzierten sowie der angelegten Spannungsprüfungen auch auf Mittelspannungsbetriebsmittel angewendet werden. Die Bewertung des Isolationssystems kann um eine kombinierte Teilentladungsmessung erweitert werden.

Durch möglichst kompakte Einzelgeräte mit einem maximalen Gewicht von 36 kg pro Einheit lassen sich auch schwer zugängliche Betriebsmittel erreichen und ein zeitsparender Auf- und Abbau des Prüfsystems realisieren. Durch den Einsatz von Kompensationseinheiten, je nach Prüfling können dies Kondensatoren oder Eisenkern-Spulen sein, lässt sich die Leistungsaufnahme während der Messung

reduzieren. Im Bereich der Maschinenprüfungen lassen sich so Prüflingskapazitäten bis 1 μF prüfen. Zur weiteren Leistungssteigerung kann das Prüfsystem um bis zu zwei Verstärker ergänzt werden. So können, abhängig von Konstruktion und Prüfablauf, auch Transformatoren bis 20 MVA Vor-Ort geprüft werden.

Durch den Einsatz von hardware- und software-gestützter Filterung können die Teils starken Störeinflüsse in industriellen Umgebungen auf ein Minimum reduziert werden. Dabei hat sich vor allem die 3CFRD-Methode bewährt, die eine synchrone Teilentladungsmessung bei drei unterschiedlichen Messfrequenzen erlaubt. Neben einer Störunterdrückung lassen sich so auch verschiedene TE-Quellen separieren und unabhängig voneinander beurteilen.

LITERATUR

- [1] VDE 0370 Teil 7 (IEC 60599): "Im Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte: Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase", VDE Verlag Berlin und Offenbach.
- [2] IEEE: "IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers", IEEE Std C57.12.91-2011, chap. 10.8.
- [3] W. Koltunowicz, R. Plath: "Synchronous Multichannel PD Measurements", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6; Dec. 2008.
- [4] U. Steinberg: "Leitmerkmalermittlung Manuelle Arbeitsprozesse", Bundestanalt für Arbeitsschutz und Arbeitsmedizin, 2007.
- [5] IEC 60270: "High-Voltage Test Techniques – Partial Discharge Measurements", IEC 60270 Edition 3.1, 2015-11.
- [6] M. Florkowski: "Impact of High Voltage Harmonics on Interpretation of Partial Discharge Patterns", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 20, No. 6; Dec. 2013.

Der Intelligente Transformator und die Chancen neuer vibroakustischer Diagnoseverfahren

Dr. Karsten Viereck
Maschinenfabrik Reinhausen
k.viereck@reinhausen.com
Germany

KURZFASSUNG

In diversen Cigrè Working Groups des SC A2, Transformatoren wurden bereits die theoretischen Grundlagen für intelligente Betriebsmittel diskutiert, wobei der Scope dieser Arbeitsgruppen in erster Linie lediglich Themen der online Überwachung von Transformatoren zum Inhalt hatte.

Eine neue Qualität wird jedoch erst durch die Einführung von Daten- und Simulationsmodellen erreicht, die direkt online am Transformator zum Einsatz kommen, um weniger relevante Sensorinformationen durch Modellrechnungen auf das höhere Niveau einer Zustandsbeschreibung heben zu können.

Für diesen Prozess einer „Datenveredelung“ wurde eine generische Modellkonzeption genutzt, die auch die Interaktion zwischen dem „Transformer Information Model“ mit seinen Funktionsbeschreibungen, den Betreibern und die Wechselwirkungen mit den historischen Daten aus einer Flotte von Transformatoren beschreibt.

Aus diesen Überlegungen heraus wird der Weg zum Intelligenten Transformator beschrieben.

Aufgrund der sich permanent erhöhenden Lebensdauer der Transformatoren und dem zunehmenden Übergang auf ein Flottenmanagement der Betriebsmittel eines Umspannwerkes sind neue Algorithmen ein wichtiges Werkzeug, um Aussagen über den Betriebszustand von Transformatoren, Drosseln und ihrer Stufenschalter zu erhalten und gegebenenfalls konkrete Wartungsmaßnahmen zu planen und auszuführen.

Zuverlässige und praktisch anwendbare Diagnosetechniken für Stufenschalter sind seit jeher für Transformatorenbetreiber von großem Interesse. Verschiedene CIGRÈ–Arbeitsgruppen haben den Stufenschalter, nach Aktivteil und Durchführungen, als dritten Hauptverursacher signifikanter Ausfälle am Transformator identifiziert.

Neue online – Diagnoseverfahren können die Betriebszuverlässigkeit erhöhen, da sie z.B. die akustischen Signaturen eines Stufenschalters interpretieren können, die bei einem Schaltvorgang entstehen und den Betriebszustand daraus ableiten.

Diese innovativen Diagnosemethoden bedienen sich aktueller mathematischer Algorithmen der Signalverarbeitung in Kombination mit langjährigen praktischen Erfahrungen der Maschinenfabrik Reinhausen und gewährleisten ein gezieltes Herangehen an gegenwärtige und zukünftige Serviceaufgaben der weltweit alternden Transformatoren- und Stufenschalterpopulation.

EINFÜHRUNG

Intelligente und flexible regelbare Stromnetze gelten als Herausforderung für eine zukünftige Energieversorgung, da immer mehr dezentrale Energieerzeuger Einfluss auf Energieversorgungsnetze nehmen.

Die gegenwärtig im Netz im Einsatz befindlichen Transformatoren sind jedoch passive Elemente, die nicht von sich aus Einfluss auf die Lastflussregelung nehmen. Ein Transformator stellt jedoch bedingt durch seine Funktion einen Knotenpunkt dar, der Energieströme im Verteilungsgebiet steuern kann und auch gleichzeitig einen zentralen Punkt für die Informationsflüsse darstellt.

Im Beitrag soll gezeigt werden, dass derartige intelligente, elektronische Geräte (IED) das Potential besitzen Daten und daraus abgeleitete Informationen bereitzustellen, die für die Diagnostik und eine Erhöhung der Betriebszuverlässigkeit genutzt werden können.

Intelligente Betriebsmittel wirken zukünftig in drei Dimensionen:

- Die Hersteller dieser intelligenten Systeme, wie z. B. von Transformatoren mit netzwerkfähigen Steuerungs- und Überwachungssystemen, können Informationen für eine Designoptimierung gewinnen.
- Die am Betriebsmittel gewonnenen Daten und Informationen erschließen neue Möglichkeiten bei der Echtzeitüberwachung von z. B. einem oder mehrerer Transformatoren. Damit wird die Basis für eine ganzheitliche Überwachung des Betriebszustandes dieser Geräte geschaffen, um sie über eine Datenschnittstelle an ein Flottenmonitoring koppeln zu können. Ein derartiges überlagertes System eignet sich zur Unterstützung des Asset-Managements eines Energieversorgers zur Analyse, Beurteilung und Visualisierung von Zustandsdaten. Eine Beurteilung von Trends oder kritischer Ereignisse wird damit im Kontext mit allen über Leittechnikprotokolle angeschlossenen Betriebsmitteln ermöglicht. Umfangreiche Archivierungswerkzeuge und Datenbanken sichern zusätzlich auch eine zukünftige Einsatzplanung ab.
- Der Einsatz von Kommunikationstechnik an klassischen Betriebsmitteln ermöglicht als weiteren Aspekt, neben der im Beitrag zu beschreibenden Diagnose und zustandsabhängigen Wartung, auch eine Ableitung neuer Geschäftsmodelle bei den Transport- und Verteilnetzbetreibern.

Da die einzelnen Netzbereiche im Übertragungs- und Verteilnetz bislang in der Regel nicht miteinander kommunizieren, ist eine Umverteilung der bei hoher dezentraler Erzeugungsleistung erzeugten Energiemenge häufig nahezu unmöglich. In Folge dessen können Netzbetreiber zum Schutz ihrer Netze vor Überlastung immer häufiger die produzierte umweltfreundliche Energie nicht oder nur teilweise abnehmen.

Der steigende Anteil an dezentraler Energieerzeugung stellt vollkommen neue Anforderungen an die vorhandene Infrastruktur des Transport- und Verteilnetzes. Gerade die volativen Energiemengen und wechselnde Energieflussrichtungen erzeugen einen erhöhten Bedarf an Regelvorrichtungen und zusätzlichen Schalthandlungen. Betriebsmittel wie Transformatoren und Leistungsschalter unterliegen damit erhöhten Belastungen für die sie nicht konzipiert worden sind.

Die Beurteilung des Betriebszustandes eines Transformators sowie die Abschätzung geeigneter Maßnahmen im Rahmen des Asset-Managements sind damit Schwerpunkte zur Ableitung zustandsbezogener Instandhaltungsstrategien.

Die von der Maschinenfabrik Reinhausen konzipierten intelligenten Systeme wie Motorantriebe mit integrierten SMART-MODULEN sind in der Lage eine Datenbasis bereit zu stellen, wie sie für die Berechnung von Health-Indices notwendig sind. Es wird gezeigt, dass ein intelligenter Transformator in der Lage ist, Modellrechnungen zur Zustandsbestimmung durchzuführen. Über die vorhandene Kopplung zur Leittechnik und zu den neuartigen Flottenmonitoringsystemen können auch Daten bereitgestellt werden, die kennzeichnend für den Wartungszustand des Transformators und seiner Standortumgebung sind.

Infolge dessen kann für jeden Transformator der aktuelle Riskindex berechnet werden. Durch die Vernetzung der Mess- und Überwachungssysteme ergibt sich damit die Möglichkeit, über ein Flottenmonitoring hinaus, die Verfügbarkeit der Transformatoren in einem bestimmten Netzabschnitt abzubilden.

Dieses optimierte Risikomanagement enthält durch die Berücksichtigung mathematischer Modelle eine zeitabhängige und damit dynamische Komponente. Im einfachsten Fall ist dies die Berechnung der Hot-Spot-Temperatur jedes einzelnen Transformators.

Weitere Modelle können die Zustandsbeschreibung ergänzen. Der Fokus liegt hierbei auf der Charakterisierung der funktionalen Hauptbaugruppen des Transformators, wie z. B. Durchführungen, Kühlanlage und Stufenschalter.

Im Zusammenwirken mit den Daten aus der Wartungshistorie kann zu jedem Zeitpunkt eine aktuelle Beurteilung der Betriebsmittelbeanspruchung vorgenommen werden.

Bei Einspeisung der Daten in ein Programm zur Netzsimulation kann eine zeitliche Prognose über den sich einstellenden Netzzustand einschließlich seiner Lastflüsse abgebildet und visualisiert werden. Durch Algorithmen der Netzanalyse ist zusätzlich der Nachweis des [N-1]-Kriteriums für den betrachteten Netzabschnitt möglich. Gleichzeitig ist als neue Funktion eine zeitbasierte Prognose für die Verfügbarkeit realisierbar. Da die Modellrechnungen in Echtzeit direkt am Betriebsmittel Transformator durchgeführt werden, stehen auch die Zustandsinformationen permanent zur Verfügung, ohne das große Volumen an Rohdaten zu dem Rechner übertragen werden müssen, der die Algorithmen für Flottenmonitoring und dynamischen Verfügbarkeitsmanagement umsetzt.

1.0 DIE ENTWICKLUNGS – ROAD MAP ZUM INTELLIGENTEN TRANSFORMATOR

1.1 Der Transformator in der gegenwärtigen Struktur moderner, automatisierter Umspannwerke

In den vergangenen Jahren wurde den verschiedenen Herstellern bereits der Begriff „Smart Transformer“ diskutiert, der durch eine beginnende Funktionsintegration geprägt wurde. Kennzeichnend dafür war hier in erster Linie der Einsatz von Monitoringsystemen für Transformatoren und Stufenschalter. Parallel dazu finden sich Systemen zur stufenlosen Steuerung von Kühlanlagen, die primär der Senkung von Geräuschemissionen dienen.

Modellbasierte Algorithmen zur Datenverarbeitung waren noch nicht typisch für den Einsatz in den Transformatorensteuerungen, hier dominierte in erster Linie die Anwendung von Modellen innerhalb von Netzsimulationen.

Derartige Systeme wurden von den verschiedensten Transformatorenherstellern angeboten, dienten aber lediglich der Erhebung von Betriebsdaten und der Überwachung von Grenzwerten, die den Betriebszustand des Transformators häufig nur unvollständig beschreiben.

Die auch in der Standard - Grundausstattung eines Transformators vorhandenen klassischen Überwachungsgeräte, wie z. B. das Buchholzrelais oder Zeigerthermometer wurden in diese Systeme mit einbezogen aber nur als Feldgerät zur Bereitstellung von Alarmmeldungen betrachtet.

Kennzeichnend für die bisherigen Überwachungssysteme an Transformatoren ist in der Regel die lokale Datenverarbeitung mit dem Ziel, Zusatzinformationen zu gewinnen. Das Informationsniveau entspricht dabei in der Regel dem Niveau der sonst üblichen konventionellen Mess- und Überwachungsgeräte. Das bedeutet, dass keine Zusatzinformationen gewonnen werden.

Der Typus „Control Device“ kommt selten über die Funktion einer Kühlanlagensteuerung oder eines Monitoringsystems hinaus, eine Vernetzung von Systemen findet hier noch nicht statt.

Solche relativ einfach gehaltenen Strukturen können das innewohnende Potenzial noch nicht ausschöpfen, da sie nicht in einem Verbund arbeiten und somit nur Insellösungen darstellen.

In Bezug auf den Betriebszustand wird hierbei nur der aktuelle Betriebszustand des Transformators visualisiert. Algorithmen, die eine Prognose errechnen können, sind noch nicht vorhanden. Einige wenige Hersteller bieten jedoch thermische Modelle für ihre Transformatoren an, mit denen das Verhalten bei Überlast berechnet werden kann.

Bei der Steuerung und Überwachung von Stufenschaltern ist die Situation vergleichbar, wenn auch der Stufenschalter schon immer wegen seiner komplexen Funktion eine der am besten überwachten Funktionsbaugruppe am Transformator ist.

Ein entscheidendes Differenzierungsmerkmal für zukünftige Entwicklungen ist die Datenübertragung von Messwerten sowie Steuer- und Überwachungssignale vom Transformator in die Schutz- und Leitechnik. Diese ist bei den gegenwärtig dominierenden Ausrüstungen selbst neuer Umspannwerke normaler Weise in drahtgebundener konventioneller, auf Kontakte basierender Technik ausgeführt. Ein Einsatz von Systemen zur direkten Kopplung an die Prozessleittechnik ist nicht die Regel. Erst ab der Leitwarte eines Umspannwerkes ist eine konsequente Nutzung der digitalen Infrastruktur eines Energieversorgungsunternehmens zu finden. Gerade auf diesen letzten Metern zwischen Leitwarte und Transformator wird heute noch Potential verschenkt, das eine konsequente Nutzung moderner Kommunikationsstrukturen bietet.

Neben den modernen Umspannwerken ist jedoch festzustellen, dass die Mehrzahl der Betriebsmittel bei weitem älter als die heute in Betrieb befindliche Kommunikationsinfrastruktur ist. So beiträgt das Betriebsalter der Transformatoren weltweit durchschnittlich 35 Jahre [1], so dass gerade eine Zusatzausrüstung der Transformatoren parallel zu den geplanten Modernisierungsmaßnahmen zu einer deutlich verlängerten Nutzungsdauer führen kann.

Eine online Diagnose des Betriebszustandes der wichtigsten, den Zustand beschreibenden Parametern ist dafür die Voraussetzung, bedingt aber gleichzeitig, dass z. B. ein Transformator die Fähigkeit zur Kommunikation erlangen muss.

1.2 Merkmale intelligenter Betriebsmittel

In der Cigrè Working Group A2.44 wurden bereits die theoretischen Grundlagen für intelligente Betriebsmittel diskutiert, obwohl der Scope der Working Group mit dem Titel „Guide on Transformer Intelligent Condition Monitoring Systems“ eindeutig Themen und Möglichkeiten der online Überwachung von Transformatoren zum Inhalt hatte.

Beginnend mit der Gewinnung von Daten durch Abfrage von Sensoren, gefolgt von einer Datenvorverarbeitung, Datenverdichtung und Plausibilisierung erfolgt die eigentliche Datenverarbeitung zur Generierung der Zustandsinformation.

Eine neue Qualität wird jedoch durch die Einführung von Daten- und Simulationsmodellen erreicht, die direkt online am Transformator zum Einsatz kommen, um weniger relevante Sensorinformationen durch Modellrechnungen auf das höhere Niveau einer Zustandsbeschreibung heben.

Für diesen Prozess einer „Datenveredelung“ wurde im Guide ein generische Modellkonzeption entwickelt, die auch die Interaktion zwischen dem „Transformer Information Model“ mit seinen Funktionsbeschreibungen, den Stakeholdern, und die Wechselwirkungen mit den historischen Daten aus einer Flotte von Transformatoren beschreibt.

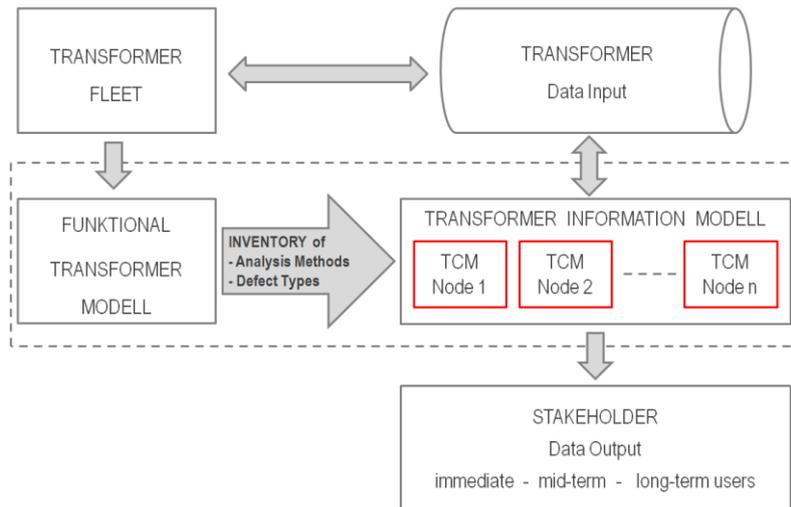


Bild 1: Die Konzeption eines generischen Trafomodells für eine intelligente Betriebszustandsüberwachung [2]

Das darin enthaltene Funktionsmodell beschreibt den Transformator mit seinen Hauptbaugruppen und den der jeweiligen Baugruppe zugeordneten Aufgaben.

Als Bindeglied zwischen dem Funktionsmodell des Transformators mit dem dazugehörigen Informationsmodell sind die bekannten Fehlerarten und Analyseverfahren anzusehen, was maßgeblich auch die Gewinnung von Zusatzinformationen ermöglicht.

Charakterisierend für das generische Datenmodell ist die Interaktion zwischen:

Transformator ↔ Betreiber ↔ Datenbank

Die Basis aller Funktionsmodelle, egal ob sie sehr abstrakt generische Datenmodelle oder konkret z. B. eine thermische Zustandssimulation abbilden, ist die Notwendigkeit der Kommunikation zwischen der Datenquelle, dem datenverarbeitenden System und dem Actor, der auch Bestandteil der Leitechnik sein kann.

Für ein intelligentes Betriebsmittel in einem Energieversorgungssystem sind demzufolge zwei Eigenschaften maßgebend:

- Die Funktionsintegration und
- Die Fähigkeit zur Kommunikation.

Ohne den zusätzlichen Einsatz von Informationstechnik, auch an traditionell ausgeführten Transformatoren, ist dies nicht umsetzbar.

Somit kann das System „Intelligenter Transformator“ durch die folgende Definition beschrieben werden:

Intelligente technische Systeme sind komplexe Produkte, die auf einem Zusammenwirken von Informatik und Ingenieurwissenschaften beruhen und bei denen die Erweiterung des Funktionsumfanges eines nach bekannten physikalischen Prinzipien arbeitenden technischen Gerätes durch die Integration von Informations- und Kommunikationstechnik erfolgt.

Die heutige Informations- und Kommunikationstechnik bietet die Chancen und Möglichkeiten, auch konventionelle Betriebsmittel für eine digitale Infrastruktur vorzubereiten, ohne dass diese Betriebsmittel die ihnen innewohnende Zuverlässigkeit verlieren.

In Bezug auf Transformatoren und deren Stufenschalter stehen heute intelligente Überwachungs- und Steuerungssysteme einschließlich der dazugehörigen Sensorik zur Verfügung, die auch hinsichtlich der Kommunikation alle Ansprüche moderner Diagnostik des Asset-Managements für eine Erhöhung der Betriebsdauer erfüllen können.

Weiterhin können dadurch im Rahmen einer Fehlerfrüherkennung und einem gezielten Serviceeinsatz die Life-Cycle Kosten gesenkt werden, was auf der anderen Seite die Kosten für die Ausrüstung rechtfertigt.

1.3 Funktionsmodule eines Intelligenten Transformators

Intelligente Betriebsmittel folgen in ihrer Architektur der Struktur von Komponenten der Digitalisierung im Industriebereich.

Auch auf ein Umspannwerk lassen sich die bereits existierenden Referenzarchitekturmodelle der digitalen Industrieinfrastruktur anwenden, da alle Elemente einer serviceorientierten Struktur entsprechen.

DAS ASSET TRANSFORMATOR ist wie bisher üblich über seine physischen Hauptbaugruppen und der dazugehörigen Sensor- und Messtechnik beschreiben.

DIE INTEGRATION, d. h. der Übertrag der physikalischen Werte in die digitale Infrastruktur für eine digitale Prozessumgebung findet bereits direkt am Transformator statt und ist die Basis für eine Funktionsintegration.

Die angeführte Prozessumgebung ist in erster Linie durch die Erfordernisse der Schutz- und Leittechnik geprägt, wird aber immer stärker durch Anforderungen des modernen Asset-Managements gekennzeichnet. Dies beinhaltet auch alle Ansprüche an die Cyber Security in den Kommunikationsstrukturen der Energieversorger.

DIE KOMMUNIKATION ist die Basis für die Generierung von Daten und ermöglicht den Zugriff auf Informationen, die die physischen Messwerte des Assets / Transformator widerspiegeln. Hier sind zwei Aspekte zu betrachten: Einerseits der Informationstransfer von Sensoren innerhalb eines Sensorbusses am Asset und andererseits die Kommunikation in überlagerte Strukturebenen der Schutz- und Leittechnik wie auch des Asset-Managements.

DIE GEWINNUNG VON INFORMATIONEN aus den transferierten Daten findet bei einer Ausrüstung, die dem Stand der Technik entspricht, direkt Transformator statt.

Darin ist unter anderem die Thematik einer Informationsverdichtung zu verstehen aber auch in zunehmenden Maß die Anwendung von Berechnungsmodellen und Zustandssimulationen zu sehen, die die Möglichkeit schaffen, höherwertige Daten aus verschiedenen, einzelnen Zustandsinformationen gewinnen zu können.

Ein einfaches Beispiel hierfür ist die Berechnung der Hot-Spot-Temperatur einer Transformatorenwicklung über ein thermisches Modell als effizienten Ersatz einer kostspieligen, direkten aber auch lokal unpräzisen Messung mit Lichtwellenleitersensoren in der Transformatorenwicklung.

DIE ERWEITERUNG VON FUNKTIONEN ist über eine vorhandene Datenbasis umsetzbar. In Korrelation mit zusätzlichen Daten aus dem Asset-Management und der Simulation von Netzzuständen ergibt sich hier das Potential für neue Geschäftsmodelle.

DIE NEUEN GESCHÄFTSMODELLE entstehen in logische Folge aus der Nutzung, Speicherung und vor allem der Verarbeitung der funktionsrelevanten Daten in Verbindung mit Daten aus anderen Quellen. Solche Quellen können auch passive Assets einschließen, wenn diese Daten für die Ausgestaltung und Charakterisierung eines Geschäftsprozesses notwendig sind.

Beginnend mit dem Produkt als Geschäftsbasis eines Unternehmens, betreffen derartige neue Geschäftsmodelle insbesondere die Verwaltung von Assets.

Folgerichtig sind dies für den intelligenten Transformator als wertvollstes Asset eines Energieversorgungsunternehmens, Geschäftsmodelle, die in erster Linie Themen zur Planung von Wartungsmaßnahmen und eine Verlängerung der Nutzungsdauer der Transformatoren zum Inhalt haben.



Bild 2: Designstudie eines intelligenten Transformators ausgerüstet mit einem Monitoringsystem zur Betriebszustandsüberwachung im Rahmen eines Flottenmanagements

In Folgenden werden an einem konkreten Beispiel Maßnahmen und Nutzenebenen eines intelligenten Transformators beschrieben.

2.0 NUTZEBENEN EINES INTELLIGENTEN TRANSFORMATORS

2.1 Anforderungen aus dem Asset-Management

Der Betrieb eines Transformators ist durch zwei Interessengruppen gekennzeichnet. Dies ist einerseits der Operator des Energieversorgungsunternehmens, der das Asset nutzt, um die Übertragung von Energie sicherzustellen und andererseits der Asset-Manager, der die zuverlässige Funktion seiner Transformatorflotte abzusichern hat. Für die Bewertung des Betriebszustandes sind drei verschiedene Datengruppen von Interesse:

- Daten aus der technischen Wartungshistorie des Transformators
- Offline Daten des Transformators, auch Daten die seine Betriebsumgebung charakterisieren
- Online Daten, die während des Betriebes des Transformators erhoben werden

Die bisherige betriebszeitabhängige Wartung nach festem Schema wird zunehmend durch eine zustandsabhängige Wartung abgelöst. Um präzise Aussagen über den Betriebszustand treffen zu können, ist eine Betrachtung des Zustandes der Hauptbaugruppen wie in Bild 2 gezeigt sinnvoll.

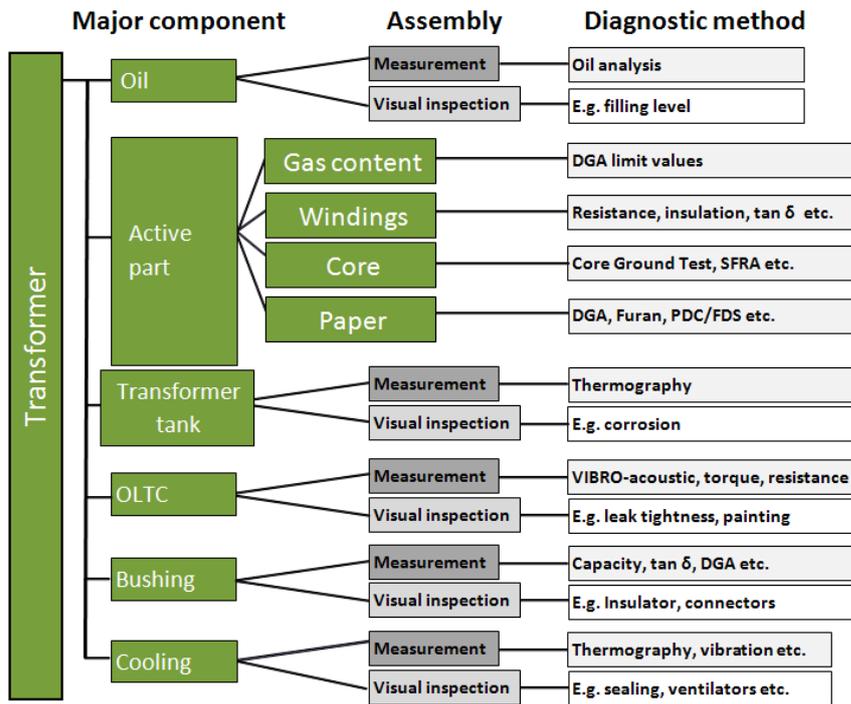


Bild 3: Diagnosemethoden aufgegliedert nach den Hauptbaugruppen eines Transformators [3]

Für eine Vielzahl von Komponenten sind in den vergangenen Jahren auch Diagnosemethoden erarbeitet worden, die auf der Nutzung von online Daten aufbauen. Einfache Beispiele sind dafür die online Gasanalyse sowie die Berechnung der Hot-Spot-Temperatur, um den Lebensdauerverbrauch des Isolationssystems bestimmen zu können oder auch die Echtzeit-Drehmomentmessung für den Stufenschalter um den mechanischen Zustand während einer Umschaltung zu beurteilen. Die intelligente Korrelation von verschiedenen Sensordaten ermöglicht es hierbei, aus einfachen Messdaten höherwertige Informationen ableiten zu können, wie es zum Beispiel bei der online Berechnung der schon angeführten Hot-Spot-Temperatur der Fall ist. Eine direkte Drehmomentmessung an der Antriebswelle des Stufenschalters ist so z. B. schon beim Beginn des Einsatzes von online-Monitoringsystemen durch eine Berechnung über ein Motormodell eines Asynchronmotors in Verbindung mit einer Transferfunktion abgelöst worden.

2.2 Flottenmanagement

Monitoringsysteme an Transformatoren oder auch an anderen Betriebsmitteln in einem Umspannwerk sind seit geraumer Zeit Stand der Technik und sind heute in der Lage Daten und Informationen auch für die einzelnen Hauptbaugruppen eines Transformators bereitstellen zu können. Diese Systeme bieten die Möglichkeit aus Sensordaten am Transformator und Daten aus vorangegangenen Messungen Informationen über den aktuellen Betriebszustand des Betriebsmittels zu generieren und diese auch in übergeordnete zentrale Überwachungssysteme kommunizieren zu können.

In modernen Anlagen erfolgt die Kommunikation auf Stationsebene heute in der Regel über das Übertragungsprotokoll IEC61850 und auch zunehmend als Prozessbus in die zentrale Leittechnik der Energieversorgungsunternehmen.

Vorherrschend für die Kommunikation zwischen Substation und zentraler Leittechnik ist zurzeit jedoch immer noch das Protokoll IEC 60870-5-104

Eine weitere Voraussetzung zur Realisierung eines Flottenmanagements ist neben einer funktionsfähigen online Kommunikation, die Nutzung einer Datenbank auf dem Hostrechner in der Leitzentrale des Energieversorgungsunternehmens.

Während auf den Monitoringsystemen an den einzelnen Transformatoren Modelle zur Informationsgewinnung aus Sensordaten laufen, können auf dem Hostrechner in der Leitzentrale aus aktuellen Zustandsinformationen und den in der Datenbank gespeicherte Informationen der Wartungshistorie, Empfehlungen für die notwendigen Servicemaßnahmen ausgegeben werden.

Aus der Kombination von Datenbank und den Online-Monitoringsystemen einer Flotte von Transformatoren eines Betreibers kann folgerichtig ein Flottenmanagementsystem aufgebaut werden, welches vom Asset-Manager zur optimalen Wartungsplanung genutzt werden kann.

Bild 3 zeigt ein Beispiel für einen typischen Maintenance Screen eines Flottenmanagementsystems:

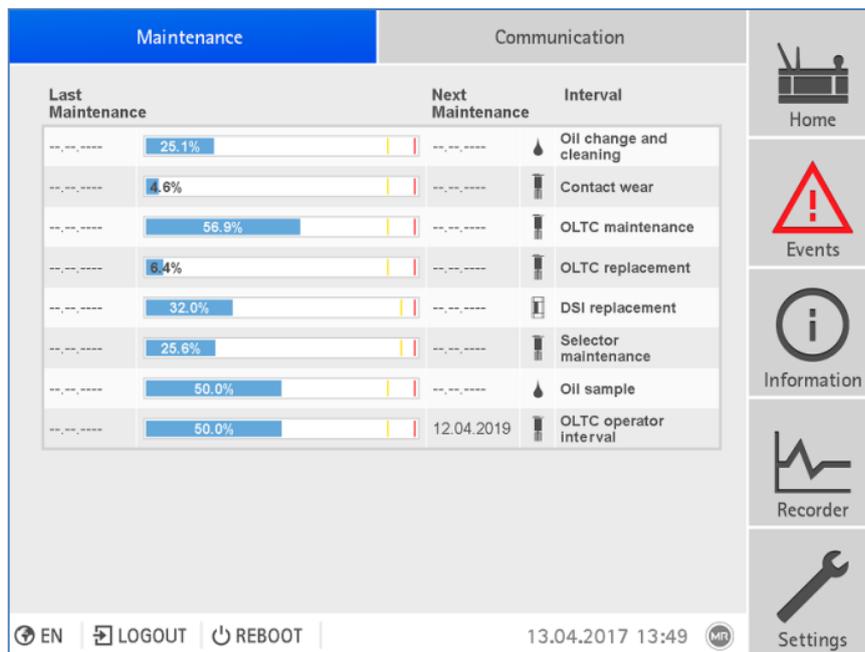


Bild 4: Maintenance Screen aus dem Flottenmanagementsystem TESSA® [4]

3.0 FUNKTIONSERWEITERUNGEN

3.1 Antrieb für Stufenschalter, neu definiert

Die bisherige rein mechanische Kopplung der Funktionseinheit Lastumschalter mit Wähler und dem Motorantrieb war bisher über lange Zeit die Standardlösung für den Antrieb eines Stufenschalters. Der Antrieb erfolgte dabei je nach Design des Transformatorenkessels über Wellen und teils komplexe Umlenkgetriebe. Zum Teil werden Einphasen-Stufenschalter über eine gemeinsame Welle angetrieben. Hierbei ist das synchrone Schalten aller drei Lastumschalter eine besondere Herausforderung.

Die Bereitstellung des Drehmomentes erfolgt hierbei noch direkt im Motorantrieb, der neben der Steuerung des Stufenschalters bei diesem Aufbau auch gleichzeitig die Datenquelle darstellt. Die moderne Antriebstechnik macht es jedoch möglich, einen Direktantrieb auf dem Kopf des Stufenschalters zu platzieren. Die Bereitstellung des Drehmomentes ist damit direkt mit Antriebswelle des Stufenschalters verbunden, die Steuerung erfolgt über eine Kabelverbindung aus dem bisherigen Gehäuse des Motorantriebes. Integrierte Smart-Module übernehmen die Funktion des bisher genutzten Nockenschaltwerkes und sind gleichzeitig frei für die Übernahme zusätzlicher Funktionen. Neben den klassischen Überwachungsfunktionen an einem Transformator, die Warn- und Abschaltensignale erzeugen, gewährleistet dieses Steuerungsprinzip die Funktionsintegration von Monitoring, Spannungsregelung und auch Kühlanlagensteuerung.

Der separate Steuerschaltschrank benötigt jetzt keine mechanische Verbindung mehr zum Stufenschalter und kann deshalb nahezu an einer beliebigen Stelle am Transformatorenkessel montiert werden.

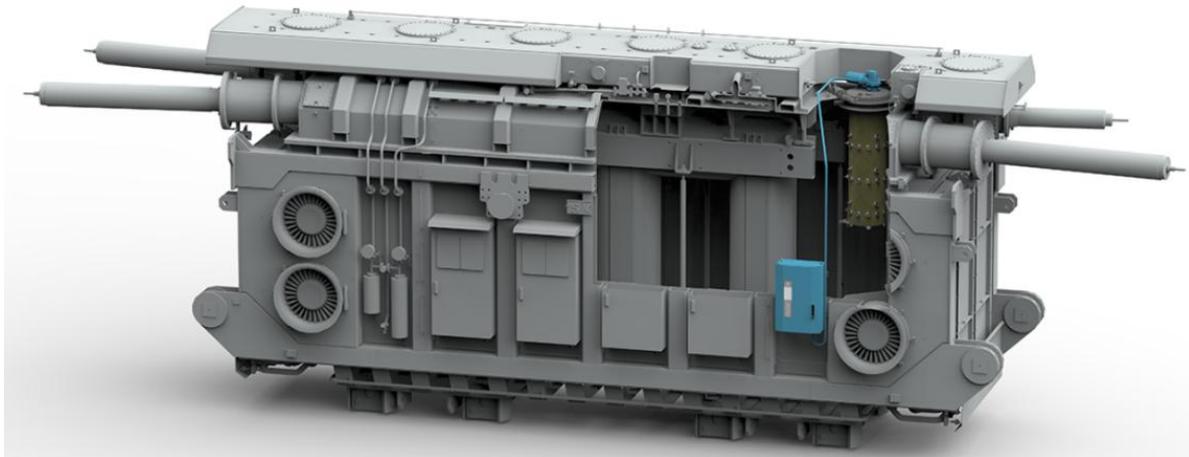


Bild 5: TOP DRIVE ISM (blau) als innovative Antriebssteuerung für Stufenschalter an einem Leistungstransformator

Ein weiterer Vorteil ist der einfache Ersatz älterer Motorantriebe bei der Überholung älterer Transformatoren, da man hier nicht mehr an den Anbauort und die alte Gehäusebauform gebunden ist. Auch ein kompletter Tausch des Stufenschalters ist damit deutlich einfacher zu realisieren.

3.2 Überwachungsfunktionen und Erhöhung der Nutzungsdauer

Die Verbindung von Automatisierungstechnik in Verbindung der Zuverlässigkeit der Vakuumschalttechnik schafft die besten Voraussetzungen für eine Funktionserweiterung, die über die schon genannten transformatorspezifischen Aufgaben eines Standard-Motorantriebes hinausgehen. In dem der Motorantrieb als physisches Gerät betrachtet wird und gleichzeitig die Möglichkeit eröffnet wird hier zusätzlich IEDs (Intelligent Electronic Device) platzieren zu können, können damit auch weitere Funktionen zur Steuerung und Überwachung des Transformators und seiner Peripherie hier untergebracht werden. Die Basis dafür ist, wie schon vorher erwähnt, eine gemeinsame Automatisierungsplattform und damit eine funktionsunabhängige Hardwareplattform, die durch Softwaremodule fähig ist, diese innovativen IEDs umsetzen zu können.

Da die Kommunikation in die Leittechnik in der Regel über einen Stationsbus mit dem Übertragungsprotokoll IEC 61850 erfolgt, liegt es nahe, mit der Struktur des Gesamtsystems am Transformator den bereits im Standard abgebildeten Datenstrukturen zu entsprechen. Im Ergebnis dessen ist die direkte Anpassung einer Datenbankstruktur die logische Konsequenz. Mit der Bereitstellung der Daten und der Generierung von Informationen steht dem Asset-Management eine Datenbasis zur Verfügung, die eine hinlänglich genau Berechnung der verbleibenden Nutzungsdauer des Transformators und seiner Zusatzausrüstung ermöglicht. Durch die Korrelation mit Daten aus der Historie des Transformators, die ebenfalls in der bereits erwähnten zentralen Datenbank gespeichert werden, kann eine präzise Planung von Wartungsmaßnahmen durchgeführt werden. Bei dem konsequenten Einsatz solcher Systeme in der gesamten Flotte von Transformatoren eines Energieversorgungsunternehmens bilden sich als Ergebnis der Betriebsmittelüberwachung zwei wesentliche Nutzenebenen heraus, die zum eine Verlängerung der Nutzungsdauer bewirken und aus technischer Sicht zusätzliche Detailinformationen über den aktuellen Betriebszustand bieten.



Bild 6: Blick in den neuen Motorantrieb TD ISM an einen Transformator ausgerüstet mit dem integrierten Steuerungs- und Monitoringsystem

Zur Charakterisierung des Betriebs- und Wartungszustandes lassen sich so unter anderem verschiedene Indizes wie z. B. der Health Index (HI), der Failure Risk Index (FRI) oder der Lifetime Consumption Index (LI) definieren und auf Basis der vorhandenen Datensätze berechnen. Diese Definitionen sind nicht fix und können den Gegebenheiten und Erfordernissen des Betreibers angepasst werden, um daraus eine maximale Betriebszuverlässigkeit des betrachteten Transformators ableiten zu können [3; 5].

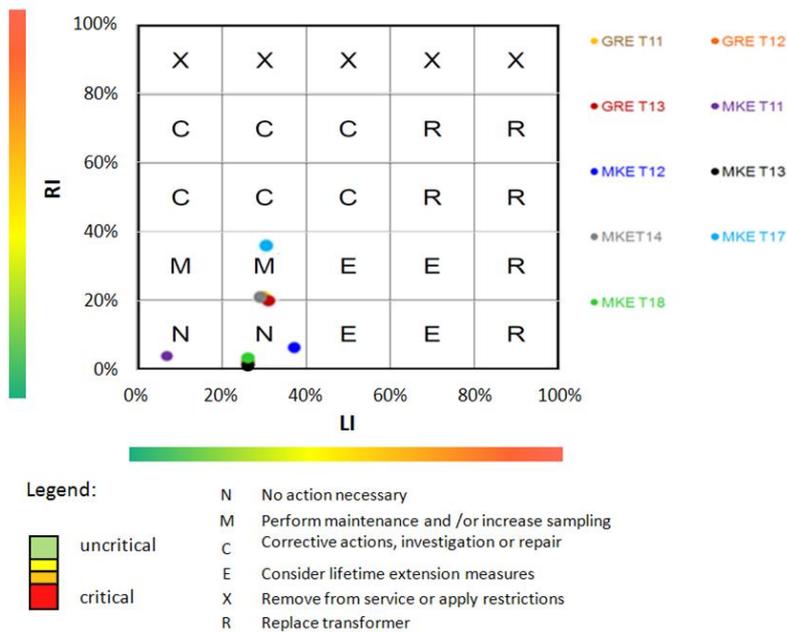


Bild 7: Zweidimensionale Darstellung der Zustandsbewertung einer Transformatorflotte von neun Transformatoren

Somit können die folgenden System- und Strukturvorteile intelligenter Transformatoren formuliert werden:

- Verlängerung der Betriebsdauer der überwachten Transformatoren
- Übergang von der zeitbasierten zur zustandsabhängigen Wartung des Transformators
- Erzeugung von Zusatzinformationen und Ausgabe von Trendanalysen über installierte
- Diagnostik- und Bewertungsmodelle
- Reduzierung von Inspektionen vor Ort durch online-Überwachung
- Nutzung der verfügbaren Kommunikationsstruktur zur Schutz- und Leittechnik
- Ein direkter Anschluss von intelligenten Sensoren und Messwandlern ist sichergestellt
- Nutzung einer zentralen Datenbank für alle Servicedaten
- Nachrüstbar an älteren Transformatoren nach Retrofit-Maßnahmen
- Aktive Unterstützung bei der Budgetplanung von Service-Maßnahmen
- des Asset-Managements

3.0 DIE VIBROAKUSTISCHE ONLINE - ÜBERWACHUNG VON STUFENSCHALTERN ALS UMSETZUNGSBEISPIEL FÜR DIE EINFÜHRUNG INTELLIGENTER FUNKTIONSMODULE

3.1 Grundlagenuntersuchungen zur akustischen online - Überwachung

Die offline-Analyse des Betriebszustandes eines Stufenschalters hat sich in den vergangenen vier Jahren seit der ersten Vorstellung des Verfahrens auf Basis einer Wavelet-Transformation als ein hervorragendes Werkzeug für den Stufenschalter-Service etabliert. Mit der derzeitigen Einführung einer neuen Generation von Monitoring-Systemen für Transformatoren und Stufenschaltern, stellte sich auch die Frage nach dem Einsatz der Vibroakustik als neue innovative Technologie für die online Überwachung dieser Betriebsmittel in den Umspannstationen. Die zur Verfügung stehenden Sensorbaugruppen und hohe Rechenleistung moderner Systeme, erlaubt auch aus dem schon vorhandenen Motorantrieb heraus, direkt am Transformator eine neue Qualität der Datenverarbeitung zur Verfügung zu stellen. Speziell von variablen Shuntreaktoren als Reaktion auf die erhöhten Anforderung zur Bereitstellung von Blindleistung in den Transportnetzen der Energieversorgung, erfordert eine Untersuchung der Möglichkeiten neuer Technologien zur Betrachtung und Analyse des Betriebszustandes dieser High-End Betriebsmittel.

Für die neue, intelligente Transformatorenüberwachung auf der Basis von integrierten Smart-Modulen war es damit auch eines der Ziele, selbstlernende Systeme zu entwickeln.

In erster Instanz wurden aus diesem Grund Möglichkeiten untersucht, die eine vibroakustische online - Überwachung von Stufenschaltern sicherstellen können. Die Basis dafür bildeten die Erkenntnisse, die bei dem weltweiten Serviceeinsatz der Vibroakustik gewonnen werden konnten.

Zwei dieser Verfahren werden im Folgenden vorgestellt:

3.2 Vibroakustisches online-Monitoring über eine hierarchische Clusteranalyse

Stufenschalter und speziell die Lastumschalter erzeugen bei einem Schaltvorgang charakteristische Schallsignaturen die über Beschleunigungssensoren aufgezeichnet und ausgewertet werden. Diese Schallsignaturen sind bei offline-Messungen (ausgeschaltete Drossel / Transformator) identisch zu den Singnaturen, die bei einer in Betrieb befindlichen Drossel bzw. Transformator erzeugt werden. Jedoch überlagern sich in diesem Fall zusätzlich die Geräusche des Aktivteiles und der Kühlanlage mit denen des schaltenden Stufenschalters.

Durch eine auf Wavelets basierte Filterung lassen sich die Nutzsignale z.B. eines Stufenschalters von den Geräuschen anderer Hauptbaugruppen des Transformators separieren und getrennt auswerten. Bei einem Stufenschalter sind die individuellen Schallsignaturen des Lastumschalters bestimmend für den Typ des Stufenschalters und weiterhin in ihrem zeitlichen Ablauf charakterisierend für den mechanischen Betriebszustand des jeweiligen Lastumschalters.

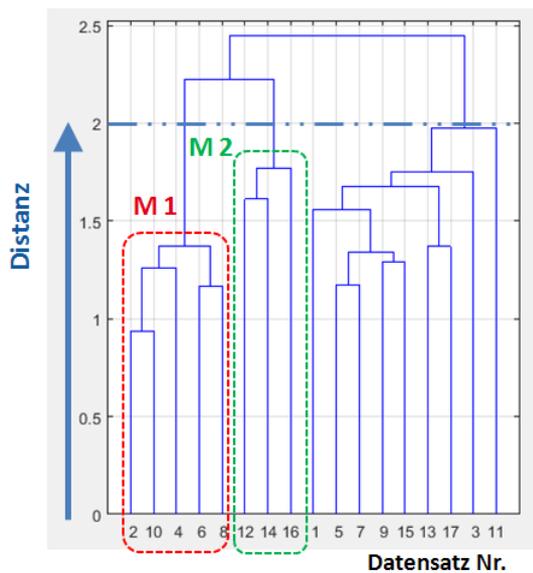
Durch die hohe Auflösung des Schallsignals durch den Beschleunigungssensor am Kopf des Stufenschalters mit nachfolgender analog / digital – Umsetzung im Monitoringsystem wird ein dem entsprechend hohes Datenvolumen erzeugt. Dieser Datensatz bildet neben dem Geräusch des Stufenschalters vor und nach einer Schaltung auch das Geräusch des Aktivteiles der Drossel mit Grund- und Oberwellen ab.

Aus den hochfrequenten Anteilen des Datensatzes wird eine Hüllkurve erstellt. Die einzelnen Schaltungsarten können unterschiedliche aussehende Hüllkurven erzeugen, wobei in einem weiteren Schritt Cluster von ähnlichen Schaltungen gebildet werden [4].

Die dazu verwendete hierarchische Clusteranalyse stellt dabei eine Art Data-Mining dar. Damit wird es ermöglicht, aus online vom Monitoringsystem aufgezeichneten Datensätzen (Datenvektoren) jeweils ein repräsentatives, kompaktes Abbild zu erstellen, das eine Stufenschalterschaltung beschreibt.

Angewendet wird hier das Bottom-Up-Verfahren, bei dem im ersten Moment jeder Datenpunkt ein Cluster bildet und in den Folgeschritten bereits gebildete Cluster zu immer größeren Clustern zusammengefasst werden.

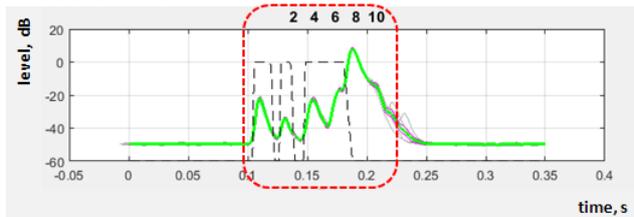
Durch vorhergehende Festlegung eines Ähnlichkeitsgrades als euklidischer Abstand zur Bestimmung der Gleichheit zweier Vektoren wird das Verfahren gestoppt, wenn alle Cluster eine bestimmte Distanz / Ähnlichkeit zueinander unterschreiten.



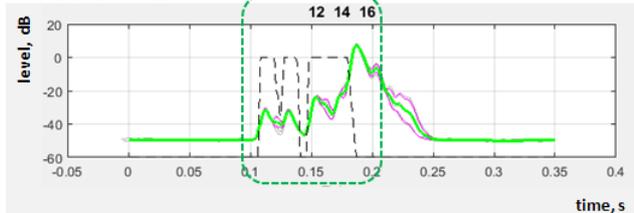
Cluster von Datensätzen mit einer Ähnlichkeit von 2
Ergebnis sind u.a. die Muster M 1, M 2

Beispiel für die Muster M1 und M2

Muster M1



Muster M2



Generierung von Musterkurven bei denen eine Gewichtung der stabilen Bereiche der Kurve mit einem ausreichend hohem Signal-Rausch-Abstand erfolgt ist

Bild 8: Dendrogramm einer hierarchischen Clusteranalyse als Beispiel für einen Mustervergleich von akustischen Stufenschalter-Datensätzen für eine Ähnlichkeit von 2

Je kleiner die gewählte Distanz ist, umso ähnlicher sind die betrachteten Objekte.

Bei der Visualisierung dieses Vorganges entsteht bei dieser Art von hierarchischer Clustering eine Baumstruktur, die als Dendrogramm bezeichnet wird [6].

Bild 7 zeigt als Beispiel den Vergleich von akustischen Datensätzen einer Lastumschalter-schaltung eines Stufenschalters.

Das Ergebnis enthält die Aussage darüber, inwieweit sich zwei Objekte (in dem konkreten Fall die akustische Signatur von Stufenschalterschaltungen) in Bezug auf einen gespeicherten Referenzdatensatz ähneln.

Bei allen nachfolgenden Schaltungen wird dieser als Stufenschalterschaltung identifizierte Teil mit den im System gespeicherten Referenzdatensätzen verglichen, um gegebenenfalls Abweichungen in einer Stufenschalterschaltung feststellen zu können. Durch Festlegung eines Grenzwertes kann bei wiederholter erhöhter Abweichung eine Alarmmeldung vom Monitoringsystem abgesetzt werden. Ziel war es dabei weiterhin, einen selbstlernenden Algorithmus zu schaffen, der in der Lage ist auch an beliebigen Stufenschaltern selbständig Referenzdatensätze nach einer bestimmten Anzahl von Stufenschalterschaltungen zu erzeugen, so dass ein solches Monitoringsystem nicht auf Referenzdatensätze aus der Fertigung angewiesen ist und auch als Nachrüstung zum Einsatz kommen kann.

Die Flexibilität einer solchen Clusteranalyse hat jedoch den Nachteil, dass der Rechenaufwand für die Mustererkennung relativ hoch ist.

Problematisch bei der hierarchischen Clusteranalyse ist weiterhin, dass aus Ausreißern in den Datensätzen unter Umständen sehr kleine Cluster erzeugt werden können, die zu Fehlinterpretationen der akustischen Signatur bei der online-Überwachung führen können.

Ein weiteres Problem stellen bei diesem Verfahren die wechselnden Betriebstemperaturen der Stufenschalter dar, die auf das Abbild der einzelnen Schaltungen einen starken Einfluss haben können.

3.3 Vibroakustisches online - Monitoring über ein Trackingverfahren

Um die Analytik der hierarchischen Cluster Analyse zu vereinfachen, entstand im Verlauf der Weiterentwicklung des vibroakustischen online-Verfahrens ein wesentlich pragmatisches arbeitendes Verfahren mit niedriger Auflösung, das sogenannte Trackingverfahren.

Dabei wird jede Stufenschalterschaltung dahingehend geprüft, ob sie zu den gespeicherten historischen Datensatz passt.

Bei diesem, an einem variablen 250 Mvar-Shunt Reactor erprobten, akustischen Überwachungssystem wurde gleichzeitig ein selbstlernender Algorithmus getestet.

Dafür wird wie bei der Clusteranalyse die Datenbasis bei jedem Schalten der Stufenschalter des Shunt Reactors aufgezeichnet.

Bei der nachfolgenden Signalaufbereitung wird für die Bewertung der Stufenschalterschaltungen der signifikante Teil des Datensatzes zur Erzeugung von Hüllkurven auf etwa einhundert Stützstellen reduziert.

Unter der Annahme einer Gaußschen Wahrscheinlichkeitsverteilung werden im Anschluss die signifikanten Peaks der aufgezeichneten Kurve aufgeweitet. Im Ergebnis dessen entsteht eine Grenzwertkurve über den die Stufenschalterschaltung charakterisierenden Peaks des Schallsignals.

In Bild 9 ist diese Grenzwertkurve I abgebildet.

Gleichzeitig wird eine darüber liegende Grenzwertkurve II erzeugt, die einen Absolutgrenzwert für das akustische Signal darstellt.

Die Grenzwertkurven werden anhand der gespeicherten historischen Daten vom System selbständig ermittelt, wobei für beide Kurven statistische Verfahren angewendet werden.

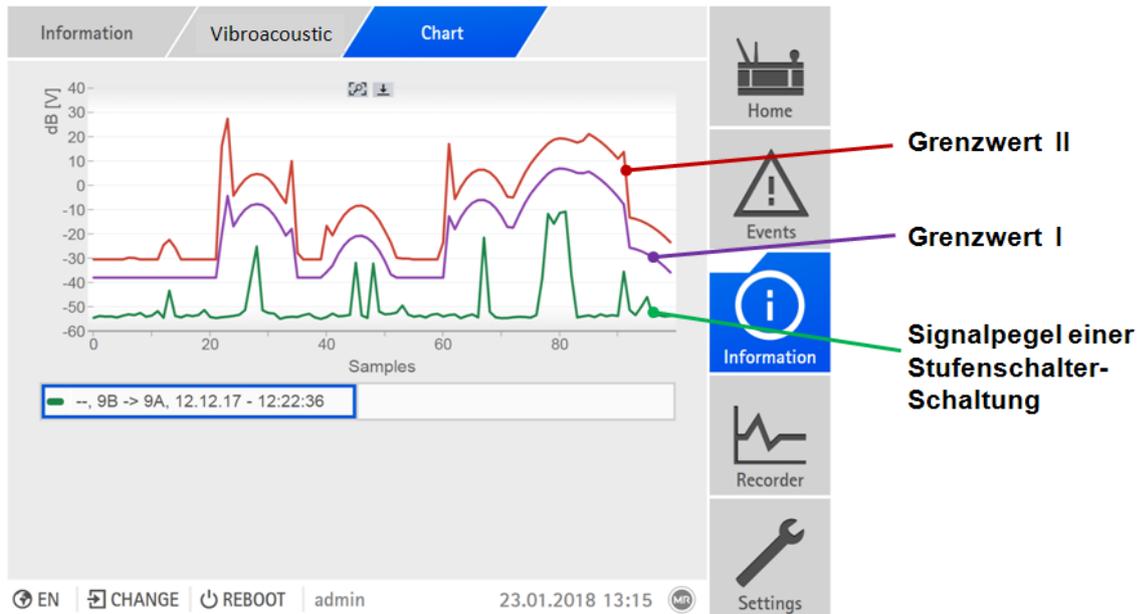


Bild 9: Screenshot der online Tracking-Analyse des Schaltgeräusches einer der drei Stufenschalter der in Betrieb befindlichen 250 Mvar Drossel

Die resultierende Grenzwertkurve I wird gleichzeitig zur flexiblen Anpassung des gerade noch zulässigen Amplitudenbereiches herangezogen.

Die Grenzwerte werden also nachgezogen. Durch dieses Tracking-Verfahren lernt das System während des Schaltens iterativ, wie eine akustische Signatur eines korrekt funktionierenden Stufenschalters aussieht, um mit der selbst erzeugten Hüllkurve alle Folgeschaltungen der Stufenschalter auf ihren korrekten Ablauf hin zu überprüfen.

Das Monitoringsystem TRAFUGUARD® ISM® erzeugt diese Grenzwertkurven für jede Schaltungsart automatisch und kann damit bei jeder neuen Schaltung der Stufenschalter der Drossel prüfen, ob sich der jeweilige OLTC hinsichtlich der Amplitude des Schaltgeräusches und des zeitlichen Ablaufes der Schaltung noch im zulässigen Rahmen bewegt.

Wird eine Abweichung festgestellt, kann über das Monitoringsystem über IEC 61850 oder anderen Leittechnikprotokollen eine Alarmmeldung abgesetzt werden.

4.0 ZUSAMMENFASSUNG

Aufbauend auf den Erfahrungen der vibroakustischen Analysen von Stufenschaltern im Servicebereich, konnte im vorliegenden Beitrag gezeigt werden, dass es möglich ist, über geeignete Datenreduktionsverfahren online arbeitende Systeme für die vibroakustische Überwachung von Stufenschaltern zu entwickeln.

Durch weitreichende Grundlagenuntersuchungen wurden mathematische Verfahren gefunden, die auch die Realisierung selbstlernender Überwachungssysteme möglich machen. Das beschriebene Trackingverfahren kann somit zukünftige Monitoringsysteme für Stufenschalter in Transformatoren und Drosseln in ihrem Funktionsumfang deutlich aufwerten. Gerade für hochbelastete Betriebsmittel wie Variable Shunt Reaktoren eröffnet sich damit eine neue Qualität der Überwachung und Funktionsanalyse.

Desweiteren konnte gezeigt werden, dass die vibroakustische Analyse ausreichend Potential bietet, abseits bekannter Verfahren neue Wege für die Zustandsanalyse für das Aktivteil von Drosseln und Transformatoren zu eröffnen.

Durch die Korrelation von Daten aus Transformatoren-Monitoringsystemen und der Anwendung etablierter statistischer Bewertungsverfahren wird ein Data-Mining zur Beschreibung des Betriebszustandes der Aktivteile von Transformatoren und Drosseln möglich. Bei der Arbeit mit den

Funktionsmustern entstand jedoch auch die Erkenntnis, dass die derzeitige Datenbasis in Bezug auf die vorliegenden historischen Betriebsdaten und der Anzahl der zu messenden Parameter noch nicht ausreichend ist, um präzise Modelle generieren zu können. Jedoch wird in Zukunft gerade die statistische Datenauswertung direkt am Betriebsmittel eines der wesentlichen Merkmale werden, die einen Intelligenen Transformator beschreiben.

5.0 LITERATUR

- [1] CIGRÈ Working Group SC A2.37, “Transformer Reliability Survey” (Broschüre 642, Dezember 2015).
- [2] CIGRÈ Working Group SC A2.44, “Guide On Transformer Intelligent Condition Monitoring (TICM) Systems” (Broschüre 630, September 2015).
- [3] A. Babziki, et al. “Practical approach for fleet management of transformers considering different stakeholders’ perspectives” (Science Direct, 2017).
- [4] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, “TESSA[®] Flottenmonitoring” (Broschüre, MR, Februar 2017).
- [5] L. Cheim, et al. “Transformer Health Index and Probability of Failure Based on Failure Mode Effects Analysis (FMEA) of a Reliability Centered Maintenance Program (RCM)” (CIGRÈ 2016, SC A2, Paper A2-110).
- [6]. K. Viereck, A. Saveliev, “Monitoring of Tap-Changer based on Acoustic Principle” OMICRON – Diagnosewoche, Klaus, 2015)
- [7] M. Foata, K. Viereck et al. “New Vibro-Acoustic Tap-Changer Diagnostic Method First Results and Practical Experience”, (CIGRÉ 2016 SC A2, Paper A2-104)
- [8] M. Beltle, S. Tenbohlen, “Diagnostic Interpretation of Mechanical Oscillations of Power Transformers” (Universität Stuttgart, Stuttgart, 2015)

Platzierung von UHF Sensoren an Leistungstransformatoren

Sebastian Coenen

GE Grid GmbH
sebastian.coenen@ge.com
Deutschland

Martin Siegel

BSS Hochspannungstechnik GmbH
martin.siegel@bss-hs.de
Deutschland

Stefan Neuhold

FKH - Fachkommission für
Hochspannungsfragen
neuhold@fkh.ch
Schweiz

Stefan Hoek

OMICRON
stefan.hoek@omicronenergy.com
Deutschland

Martin Hässig

Swissgrid
martin.haessig@swissgrid.ch
Schweiz

Jitka Fuhr

AFEC
j.fuhr@bluewin.ch
Schweiz

Thomas Brügger

FKH - Fachkommission für
Hochspannungsfragen
bruegger@fkh.ch
Schweiz

Thomas Linn

Qualitrol
tlinn@qualitrolcorp.com
Schweiz

KURZFASSUNG

Der vorliegende Beitrag gibt Empfehlungen zu einer sinnvollen Platzierung von UHF Sensoren an Transformatorkegeln zur Teilentladungsdetektion. Ebenfalls beschreibt der Beitrag empfohlene Stückzahlen von Sensoren zur ausreichend empfindlichen Messung von Teilentladungen.

Dazu wurden Vergleichsmessungen an einem 800/3 MVA Transformator durchgeführt, im Beitrag dokumentiert und analysiert. Bei den Messungen kamen sowohl verschiedene Sensorarten (Schiebesensoren für DN50/DN80 Flachkeilschieber und Fenstersensoren), als auch verschiedene Messsysteme (Oszilloskop, Spektrum Analysator, kommerzielle Systeme) und verschiedene Signalformen zur Erzeugung von künstlichen UHF Impulsen (Stoßimpuls und Rechteckimpuls) zur Untersuchung des Durchkopplungsverhaltens im Transformator zum Einsatz.

1 EINLEITUNG

Der zuverlässige Betrieb von Leistungstransformatoren ist für die Versorgungssicherheit des Stromnetzes wichtig, da Ausfälle zu Folgeschäden und entsprechend hohen Kosten führen können. Laut einer Umfrage/Statistik der Cigré Arbeitsgruppe WG A2.37, in der weltweit Transformatorbetreiber zu Fehlern von Transformatoren befragt wurden, sind elektrische Fehler in Wicklung, Stufenschalter, Durchführungen, Ausleitung und Isolation am häufigsten. Diese Studie ist als Broschüre 642 mit dem Titel Transformer Reliability Survey veröffentlicht [1].

Schäden an der Isolation eines Transformators müssen deshalb frühzeitig erkannt werden, wofür sich unter anderem die TE-Messung sehr gut eignet [2]. Im Wesentlichen gibt es die folgenden vier Arten der TE-Detektion: indirekt durch die Messung von gelösten Fehlgasen (DGA), direkt mit der elektrischen TE-Messung gemäß IEC 60270 [3], direkt durch die elektromagnetische Messung im Ultrahochfrequenzbereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) [4] und die Messung von akustischen TE-Emissionen, die hauptsächlich zur Ergänzung bei Diagnosemessungen für die Lokalisierung von TE verwendet wird [5]. Da die DGA nur einen Indikator für das Vorhandensein von TE liefert, gibt es eine wachsende Zahl von Transformatoren, die direkt auf TE überwacht werden. Welche Bedeutung die TE-Messung hat, wird durch die standardisierte elektrische Messmethode gemäß IEC 60270 gezeigt, die für Abnahmeprüfungen von Transformatoren im Werk (FAT: factory acceptance tests) und häufig auch nach der Installation vor Ort (SAT: site acceptance test) erforderlich ist. Bei der TE-Messung ist die scheinbare Ladung Q_{IEC} ein wichtiges Akzeptanzkriterium. Daneben werden auch Phasenlage und Polarität, Impulshäufigkeit und Impulsanzahl sowie Ein- und Aussetzspannung zur Identifikation des Isolationsfehlertyps ausgewertet.

Die UHF TE-Messung wird seit über 25 Jahren bei Werks- und Vorortprüfungen von gasisolierten Schaltanlagen (GIS) [6] verwendet und kommt auch bei Leistungstransformatoren für Prüfungen/Monitoring vermehrt zum Einsatz. Für die UHF-Diagnose müssen im Transformator-kessel UHF-Sensoren (Antennen) entweder fest eingebaut oder temporär installiert werden, weshalb die Cigré Arbeitsgruppe WG A2-27 in Broschüre 343 (Recommendations for Condition Monitoring for Transformers) DN50 Flachkeilschieber oder dielektrische Fenster für den Einbau von UHF-Sensoren empfiehlt [7]. In der Cigré Arbeitsgruppe WG D1-37 (Guidelines for PD detection, Broschüre 662) ist ein Konstruktionsvorschlag für solche dielektrische Fenster veröffentlicht, um zukünftig Kompatibilität zwischen Herstellern zu erreichen, deren Sensoren diesem „Standard“ entsprechen [8].

Die UHF Methode hat sich bereits als Trigger-Signal für die akustische Lokalisierung von TE [5], [9] und für vor-Ort/online Diagnosen [10] etabliert und ist auch für dauerhaftes TE-Monitoring an Transformatoren geeignet [11]. Die UHF Methode ist wegen der Schirmwirkung des geerdeten Transformator-kessels gegen externen Störsignalen für vor Ort TE Messungen vorteilhaft [4]. Diese Eigenschaft kann der UHF Methode zu verschiedenen Anwendungen verhelfen, wie z.B. der Vergleich von relativ ungestörten TE-Messungen im Prüffeld (FAT) mit TE-Messungen vor-Ort in gestörter Umgebung nach Transport und Installation, etwa als vor-Ort Abnahmetest (SAT: site acceptance test) [12].

Um die elektrische TE-Messung zu ergänzen und auch selbst ein anerkannter Qualitätsprüfungsfaktor zu werden, muss die UHF-Methode zunächst ihre Reproduzierbarkeit nachweisen. Es fehlt bisher ein Kalibrierungsverfahren, das verschiedene UHF-Sensoren und verschiedene Messsysteme (Frequenzbereich, Zeitbereich, kommerzielle Systeme) zueinander vergleichbar macht und eine Richtlinie zur Anbringung von UHF Sensoren am Transformator. Eine solche Richtlinie sollte Art, Anzahl und Platzierung von UHF Sensoren enthalten um Transformatorbetreibern, -herstellern und TE Messtechnikherstellern als Hilfe zu dienen. Dieser Beitrag versucht anhand einer Messung mit verschiedenen Systemen an einem Transformator, der mit acht fest verbauten und zwei nachgerüsteten UHF Sensoren ausgestattet ist, eine Empfehlung hinsichtlich Art, Anzahl und Platzierung abzugeben.

2 UHF VERGLEICHSMESSUNGEN - PERFORMANCE CHECK

2.1 Messobjekt

Zu Vergleichsmessungen stand ein 800/3 MVA Einphasentransformator der Spannungsebene 420/247/33 kV zur Verfügung. Sämtliche Messungen wurden bei netzgetrenntem Transformator durchgeführt. Bild 1 definiert die Positionen der insgesamt 8 fest installierten UHF Sensoren [13] (ohne dielektrisches Fenster). Zusätzlich wurden 2 UHF Schiebesensoren (Drain Valve Sensoren) (siehe Kapitel 3) durch zwei Ölablässe temporär eingeschoben.

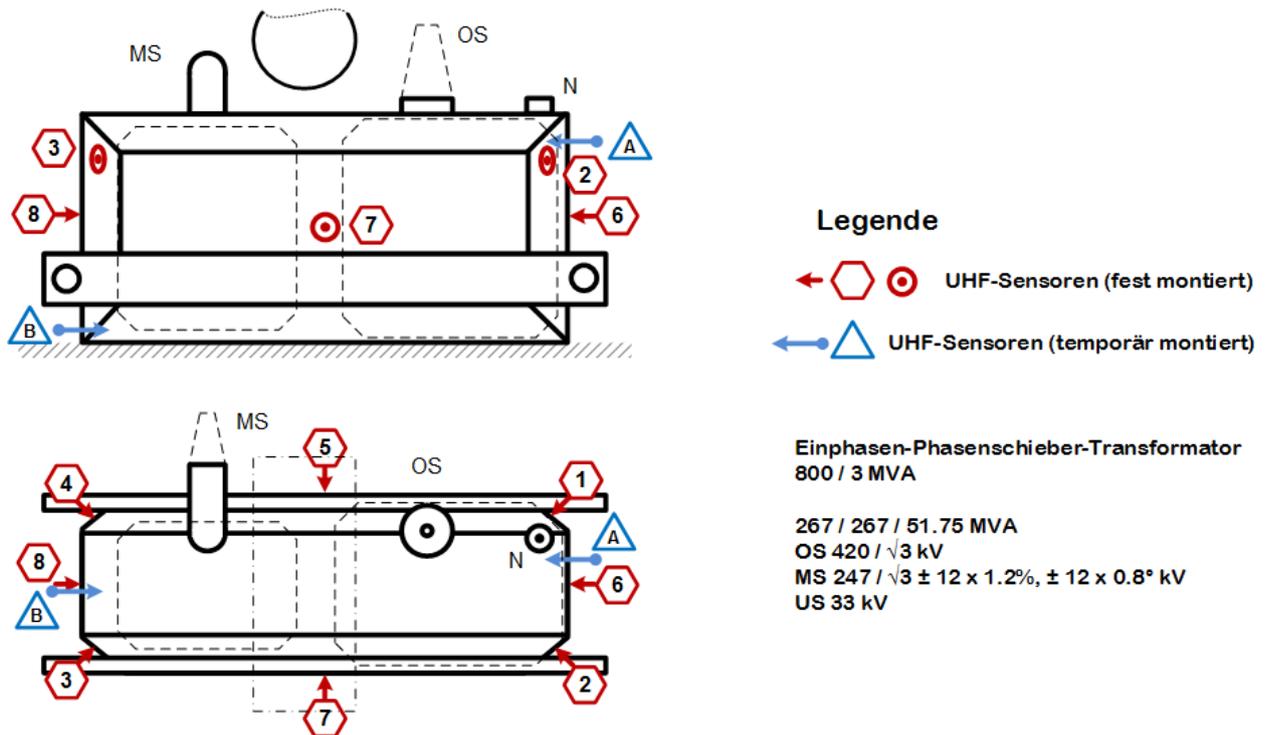


Bild 1: Sensorpositionen an 800/3 MVA Transformator für UHF Vergleichsmessungen

2.2 Performance Check

Unter dem Begriff Performance Check soll hier der Vorgang verstanden werden, wenn bei einer minimal installierten Anzahl von 2 UHF Sensoren ein künstlicher Impuls mit einem Sensor als Sender in den Transformator abgestrahlt und mit dem zweiten Sensor (oder anderen weiteren Sensoren) als Empfänger gemessen wird, siehe Bild 2. Ein gemessenes Signal am Empfänger, liefert den Beweis, dass beide Sensoren so installiert sind, dass sie UHF TE-Signale aus dem Transformator empfangen können. Der Performance Check entspricht dem zweiten Teil des Cigré-Sensitivitätsnachweises, der bei GIS UHF-TE-Messungen durchgeführt wird [6]. Negativ würde der Performance Check dann ausfallen, wenn aufgrund einer elektromagnetischen Abschirmung durch den inneren Aufbau des Aktivteils der Sensor keine Signale empfangen kann. Dies kann beispielsweise der Fall sein, wenn ein Schiebesensor durch den Flachkeilschieber in ein Steigrohr installiert wird oder wenn direkt vor dem Sensor metallische Gegenstände angebracht sind.

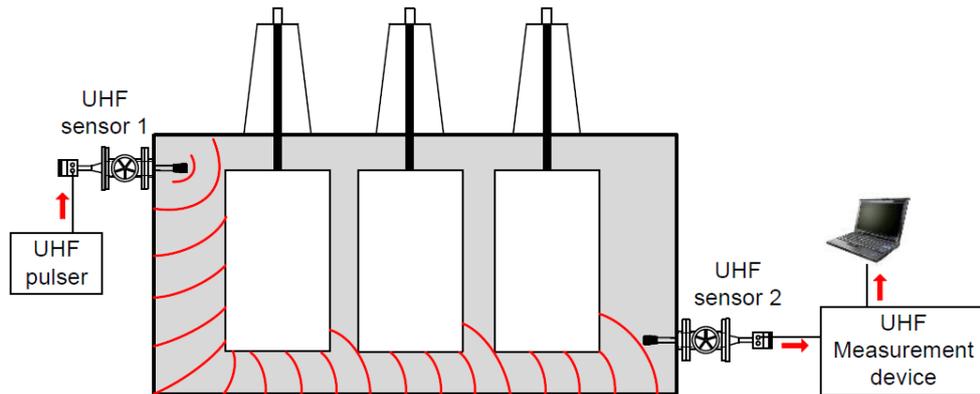


Bild 2: Performance Check an einem Transformator mit zwei UHF Schiebesensoren [14]

Abgrenzend hierzu gibt es UHF Sensoren am Markt, die neben dem eigentlichen Messanschluss einen Eingang für den Performance Check vom Sensor selbst aufweisen. Hier wird ein künstliches Signal eingespeist und direkt auf die eigentliche Antenne gekoppelt. Dieser Test kann allerdings keine Aussage darüber liefern, ob der Sensor korrekt installiert ist und nicht durch elektromagnetische Abschirmung des Aktivteils beeinflusst ist, da die Übertragung des Signals ausschließlich im Sensor stattfindet.

2.3 Durchgeführte Messungen

Das Ziel der Messung am eingangs beschriebenen Transformator ist es, die verschieden eingesetzten Messsysteme (Zeitbereich, Frequenzbereich, kommerzielle TE-Messgeräte) an den insgesamt zehn installierten UHF Sensoren miteinander zu vergleichen, um aufgrund der Ergebnisse eine Empfehlung zur optimalen Anzahl und Platzierung von UHF Sensoren an Transformatoren abgeben zu können.

Hierfür werden folgende Messreihen auf Basis des Performance Checks durchgeführt:

- Einspeisung eines konstanten künstlichen Impulses an Sensor 6 und Messung der Pegel mit allen Messmethoden an den anderen 9 Sensoren.
- Einspeisung an Sensor 5 und Messung an allen anderen Sensoren
- Feste Messung an Sensor 6 und Einspeisung an allen anderen Sensoren

2.4 Verwendete Impulsgeneratoren und Messgeräte

Hauptsächlich werden für den Performance Check an Transformatoren zwei Arten von Impulsgeneratoren bzw. Impulsformen verwendet; der Stoßimpuls (Exponentialimpuls bzw. Kapazitätsentladungsimpuls) und ein kurzer Rechteckimpuls. Der Stoßimpuls enthält prinzipiell bedingt weniger Frequenzanteile im höheren Bereich (ab wenigen hundert Megahertz), wohingegen der sehr kurze Rechteckimpuls ein flaches Frequenzspektrum bis in den Gigahertz Bereich aufweist [15] [16]. Bei den Vergleichsmessungen für diesen Beitrag werden die Modelle verwendet, wie in Tabelle 1 gezeigt.

Tabelle 1: Verwendete Impulsgeneratoren

Hersteller	Typ	Spezifikation (bei 50 Ohm)
Power Diagnostix	Cal 2b	Impulsform: Stoßimpuls Flankensteilheit: $t_r < 400$ ps, $t_f = 100$ ns, 60 V
Qualitrol		Impulsform: Stoßimpuls Flankensteilheit: $t_r < 400$ ps, 100 V max.
OMICRON	UPG 620	Impulsform: Stoßimpuls Flankensteilheit: Anstiegszeit $t_r < 200$ ps, Abklingzeit $t_f > 100$ ns
BSS	HFIG-600	Impulsform: Rechteckimpuls Flankensteilheit: $t_r = t_f = 70$ ps, 600 V
FKH		Impulsform: Rechteckimpuls Flankensteilheit: $t_r = 70$ ps, 150 V

Für den Vergleich von unterschiedlichen Messprinzipien werden zwei kommerzielle TE-Messsysteme, ein Oszilloskop (als Vertreter der Zeitbereichsmessung) und ein Spektrum Analysator (als Vertreter der Frequenzbereichsmessung) verwendet, siehe Auflistung in Tabelle 2.

Tabelle 2: Verwendete Messgeräte

Messgeräteart	Hersteller	Typ	Spezifikation
Oszilloskop (Zeitbereich)	LeCroy	Waverunner 640 Zi	Analogbandbreite: 4 GHz, Samplerate: 40 GS/s, vertikale Auflösung: 8 bit, unverstärkte Messung
Spektrumanalysator (Frequenzbereich)	HP	8591E	Frequenzbereich: 9 kHz ... 1,8 GHz, 50 dB Verstärkung direkt am Sensor
Kommerzielles TE- Messgerät	OMICRON	MPD 600 mit UHF 620	Frequenzbereich: 100 MHz ... 2 GHz Bandbreite : - Schmalband: bis zu 1,5 MHz - Mittlere Bandbreite: ~ 70 MHz - Breitbandmessung: 1,9 GHz
Kommerzielles UHF TE-Monitoringsystem	Qualitrol	Portables PDM Gen 3	Frequenzbereich: 300 MHz 1,5 GHz, Breitband

2.5 Messergebnisse breitbandige Zeitbereichsmessung mit Oszilloskop

Die Messung von UHF TE-Signalen im Zeitbereich mit einem digitalen Speicheroszilloskop (DSO) mit hoher analoger Bandbreite und hoher Abtastrate wird häufig für die Lokalisierung von TE angewandt. Zum einen als Trigger (Nullzeitpunkt) für die akustische Lokalisierung mit Körperschallsensoren, um relevante, d.h. von TE stammende akustische Signale von akustischen Signalen anderer Quellen (externe Störer und Grundrauschen) zu trennen [5]. Zum anderen werden auch Laufzeitunterschiede zwischen den UHF Signalen ausgewertet (Triangulation zur Lokalisierung von TE), sofern genügend UHF Sensoren am Transformator vorhanden sind und keine ungünstigen Bedingungen (z.B. Reflexionen) eine Lokalisierung erschweren [17].

Für die folgenden Messungen in Bild 3 - 5 wurde ein DSO mit 4 GHz Analogbandbreite und 40 GS/s Abtastrate ohne Vorverstärkung verwendet. Die im Beitrag präsentierten Resultate zeigen die Antworten der Einspeisung von einem definierten Rechteckimpuls (50 V) am Sensor 6, die an den Sensoren 1 (nahe), 5 (ca. in der Mitte) und 8 (weit entfernt) gemessen wurden. Als Referenz wird das Signal, gemessen an Sensor A (temporär montierter Schiebesensor), dargestellt. Sensor A ist in unmittelbarer Nähe zur Signalquelle - Sensor 6.

Die im Folgenden gezeigten Beispiele stellen jeweils die charakteristische Antwort eines UHF Sensors im Zeitbereich dar, die sich je nach Entfernung des Sensors zur Signalquelle erwartungsgemäß verändert.

Die Analyse der UHF Signale im Zeitbereich liefert zwei wichtige Informationen: 1) aus der Amplitude der an verschiedenen Sensoren ankommenden Signale können die Dämpfungseigenschaften des Aktivteils bezüglich von elektromagnetischen Wellen festgestellt werden (gültig nur für den jeweiligen Transformator), 2) aus der Form der Zeitsignale kann eine grobe Entfernung der UHF Sensoren zu dem eingespeisten Impuls abgeschätzt werden. An Sensoren, die sich in der Nähe der TE befinden, werden Signale gemessen die mit steiler Flanke und einem hohen Pegel anfangen und deren Amplituden quasi exponentiell abfallen (siehe Referenzmessung CH1). An Sensoren, die sehr weit von der TE liegen, werden typische „Filter Antworten“ d.h. Aufschwingen zu höheren Amplituden bedingt durch den komplexen Übertragungspfad erst nach gewisser Zeit gemessen (siehe Bild 5 CH2).

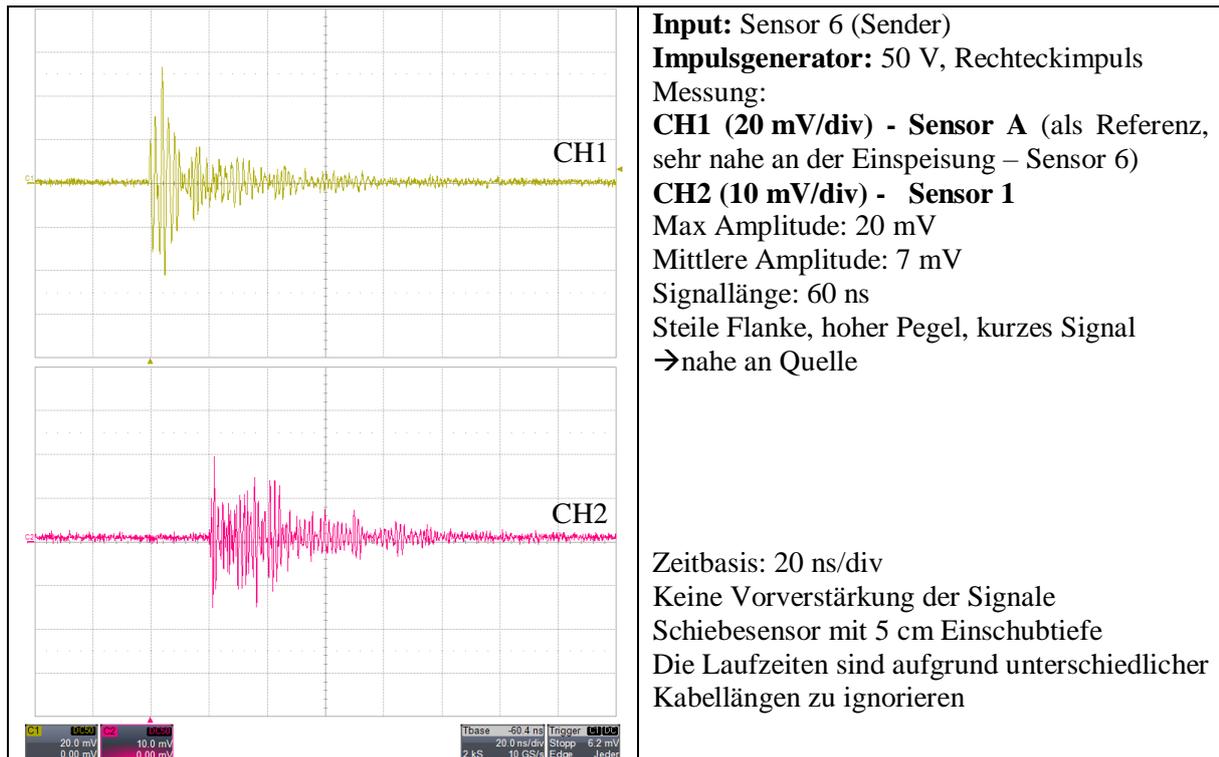


Bild 3: 50 V Puls in S6, Messung an S1 (CH2), Sensor A als Referenz (CH1)

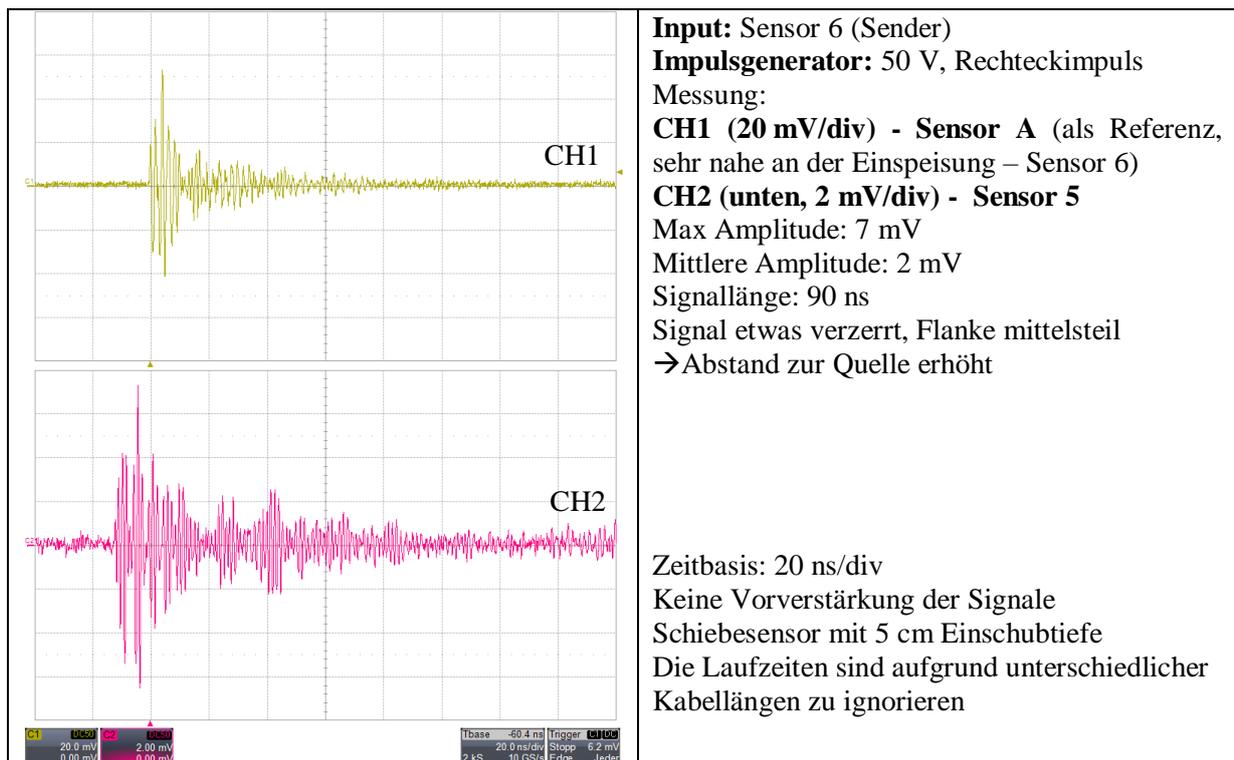


Bild 4: 50 V Puls in S6, Messung an S5 (CH2), Sensor A als Referenz (CH1)

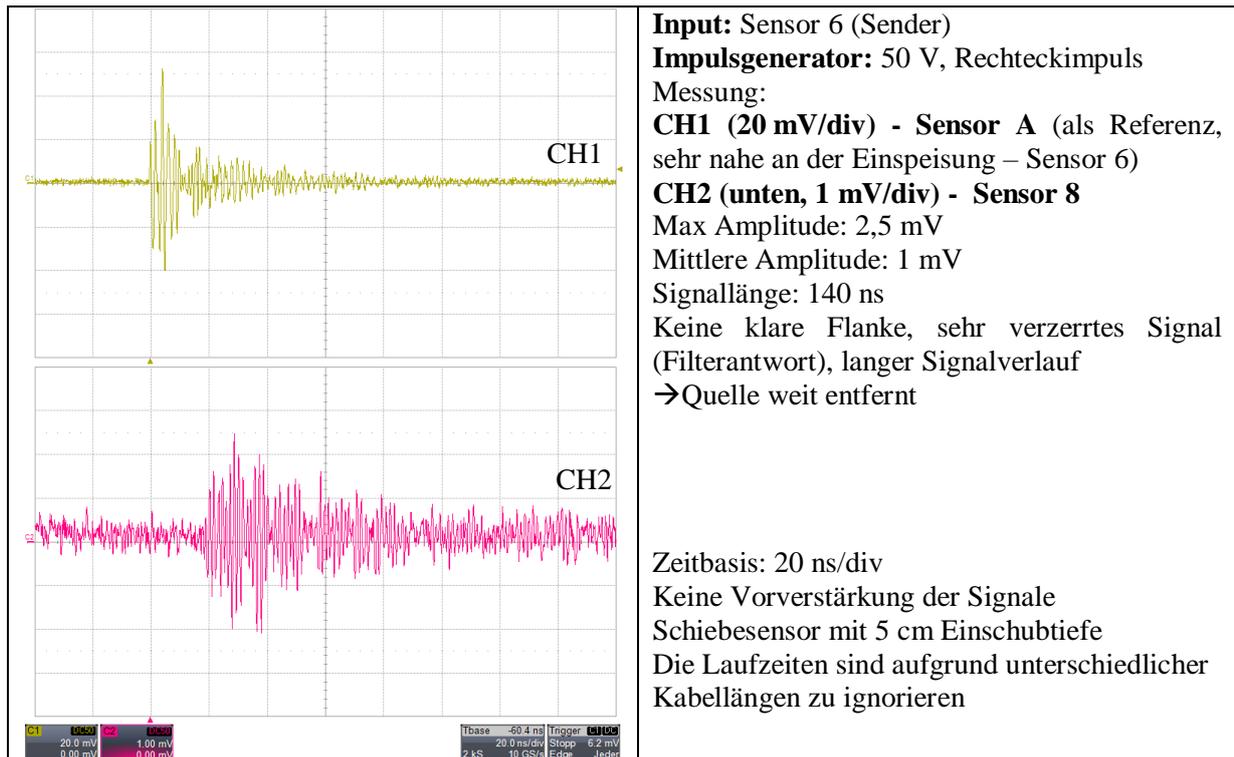


Bild 5: 50 V Puls in S6, Messung an S8 (CH2), Sensor A als Referenz (CH1)

Ein Rückschluss auf den Fehlertyp aufgrund einer Signalformanalyse ist allerdings schwierig, da die Signalform wesentlich stärker vom Ausbreitungsweg, Sensororientierung, etc. beeinflusst wird, als von der Signalquelle selbst [18].

Vorhandene schmalbandige Störer (siehe nächster Abschnitt Spektrum Analysator) beeinflussen die breitbandige Messung mit dem Oszilloskop in der Regel nicht, da ihre Pegel zu klein für die Eingangsdynamik sind. Sollten schmalbandige Störer mit sehr hohem Pegel die Zeitbereichsmessung stören können geeignete Filter Abhilfe schaffen. Bei den präsentierten Messungen wurde keine Vorverstärkung benutzt, die Empfindlichkeit des Oszilloskops war für breitbandige Signale bei Anregung mit einem 50 V Impuls ausreichend. Bei sehr kleinen Signalen kann bei Bedarf ein Vorverstärker verwendet werden.

Die folgenden Messungen zeigen eine unsymmetrische Ausbreitung der elektromagnetischen Wellen im Kessel des Transformators. Beim ersten Versuch wurde ein Rechteckimpuls mit 50 V Amplitude am Sensor 5 eingespeist und die Antworten auf diese Anregung wurden an allen anderen Sensoren gemessen. Die Resultate sind in der Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Symmetrische Ausbreitung – Versuch 1 (Einspeisung in Sensor 5)

Sensor Nr.	Maximal Wert in mV	Kommentar
1	10	Filter Antwort
2	2	Filter Antwort
3	8	Filter Antwort
4	30	Exponentieller Abfall
6	6	Filter Antwort
7	17	Filter Antwort
8	7	Filter Antwort
B	4	Filter Antwort

Bei diesem Versuch wurde nur am Sensor 4 ein exponentieller Abfall des Signals und auch die größte Amplitude gemessen.. Am Sensor 1, der sich in gleicher Entfernung von der Signalquelle (eingespeister Impuls) befindet wie der Sensor 4, wurde ein abgeschwächtes Signal mit der

charakteristischen Filter Antwort gemessen. Der Grund für dieses Verhalten liegt sicherlich in der asymmetrischen Topologie des LC-Netzwerkes der Übertragungswege bedingt durch den asymmetrischen Aufbau des Aktivteils.. Die elektromagnetischen Wellen koppeln stärker in die Richtung von Sensoren 4, 8 und 2 als an die von außen gesehen, symmetrisch positionierte Sensoren 1, 6 und 2.

Bei dem zweiten Versuch wurde ein Rechteckimpuls mit 50 V Amplitude an allen Sensoren eingespeist und die Antworten auf diese Anregung wurden am Sensor 6 gemessen. Die Resultate sind in der Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Symmetrische Ausbreitung – Versuch 2 (Einspeisung in Sensor 6)

Sensor Nr.	Maximal Wert in mV	Kommentar
1	10	Filter Antwort
2	15	Exponentielle Abfall
3	2	Filter Antwort
4	2	Filter Antwort
5	4	Filter Antwort
7	2	Filter Antwort
8	2	Filter Antwort

Bei diesem Versuch wurden die größte Amplitude und ein quasi exponentieller Abfall des Signals nur bei der Einspeisung in den Sensor 1 gemessen. Bei der Einspeisung in den Sensor 2, der sich von außen gesehen, in gleicher Entfernung von der Messstelle (Sensor 6) befindet wie der Sensor 1 wurde wiederum ein abgeschwächtes Signal mit Filter Antwort gemessen. Auch in diesem Fall liegt sicherlich der Grund für dieses Verhalten in dem „asymmetrischen Aufbau“ des Aktivteils des Transformators. Bei dieser Messung ist offensichtlich, dass TE die sich in der Nähe der Sensoren 3, 4, und 8 befinden, mit einem Sensor der am anderen Ende des Kessels positioniert ist (wie Sensor 6), mit geringerer Empfindlichkeit gemessen werden können und der Einsatz eines Signalverstärkers in Betracht zu ziehen ist.

2.6 Schmalbandmessung mit Spektrum Analysator, Vergleich mit UHF TE-Messung an GIS

Die schmalbandige UHF TE-Messung mit variabler Mittenfrequenz ist eine Standardmethode für die Prüfung SF₆-isolierten Schaltanlagen (GIS) vor Ort [19]. Dabei wird das vorverstärkte Signal des UHF Sensors mit einem Spektrum Analysator visuell ausgewertet (oft im Frequenzbereich 0,1 - 2 GHz). Der Spektrum Analysator wird danach als schmalbandiges Filter genutzt und generiert im Zero-Span-Betrieb ein Zeitsignal, welches von einem konventionellen TE-Messsystem in eine phasenaufgelöste Darstellung (PRPD-Muster) umgesetzt wird. Verschiedene Fehlertypen können anhand ihrer spezifischen PRPD-Muster identifiziert werden. Die Methode kann auch unter störungsbehafteten Bedingungen eingesetzt werden, da die Mittenfrequenz der Bandpassfilterung in (schmale) störungsfreie Frequenzbereiche gelegt werden kann. Durch geeignete Wahl der Mittenfrequenz werden zudem hohe Signal-Rausch-Verhältnisse (SNR) und damit eine hohe Empfindlichkeit erreicht.

Bild 6 zeigt ein Spektrum, das beim Cigré-Empfindlichkeitscheck [6] bei einer vor-Ort GIS-Prüfung (U_r = 145 kV) aufgezeichnet wurde. Dabei wurde ein Stoßimpuls mit 50 V Amplitude in einen Sammelschienen-Sensor eingespeist und beim Sensor in einem Kabel-Abgang gemessen.

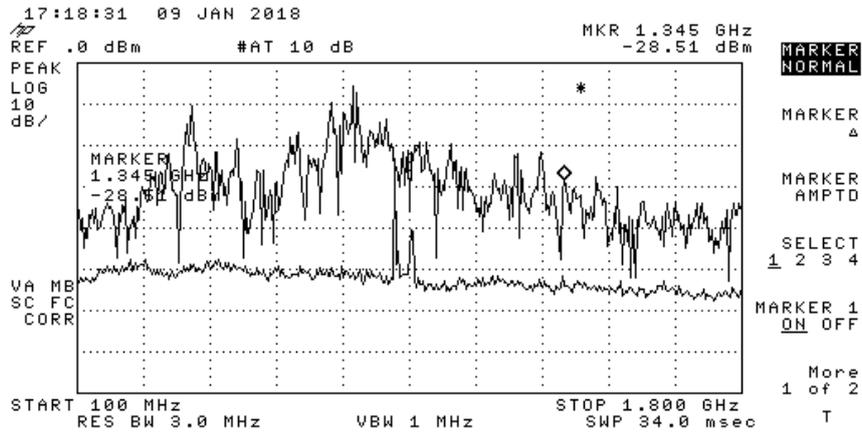


Bild 6: 50-V-Stoßimpuls in GIS-Sammelschienen-Sensor, Messung bei Kabel-Abgang-Sensor

Im Vergleich dazu zeigen die folgenden Bilder 7, 8 und 9 die bei Einspeisung eines 50 V Stoßimpulses bei S6 an den Sensoren S1, S5 und S8 des Einphasen-Transformators (800/3 MVA) gemessenen Spektre.

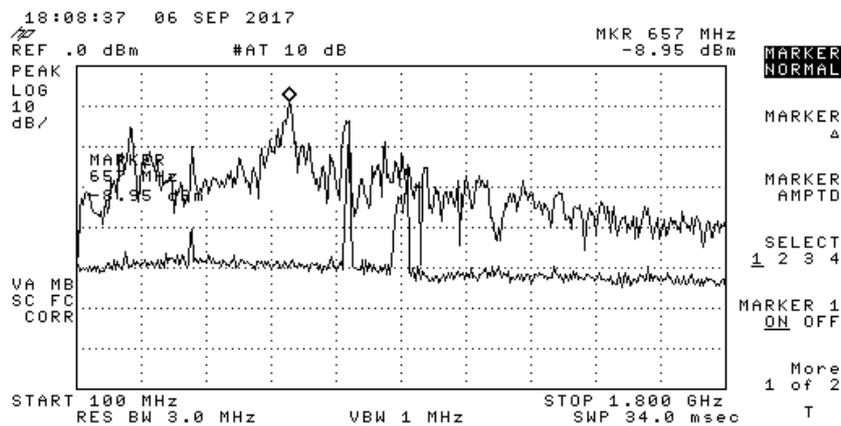


Bild 7: 50-V-Stoßimpuls ein bei S6, Messung bei S1

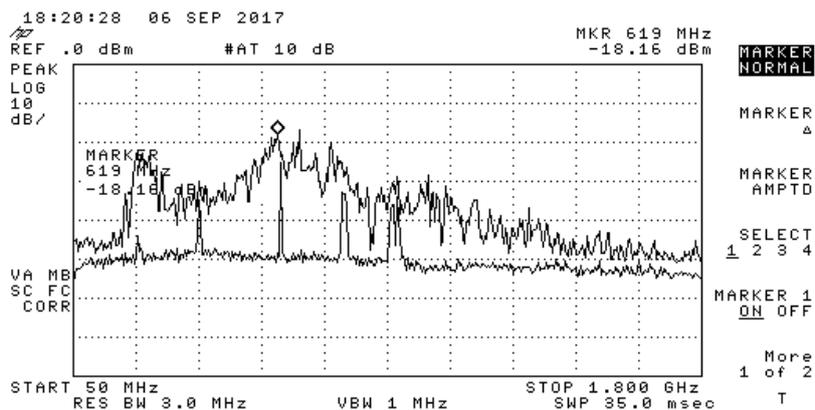


Bild 8: 50-V-Stoßimpuls ein bei S6, Messung bei S5

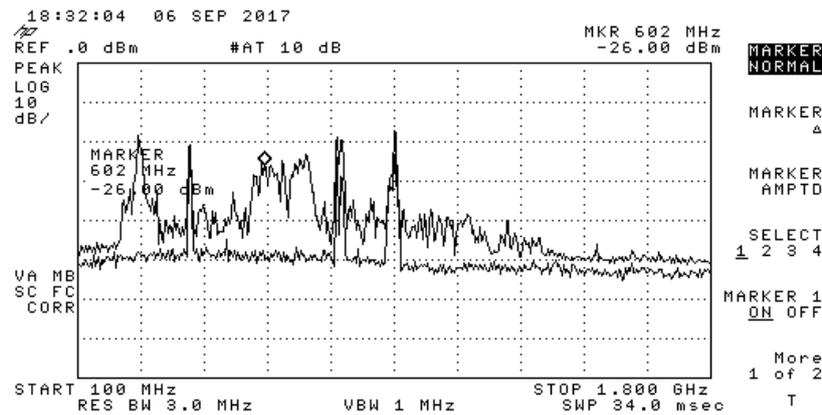


Bild 9: 50-V-Stoßimpuls ein bei S6, Messung bei S8

Grundsätzlich ergeben sich bei der Messung am Trafo bezüglich Bandbreite und Pegel der durchkoppelnden Signale ähnliche Resultate wie bei einer GIS - Anwendung. Die zunehmende Entfernung der empfangenden Sensoren bewirkt eine verstärkt zunehmende Dämpfung der Frequenzanteile oberhalb ca. 1 GHz, während Signalanteile im unteren UHF Bereich erwartungsgemäß moderater gedämpft werden.

Wird die Pulsamplitude auf 5 V (bei S6) reduziert, ist das Signal beim am weitest entfernt positionierten Sensor S8 zumindest im Bereich von 400 – 800 MHz noch klar erkennbar.

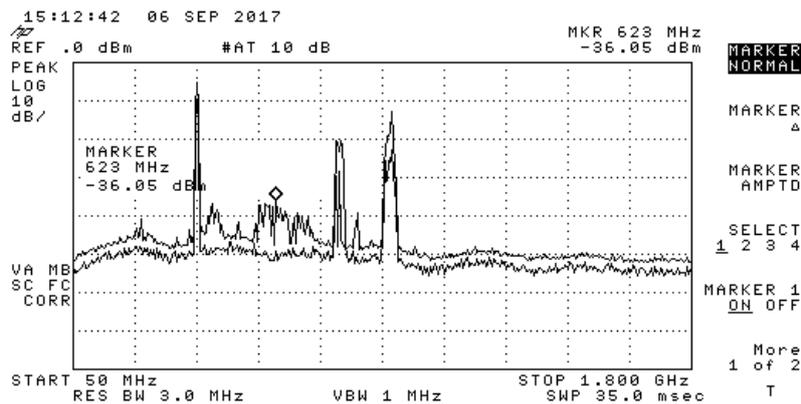


Bild 10: 5-V-Puls ein bei S6, Messung bei S8

Aufgrund dieser, an einem Großtransformator durchgeführten Durchkopplungsmessungen lässt sich sagen, dass die Schmalbandmessung mit Spektrum Analysator mit ihren Vorteilen der geringen Störanfälligkeit und der hohen erreichbaren Messempfindlichkeit für die UHF TE-Diagnose an Transformatoren durchaus geeignet zu sein scheint.

Weitere Untersuchungen, speziell auch mit künstlich eingebrachten und gut definierten TE Quellen, sind nötig, um die Methode für die Diagnose weiter zu etablieren. Weiterhin ist zu untersuchen, ob Erfahrungen bei GIS – Anwendungen für Transformatoren gelten. So zeigen sich z.B. bei GIS deutliche Unterschiede hinsichtlich der abgestrahlten UHF-Signalpegel bei unterschiedlichen Fehlertypen mit gleichem IEC 60270 TE-Pegel in pC [20] [26].

2.7 Messergebnisse kommerzielle TE-Messsysteme

2.7.1 UHF TE-Schmalbandmesssystem

Konventionelle TE-Messgeräte können mit entsprechendem Zubehör auch als UHF-TE-Messsystem verwendet werden. Je nach verwendeten Konverter bzw. je nach Einstellung können dann unterschiedliche Bandbreiten und Messfrequenzen genutzt werden, um phasenaufgelöste TE-Muster (PRPD) zu erzeugen [21] oder auch akustische TE-Lokalisierungssysteme zu unterstützen [22]. Bei Verwendung von Konvertern, welche eine variable Mittenfrequenz zulassen, können auch komplette Frequenzspektren, vergleichbar mit der Messung in Kap.2.6, aufgenommen werden.

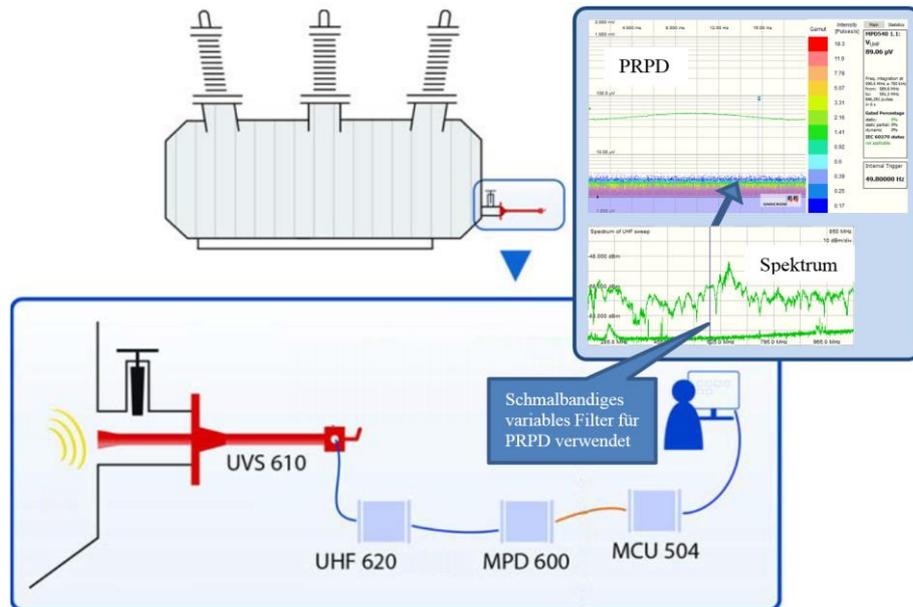


Bild 11 : Messaufbau mit Beispielergebnissen

In den folgenden Abbildungen werden die Impulsspektren an den Sensoren S1, S5, und S8 des Einphasen-Transformators (800/3 MVA) (siehe Kapitel 2.1) aufgeführt. Die Einspeisung erfolgte an Sensor S6 mittels zwei verschiedener Impulsquellen. Die Messung wurde mit dem MPD 600 und mit einem UHF-Frequenzkonverter UHF 620 durchgeführt.

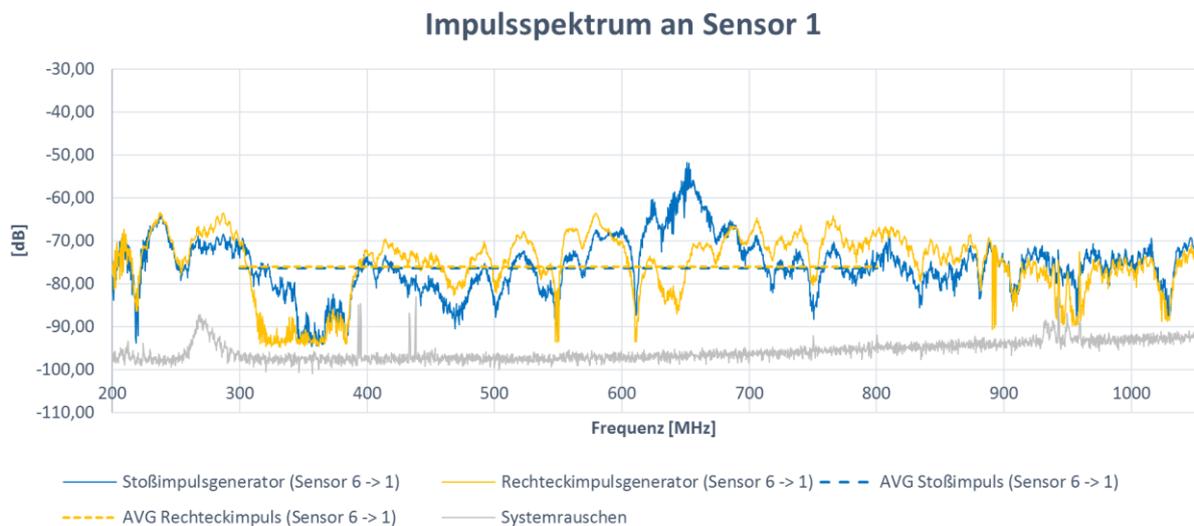


Bild 12: Impulsspektrum an Sensor S1 wobei an Sensor S6 mit verschiedenen Impulsquellen eingespeist wurde. Gestrichelt ist jeweils der Durchschnittswert für den Frequenzbereich 300-800 MHz gegeben

Für die Bestimmung des Mittelwerts (Average Power (AP) nach CIGRE Vorschlag für GIS TE Messungen [23]) über einen Frequenzbereich von 300 bis 800 MHz wurde der CSV-Export der MPD-Software und ein herkömmliches Tabellenkalkulationsprogramm verwendet. Der Mittelwert ist in den Abbildungen als gestrichelte Linie eingezeichnet und als Werte in der folgenden Tabelle 5 für die verschiedenen Sensoren aufgeführt.

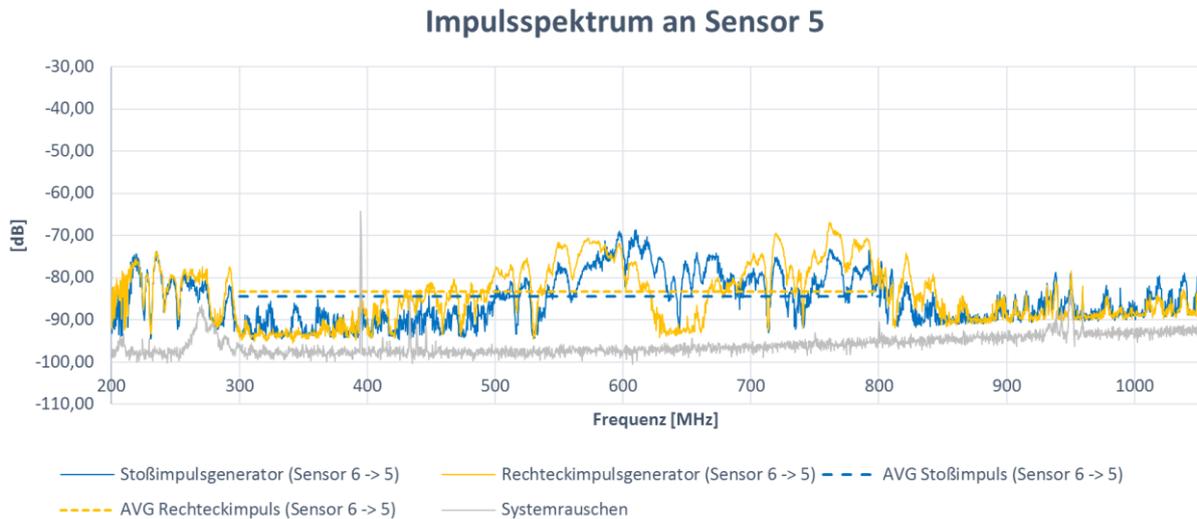


Bild 13: Impulsspektrum an Sensor S5 wobei an Sensor S6 mit verschiedenen Impulsquellen eingespeist wurde. Gestrichelt ist jeweils der Durchschnittswert gegeben

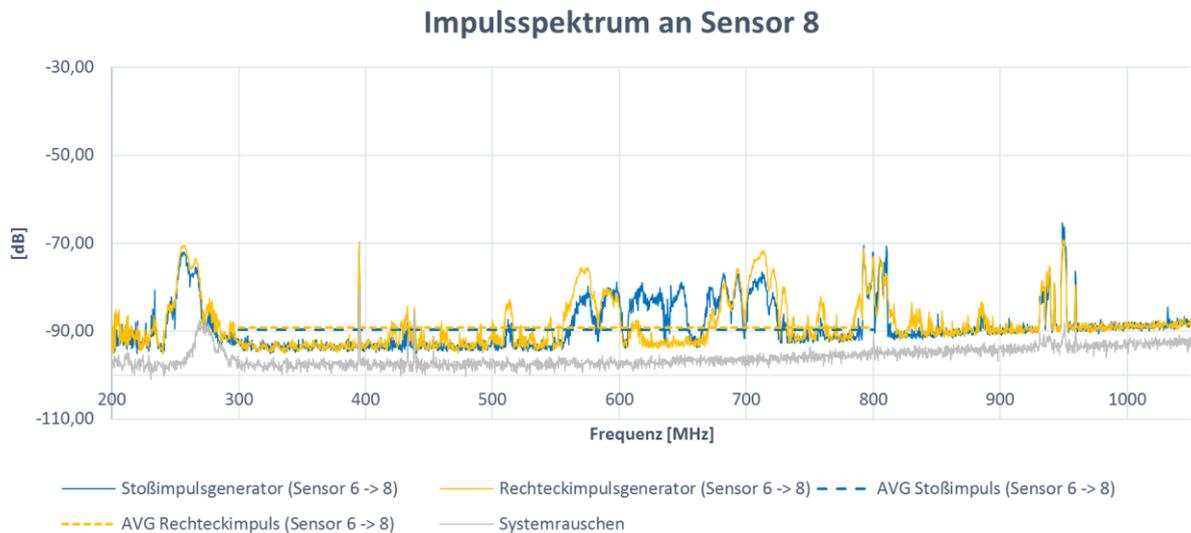


Bild 14: Impulsspektrum an Sensor S8 wobei an Sensor S6 mit verschiedenen Impulsquellen eingespeist wurde. Gestrichelt ist jeweils der Durchschnittswert gegeben

Die unterschiedlichen Impulsquellen zeigen im Durchschnitt für den Frequenzbereich 300 MHz bis 800 MHz ein vergleichbares Verhalten.

2.7.2 Breitband UHF TE-Messsysteme

Kommerzielle breitbandige UHF TE-Messsysteme für Transformatoren decken typischerweise einen Frequenzbereich von ca. 300 MHz bis ca. 1,5 GHz ab. Diese Systeme arbeiten gut für breitbandige „Nutzsignale“, TE in unserem Fall. Die maximale Eingangsempfindlichkeit ist -75 dBm. In den hier durchgeführten Messungen werden allerdings die optionalen 10 dB zusätzliche Verstärkung nicht genutzt und damit liegt die Empfindlichkeit des Systems bei -65 dBm. Die Bestimmung des genutzten Frequenzbereiches erfolgt mittels Filtern. Eine Begrenzung des genutzten Frequenzbereiches bis 900 MHz kann zur Störunterdrückung für Breitbandsysteme von Vorteil sein. In Online Systemen werden auch teilweise Bandsperren für schmalbandige Störer (z.B. Mobilfunk-Signale) eingesetzt. Die Umwandlung des UHF Signals erfolgt nach der Verstärkung des Signals und kann dann wiederum zur phasenaufgelösten Echtzeitanzeige oder zur Generierung von phasenaufgelösten Mustern (2D, 3D, PRPD) genutzt werden. Für permanente Monitoring-Systeme werden zum größten Teil Breitbandsysteme eingesetzt, da der gesamte Frequenzbereich abgedeckt wird.

Wie schon in Abschnitt 2.5 erwähnt, beeinflussen vorhandene schmalbandige Störer die breitbandige Messung kaum. In Fällen von sehr starken schmalbandigen Störern können dementsprechende Sperrfilter eingesetzt werden.

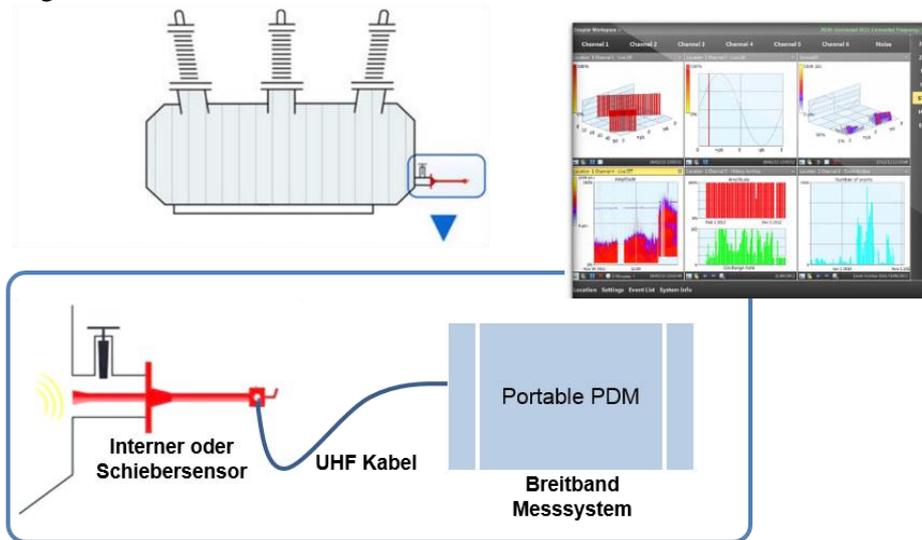


Bild 15: Messaufbau Breitband System

Die Messungen wurden im PRPD Modus aufgezeichnet. Die Skalierung war auf dBm eingestellt.

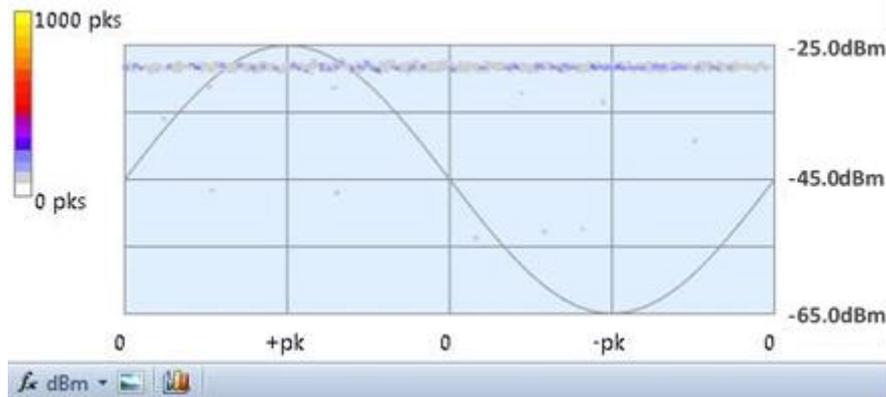


Bild 16: Beispiel, Einspeisung an Sensor 6 und Messung an Sensor 2 – 18 dB Dämpfung

Die Bilder 17 bis 19 zeigen eine gute Abdeckung des gesamten Transformators durch die installierten Sensoren in Bezug auf die UHF TE-Messung.

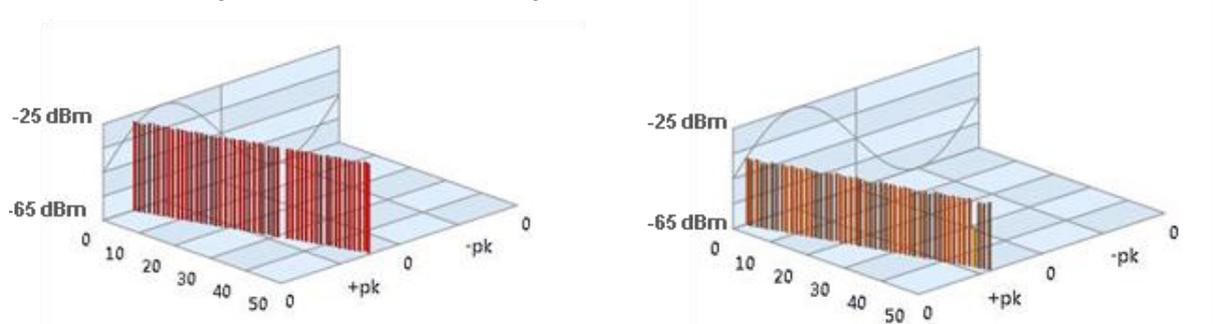


Bild 17: links) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 7
rechts) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 1

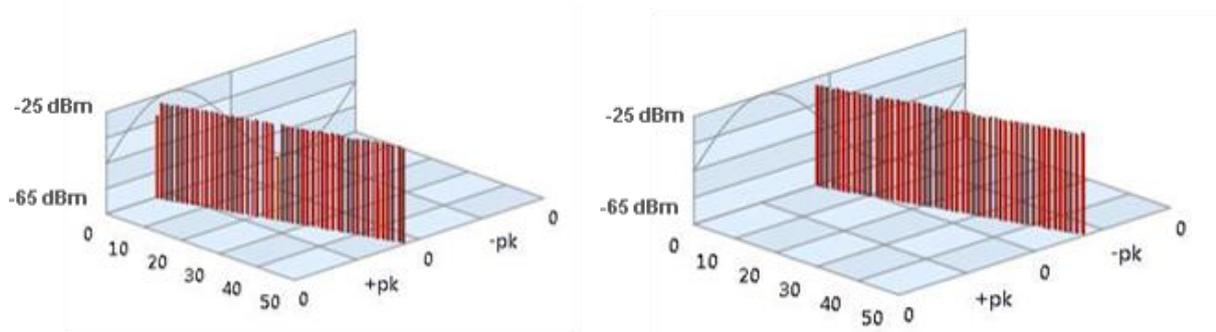


Bild 18: links) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 4
rechts) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 3

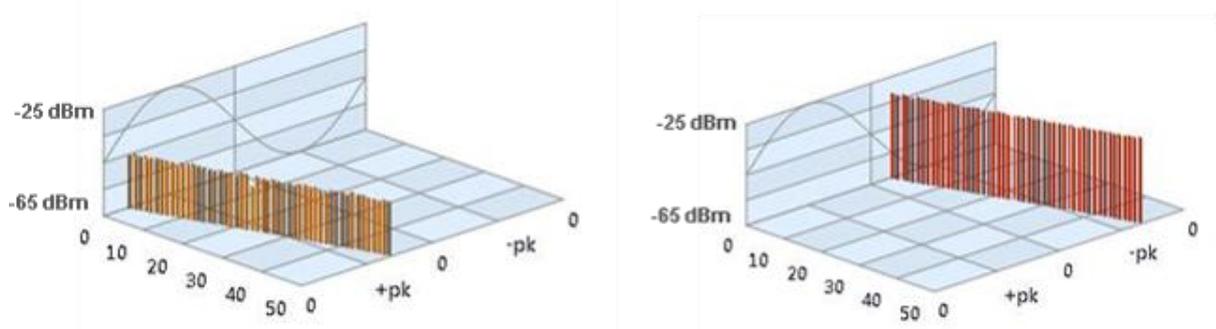


Bild 19: links) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 2
rechts) Rechteckimpuls (50 V) an Sensor 5, gemessen an Sensor 8

Bild 20 stellt den schlechtesten Fall dar, Einspeisung in den Sensor B und Messung am Sensor A mit immer noch einem sehr gut detektierbaren Signal mit circa -48 dBm (bei -65 dBm Empfindlichkeit und Grundrauschen kleiner als -65 dBm).

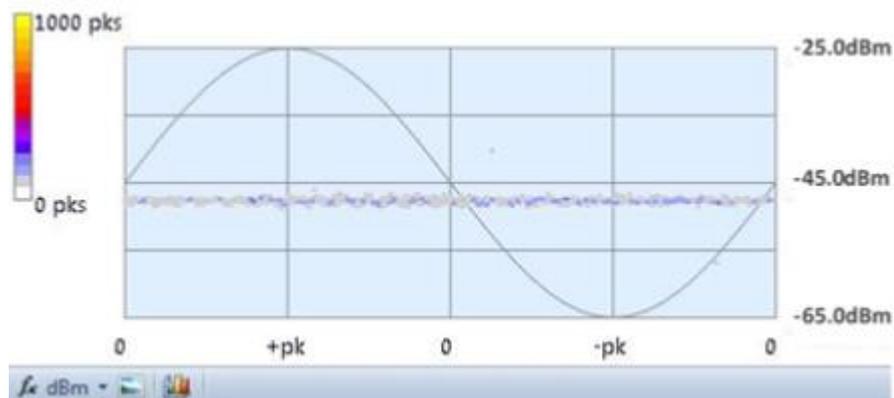


Bild 20: Rechteckimpuls (50 V) an Einschiebe Sensor B und gemessen an Einschiebe Sensor A

2.8 Vergleich und Zusammenfassung der Messergebnisse

Die Charakteristik der gemessenen Spektren, gemessen in Kap 2.6 und 2.7.1, haben eine hohe Übereinstimmung. Die jeweils nichtberücksichtigten Verstärkerfaktoren der Vorverstärker bzw. fehlender Kalibration ergeben einen nicht quantifizierten Unterschied der gemessenen Signalpegel. Die folgende Tabelle 5 zeigt den Mittelwert der oben gegebenen Spektren, vergleichbar zum CIGRE Vorschlag für Average Power (AP) in [23]. Es wurde dabei der Frequenzbereich von 300 bis 800 MHz für Spektrumanalysator und TE-Messsystem OMICRON verwendet. Beim TE-Monitoringsystem Qualitrol PDM wurde der AP im Frequenzbereich 300 MHz bis 1500 MHz verwendet. Beim Oszilloskop-Zeitsignal wurde zum einen der „Maximalwert“ abgelesen und in dBm umgerechnet und durch eine FFT das Zeitsignal in den Frequenzbereich überführt und dort ebenfalls der AP in den o.g. Frequenzbereichen (300 - 800 MHz^{*1}, 300 - 1500 MHz^{*2}) bestimmt.

Tabelle 5: Vergleich verschiedener Messmethoden

Einspeisung in Sensor 6 mit 50 V,	Sensor 8	Sensor 5	Sensor 1
Oszilloskop	2,5 mV = -39 dBm -79,8 dBm (*1) -83,4 dBm (*2)	7 mV = -30 dBm -73,4 dBm (*1) -77,9 dBm (*2)	20 mV = -21 dBm -68,5 dBm (*1) -65,9 dBm (*2)
Spektrumanalysator	-35 dBm	-30 dBm	-25 dBm
TE-Messsystem OMICRON	-89 dBm	-84,5 dBm	-76 dBm
Qualitrol DMS portables PDM	-57 dBm	-43 dBm	- 30 dBm

Die durchgeführten Durchkopplungsversuche zeigen, dass für die UHF TE-Diagnose an Leistungstransformatoren sowohl schmal- als auch breitbandige Systeme und sowohl Messgeräte im Zeitbereich als auch im Frequenzbereich einsetzbar sind. Für die Auswahl des geeignetsten Systems sind die Anforderungen der jeweiligen Anwendung zu beachten. Die quantitativen Ergebnisse sind in der Form vergleichbar, als dass alle Messsysteme eindeutig eine zunehmende Dämpfung mit zunehmenden Abstand zwischen Signalquelle und Messsensor anzeigen. Unterschiede in den Dämpfungen ergeben aus den verschiedenen Messprinzipien, welche hier unkalibriert verglichen werden. Unter anderem sind es die unterschiedlichen verwendeten Frequenzbereiche, die zu einer Abweichung in der Signalleistung AP führen, wie es am Beispiel des Oszilloskops gezeigt wird. Für eine zukünftige Vergleichbarkeit von UHF Messungen mit unterschiedlichem Equipment sollte deshalb ein fester Frequenzbereich festgelegt bzw. dokumentiert werden.

3 EMPFEHLUNGEN FÜR DIE PLATZIERUNG VON UHF SENSOREN AN LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

3.1 Gegenüberstellung Schiebesensoren und Fenstersensoren

Schiebesensoren für z.B. DN50 oder DN80 Flachkeilschieber (und auch andere Ölablassventile mit geradem Durchgang), siehe Bild 21, können zur Nachrüstung bei Transformatoren im Betrieb verwendet werden. Bei diesen Sensoren ist die Einschubtiefe entscheidend für die Empfindlichkeit. Die Positionierung der Ölventile und damit auch der Sensoren ist i.d.R. durch andere Gegebenheiten vorgegeben (meist ein Schieber zum Öleinlass im oberen Teil des Transformators, sowie ein Ölablass im unteren Teil vorhanden).



Bild 21: Schiebesensor für DN50 und DN80 Flachkeilschieber [24]

Diese Sensoren können zwar im Betrieb an den meisten Transformatoren nachgerüstet werden, sind allerdings durch den Einfluss des Ölventils auf die Sensorempfindlichkeit etwas weniger sensitiv als Fenstersensoren in den Kesselwänden. Dieser Einfluss äußert sich durch eine Resonanz im für UHF Messungen oft verwendeten Frequenzbereich von wenigen 100 MHz, siehe Bild 22.

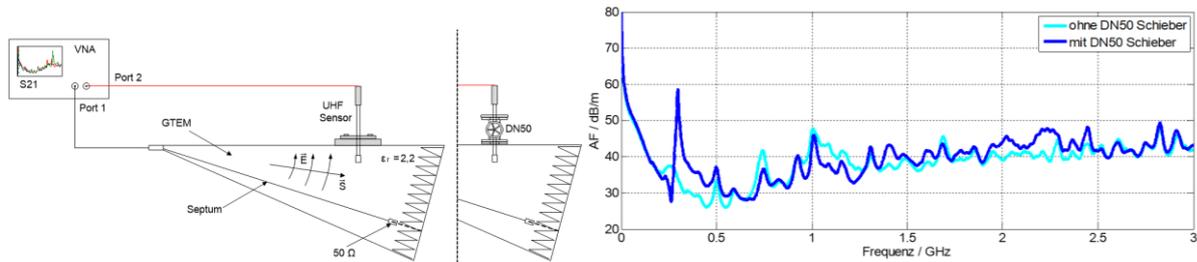


Bild 22: Links: Aufbau zur Vermessung der Sensorempfindlichkeit (ölgefüllte GTEM Zelle). Rechts: Vergleich von Schiebesensor direkt auf Zelle montiert und durch einen DN50 Flachkeilschieber auf Zelle montiert. [14]

Fenstersensoren, siehe Bild 23, können direkt durch ein dielektrisches Fenster in den Kessel von neuen Transformatoren integriert werden. Das dielektrische Fenster dient gleichzeitig als Durchgang für elektromagnetische TE-Signale zum UHF Sensor und als Ölsperre. Der Sensor kann so später ohne Ölhandlung getauscht werden.

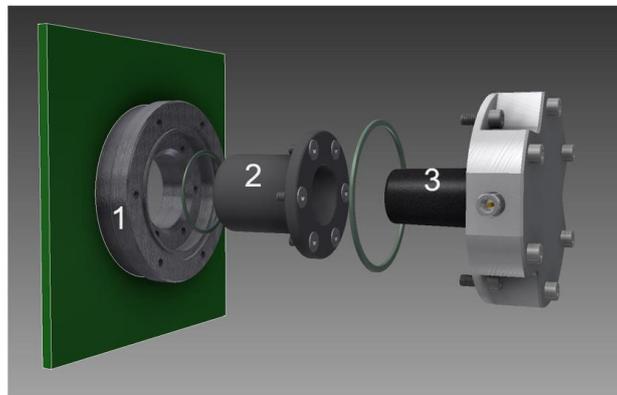


Bild 23: Fenstersensor entsprechend der Vorgabe der Cigré Broschüre TB 662 bestehend aus (1) Schweißring, (2) dielektrischem Fenster und (3) dem eigentlichen UHF Sensor. [24]

Bei neuen Transformatoren kann dieser Sensortyp frei am Kessel platziert werden. Außerdem hat er keinen negativen Einfluss auf die Empfindlichkeit durch das Rohrstück des Ölventils, wie beim Schiebesensor. In Bild 24 ist ein Vergleich der Sensorempfindlichkeit zwischen Schiebesensor (Drain Valve, hier ohne Einfluss des Ölventils) und Fenstersensor (Plate Sensor) zu sehen. Weiterhin wird noch ein kombinierter TE-Sensor (Combined PD Sensor) verglichen.

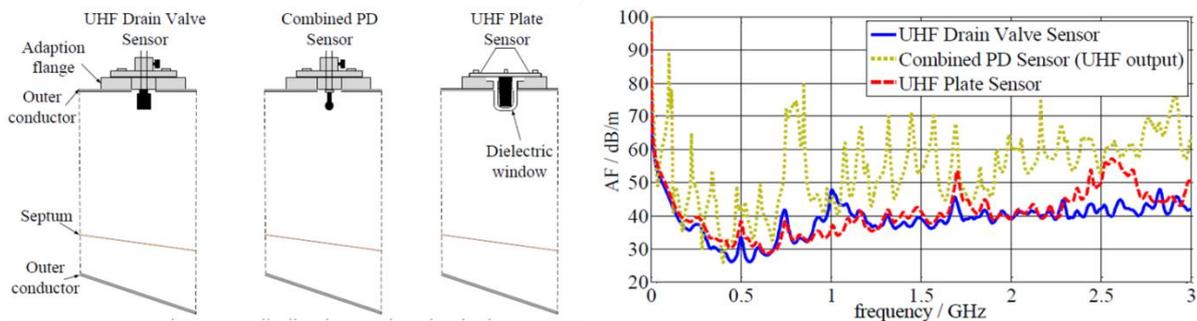


Bild 24: Vergleich der Sensitivität zwischen Schiebesensor und Fenstersensor. Beide Sensoren sind ähnlich empfindlich. Hier ohne den negativen Einfluss des Ölventils gezeigt. [17]

3.2 Einschubtiefe bei Schiebesensoren

Verschiedene UHF Performance Check Messungen an Transformatoren, wie in Bild 25 beispielhaft dargestellt, zeigen, dass Schiebesensoren, die sich noch im Rohrstücken des Ölventils befinden (Pos. 0-1) noch abgeschirmt sind gegen Signale aus dem Inneren des Transformators. Um eine ausreichende Empfindlichkeit zu erreichen, muss der Sensor bis ins Transformatorinnere ragen (Pos. 2). Weiteres

Einschieben (Pos. 3-6) erhöht die Empfindlichkeit nicht mehr wesentlich und kann zu Sicherheitsrisiken führen.

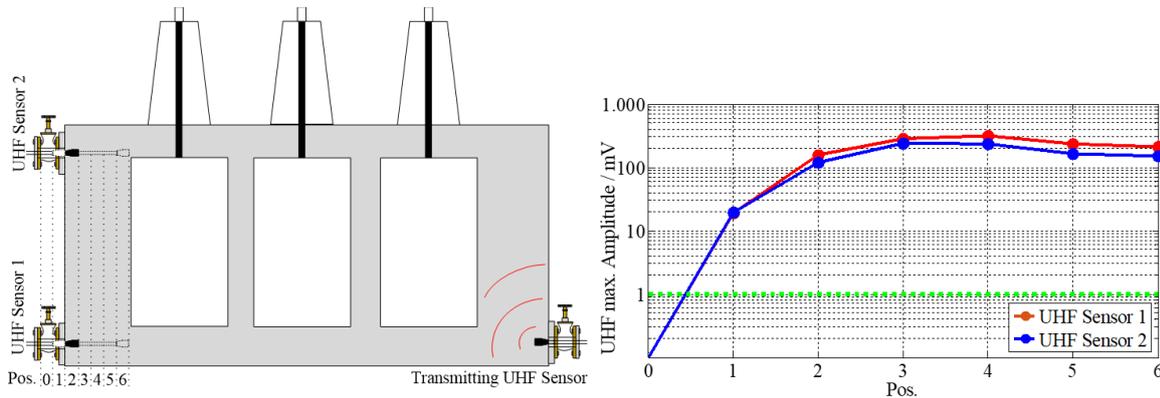


Bild 25: Abhängigkeit von der Einschubtiefe [17]

Die Abwägung zwischen Sicherheit und Empfindlichkeit führt zur allgemeinen Empfehlung von 5 cm Einschubtiefe für Schiebesensoren. Diese Eindringtiefe des Sensors wird auch bei den Fenstersensoren erreicht, die entsprechend der Konstruktionsvorgabe der Cigré Broschüre TB 662 [8] gefertigt sind.

3.3 Anzahl von UHF Sensoren

Um aussagekräftige und reproduzierbare UHF TE-Messungen zu erhalten, ist die Durchführung des in Kapitel 2.2 beschriebenen Performance Checks nötig. Daher sollten mindestens 2 UHF Sensoren in einem Transformatortank vorhanden sein. Die sich logisch dafür anbietenden Stirnseiten können unter Umständen Probleme verursachen, da sich in der Regel auf einer Seite der Stufenschalter befindet, der die Signalausbreitung wesentlich einschränken könnte. Weiterhin ist im Falle einer TE-Aktivität die Ortungsmöglichkeit der TE stark eingeschränkt.

Deswegen lautet die Empfehlung der Autoren, mindestens 4 UHF Sensoren im Kessel vorzusehen. Optional können bei größeren Transformatoren weitere Sensoren installiert werden, siehe Tabelle 6.

Tabelle 6: Empfehlung für die Anzahl von UHF Sensoren an Leistungstransformatoren

Minimalkonfiguration:	2 Stück (Minimum für Performance Check)
Empfohlene Standardkonfiguration:	4 Stück (Minimum für Ortung)
High-End Konfiguration:	6 - 8 Stück (Abhängig von Kesselgröße und Wichtigkeit des Transformators)

Wie die in Kapitel 2.8 gezeigten Ergebnisse zeigen, ist die zu erwartende Dämpfung der Signalausbreitung in Längsrichtung des Transformator-Kessels mit wenigen dB relativ gering. Das heißt, 4 Sensoren gemäß dem Vorschlag in Bild 26 positioniert, können in diesem Fall als ausreichend für eine hinreichend empfindliche UHF TE-Messung angesehen werden. Einschränkend fehlt die tatsächliche Bestätigung dieser Annahme durch die Messung interner „echter“ TE-Quellen von unterschiedlichen Fehlertypen.

3.4 Platzierung von UHF Sensoren

Die Anordnung der UHF-Sensoren sollte unter Berücksichtigung der Lage des oder der Aktivteile im Transformator-Kessel erfolgen. Dabei ist insbesondere auf den Stirnseiten des Kessels auf die Lage gegenüber nahen Rückschlussjochen und der Laststufenschalter zu achten, welche zu einer Abschirmung des Sensors und Absenkung der Empfindlichkeit führen können. Auf den Längsseiten des Transformators sind es z.B. die Verbindungsleitungen zum Stufenschalter, welche zu einer unerwünschten Abschirmung des Sensors führen können. Die Ausbreitungswege der elektromagnetischen Wellen einer TE in einem Transformator von der Quelle zum Sensor sind kompliziert und gewöhnlich auch mehrfach vorhanden. Dennoch kann als Faustregel angenommen werden, dass entlang einer direkten Verbindungslinie zwischen Aktivteil und UHF-Sensor eine höhere

Empfindlichkeit erreicht wird. Bei Transformatoren mit speziellen Ausleitungen (turret) muss im Besonderen darauf geachtet werden, dass eine empfindliche Auskopplung von UHF Signalen auch für diesen Transformatorteil gegeben ist [25], insbesondere, weil im Bereich der Ausleitungen erfahrungsgemäß oft TE auftreten.

Generell ist bei der Positionierung darauf zu achten, die Sensoren in ausreichendem Abstand zu Ecken und Kanten des Kessels zu positionieren, da diese sich negativ auf die Sensorempfindlichkeit auswirken. Außerdem ist zu vermeiden, dass interne metallische Teile wie Prallbleche den Sensorelektromagnetisch abschirmen. Eine gute Verteilung der UHF Sensoren auch für spätere Ortungszwecke ist beispielhaft in Bild 26 gezeigt.

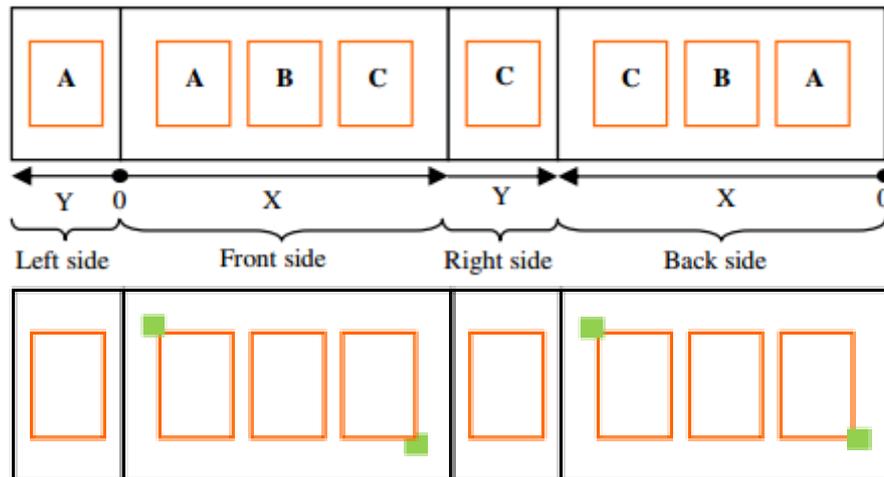


Bild 26: Ansicht Transformator als Faltbild mit 4 Positionen für UHF Sensoren [27]

Wie in Kapitel 3.1 gezeigt, bieten dabei die vorgestellten Fenstersensoren entscheidende Vorteile, wie eine reproduzierbare Empfindlichkeit unabhängig von möglichen Fehlbedienungen, über dem Frequenzbereich linearere Empfindlichkeit sowie einfacherer und sicherer Handhabung. Daher lautet die Empfehlung, diese Fenstersensoren bei Neutransformatoren zu verwenden und somit auch der CIGRE Empfehlung [8] zu folgen. Wenn keine Fenstersensoren beim neuen Trafo installiert werden sollen, ist es sinnvoll, dielektrische Fenster vorsehen, siehe CIGRE Empfehlung [7] [8]. Diese erlauben die kosteneffiziente spätere Nachrüstung von UHF Sensoren für Monitoring oder Diagnosezwecke (bspw. TE-Ortung).

4 ZUSAMMENFASSUNG

Die während einer Versuchsmessung an einem großen Leistungstransformator gewonnenen Erkenntnisse lassen den Schluss zu, dass UHF Signale mit verschiedenen Messsystemen empfindlich messbar sind. Im Versuch wurden die qualitativen Ergebnisse von Zeitbereichsmessungen per Oszilloskop, Frequenzbereichsmessungen per Spektrum Analysator, sowie von zwei kommerziellen TE-Mess-/Monitoring-Systemen verglichen. Die qualitativen Ergebnisse in Bezug auf die Empfindlichkeit verschiedener Sensoren und auf die Positionierung von Sensoren sind unabhängig von der Messmethode wie folgt zusammenfassbar:

- UHF Signale erfahren eine wegabhängige Dämpfung, die mit zunehmender Entfernung zunimmt.
- UHF Signalausbreitung im Trafo ist nicht symmetrisch, d.h. die Signalkopplung ist richtungsabhängig
- Im Bereich von 400 - 800 MHz ist eine vergleichbare Kopplung unabhängig von der verwendeten Impulsform der Einspeisung möglich (vergl. Stoßimpuls und Rechteckimpuls)
- Fenstersensoren haben gegenüber Schiebesensoren den Vorteil, dass die Eindringtiefe fest vorgegeben ist und die Reproduzierbarkeit gegeben ist und ferner der Frequenzverlauf linearer ist.

- Eine Minimalkonfiguration besteht aus mindestens 2 UHF Sensoren, um den Performance Check durchführen zu können
- Die empfohlene Standardkonfiguration besteht aus 4 Sensoren, um auch eine Ortung über UHF Sensoren zu unterstützen.
- Eine High-End-Variante kann bei sehr großen Kesseln und/oder kritischen Assets aus 6-8 Sensoren bestehen.
- Bei der Positionierung der UHF Sensoren ist auf ausreichenden Abstand (min. 25 cm) zu Ecken und Kanten des Kessels zu achten. Zu vermeiden ist, dass interne Prallbleche oder metallische Strukturen den Sensor elektromagnetisch abschirmen.

Die Vergleichbarkeit von verschiedenen Messmethoden wird Gegenstand weiterer Untersuchungen sein, um den Einfluss von Messergebnissen in Abhängigkeit des gewählten Frequenzbereiches, die Durchführung von schmal- oder breitbandigen Messungen zu untersuchen und zu quantifizieren. Generell sind die qualitativen Aussagen der verwendeten Messmethoden vergleichbar, so dass eine generelle quantitative Vergleichbarkeit (Kalibrierung) der Messmethoden möglich erscheint. Die UHF Signalübertragungseigenschaften werden sich vermutlich für verschiedene Transformatortypen und Kesselgrößen/Spannungsebenen deutlich unterscheiden, weshalb noch weitere experimentelle Arbeit erforderlich ist um allgemeinere und auch auf Transformatortypen spezifischere Aussagen treffen zu können.

LITERATUR

- [1] CIGRE WG A2.37, „Transformer Reliability Survey“, *Technical Brochure 642*.
- [2] J. Fuhr, „Procedure of Identification and Localization of Dangerous PD Sources in Power Transformers,“ in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 12, No. 5*, 2005.
- [3] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60270 High Voltage Test Techniques – Partial Discharge Measurements,“ Geneva, Switzerland, 2000.
- [4] S. Coenen, *Measurements of Partial Discharges in Power Transformers using Electromagnetic Signals*, Stuttgart, Germany: Books on Demand GmbH, ISBN 978-3-84821-936-0, 2012.
- [5] S. Coenen, A. Müller, M. Beltle and S. Kornhuber, „UHF and acoustic Partial Discharge Localisation in Power Transformers,“ in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Hannover, Germany, 2011.
- [6] CIGRE TF 15/33.03.05, „PD Detection Systems for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method,“ *International Council on Large Electric Systems, Electra No. 183*, 1999.
- [7] CIGRE WG A2.27, „Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers,“ in *Technical Brochure 343*.
- [8] CIGRE WG D1-37, „Guidelines for partial discharge detection using conventional and unconventional methods“, *Technical Brochure 662*“.
- [9] S. Tenbohlen, A. Pfeffer, S. Coenen, „On-site Experiences with Multi-Terminal IEC PD Measurements, UHF PD Measurements and Acoustic PD Localisation,“ in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, San Diego, California, USA, Paper No. 095, 2010.
- [10] CIGRE WG D 1.33, „Guidelines for Unconventional Partial Discharge Measurements,“ *International Council on Large Electric Systems*, Paris, France, 2010.
- [11] M. D. Judd, „Power Transformer Monitoring Using UHF Sensors: Installation and Testing,“ in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Anaheim, USA, 2000.
- [12] S. Tenbohlen, M. Siegel, M. Beltle, M. Reuter, „Suitability of Ultra High Frequency Partial Discharge Measurement for Quality Assurance and Testing of Power Transformers,“ in *CIGRE SC A2 & C4 Joint Colloquium*, Zürich, Switzerland, 2013.
- [13] D. Gautschi, T. Weiers, G. Buchs, S. Wyss, „Ultra high frequency (UHF) partial discharge

- detection for power transformers: Sensitivity check on 800 MVA power transformers and field experience with online monitoring”, *Cigré Session 2012*, Paris, A2-115
- [14] S. Coenen, M. Siegel, G. Luna, S. Tenbohlen, „Parameters influencing Partial Discharge Measurements and their Impact on Diagnosis, Monitoring and Acceptance Tests of Power Transformers,“ in *Cigré Session*, Paris, 2016.
- [15] S. Neuhold, H.R. Benedickter, M.L. Schmatz, „A 300 V Mercury Switch Pulse Generator with 70 Psec Risetime for Investigation of UHF PD Signal Transmission in GIS,“ in *High Voltage Engineering Symposium*, London, 1999.
- [16] M. Siegel, S. Tenbohlen, S. Coenen, B. Dolata, G. Luna, S. Louise, „Practical Sensitivity of online UHF PD Monitoring on Large Power Transformers,“ in *CIGRE SC A2 COLLOQUIUM*, China, 2015.
- [17] M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen, S. Coenen, „Application of UHF Sensors for PD Measurement at Power Transformers,“ *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, pp. 331-339, issue 24-1 2017.
- [18] S. D. Mitchell, M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen, „Discrimination of partial discharge sources in the UHF domain,“ *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, pp. 1068-1075, issue 23-2 2016.
- [19] S. M. Hoek, S. M. Neuhold, „Tuned Medium-Band UHF PD Measurement Method for GIS,“ in *Cigré Session*, Paris, 2012.
- [20] CIGRE WG D1.03, „risk assessment on defects in GIS based on PD diagnostics,“ in *Technical Brochure 525*, 2013.
- [21] S. M. Hoek, A. Kraetge, O. Kesser, D. Brazier „Practical Experiences with UHF PD Measurements on Power Transformer and GIS“ *Euro TechCon*, Glasgow, 2013
- [22] S. M. Hoek, S. Körber, M. Krüger, A. Kraetge, K. Rethmeier „Experiences with the Acoustic Localization of Partial Discharge in Liquid-Immersed Power and Distribution Transformer with help of UHF measurement technology“, *HIGHVOLT Symposium*, Dresden, 2015
- [23] CIGRE WG D1.25, „HF Partial Discharge Detection System for GIS: Application Guide for Sensitivity Verification,“ in *Technical Brochure 654*, 2016.
- [24] M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen, „TE-Monitoring von Leistungstransformatoren mittels UHF Sensoren,“ in *VDE-Hochspannungstechnik*, Berlin, 2016.
- [25] S. M. Hoek, A. Kraetge, M. Krüger, S. Körber, „Application of the UHF technology to detect and locate partial discharges in liquid immersed transformer,“ in *Cigré Session*, Paris, 2014.
- [26] B.G. Stewart, M.D. Judd, A.J. Reid, R.A. Fouracre, „Suggestions to augment the IEC 60270 partial discharge standard in relation to radiated electromagnetic“, IEEE, 2007, DOI: 10.1109/EEIC.2007.4562614
- [27] R. Lebreton, G. Luna, S. Louise, „Detection and localization of partial discharges in power transformers using four or more UHF sensors”, International Conference on Condition Monitoring, Diagnosis and Maintenance – CMDM, 2013

Vorort-Teilentladungsmessungen an Gießharztransformatoren für Windpark- und Industrieanwendungen

Frank Busse
IPH Berlin GmbH
busse@iph.de
Deutschland

Andreas Thiede
HIGHVOLT
Prüftechnik Dresden
GmbH
thiede@highvolt.de
Deutschland

Robert Nowak
HIGHVOLT
Prüftechnik Dresden
GmbH
nowak@highvolt.de
Deutschland

Martin Brüggemann
IPH Berlin GmbH
brueggemann@iph.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Die Zustandsanalyse von Gießharztransformatoren ist ein wichtiger Aspekt für die gesicherte Verfügbarkeit des Betriebsmittels, dies gilt insbesondere für Transformatoren in Windenergieanlagen wegen der hohen Kosten im Falle eines Schadens und/oder Ausfalls und der geforderten hohen Verfügbarkeit sowie für strategisch wichtige Transformatoren im Industrieinsatz.

Es werden die normativen Voraussetzungen für eine Vorort-Teilentladungsmessung hergeleitet und erläutert.

Die Prüfquelle für induzierte Spannungsprüfung WV 18-18/1,4 wird vorgestellt, mit deren Einsatz diese Messungen durch ihren modularen Aufbau an Transformatoren bis zu einer Leistungsgröße von 8000 kVA durchgeführt werden können.

Anhand von Fallbeispielen werden die unterschiedlichen Aspekte für die Durchführung solcher Vorort-Teilentladungsmessungen erläutert.

1 EINLEITUNG

Bei Fehleranalysen und bei Schadensbegutachtungen ist neben der Fragestellung zur Ursache des Ausfalls die Frage nach dem Zustand der weiteren sich noch im Betrieb befindlichen Transformatoren zu beantworten.

Hier geben die üblichen zur Verfügung stehenden Vorort-Diagnoseverfahren besonders für Verteil- / Gießharztransformatoren nur wenig bis kein Indiz zur Beantwortung dieser Fragestellung.

Besonders in Off- und On-Shore-Windparks ist die Beantwortung der Frage zum Zustand der nicht vom Fehler / Ausfall betroffenen Transformatoren eine wenn nicht sogar die entscheidende Aufgabenstellung, da jede Betriebsunterbrechung sowie jede Montage- Austauschaktion mit immensen Kosten verbunden ist.

Zusätzlich werden häufig Fragen zur Lebenserwartung von jahrelang im Betrieb befindlichen Transformatoren gestellt, die an strategisch wichtigen Standorten betrieben werden. Auch hier ist mittels der üblichen Vorort-Diagnoseverfahren nur bedingt eine Aussage zu treffen.

Häufig wird dann empfohlen den Transformator in einem Prüffeld zusätzlichen Prüfungen zu unterziehen, wobei die Teilentladungsmessung während einer induzierten Wechselspannungsprüfung hier neben der qualitativen auch eine quantitative Aussage liefert.

Es ergibt sich eine nicht unerhebliche Kosten- und Zeitersparnis, wenn diese Untersuchung Vorort vorgenommen werden kann.

2 TEILENTLADUNGSMESSUNGEN AN GIEßHARZTRANSFORMATOREN UND VERTEILTRANSFORMATOREN

2.1 Grundlagen in den DIN EN Standards / IEC Standards

Die Teilentladungsmessung ist an Gießharztransformatoren mit $U_m \geq 3,6$ kV gemäß DIN EN 60076-11 Abschnitt 22 [1] eine Stückprüfung.

Hierbei werden die Teilentladungen bei einer Leiter-Leiter-Spannung von $1,3 U_r$ für 3 Minuten gemessen und bewertet.



Bild 1: Spannungsverlauf bei der Teilentladungs-Stückprüfung [1]

Die Prüfung ist bestanden, wenn der höchste Teilentladungspegel 10 pC nicht überschreitet.

Diese Prüfung liefert neben der qualitativen auch eine quantitative Aussage, die für spätere Bewertungen herangezogen werden kann.

Als Vorgängernorm war hier die DIN EN 60726 [2] gültig, in der seit Mitte der 80'ger Jahre die Teilentladungsmessung als Stückprüfung vorgeschrieben wurde, davor war die Teilentladungsmessung als Sonderprüfung definiert.

Eine Besonderheit stellt die Familie der Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen dar.

In der Einleitung der DIN EN 60076-16 [3] heißt es:

„ Die Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen sind in der gegenwärtigen Liste der Normenreihe IEC 60076 nicht enthalten.

Ziel dieser Norm ist es, dazu beizutragen, den gleichen Grad der Zuverlässigkeit zu erreichen, wie für Transformatoren in üblichen Anwendungen. ...“[3].

Ein wesentlicher Grund für die Erstellung der Norm war die überdurchschnittlich hohe Ausfallrate der Transformatoren für diese Anwendung beim Kunden.

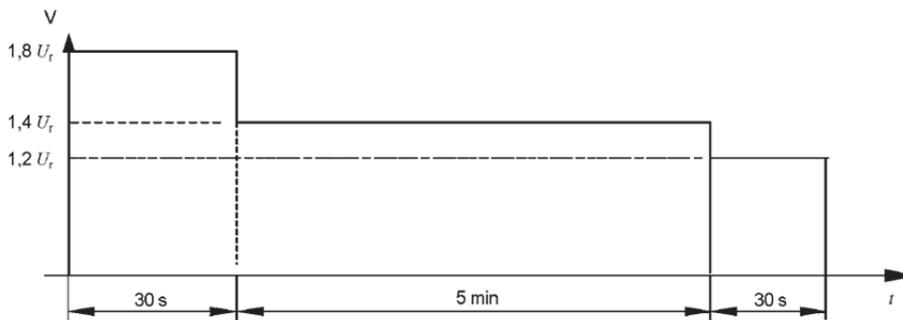
Bei dieser Anwendungsform sind u.a. besondere, in der Regel höhere Isolationspegel der Bemessungs-Steh-Blitzstoßspannung gemäß DIN EN 60076-16 [3] Tabelle 1 als bei den „normalen“ Transformatoren gemäß DIN EN 60076-3 [4] Tabelle 2 und/oder gemäß DIN EN 60076-11 [1] Tabelle 3 angegeben.

Zu den Stückprüfungen werden in der DIN EN 60076-16 [3] unter dem Punkt 7.2 folgende Aussagen getätigt:

„Es gelten die in IEC 60076-1 für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren und in IEC 60076-11 für Trockentransformatoren beschriebenen Prüfungen.“ [3]

„ANMERKUNG: Stoßspannungsprüfungen und Teilentladungsmessungen für flüssigkeitsgefüllte Transformatoren können als Stückprüfung zwischen Hersteller und Kunde im Angebotsstadium vereinbart werden. Siehe IEC 60076-13 zur Beschreibung des Prüfzyklus für Teilentladungsmessung von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren.“[3]

In der DIN EN 60076-13 [5] werden unter Punkt 12.1 der Prüfzyklus und Akzeptanzkriterien wie folgt definiert:



Akzeptanzkriterien: 50 pC bei 1,2 pC U_r ; 100 pC bei 1,4 U_r mit U_r = Bemessungsspannung

Bild 2: Prüfzyklus für Teilentladungsmessungen [5]

In der DIN EN60076-3 [4] wird unter Punkt 8 „Spannungsprüfung an Transformatoren, die bereits in Betrieb waren“ u.a. folgende Bedingung definiert: „... Als allgemeiner Richtwert gilt, ... ein Prüfpegel von 80% als ausreichend für die Überprüfung der Eignung gebrauchter Teile ... für den weiteren Einsatz ...“ [4].

In der Vorgängernorm DIN EN60076-3 [6] wurde unter Punkt 9 „Wiederholung von Spannungsprüfungen“ wurde eine ähnliche Bedingung definiert: „Bei Transformatoren, die bereits in Betrieb waren ...müssen Spannungsprüfungen ... bei einem Prüfspannungspegel von 80% der ursprünglichen Werte wiederholt werden ...“ [6].

Hieraus lässt sich für Transformatoren, die bereits in Betrieb waren herleiten, dass diese eine induzierte Stehwechselfspannungsprüfung von 80% des Prüfpegels $2U_r \rightarrow 1,6 U_r$ bestehen müssen.

2.2 Vorortprüfung an Gießharztransformatoren und Verteiltransformatoren

Die Bewertung des Zustands von Transformatoren die sich bereits in Betrieb befinden / befunden haben ist für den Betreiber von hoher Bedeutung; umso mehr, wenn er durch äußere Umstände wie

- Schadensfälle
- Auffälligkeiten bei Wartungen und/oder im Betrieb
- Alter der Transformatoren
- Versicherungsvorgaben
- und Ähnliches

zu Fragen der Betriebssicherheit Stellung nehmen muss.

2.2.1 Prüfung an Gießharztransformatoren

Besonders bei Gießharztransformatoren ist man mit den üblichen diagnostischen Methoden, in der Regel Sichtprüfung, Widerstandsmessung und ggf. Messung der Übersetzung schnell am Ende mit einer verlässlichen Aussage.

Für tiefergehende Bewertungen wird häufig empfohlen, den Transformator im Prüffeld weitergehend zu untersuchen.

Im ersten Ansatz wird dann empfohlen, eine Teilentladungsmessung vorzunehmen um den dielektrischen Zustand des Transformators bewerten zu können.

Wenn diese Messungen Vorort vorgenommen werden können, ist dies in der Regel kostengünstiger und schneller zu realisieren, als in einem Prüffeld.

Außerdem wird der Transformator in diesem Fall nicht zusätzlichen (gefährdenden) Einflüssen, wie sie beim Umsetzen und /oder Transport entstehen können, ausgesetzt.

Der Transformator muss für die Messung lediglich freigeschaltet und abgeklemmt werden.

Die Unterspannung der meisten Gießharztransformatoren für Industrie- oder Windenergieanlagenanwendung liegt im Bereich 400-420V oder 690 V.

Es wird also eine Spannungsquelle benötigt, mit der stufenlos regelbar eine Prüfspannung von bis zu 1400 V bei einer Frequenz von 100-200 Hz erzeugt werden kann, um die Prüfung durchführen zu können.

Eine weitere Voraussetzung ist ein TE-freier Messaufbau sowie eine Messumgebung, die diese Messung ermöglicht.

Die Messung wird dann in Anlehnung an die DIN EN 60076-11[1] durchgeführt, wobei anstelle der ersten Spannungsstufe $1,6 U_r$ für 30s induziert wird.

Vorgehensweise während der Messung:

- kontinuierliche Teilentladungsmessung während des gesamten Messzyklus
- stufenweise Spannungssteigerung bis zur Nennspannung U_r
 - wenn keine Teilentladungen auftreten (Kriterium gemäß DIN EN 60076-11[1] Abschnitt 22.5 Teilentladungspegel $< 10 \text{ pC}$) → **Fortführung der Messung**
 - wenn Teilentladungen auftreten → **Abbruch der Messung**
- stufenweise Spannungssteigerung bis $1,3 U_r$
 - wenn keine Teilentladungen auftreten (Kriterium gemäß DIN EN 60076-11[1] Abschnitt 22.5 Teilentladungspegel $< 10 \text{ pC}$) → **Fortführung der Messung**
 - wenn Teilentladungen auftreten → **Abbruch der Messung**
- Spannungssteigerung bis $1,6 U_r$ (bzw. $1,8 U_r$ bei Neutransformatoren) und Durchführung der Messung wie in Bild 1 beschrieben

- Kriterium für die Bewertung der Messergebnisse bei 3 Minuten $1,3 U_r$ gemäß DIN EN 60076-11[1] Abschnitt 22.5 Teilentladungspegel $< 10 \text{ pC}$

Bei auftretenden Teilentladungen muss eine Bewertung und ggf. Analyse der Ursache erfolgen:

- visuelle Befundung
- Auswertung von Pattern
- 3PARD – *3-phase amplitude relation diagram* Untersuchung

Als Ergebnis erhält der Auftraggeber ein Prüfprotokoll und/oder Technisches Gutachten mit der Dokumentation der Messung und Empfehlungen für den weiteren Betrieb.

2.2.2 Prüfung an flüssigkeitsgefüllten Verteiltransformatoren

Bei flüssigkeitsgefüllten Verteiltransformatoren wird ähnlich vorgegangen wie bei den Gießharztransformatoren.

Die Messung wird dann in Anlehnung an die DIN EN 60076-13[5] durchgeführt, wobei anstelle der ersten Spannungsstufe $1,6 U_r$ für 30s induziert wird.

Vorgehensweise während der Messung:

- kontinuierliche Teilentladungsmessung während des gesamten Messzyklus
- stufenweise Spannungssteigerung bis zur Nennspannung U_r
 - wenn keine Teilentladungen auftreten (Kriterium in Anlehnung an DIN EN 60076-13 [5] Teilentladungspegel $< 50 \text{ pC}$) → **Fortführung der Messung**
 - wenn Teilentladungen auftreten → **Abbruch der Messung**
- Spannungssteigerung bis $1,4 U_r$
 - wenn keine Teilentladungen auftreten (Kriterium in Anlehnung an DIN EN 60076-13 [5] Teilentladungspegel $< 100 \text{ pC}$) → Fortführung der Messung
 - wenn Teilentladungen auftreten → Abbruch der Messung
- Spannungssteigerung bis $1,6 U_r$ (bzw. $1,8 U_r$ bei Neutransformatoren) und Durchführung der Messung wie in Bild 2 beschrieben
- Kriterium für die Bewertung der Messergebnisse bei 5 Minuten $1,4 U_r$ in Anlehnung an DIN EN 60076-13 [5] Teilentladungspegel $< 100 \text{ pC}$
- Kriterium für die Bewertung der Messergebnisse bei 30 Sekunden $1,2 U_r$ in Anlehnung an DIN EN 60076-13 [5] Teilentladungspegel $< 50 \text{ pC}$

Achtung: Gemäß DIN EN 60076-3 [4] ist die Teilentladungsmessung an Transformatoren mit $U_m < 72,5 \text{ kV}$ nur eine Sonderprüfung.
Es ist für die Bewertung, wenn vorhanden, die Referenzmessung der Werksprüfung zu verwenden.
Wenn keine Referenzmessung verfügbar ist, kann in Abstimmung mit dem Kunden wie oben beschrieben verfahren werden.
Wenn möglich sind baugleiche Transformatoren miteinander zu vergleichen.

Bei auftretenden Teilentladungen muss eine Bewertung und ggf. Analyse der Ursache erfolgen:

- visuelle Befundung
- Auswertung von Pattern
- 3PARD – *3-phase amplitude relation diagram* Untersuchung

Als Ergebnis erhält der Auftraggeber ein Prüfprotokoll und/oder Technisches Gutachten mit der Dokumentation der Messung und Empfehlungen für den weiteren Betrieb.

2.3 Prinzipieller Messaufbau

In der Vergangenheit wurden diese Diagnosemessungen durch die IPH Berlin GmbH mittels eines Motor-Generatorsatzes (100 Hz) als Spannungsquelle durchgeführt.

Die Spannungsversorgung für den Motor-Generator-Satz erfolgt über eine 3 phasige 420 V Netzeinspeisung oder ein 3 phasiges 420 V Stromaggregat.

Der Anschluss zum Prüfobjekt erfolgt auf der Unterspannungsseite des Transformators mit 1 kV Einzeladern.

Der Teilentladungsmesskreis besteht aus Koppelkondensatoren (C_K), Messimpedanzen (Z_{mi}) und TE-Stationen (MPD).

Das Messsystem wird überspannungsseitig 3-phasig mit dem Transformator verbunden.

Die Verbindung der TE-Messtechnik zum Messrechner erfolgte über LWL.

Der schematische Prüfaufbau ist im Bild 3 dargestellt (ohne Anpasstransformator).

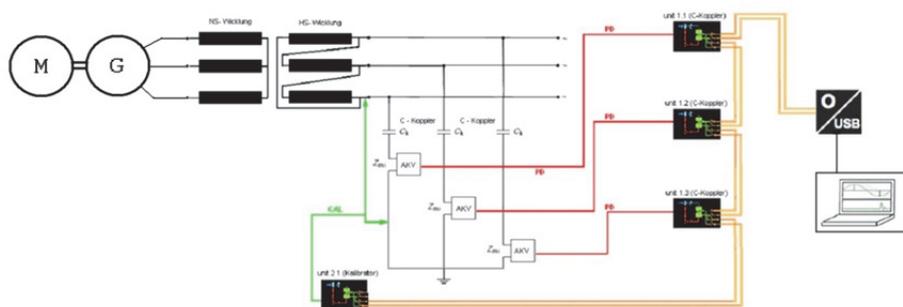


Bild 3: Prüfaufbau (schematisch)

Aufgrund einer verstärkten Nachfrage von Diagnosemessungen besonders für den Bereich Windenergieanlagen On-Shore und besonders bei Off-Shore Einsätzen ist diese Konstellation mittels Motor-Generatorsatz nicht mehr praktikabel.

IPH Berlin GmbH hat mit der HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH ein Konzept entwickelt, wie diese Prüfungen mittels einer mobilen, modular aufgebauten Spannungsquelle anstelle des Motor-Generatorsatzes durchgeführt werden können.

Die HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH hat für die IPH Berlin GmbH diese Prüfquelle für induzierte Spannungsprüfung (WV 18-18/1,4) entwickelt und 2016 geliefert.

Mittels dieser Prüfquelle können Prüfungen/Messungen per Hand oder automatisch abgefahren werden.

Der Prüfaufbau bleibt gleich, es wird nur die Prüfquelle anstelle des Motor-Generatorsatzes verwendet.

2.4 Prüfquelle für induzierte Spannungsprüfung (WV 18-18/1,4)

Das Design der Prüfquelle ist so ausgelegt, dass sie den harten Anforderungen eines Vor-Ort Einsatzes gerecht wird und trotzdem noch mobil und unter geringen Platzverhältnissen einsetzbar ist. Umweltbedingungen wie z.B. Nässe und Erschütterungen beim Transport flossen in das Gesamtkonzept ein. Aus diesem Grund besteht die Prüfquelle aus vier robusten und wasserdichten Boxen, in Form von Rollkoffern, mit einem Gewicht von weniger als 75 kg. Die maximalen Abmessungen der Boxen sind entsprechend den baulichen Eigenschaften einer Windkraftanlage ausgelegt. Bild 4 zeigt die aufgebaute Prüfquelle vor einem Gießharztransformator. Die vierte Box (nicht im Bild zu sehen) dient dem Transport des Kabelsatzes zum Verbinden der Transportboxen.



Bild 4: Prüfquelle in drei Boxen (von links: Box 1 – Box 2 – Box 3)

Entsprechend den Anforderungen an die Prüfquelle war von Anfang an klar, dass anstelle eines Motor-Generatorsatzes mit großer Masse und rotierenden mechanischen Teilen ein statischer Frequenzumrichter verwendet werden soll. Die Ausgangsleistung der Prüfquelle wurde für die induzierte Spannungsprüfung von Verteiltransformatoren von bis zu 8 MVA dimensioniert, diese beträgt bei voller Ausgangsspannung 18 kVA. Im Inneren der größten Transporteinheit (Box 1) befindet sich der statische Frequenzumrichter mit Schützen, Eingangsfiler, B6-Gleichrichter und die erste Sinusfilterstufe (Bild 5). Weiterer Bestandteil von Box 1 ist der Regel- und Steuercomputer des statischen Frequenzumrichters und das Bedienpanel der Prüfquelle. Über das Bedienpanel wird die komplette Prüfquelle per Touchscreen gesteuert. Für die Prüfung von Transformatoren besitzt die Prüfquelle einen Automatikmodus, in dem der eingestellte Spannungsverlauf abgefahren werden kann (Bild 1). Ferner gibt es den manuellen Betrieb in dem die Prüfspannung per Eingabe während der Prüfung variiert werden kann.

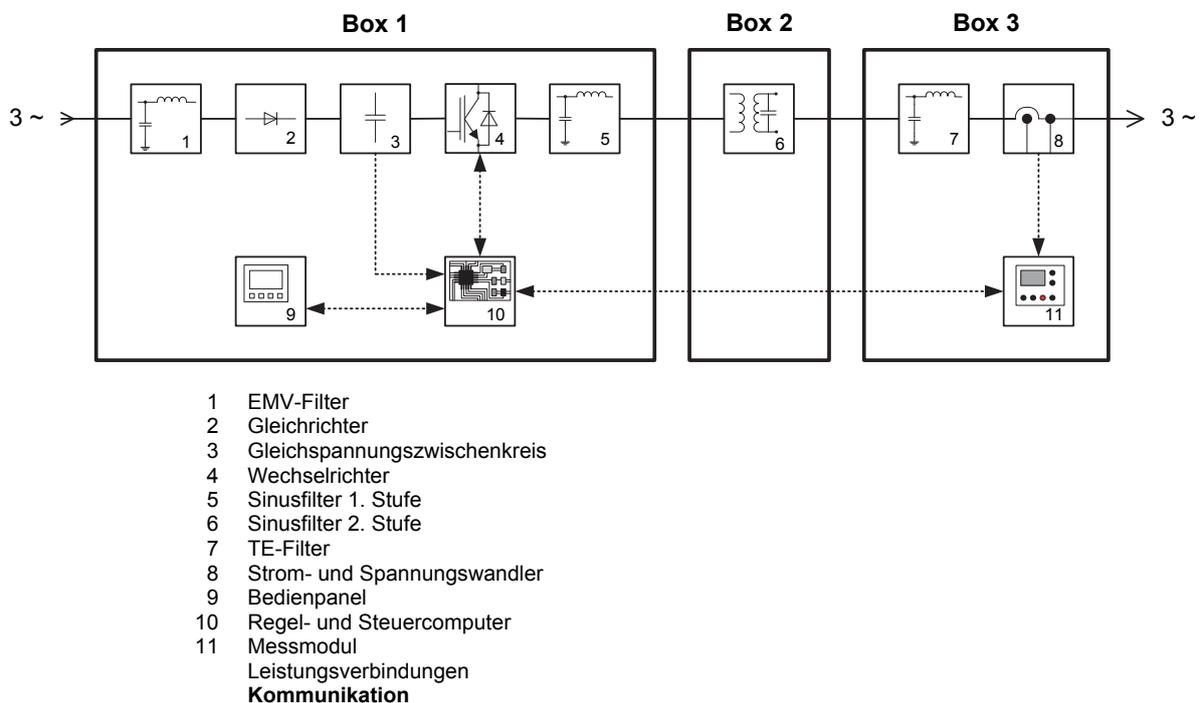


Bild 5: Vereinfachtes Blockschaltbild der Prüfquelle

Die interne Topologie des statischen Frequenzumrichters, basierend auf einem 3L-NPC-IGBT-VSC, zeigt das Bild 6. Durch die Ansteuerung der IGBT-Gate-Signale mit einer Sinus-Dreieck-Modulation lässt sich die Ausgangsspannung bei niedrigen THD sehr genau einstellen. Durch die 3-Level-Topologie ist der Spannungshub am Ausgang des Frequenzumrichters nur halb so groß wie die gesamte Zwischenkreisspannung, was die Störemissionen deutlich verringert.

Der angeschlossene LC-Sinusfilter glättet die von den IGBTs gepulste Ausgangsspannung. Lediglich die 200 Hz Grundfrequenz kann den Sinusfilter passieren. Hochfrequenzanteile, die durch das Schalten der IGBTs entstehen, werden abgeleitet.

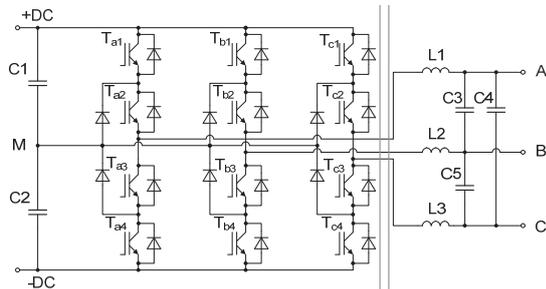


Bild 6: 3L-NPC Frequenzumrichter Topologie mit Sinusfilter

Um aus der Umrichterausgangsspannung Prüfspannungen von bis zu 1380 V zu erzeugen, kommt der Anpasstransformator in Box 2 zum Einsatz. Der Anpasstransformator besitzt zwei Anzapfungen, die mit Hilfe von Schützen automatisch über das Bedienpanel angewählt werden können. Der Anpasstransformator besitzt eine Anzapfung für einen Spannungsbereich von 0...800 V und eine für 0...1380 V. Somit lassen sich die doppelten Nennspannungen von 400 V und 690 V Transformatoren erzeugen. Eine temperaturgesteuerte aktive Belüftung des Transformators führt zu einer deutlichen Gewichtsreduktion von Box 2.

Die dritte Box enthält einen speziellen Filter, der seine optimale Dämpfung im Bereich der Teilentladungsdiagnose entfaltet. Dieser beseitigt verbliebene EMV-Störungen des statischen Frequenzumrichters, um eine optimale Teilentladungsdiagnose am Prüfobjekt zu gewährleisten.

Weiterer Bestandteil von Box 3 sind die Sensoren für die Spannungs- und Strommessung, sowie die zugehörige Messeinheit. Die aufgenommenen Messwerte werden auf dem Bedienpanel visualisiert und sind gleichzeitig Information für den Regel- und Steuercomputer über den Istwert für die Ausgangsspannungsregelung.

Die drei Boxen werden mit den Leistungs- und Steuerkabeln aus der vierten Box verbunden. Der Kabelsatz beinhaltet Verbindungskabel in zwei unterschiedlichen Längen. Damit können auch längere Entfernungen zwischen den Boxen überbrückt werden.

Ein richtiges Erdungskonzept, um Teilentladungsstörungen zu unterdrücken, die durch Erdschleifen entstehen, ist Grundvoraussetzung für eine Prüfung. Deswegen müssen die Boxen der Prüfquelle mit einer zusätzlichen Kupferfolie verbunden werden. In diese Linienstruktur werden auch der Prüfling und die TE-Messtechnik eingebunden. Bei mehreren Feldversuchen konnte unter diesen Bedingungen ein Teilentladungsstörpegel vom Umrichter von 2...7 pC bestätigt werden. Somit sind Teilentladungsmessungen an Gießharztransformatoren möglich.

Die Firmware des Steuer- und Regelcomputers umfasst eine Vielzahl an Schutzfunktionen und kann Fehler bei der Prüfung, wie Überstrom, Überspannung sowie Übertemperaturen der IGBTs, des Anpasstransformators und der Filterdrosseln mit einer Reaktionszeit von weniger als 100 μ s detektieren. Fehler dieser Art führen zu einem kontrollierten Abschalten der Prüfquelle, was Schäden am Prüfling und an der Hardware vermeiden soll.

2.5 Fallbeispiele

2.5.1 Messungen in einem Windpark in der Türkei

In einem Windpark (14 Anlagen) im Südosten der Türkei (Bild 7, Bild 8) sind mehrere Transformatoren nach 2-3 jährigem Betrieb ausgefallen und ersetzt worden.

Die 2800 kVA Transformatoren (690V/20 kV) sind im Turmfuß der Windenergieanlage in einem Gehäuse eingebaut.

Aufgrund der Ausfälle erwartete der Betreiber eine Bewertung der Transformatoren im Windpark.

Während der Messkampagne (2012) wurden alle 14 Transformatoren der Windenergieanlagen sowie ein Reservetransformator gemessen.



Bild 7: Windpark



Bild 8: Aufbaustandort

Die Spannungsversorgung für die Prüfung erfolgte mittels eines Motor-Generator-Satzes (Bild 9) über einen zwischengeschalteten Anpasstransformator (Bild 10) zum ca. 25m entfernten Prüfobjekt im Turmfuß.



Bild 9: Motor-Generator-Satz



Bild 10: Anpasstransformator

Der prinzipielle Aufbau wurde wie in Bild 3 beschrieben vorgenommen.

Da der Transformator im Gehäuse eingebaut ist, musste der Transformator über drei vorher TE-frei geprüfte Mittelspannungskabel mit den Koppelkondensatoren verbunden werden (Bild 11, Bild 12).



Bild 11: Prüfaufbau



Bild 12: Prüfaufbau

Die meisten Transformatoren waren TE-behaftet.

Beispiel Bild 13 → TE-Bild in der Phase W bei Nennspannung
 Auswertung der Messung mittels 3PARD
 Bild 14 → TE-Pattern eines Clusters in der Phase W

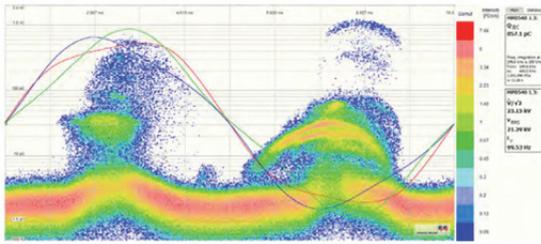


Bild 13: TE Bild Phase W

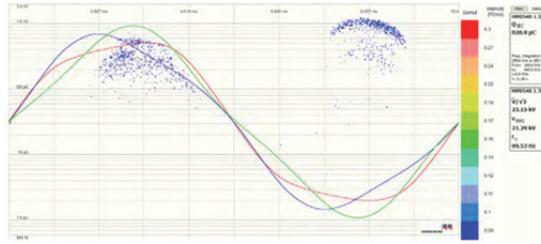


Bild 14: TE-Pattern eines Clusters

Die Messumgebung erlaubte aber Messungen wie unter Laborbedingungen (Grundstörspegel < 1pC), wie beispielhaft im Bild 15 gezeigt → TE Bild der Phase W bei 1,3 U_r während der 3 minütigen Bewertung eines Transformators ohne Befund.

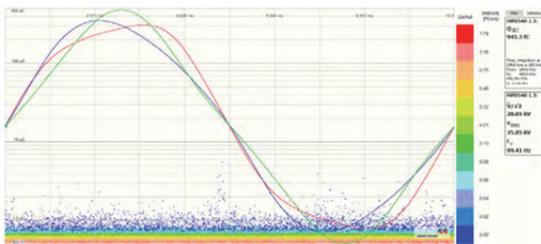


Bild 15: TE Bild Phase W

Im Ergebnis der Messkampagne wurde dem Betreiber empfohlen die TE-behafteten Transformatoren zu ersetzen.

2.5.2 Vorbereitende Messungen für einen Off-Shore Einsatz

Für eine geplanten Off-Shore Messkampagne wurden gemeinsam mit SENVION und der HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH orientierende Messungen im Prüffeld des SENVION-Standorts Bremerhaven vorgenommen, um den praktikablen Einsatz zu demonstrieren.

Die Messung wurde wie später Off-Schore geplant durchgeführt.

Der Messaufbau (schematisch Bild 16, real Bild 17) wurde anstelle des Motor-Generator-Satzes mit der WV 18-18/1,4 realisiert, da der Einsatz sonst nicht praktikabel ist.

Da der Transformator auch hier im Gehäuse eingebaut ist, musste der Transformator über drei vorher TE-frei geprüfte Mittelspannungskabel mit den Koppelkondensatoren verbunden werden (Bild 18).

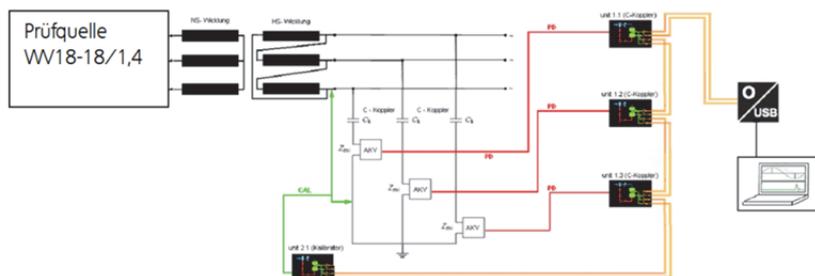


Bild 16: Prüfaufbau (schematisch)



Bild 17: Prüfaufbau



Bild 18: Prüfaufbau

Hier konnte zweifelsfrei gezeigt werden, dass eine 3-phasige Messung an einem 6700 kVA Transformator gemäß der oben beschriebenen Prüfroutine 3-phasig praktikabel durchgeführt werden kann.

Vor dem Off-Shore-Einsatz soll in diesem Jahr (2018) eine Messung an einer baugleichen Windenergieanlage On-Shore vorgenommen werden, um für den Off-Shore-Einsatz zu trainieren und die Logistik abzustimmen.

Als Ergebnis davon wird dann für die jeweilige Messkampagne eine Beschreibung (Method-Statement) und eine Risikoanalyse erstellt.

2.5.3 Messungen bei einem Industriekunden zur Zustandsbestimmung der Transformatoren

Bei einem Industriekunden wurden 10 Transformatoren an drei Standorten einer Teilentladungsmessung und einer visuellen Befundung unterzogen. Die Transformatoren waren alle bereits seit über 20 bis zu 30 Jahren störungsfrei im Betrieb.

Ziel der Messkampagne (August 2017) war es eine Aussage zum Zustand der Transformatoren zu treffen.

Diese Messungen wurden ebenfalls mit der WV 18-18/1,4 (Bild 17) realisiert.



Bild 19: Prüfaufbau mit WV 18-18/1,4

Aufgrund der Platzverhältnisse wurde der TE-freie Anschluss der Koppelkondensatoren entweder über die vorher TE-frei geprüften Mittelspannungskabel (Bild 20) oder konventionell über einen Flexschlauch (Bild 21) hergestellt.



Bild 20: Prüfaufbau mit Kabel



Bild 21: Prüfaufbau konventionell

Bei der Überprüfung wurde nur ein Transformator mit leichten Teilentladungen identifiziert, alle anderen Transformatoren waren trotz ihres Alters TE-frei gemäß den Vorgaben der DIN EN 60076-11[1].

Es konnte mittels der Messungen Vorort gezeigt werden, dass die gemessenen Transformatoren dielektrisch keine Auffälligkeiten zeigen und somit trotz ihres Alters ohne Einschränkungen weiter betrieben werden können.

Zusätzlich wurden weitere 51 Transformatoren einer visuellen Befundung unterzogen.

2.5.4 Messungen nach Auffälligkeiten von Inbetriebnahmemessungen

Nach Auffälligkeiten während der Inbetriebnahmemessungen in einem Kraftwerk sollte der Transformator kurzfristig einer Teilentladungsmessung unterzogen werden.

Diese Messungen wurden ebenfalls mit der WV 18-18/1,4 (Bild 21, Bild 22) realisiert.



Bild 21: Prüfaufbau mit WV 18-18/1,4



Bild 22: Prüfaufbau mit WV 18-18/1,4

Der TE-freie Aufbau wurde konventionell hergestellt (Bild 23).



Bild 23: Prüfaufbau konventionell

Hier wurden Teilentladungen auf zwei Phasen bereits bei Nennspannung identifiziert (Bild 24, Bild 25, Bild 26), die sich mit Spannungssteigerung weiter erhöht haben.

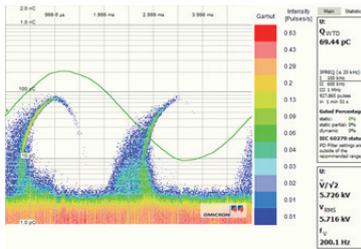


Bild 24: TE Bild Phase U

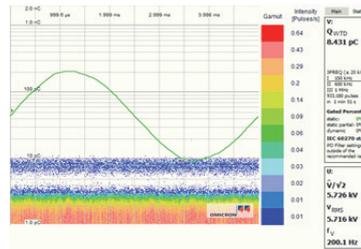


Bild 25: TE Bild Phase V

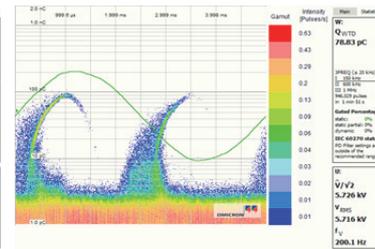


Bild 26: TE Bild Phase W

Der Transformator wurde zum Hersteller zurück geschickt und dort weiter untersucht.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Die Zustandsanalyse von Verteiltransformatoren besonders von Gießharztransformatoren mittels Teilentladungsmessung während einer induzierten Wechselspannungsprüfung Vorort ist eine sinnvolle Erweiterung der Maßnahmen und Messungen im Rahmen von Wartung und Instandhaltung.

- zur regelmäßigen Überprüfung während der Betriebszeit (Condition Check)
- Zustandsanalyse nach Störungen / Ausfall
- Evaluieren von Vorschädigungen
- zum Zeitpunkt der Installation (Fingerprint)

Entscheidend ist hierbei eine Vergleichbarkeit der Messungen Vorort mit den Prüfungen und Messungen gemäß der gültigen Normen ([1], [3], [4], [5], [6]) zum Zeitpunkt der Auslieferung beim Hersteller und/oder zum Zeitpunkt der Installation, damit eine belastbare Aussage zum dielektrischen Zustand des Transformators getroffen werden kann.

Das setzt voraus, dass die Messungen/Prüfungen 3-phasig ausgeführt werden.

Um einen orts- und umgebungsunabhängigen Einsatz der Messungen zu gewährleisten ist mit der Prüfquelle für induzierte Spannungsprüfung WV 18-18/1,4 eine Spannungsquelle verfügbar, die gut transportabel, modular aufgebaut für Prüfungen an Transformatoren bis zu einer Leistungsgröße von 8000 kVA einsetzbar ist und mit der manuell und/oder automatisch die entsprechenden Prüfzyklen durchgeführt werden können.

LITERATUR

- [1] DIN EN 60076-11: "Leistungstransformatoren – Teil 11: Trockentransformatoren (IEC 60076-11:2004); Deutsche Fassung EN 60076-11:2004" April 2005
- [2] DIN EN 60726: "Trockentransformatoren"
- [3] DIN EN 60076-16: "Leistungstransformatoren – Teil 16: Transformatoren für Windenergieanlagen-Anwendungen (IEC 60076-16:2011)" Mai 2012
- [4] DIN EN 60076-3: "Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft (IEC 60076-3:2013)" August 2014
- [5] DIN EN 60076-13: "Leistungstransformatoren – Teil 13: Selbstgeschützte flüssigkeitsgefüllte Transformatoren (IEC 60076-13:2006)" Juli 2007
- [6] DIN EN 60076-3: "Leistungstransformatoren – Teil 3: Isolationspegel, Spannungsprüfungen und äußere Abstände in Luft (IEC 60076-3:2000 + Corrigendum 2000)" November 2001

Performance Demonstration of HVDC substation equipment

Demonstration der Eignung und Leistungsfähigkeit von HGÜ Schaltanlagen

Jenny Josefsson ABB Sweden jenny.josefsson@se.abb.com Sweden	Uwe Riechert ABB Switzerland uwe.rieichert@ch.abb.com Switzerland	Cornelis Plet DNV GL Energy Cornelis.Plet@dnvgl.com Netherlands
Semere Mebrahtu-Melake ABB Sweden semere.mebrahtu-melake@se.abb.com Sweden	Arman Hassanpoor ABB China arman.hassanpoor@cn.abb.com China	

SUMMARY

The EU funded project “*Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks*” (**PROMOTioN**)¹ addresses the challenges for meshed HVDC offshore network development. The project does not only perform the demonstrations of different HVDC Breakers, it also gives recommendations of how to test HVDC Breakers, and insight into typical requirements and expectations of HVDC Breakers in a grid. The project will finish in 2020 and all public material can be found on the project website. There is a need to move this work into standardization bodies to get an agreed and satisfactory testing procedure for the HVDC Breakers as well as for the non-linear resistors.

The increasing demand for HVDC technology requires the adaptation of gas insulated switchgear (GIS). Based on the development and research results combined with the service experience a new type test philosophy including insulation system tests was developed. If future offshore grids would be considered with multi-terminal or switching stations offshore, the gain would be considerably larger. Moreover, the gas-insulated components can be applied in various HVDC applications.

This paper explains that the new components in an HVDC substation are far into the development phase and are on a clear path to an even higher Technology Readiness Level (TRL). The activities to increase the technical assurance to implement these components in the grid as described.

Once the HVDC substation equipment has been implemented into HVDC systems, and the experience should be collected on how they are actually being used, to develop more cost efficient solutions.

¹ www.promotion-offshore.net

1 INTRODUCTION

Migration towards renewable energy generation is an ongoing global mission. The total installed wind power capacity was 487 GW in 2016 and is expected to increase to 817 GW in 2021 [1]. Photovoltaic installations were 307 GW in 2016 and is expected to increase to 936 GW in 2021 [2]. The installed hydropower generation is at the same time expected to increase by 108 GW [3]. Suitable locations for large-scale renewable generation can typically be found in remote areas and requires efficient transmission such as High Voltage Direct Current (HVDC).

Today this is done by radial HVDC for both wind and hydro energy. However, there are potential benefits in terms of transmission system availability and decreased investment cost if several wind parks and electricity interconnectors between countries are joined into a HVDC Grid².

A significant difference between point-to-point HVDC systems and future HVDC grids will be the HVDC substations. In addition to the equipment associated with multiple feeders (e.g. cable terminations), HVDC breakers are expected to be required in larger HVDC grids, thus allowing faults to be cleared without first discharging the entire HVDC side.

An option to decrease the footprint of HVDC substations is to use Gas Insulated Switchgear (GIS). Even though GIS can be used both onshore and offshore, the limited space on offshore platforms makes the technology particularly attractive for offshore applications. Although GIS components have been developed, their performance is today relatively unknown to the market. Unlike similar HVAC components, there has been until recently little standardization work to ensure the performance. Standardization work has been started in committees like Cigré and performance demonstrations are planned in the PROMOTioN project aligned with this standardization work. This paper provides a comprehensive update on status of standardization and demonstration efforts and provides suggestions for future work.

2 PROMOTION

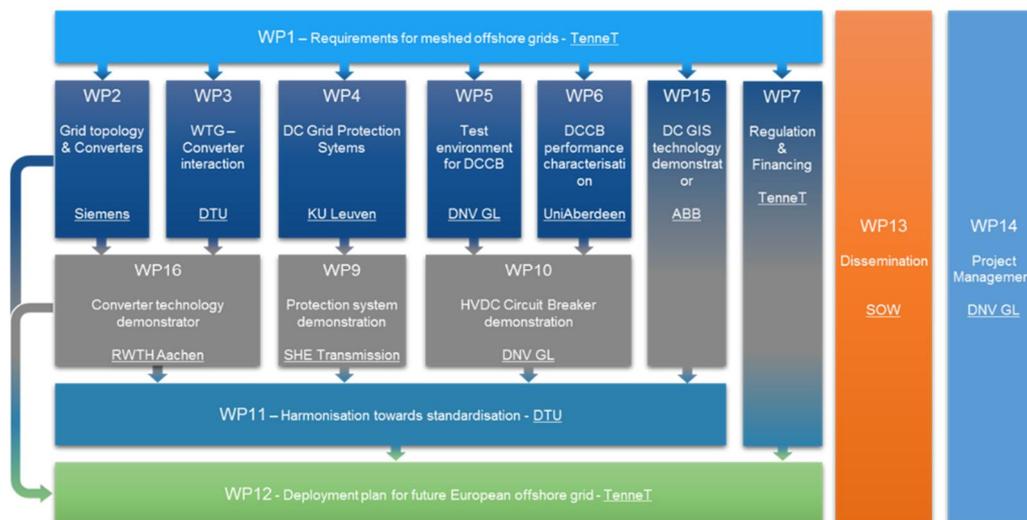


Figure 1. Working structure diagram PROMOTioN

The EU funded H2020 project “Progress on Meshed HVDC Offshore Transmission Networks” (PROMOTioN)³ addresses the challenges for meshed HVDC offshore networks development by putting a clear focus on six ambitious objectives:

1. To establish interoperability between different technologies and concepts by providing specific technical and operational requirements, behaviour patterns and standardization methods for different technologies

² European Commission – Study of the benefits of a meshed offshore grid in northern seas region - Final Report - 2014

³ www.promotion-offshore.net

2. To develop interoperable, reliable and cost-effective technology of protection for meshed HVDC offshore grids and the new type of offshore converter for wind power integration
3. To demonstrate different cost-effective key technologies for meshed HVDC offshore grids and to increase their technology readiness level by investigating and overcoming early adopter issues and pitfalls
4. To develop a new EU regulatory framework, both in accordance with EU wide energy policy objectives and those of the Member States, and to increase the economic viability of meshed HVDC projects by providing a suitable financial framework
5. To facilitating the harmonization of ongoing initiatives, common system interfaces and future standards by actively engaging with working groups and standardization bodies and actively using experience from the demonstrations.
6. To provide concrete deployment plan for “phase two” in bringing key technologies for meshed HVDC offshore grids into commercial operation in Europe, taking into account technical, financial and regulatory aspects

The guiding principle behind these objectives is the search to bring meshed HVDC offshore grids and their associated technologies to the level of large scale real-life application. All the partners of PROMOTioN are convinced that successfully addressing these six ambitious objectives will significantly accelerate the deployment of meshed HVDC offshore grids in the North Sea area and beyond towards continental power corridors and will be a major step in bringing them into commercial application in near future. A particular strength of PROMOTioN is the ability to take into account different relevant perspectives by bringing all relevant HVDC manufacturers, network operators along the North Sea, wind developers and consultants plus academia together with a common vision and goals. PROMOTioN’s aim is to facilitate development of the technology in order to demonstrate high technology readiness level and build a bridge towards grid implementation. There are several components of the future offshore grid which are required for meshed offshore grid operation:

- Converter technology for on/offshore application providing affordable wind power integration
- Cables for interconnection of offshore generators, loads and onshore grids
- Converter interoperability control philosophies and regulations
- Identified interaction between HVAC and HVDC systems for reduction of technological risk
- Protection systems for fault detection
- HVDC Switchyards including HVDC circuit breakers for fault clearance and minimal footprint substation components

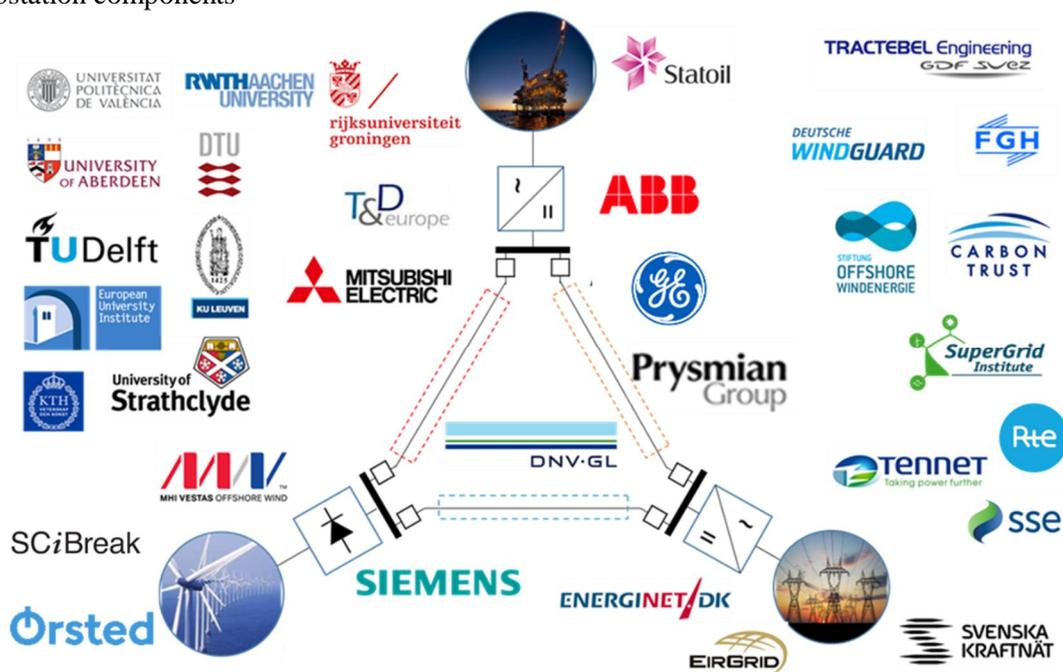


Figure 2. Concept underlying PROMOTioN combining key dimensions of meshed HVDC offshore grids – wind farm deployment, power generation & utilization and power transmission – linked to industrial partners

PROMOTioN is organized in 16 Work Packages and each Work Package includes number of tasks. Following the flow of information from offshore grid requirements through development into technology demonstration and finally future grid deployment plan (Figure 1). The project runs since 2016 and will be finished in 2020.

The project partners are properly representing its technical key dimensions of wind farm deployment, power generation & utilization and power transmission (see Figure 2). Together the consortium will address the missing links to overcome the obstacles in order to push for a swift commercial operation of offshore grid crucial technologies.

3 HVDC GRID

3.1 HVDC grid configuration

The design of an HVDC substation depends on the system and cost requirements. If required, HVDC Breakers can be used to clear faults without the need for de-energizing the entire HVDC side or all converters in the HVDC grid. A likely application is in combinations with overhead lines, or in larger systems with cables (multi-terminal or HVDC Grid) in which all power transmission cannot be lost in case of a HVDC fault. Strategically placed HVDC Breakers can be used to separate the system into smaller subsystems that the grid can afford to lose, not necessarily requiring HVDC breakers at each line in every HVDC substation.

One HVDC system can have different protection strategies for different protection zones as illustrated in the example in Figure 3. In zone Z, a single line can be disconnected by HVDC Breakers, but also the large grid can be separated into two smaller grids (A and B). The HVDC links between region A and B could also be seen as two redundant lines and the HVDC Breakers can be used to ensure transmission between the two regions even if one of them has a fault.

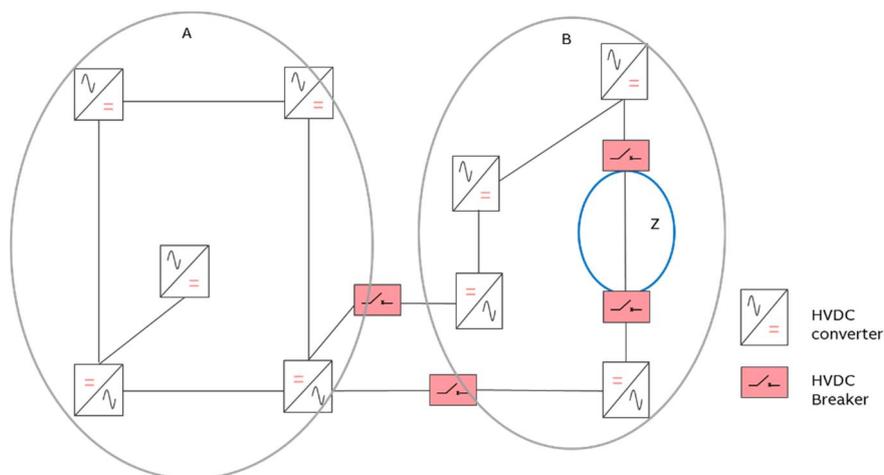


Figure 3. Example of an HVDC grid with HVDC breakers

3.2 HVDC Switchyard

HVDC substations form the nodes in the HVDC network. The primary function of such a node is to connect the incoming links together and distribute the link currents. Hence, the node, depending on its insulation medium, must be connected to the links by means of bushings, terminations and/or sealing ends. The main difference between HVAC and HVDC substations is the absence of a transformer in case of a HVDC substation. Typically, these nodes are further equipped with switches which can be used to reconfigure the network, or circuit breakers to commutate or interrupt fault current to disconnect a failed component from the network. To prevent overvoltages on the lines or cables, surge arrestors or other overvoltage mitigating equipment are normally placed at the nodes. Lastly, substations provide a chance for monitoring the state of the HVDC network by means of voltage and current sensors. This instrumentation is typically connected to a substation control & protection system which continuously monitors the operating mode of the node.

Another typical characteristic of a substation is the main insulation medium which is used. For HVDC installations this has typically been in air, which has a cost advantage but requires a relatively large footprint and is susceptible to environmental influences, as opposed to gas insulated installations which have been in use for AC applications for decades.

In AC applications, nodes are often implemented in double, split or ring busbar configuration to provide redundancy. Depending on the design philosophy and fault clearing strategy in HVDC networks, similar approaches may be adopted, although innovative new substation structures which optimally exploit the system design of Hybrid HVDC Breakers are possible too [4].

3.3 Hybrid HVDC Breaker

The HVDC current offers no zero crossings which complicates a HVDC current interruption. The fastest type of HVDC Breakers consists only of semiconductors (for example IGBT's), but has higher conduction losses. The Hybrid HVDC breaker (HHB), introduced by ABB in 2011, uses power electronics to ensure a fast current interruption during a fault, while conducting the current in a parallel branch with a mechanical contact system to reduce the losses during normal operation [5]. Hence the name Hybrid HVDC breaker.

The basic design of the HHB can be seen in Figure 4. [6] During normal operation the current flows through the parallel branch with a mechanical ultra-fast disconnecter (UFD) in series with a load commutation switch (LCS) consisting of semiconductors [7], [8]. When the HHB receives a trip signal from the protection system, the current is commutated by the LCS to the main breaker (MB) branch consisting of semiconductors and non-linear resistors, configured in modules that can be controlled independently.

The UFD opens to isolate the LCS from the voltage which appears across the MB during the current interruption. The interruption itself is performed by the MB. In order to ensure the maximum rated current interruption of the MB is not exceeded within the breaker operation time, typically an inductor is added in series to the HHB to limit the rate of rise of fault current.

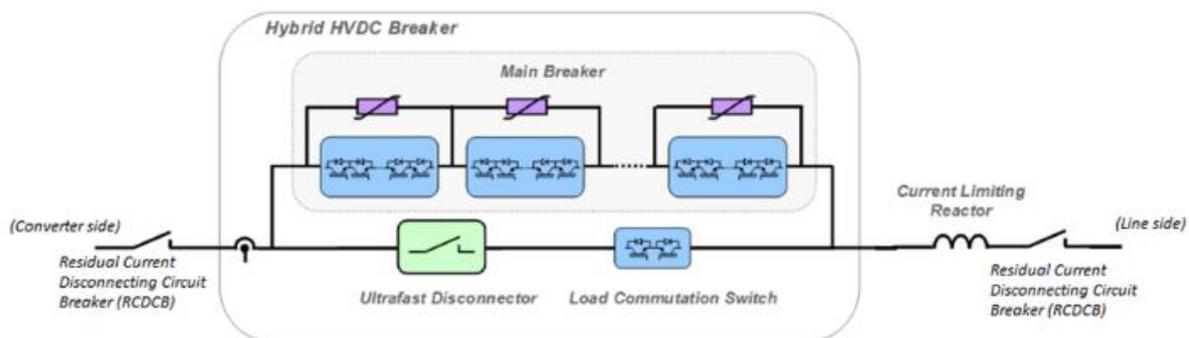


Figure 4. The Hybrid HVDC Breaker

The UFD has to operate quickly, typically around 3 ms from trip signal to fully opened contacts. The mechanical contacts inside the UFD can be opened in a fast and reliable way by using a Thomson coil actuator.

The LCS is constructed by connecting series connected semiconductors in parallel branches. If a semiconductor fails in one branch, the current will be conducted to an available parallel branch as the failed device creates a high impedance in relation to a healthy branch with lower impedance. The commutation of current between parallel branches has been proven reliable and safe by several tests of the LCS.

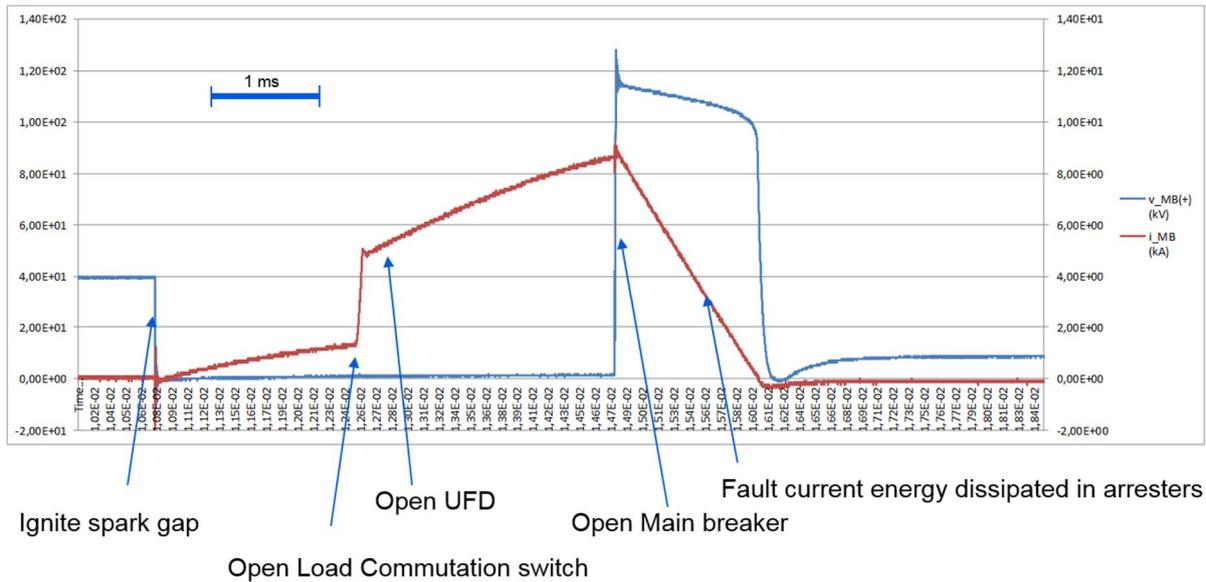


Figure 5. The hybrid HVDC breaker test results

First tests that has been done on the main breaker were current breaking test using 80 kV modules. The main breaker module, the UFD and the load commutation switch are initially closed. A capacitor bank has been charged through the HVDC supply. The capacitor bank is discharged through the hybrid HVDC breaker and then the fault is applied by igniting the spark gap. After fault initiation, the current increases. The load commutation switch opens at 1.5 kA and then the UFD is opened providing contact separation and dielectric voltage withstand capability in 2 ms. At the end the main breaker opens to interrupt the current. In Figure 5, the current commutation and interruption process can be seen. V_{MR} is the voltage over the main breaker and i_{MB} is the current through the main breaker.

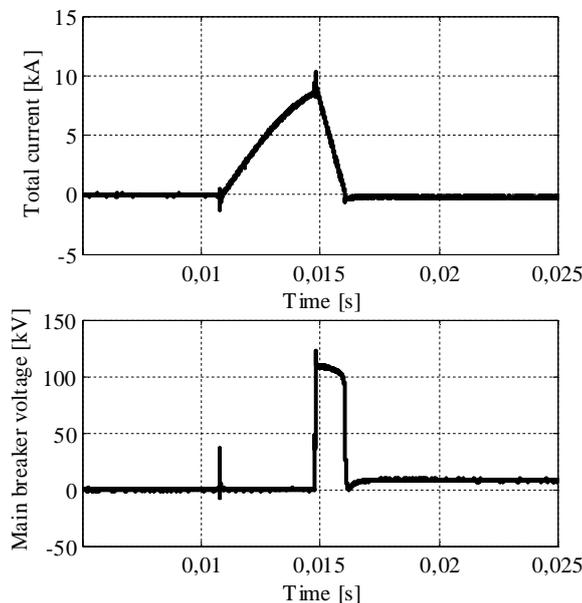


Figure 6. MB voltage and current during an HHB interruption functionality test

The results of another typical interruption test of the main HHB can be seen in Figure 6. At $t = 15$ ms the main breaker turns off and the current is then commutated to the non-linear resistors. A counter voltage, also referred to as transient interruption voltage (TIV), is created and suppresses the line current to zero.

The non-linear resistors of any type of HVDC Breaker need to dissipate the energy stored in the system- and series inductance during current suppression. The non-linear resistors are similar to those used in other existing HVDC applications, e.g. the HVDC line fault clearing scheme which is used to perform

restarts of the Zambezi link and the non-linear resistors at neutral bus switches for HVDC LCC links since the late 1990's [9]. Because the MB is modularized, the total energy is shared between the non-linear resistors in each module. Therefore, under certain provisions it is possible to carry out type tests on a module only, rather than the full-pole breaker.

3.4 Gas-insulated HVDC System

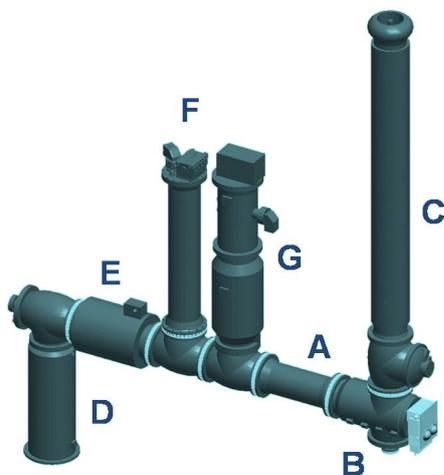
Based on the research for material characterisation and the usage of multi-physics simulation tools the analysis of electrical field distribution is now possible with high precision, taking the following parameters into consideration: temperature and electrical field depended characteristics of the used insulating materials, accumulation of space- and surface charges and the superposition of DC and impulse voltages. For the new HVDC design, the improvement shown with a significant reduction of the dielectric stress was obtained by geometrical optimization and insertion of a current collector, compared to the AC design.

With additional changes at interface components, like cable termination, and with the development of special current- and voltage transformers, it is possible to use gas-insulated HVDC systems for both onshore and offshore applications in the near future [10]. Just as in AC power systems, the HVDC-GIS technology spans a number of switchgear components as shown in Figure 7.

Based on insulation co-ordination studies, test values were defined, which take all technical aspects into account. Tests of HVDC-GIS components have now confirmed the required performance for the ratings as shown in TABLE I. The HVDC gas-insulated system was presented for the first time in 2013 [11]. The development for 500 kV GIS is on progress.

TABLE I. RATED VALUES FOR 320 kV / 350 kV HVDC GIS

Rating	320 kV / 350 kV	500 / 550 kV in development	
Nominal DC voltage	± 320	± 500	kV _{dc}
Rated (maximum continuous operating) DC voltage	± 350	± 550	kV _{dc}
Rated lightning impulse withstand voltage	± 1050	± 1425	kV
Rated superimposed lightning impulse withstand voltage			
Lightning impulse voltage	± 1050	± 1425	kV
DC voltage	± 350	± 550	kV _{dc}
Rated switching impulse withstand voltage	± 950	± 1050	kV
Rated superimposed switching impulse withstand voltage			
Switching impulse voltage	± 950	± 1050	kV
DC voltage	± 350	± 350	kV _{dc}
Rated DC withstand voltage phase-to-earth	± 610	± 960	kV _{dc}



- Bus-ducts and high voltage HVDC conductors (A)
- Disconnect- and earthing switches (B)
- Bushings (C)
- Cable terminations (D)
- Current sensor (E)
- RC voltage divider (F)
- Surge arresters (G)

Figure 7. HVDC GIS components

A HVDC GIS installation can be built with a much higher degree of compactness and significantly lower sensitivity to ambient factors than with air-insulated switchgear (AIS). The most obvious cost-saving potential can be found on offshore converter platforms. At present nine offshore HVDC links have been delivered or are under construction ranging from 400 MW to 900 MW, all in the German Bight since 2009. A converter station rated at 800-900 MW will connect three wind farms, which appears a reasonable size for operational and investment reasons. Such converter stations are at present challenging to handle during construction and installations phases. Examples are shown in Figure 8. Recent planning from German transmission system operator show that one new HVDC offshore connections is planned every or every second year. Such converter stations are at present challenging to handle during construction and installations phases. High dependence on weather conditions and supporting structures could be mitigated if the platforms size could be reduced and modularized. Such compactness would not only bring down the cost of the platform but also render additional cost savings due to flexibility during construction and installation. By using HVDC-GIS, the volumetric space of the switchgear installation itself can be drastically reduced e.g. by 70%- 90%, which may results in a size reduction of circa 10% of the total platform and a compact building block for planning of the offshore station layout. Together with other compacting features, the overall weight of the station can be reduced up to 60%.

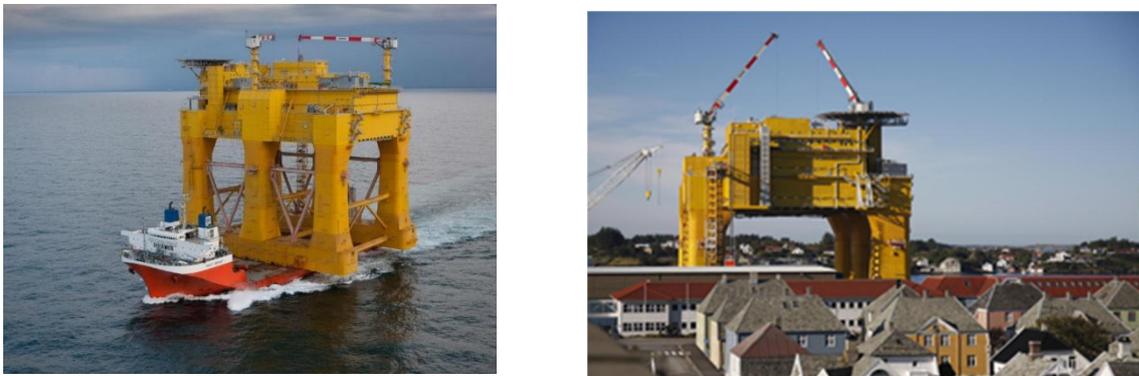


Figure 8. World's most powerful offshore wind connection integrates 916 MW of power: DolWin2 link transmits wind power from offshore wind farms in the North Sea

If future offshore grids would be considered with multi-terminal or switching stations offshore, the gain would be considerably larger. The gas-insulated HVDC components can be applied in various HVDC applications such as:

- HVDC pole equipment in HVDC converter stations including the HVDC switchyard.
- Gas-insulated transmission lines
- Cable to overhead line transition stations.

On land, it is foreseen that operating voltages are likely to increase for voltage source converters, similar to what happened earlier classic line commutated converter HVDC installations. At higher voltages, the benefits of HVDC GIS to air insulated switchgear increase. The ability to extend HVDC into cities or populated areas will favor compactness and thus HVDC-GIS.

4 STATUS OF STANDARDIZATION OF HVDC SUBSTATION EQUIPMENT

There are ongoing activities in both standardization bodies and European funded projects to increase the TRL (see Figure 9) of HVDC equipment. The PROMOTioN project will demonstrate the functionality of HVDC GIS equipment and HVDC breakers in a laboratory environment. Cigré SC D1 has installed a working group, which should provide recommendations for testing of gas-insulated HVDC systems: JWG D1/B3.57 Dielectric Testing of gas-insulated HVDC Systems [12]. Special type tests standards for gas-insulated HVDC systems are not yet available today. The working group aims to issue recommendations for testing of gas-insulated HVDC systems. In particular, standards for dielectric development tests and possible prequalification tests have to be developed, which take into account the special characteristics of HVDC applications. After finalizing these activities during the 2018 and 2019, the TRL level for the equipment is expected to have increased to at least 8.

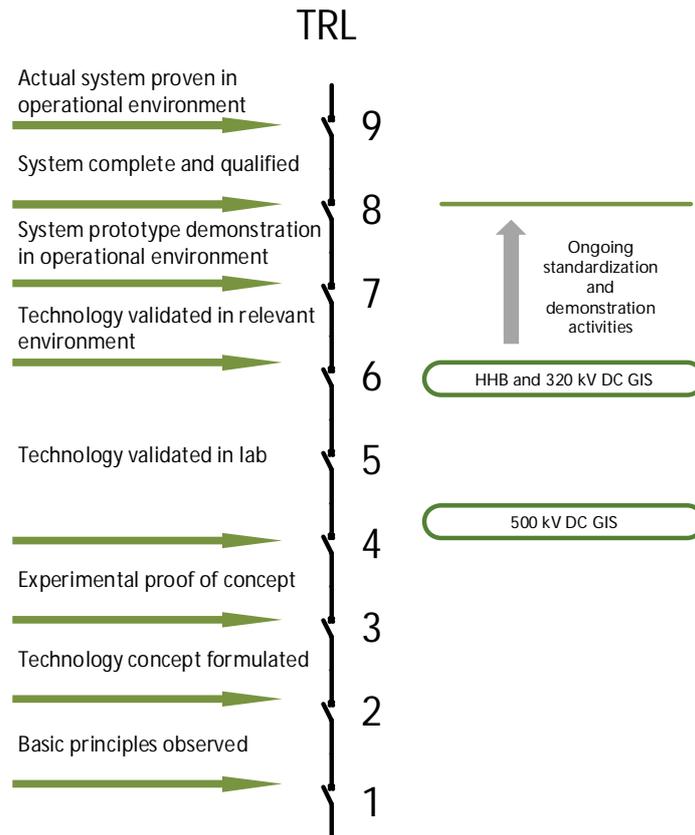


Figure 9. Technology Readiness Level (TRL) of HVDC substation equipment

4.1 HVDC Breaker

The development of HVDC circuit breaker technology is reflected by initiation of standardization activities such as the EU funded Twenties project deliverable 11.2, in which in 2014 test requirements and test circuits for testing the thyristor based hybrid HVDC circuit breaker are developed, based on existing standards for AC circuit breakers. The test requirements did not include specific requirements for testing energy absorption or post-suppression dielectric stress.

Cigré working group A3/B4.34 published during 2017 a Technical Brochure [13] which among other HVDC Switches covers HVDC Breakers. It describes the technology behind different types of HVDC breaker and listing grid parameters affecting the HVDC breaker design.

In China, a standard for testing HVDC circuit breakers is in draft form. The standard includes a description of terminology and test requirements for operational tests, breaking tests, dielectric tests, and mechanical tests. Voltage and current classes are introduced. The test requirements did not include specific requirements for testing energy absorption or post-suppression dielectric stress. The actual status of this standard is unknown.

The EU-funded Progress on Offshore Meshed HVDC Transmission Networks (PROMOTioN) project, which started in 2016, has defined the test requirements and developed a test environment for HVDC Breakers. HVDC Breaker models were developed for different technologies and simulated in a benchmark system model to identify the stresses exerted on the HVDC circuit breakers in case of different types of fault cases in this system.⁴⁵ Academia, industry and transmission grid operators are represented in the PROMOTioN project, and have participated in setting the requirements on testing of HVDC Breakers. The requirements have been classed in operational, breaking and dielectric tests, in accordance with AC circuit breaker terminology. Combining the results from the studies and the

⁴ PROMOTioN – Deliverable 5.1: HVDC Network Fault Analysis

⁵ PROMOTioN – Deliverable 5.2: Fault stress Analysis of HVDC Circuit Breakers

requirements from the project partners, test requirements and test procedures⁶⁷ have been defined and analysis and simulations of different test-circuits for testing HVDC fault current interruption have been performed.⁸

For the next phase of the project starting January 2018 different types of HVDC Breakers will be tested at an independent laboratory, the test results and procedures analyzed and the project will deliver recommendations for standardized test requirements and procedures. The HHB of ABB will be tested at DNV GL's KEMA Laboratories during this phase.

During the second phase of the PROMOTioN project (2018-2019) an operational and breaking test will be performed of the HHB at DNV GL's KEMA Laboratories. Today several testing methods have been developed to perform current interruption tests on HVDC Breaker. For the PROMOTioN project an AC test circuit will emulate the behavior of a transient current during a fault, which includes the validation of the energy absorption rating.

In general, to stress the HVDC circuit breakers as in service, a test circuit should provide sufficient current, voltage and energy. The specific details are mainly dependent on the system under consideration. However, the most important functionalities of an HVDC circuit breaker which must be tested are [16];

1. Capability to create a local current zero without restrike/breakdown of mechanical switches/interrupters or thermal overload of power electronic components at rated DC fault current
2. Generation of sufficient counter voltage to initiate fault current suppression
3. Capability of energy absorption components to absorb energy during fault current suppression wave trace as in service. Depending on the rated test sequence, this capability must be demonstrated several times within a defined sequence.
4. Capability to withstand the rated DC voltage after the current interruption process
5. The breaker operation time: the minimum time at which the circuit breaker reaches the TIV withstand level after trip order
6. The maximum current interruption: The maximum current the breaker can interrupt within the breaker operation time
7. The maximum energy that the circuit breaker can absorb
8. The number and frequency of operation: the number of interruption operations that the circuit breaker can perform before thermal run away occurs in its surge arresters. The interruption interval needs to be defined, e.g. like auto reclosure in AC circuit breakers

A test circuit for HVDC circuit breaker short-circuit current breaking testing should reproduce the stresses that are relevant for current breaking operations up to the rated values including a test factor where applicable. Furthermore, the test circuit must be able to withstand any stresses such as TIV which are produced and determined by the HVDC circuit breaker itself. For a test circuit to provide adequate stresses to HVDC circuit breakers, it should fulfil the following requirements:

1. Pre-condition the HVDC circuit breaker to mimic worst case normal service conditions, and ensure internal systems are powered up and charged
2. Produce a test current which rises somewhat linearly from anywhere up to the rated load (or short-time withstand current) to the intended test duty within the breaker operation time. The most difficult interruption may not necessarily be the highest current. Thus, test circuits have to provide a wide range of quasi-DC currents, from the rated load current (or less) to the rated short circuit breaker current of an HVDC circuit breaker. The test circuit must be able to apply the test current bidirectionally.
3. Supply rated energy to the HVDC circuit breaker and withstand TIV
4. Supply rated dielectric stress immediately after current suppression
5. Avoid damage to the HVDC circuit breaker and test circuit in case of failure - if the prospective short-circuit current from a test circuit can exceed the HVDC circuit breaker's rated short-circuit breaking current, it is necessary to limit the damage to the HVDC circuit breaker as well as the

⁶ PROMOTioN – Deliverable 5.4: Documents on test requirements

⁷ PROMOTioN – Deliverable 5.5: Documents on test procedures

⁸ PROMOTioN - Deliverable 5.6: Software and analysis report on candidate test-circuits and their effectiveness

test installation in case of a failure to clear. Methods to avoid potential damage to the test breaker as well as the test installation have been proposed

6. Be implementable / economical – the test circuit must be technically feasible, practical and economical

The above requirements should be fulfilled whilst respecting practical breaker operation times which are currently assumed to be in the range of 2 – 8 ms.

These stresses do not have to be supplied by the same source, in which case it is referred to as a synthetic test. The modular construction of HVDC circuit breakers may under certain conditions allow the verification of functionality and/or ratings by testing a reduced number of modules, which is referred to as modular testing. In this case, the test requirements need to be prorated according to the ratings per module by using the following high level guidelines:

Current sharing

- In series connected modules current, is not divided
- Commutation duty between parallel full pole branches must be adequately represented

Voltage grading

- Divided by number of series connected modules
- Determined by surge arrestors
- Full-pole components need to be dielectrically tested separately

Energy grading

- Divided by number of series connected modules
- Margin required determined by small differences in timing

In PROMOTioN, it is shown that AC short-circuit generators operated at reduced frequency offer flexible control of the rate of rise of test current and the amount of energy delivered to the HVDC circuit breaker by carefully choosing the generator frequency, the test circuit impedance, the generator source voltage magnitude, and the making angle (Figure 10).

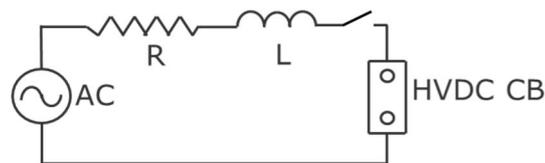


Figure 10. - Basic AC short-circuit generator based test circuit

The AC characteristic implies that an inherent limitation exists on testing HVDC circuit breakers with long breaker operation times, as the entire fault neutralisation time must be less than the longest possible half wave period of the applied test current. To check whether DNV GL's KEMA Laboratories set-up is capable of testing the HHB module, a prospective current test was performed the results of which are shown below (Figure 11). The test confirmed that at 16,7 Hz generator frequency a sufficiently high rate-of-rise of current could be achieved to test the current interruption capability whilst maintaining a source voltage of 80 kV to adequately test the energy absorption requirement.

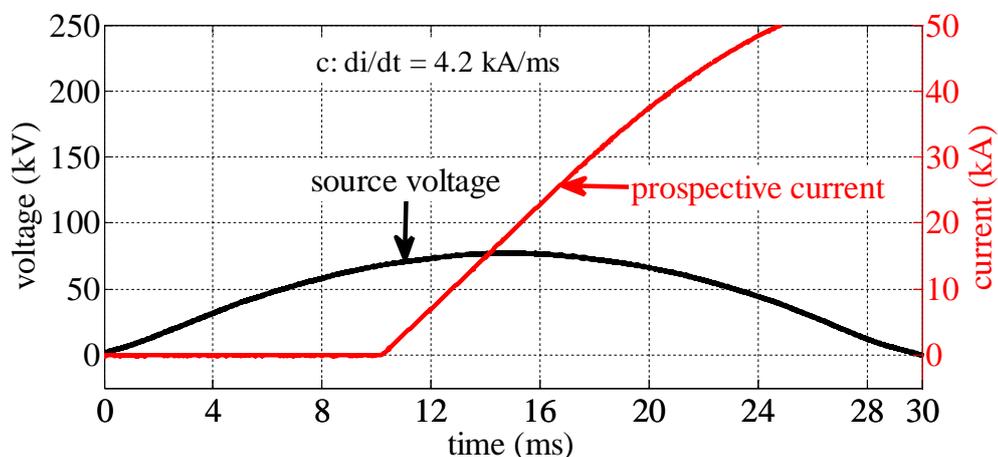


Figure 11. DNV GL's KEMA Laboratories prospective current test results

4.2 Gas-insulated HVDC System

The 320 kV HVDC GIS equipment has been tested successfully by the manufacturers. The PROMOTioN project will start HVDC GIS activities in January 2018. The project will develop testing requirements, procedures and methods by performing simulations but also gather experiences from existing HVDC systems onshore and offshore. This will be aligned with the Cigré working group and a long term test will be done at DNV GL's KEMA Laboratories to show the performance of the HVDC GIS components of ABB. By performing this test in a laboratory environment higher stresses can be achieved during a longer period of time than would be possible if the HVDC GIS would be installed in an existing HVDC system.

Based on service experience, gas-insulated HVAC systems feature a high degree of reliability and an excellent long-term performance. The user who intends to apply gas-insulated HVDC systems does expect the same reliability and long-term performance. Up to now, only some few gas-insulated HVDC systems are in operation worldwide [14]. Therefore, only few information about the long-term capability of this type of technology are available until now. That leads to the question of the necessity of long-term tests on gas-insulated HVDC systems in general. AC GIL assemblies need similar evidence for functionality to other underground line systems like cables, where the prequalification test is usually performed [15]. The main intention of the long-term test for gas-insulated systems is to confirm the reliability of the system under real service conditions. Therefore, all different major modules of the gas-insulated systems should be tested, being installed by using the same installation procedure as for future customer projects [12]. A proposal for the test set-up is shown in Figure 12

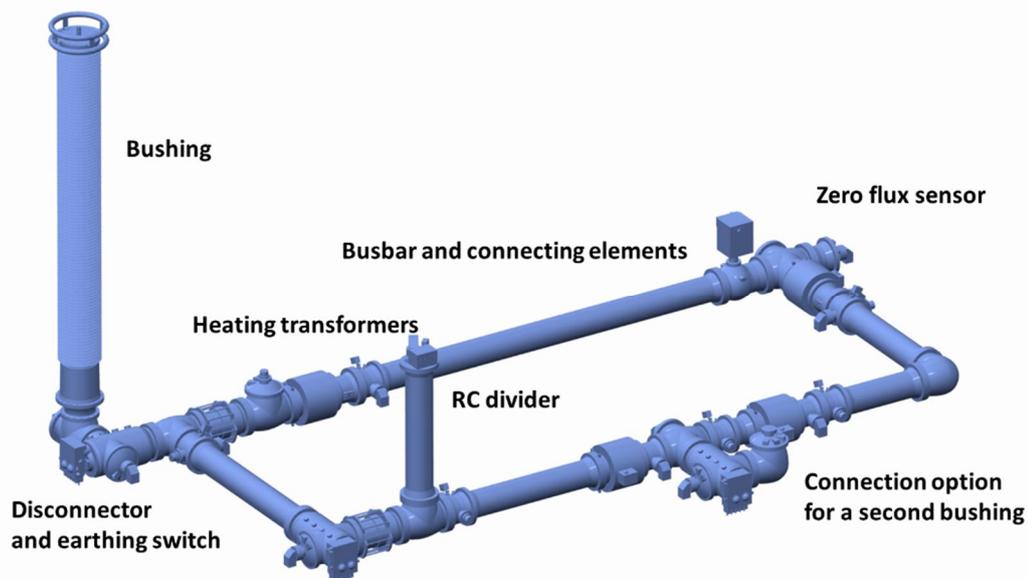


Figure 12. Proposed test set-up for the prototype installation test

Besides the dielectric stress, the maximum thermal and mechanical stress should be applied to the system. After the commissioning phase, DC voltage and a heating current (DC or AC current) are applied. A repetition of load cycles with high load and no load phases should be carried out. Additional to voltage and current measurements, it is advisable to measure temperatures, mechanical forces and extensions during the test procedure. Regarding the reproduction of overvoltages, e.g. caused by lightning strikes, switching operations or converter failures, LI and SI voltage superimposed to DC voltage shall prove the dielectric strength of the system under real installation conditions.

Beside the long-term test the PROMOTioN Work Package covers a wide range as shown in Figure 13. An analysis of function of HVDC GIS components in a MTDC network will be realized to determine number of operations, and stresses during normal operation and during emergency operation such as faults. This will be achieved by modelling the HVDC GIS system. The specific stresses on the various key-components of the test-objects (disconnectors, earthing switches, mechanical switches, protection- and snubber circuitry, surge arrestors and instrumentation for current and voltage measurements) will be identified. The analysis will be supported by a review of the environmental impact of the intended

offshore application, possible HVDC substation layouts and operational strategies, simulation studies on a benchmark grid provided by a related work package and existing work done for Cigré JWG D1/B3.57 and other existing standards and recommended practices. The identified operational requirements and stresses are translated to test requirements, procedures, methods and test circuits.

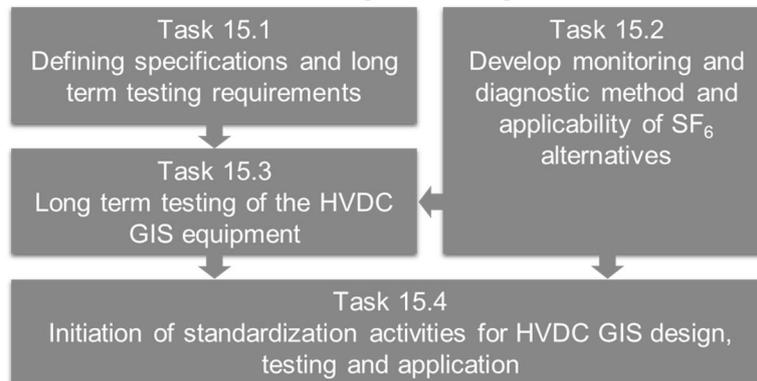


Figure 13. WP15 – HVDC GIS technology demonstrator

The identification of available monitoring and detection techniques for HVDC GIS such as suitable sensor systems for partial discharges, gas pressure, gas quality, temperature is the second major task. Identify, review and compare techniques aimed at evaluating the monitored quantities and linking this to an understanding of the progression of the ageing and failure mechanisms. Techniques such as PD pulse sequence analysis, combining conventional and UHF methods, and clustering of PD sources will be applied to better understand PD behaviour in HVDC GIS systems. Innovative methods such as PD source localization, wide band PD measurements and charge estimation will be analysed and compared. Recommendations for threshold criteria for acceptable levels of temperature, gas pressure and density and partial discharges will be developed. Recommendations for how PD measurements can be carried out during quality control checks such as factory and routine tests, or in the field during or after commissioning, and for continuously online monitoring will be provided. At the same time, the applicability of SF₆ alternatives will be scope of investigations, especially the comparison of PD monitoring systems used for HVDC GIS filled with SF₆ and alternative gas.

Results of test-requirement studies will be documented in a brochure to be delivered to Cigré and/or IEC as input for future standards

5 ACKNOWLEDGEMENT

This project has received funding from the European Union’s Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 691714.

REFERENCES

- [1] GWEC – Global Wind Report, Annual market update 2016
- [2] SolarPower Europe's Global Market Outlook 2017-2021
- [3] International Energy Agency – Medium-Term Renewable Energy market report 2016
- [4] R. Majumder, S. Auddy, B. Berggren, G. Velotto, P. Barupati and T. U. Jonsson, "An Alternative Method to Build DC Switchyard With Hybrid DC Breaker for DC Grid," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 2, pp. 713-722, April 2017., doi: 10.1109/TPWRD.2016.2582923
- [5] J. Häfner and B. Jacobson, "Proactive hybrid HVDC breakers – a key innovation for reliable HVDC grids," in *Cigré 2011*, 264
- [6] R. Bini, M. Backman and A. Hassanpoor, "Interruption technologies for HVDC transmission: State-of-art and outlook," 2017 4th International Conference on Electric Power Equipment - Switching Technology (ICEPE-ST), Xi'an, China, 2017
- [7] P. Skarby, U. Steiger, "An Ultra-fast Disconnecting Switch for a Hybrid HVDC Breaker – a technical breakthrough", in *Cigré 2013*, 265.
- [8] A. Hassanpoor, J. Häfner and B. Jacobson, "Technical Assessment of Load Commutation Switch in Hybrid HVDC Breaker," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, no. 10, pp. 5393-5400, Oct. 2015.
- [9] T. G. Magg, F. Amputu, M. Manchen, E. Krige, J. Wasborg, K. Gustavsson, "Zambezi (previously Caprivi) Link HVDC Interconnector: Review of Operational Performance in the First Five Years", 2016
- [10] Riechert, U.; Skarby, P.: Development of gas-insulated Systems for HVDC, GIS – User Forum, 01. Oktober 2013, Technische Universität Darmstadt, Germany, 2013
- [11] Riechert, U.; Steiger, U.: Switchgear and Circuit-Breaker for HVDC Applications, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014, 11.-12. März 2014, Stuttgart, 2014, pp. S. 71-80
- [12] Neumann, C.; Hallas, M.; Tenzer, M.; Felk, M.; Riechert: Some thoughts regarding prototype installation tests of gas-insulated HVDC systems, Cigré A3, B4 & D1 International Colloquium, Winnipeg, MB Canada · September 30 – October 6, 2017, "HVDC & HVAC Network Technologies for the Future"
- [13] Cigré, JWG A3/B4.34, "TB 683 - Technical requirements and specifications of state-of-the-art HVDC switching equipment"
- [14] Cigré Working Group D1.03 (TF11), Endo, F.; Giboulet, A.; Girodet, A.; Hama, H.; Hanai, M.; Juhre, K.; Kindersberger, J.; Koltunowicz, W.; Kranz, H.-G.; Meijer, S.; Neumann, C.; Okabe, S.; Riechert, U.; Schichler, U., Gas Insulated Systems for HVDC: DC Stress at DC and AC Systems, Cigré Brochure No. 506, August 2012, ISBN: 978- 2- 85873- 198-5
- [15] Cigré Working Group B1.23, "Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV", April 2012, ISBN: 978-2-85873-188-6
- [16] Belda, N.A.; Plet, C.A. Smeets, R.P.P.: "Analysis of Faults in Multiterminal HVDC Grid for Definition of Test Requirements of HVDC Circuit Breakers", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 3, Issue 1

Herausforderungen an die moderne innovative Prüftechnik, um die Energiewende zu ermöglichen

Thomas Steiner
HIGHVOLT Prüftechnik
Dresden GmbH
steiner@highvolt.de
Germany

Raoul Harkenthal
HIGHVOLT Prüftechnik
Dresden GmbH
harkenthal@highvolt.de
Germany

Ralf Pietsch
HIGHVOLT Prüftechnik
Dresden GmbH
pietsch@highvolt.de
Germany

KURZFASSUNG

In diesem Beitrag werden einige Herausforderungen an die elektrische Prüftechnik beschrieben, die sich aus der Energiewende ergeben. Der erste Teil des Artikels beschäftigt sich mit den Herausforderungen bei der Prüfung von langen Hochspannungs-Gleichstromkabeln. Es wird dabei auf die Prüfung und Inbetriebnahme dieser Kabel und der Besonderheiten eingegangen, die sich aus der sehr großen gespeicherten Energie während der Prüfung ergeben. Es wird eine technische Lösung vorgestellt, die ein besonders schnelles Entladen des DC-Kabels nach der Prüfung ermöglicht.

Des Weiteren gehen wir auf die Herausforderungen ein, die sich aus der Wechselspannungsprüfung mit TE-Messung ergeben, sowie Diagnose an solchen Kabeln möglich ist. Der zweite Teil des Beitrages beschäftigt sich mit der automatischen Betriebsmittelprüfung am Beispiel von Verteiltransformatoren, die bei der dezentralen Energieversorgung für die Einspeisung der erzeugten Energie in das Mittelspannungsnetz eingesetzt werden.

1 EINLEITUNG

1.1 Globale Elektroenergieerzeugung

Da die dezentrale Elektroenergieerzeugung wie z.B. Windparks und Wasserkraftwerke immer weiter entfernt vom Endverbraucher erfolgt, ergeben sich neue Herausforderungen für die Transportnetze. Deren sehr große Übertragungsstrecken lassen sich nur mit höchster Wechselspannung (WS, engl. AC) oder noch besser mit höchster Gleichspannung (GS, engl. DC) verlustarm realisieren.

Durch die aktuelle weltweite Entwicklung der HGÜ ergeben sich neue Anforderungen an die benötigte HS-Prüftechnik. Neben den HGÜ-Projekten zur Fernübertragung großer Leistungen (z. B. 800-kV-HGÜ in Asien [1]) stehen zunehmend auch HGÜ-Anwendungen zur Nutzung erneuerbarer Energien (z. B. Anbindung von Offshore Windparks [2]) sowie Pläne eines Gleichspannungs-Overlay-Netzes [3] im Fokus europäischer Netzbetreiber.

Die Hersteller von modernen HS-Gleichspannungskabeln sind in der Lage, Fertigungslängen von bis zu 15 km zu produzieren. Für Kabelsysteme größerer Länge werden mehrere Fertigungslängen mit speziellen Muffen im Werk verbunden. Um die Qualität dieser Kabel nachzuweisen, erfolgt allgemein im Werk eine Wechselspannungsprüfung, damit an den Muffen eine TE Diagnose erfolgen kann und eine Gleichspannungs-Prüfung, angelehnt an die CIGRE-Empfehlung [7].

HGÜ-Kabel haben bekannter Weise große Vorteile bei der Übertragung elektrischer Energie. Sie sind die technische Lösung zur Überbrückung sehr langer Distanzen mit sehr geringen Verlusten. Da die Kapazität und der Leitwert eines Kabels linear mit seiner Länge ansteigen, muss die Prüfquelle leistungsstark genug sein, um das Kabel in kürzester Zeit auf die Prüfspannung U_{TP1} [4, 8] aufzuladen.

Bei AC-Kabeln kann der Vorteil der Resonanz genutzt werden, um diese AC-Kabel mit einem entsprechenden Resonanzprüfsystem zu prüfen [6,4].

1.2 Dezentrale Elektroenergieerzeugung

Verteiltransformatoren werden weltweit für die elektrische Versorgung mit Niederspannung von Gebäuden und industriellen Verbrauchern aus dem Mittelspannungsnetz eingesetzt. Im Zuge des Strukturwandels der elektrischen Netze von der zentralen hin zur dezentralen Erzeugung werden Verteiltransformatoren heute ebenso selbstverständlich auch überall dort eingesetzt, wo elektrische Energie aus dezentralen Kleinkraftwerken direkt in das Mittelspannungsnetz eingespeist werden soll. Der Zeitbedarf der Produktion und die elektrische Stückprüfung, jedes einzelnen Schrittes stellen einen wichtigen Kostenfaktor dar. Hersteller sind deshalb bestrebt, auch den Zeitbedarf für die Prüfung auf das technisch mögliche Minimum zu reduzieren.

2 HERAUSFORDERUNGEN

- A) Aus Gründen der Sicherheit und Wirtschaftlichkeit ist nach Abschluss der DC-Prüfung von langen Kabeln eine möglichst schnelle Entladung notwendig, die nur mit einer speziellen Entladeeinrichtung zu erreichen ist. Ohne eine spezielle Entladeeinheit kann dies bis zu mehreren Stunden dauern, was zu einem zusätzlichen Sicherheitsrisiko und unnötigen Überlastung des Kabels führt.
- B) Wechselspannungsprüfung an DC Kabeln erfordert leistungsfähige Prüfanlagen, die lange Kabelstrecken am Stück prüfen können, damit zuverlässig und schnell Kabelfehler gefunden werden.
- C) Bei allen AC und DC Prüfungen die im Werk und vor Ort gemacht werden, ist es notwendig, im Falle eines Fehlers im Kabelsystem, die Fehlstelle schnell und präzise zu finden. Last but not least, ist es erforderlich bei der Herstellung von Betriebsmitteln, die in sehr großen Stückzahlen gebraucht werden, durch die Reduktion der Prüfzeiten einen Beitrag zur Kostensenkung zu leisten.

3 GLEICHSPANNUNGSKABEL PRÜFEN MIT GLEICHSPANNUNG

3.1 Laden eines DC-Kabels

Die Aufladezeit T eines DC-Kabels, d.h. einer großen Kapazität, mit der Die Zeitkonstante RC des Kabels liegt aufgrund des extrem niedrigen Widerstandes des Leiters um Größenordnungen niedriger als die Zeit für das Aufladen, die durch die Ladestromquelle bestimmt wird. Der Anteil RC am Aufladevorgang kann vernachlässigt werden. $\tau = R \cdot C$, kann durch die folgenden Gleichungen beschrieben werden:

$$U = u_0(t) \cdot \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau}\right)\right), \text{ mit } u_0(t) = \frac{I_{max}}{C} \cdot t$$

$$T = \frac{U_0 \cdot C}{I_{max}}$$

Dabei sind U_0 die Prüfspannung, I_{max} der max. Ladestrom der DC-Quelle und C die Kapazität des zu prüfenden DC-Kabels.

Je kleiner also der maximale Strom der DC-Quelle ist, desto länger wird damit die Ladezeit T . Abbildung 2 zeigt die typische Spannungs- und Stromkurve. Ist das Kabel voll aufgeladen, fließt nur noch der Dauerableitstrom I_{ab} .

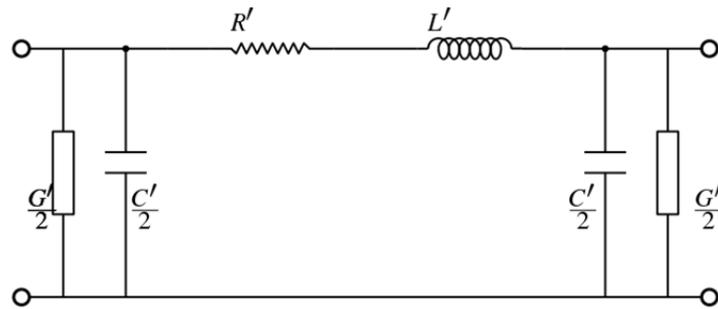


Abbildung 1: Ersatzschaltbild für ein DC-Kabel, wobei R und L nur bei schnellen Vorgängen wirkt

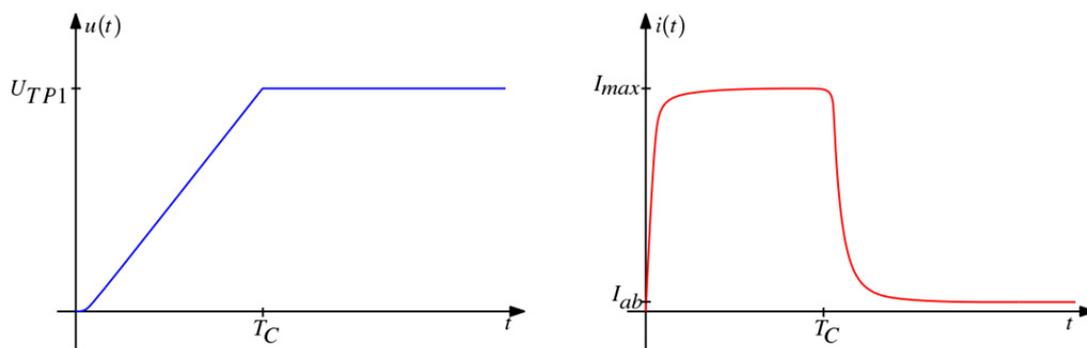


Abbildung 2: Schematische Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Ladespannung und des Ladestroms während der Auflade-Phase eines DC-Kabels.

Auf Basis der sogenannten Delon-Schaltung (Spannungsverdopplungsschaltung) lassen sich modulare, kaskadierbare und leistungsstärkere DC-Prüfsysteme aufbauen [5], [6]. Durch diese Modularität ist das DC-Prüfsystem transportabler und eignet sich damit gut für Vorort-Prüfungen, siehe Abbildung 3 und 4. Durch die Parallelschaltung von mehreren Modulen können höhere Ströme erreicht werden, um auch sehr lange DC-Kabel schneller aufladen zu können.

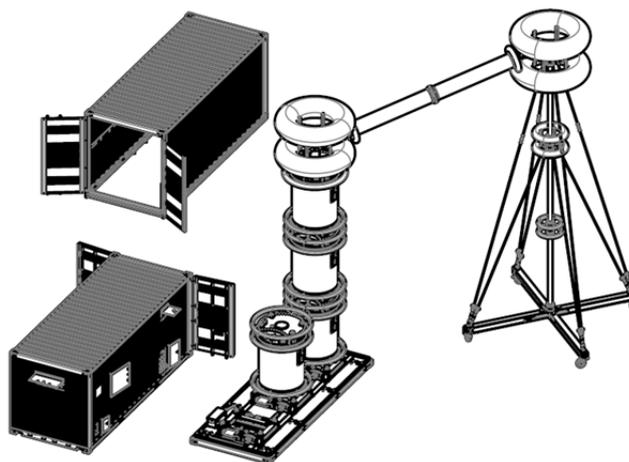


Abbildung 3: Modulares DC-Prüfsystem für die Vorort-Prüfung von langen DC-Kabeln; max. Prüfspannung 1200 kV, max. kontinuierliche Ladestrom beträgt 30 mA (60 mA für 1 h)



Abbildung 4: 1200 kV DC-Prüfsystem mit Wasserentladewiderstand (rechts) aus Abbildung 3 während der Werksabnahme

3.2 Beschreibung der Entladeeinrichtung

Die Dauer der HS-Prüfung von HGÜ-Kabeln bei der Inbetriebnahme vor Ort mit der vorgeschriebenen Prüfspannung beträgt eine Stunde gemäß den Normen [7, 8]. Rechnet man die Lade- und Entladezeiten noch hinzu, kann die gesamte Prüfung bis zu mehreren Stunden dauern. Während die Ladezeit mit Hilfe einer leistungsstarken Gleichstromquelle verkürzt werden kann, hängt die Entladezeit nur von der Zeitkonstante des Kabels $\tau = C'/G'$ und von den Ableitströmen im Prüfkreis, z.B. durch den Spannungsteiler, ab, siehe auch Abbildung 1 und 3. Diese liegen typischerweise im Bereich von nur einigen mA.

Eine schnelle und sichere Entladung kann mit einer geeigneten Entladeseinheit gewährleistet werden. Dies soll an dem folgenden Beispiel eines 550 kV DC-Kabel etwas näher erläutert werden, [10].

Mit typische Kapazitäts- und Leitwerten pro Längeneinheit, siehe auch Abbildung 1, von

$$C' = 0,35 \mu F/km \text{ and } G' = 50 \text{ pS/km}$$

erhält man eine Zeitkonstante von

$$\tau = \frac{C'}{G'} = 7000 \text{ s} \sim 2h$$

Das Kabel wird daher nach der Zeit $T = 4,6 \tau$ auf 1 % der Prüfspannung U_{TP1} entladen. In diesem Falle ist das Kabel also erst 9 Stunden nach dem Ausschalten der DC-Quelle entladen. Diese Zeit ist unabhängig von der Länge des Kabels. Zu beachten ist auch, dass die im Kabel gespeicherte Energie sehr groß ist. Bei einem 200 km langen Kabel sind dies

$$E = \frac{1}{2} \cdot C \cdot U_{TP1}^2 = 22 \text{ MJ}$$

Dies wurde mit $U_{TP1} = 1,45 \cdot U_0$ berechnet, gemäß [7, 8]. Diese große Energie stellt daher eine Gefahr für das Prüfpersonal und das Prüfsystem selbst dar und muss demzufolge nach Ablauf der Prüfdauer möglichst schnell und sicher abgeführt werden. Außerdem wird das zu prüfende Kabel durch den langsamen Entladevorgang nach der effektiven Prüfzeit von einer Stunde unnötig beansprucht, wie in

Abbildung 5 schematisch dargestellt ist. Diese Überbeanspruchung sollte ebenfalls deutlich verkürzt werden, um das Kabel nicht unnötig zu belasten.

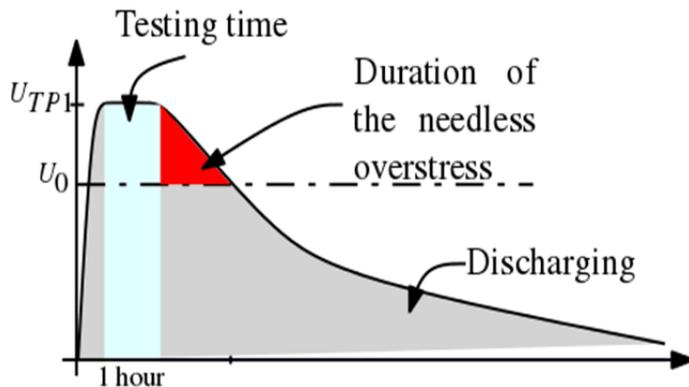


Abbildung 5: Schematischer Verlauf der DC-Spannung während der Vorort-Prüfung eines DC-Kabels ohne Entladewiderstand

3.3 Grundprinzip des Wasser-Entladewiderstandes

Aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften eignet sich Wasser sehr gut für den Bau eines Entladewiderstandes. Wasser hat eine sehr hohe spezifische Wärmekapazität von 4,18 kJ/(kg K) bei 20 °C. Darüber hinaus lässt sich die Leitfähigkeit von 0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ bis auf 50 $\mu\text{S}/\text{cm}$ sehr genau einstellen.

Die Einstellung des Wasserwiderstandswertes zwischen dem hochohmigen und niederohmigen Zustand erfolgt mit Hilfe einer Wasseraufbereitungsanlage. Diese enthält u.a. ein Mischbettharz (sog. Entsalzer), basiert auf einem Kunstharz-Ionenaustauscher der die freie Ionen dem Wasser entzieht. Dadurch kann die spezifische Leitfähigkeit auf den minimalen Wert von ca. 0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ gesenkt werden. Mit Hilfe einer sogenannten Dosiereinheit kann die Leitfähigkeit durch dosierte Zugabe von Ionen auch gezielt erhöht werden.

Der Widerstand der Wassersäule hängt von seiner Länge l , der Querschnittsfläche A und der Wasserleitfähigkeit κ ab:

$$R = \frac{l}{\kappa \cdot A}$$

Da Wasser eine sehr hohe spezifische Wärmekapazität besitzt, ist es ein effizienter Wärmespeicher und in der Lage, große Mengen elektrischer Energie in Wärme umzuwandeln und zu speichern.

Die Leitfähigkeit des Wassers ist stark temperaturabhängig und erhöht sich mit steigender Temperatur. Es ist daher notwendig, die Temperatur des Wassers im Entladewiderstand so weit wie möglich zu stabilisieren. Diese Entladeeinheit (Entladewiderstand und Wasseraufbereitungsanlage) ist für Spannungen bis 1200 kV ausgelegt und ermöglicht die automatisierte Kontrolle der Leitfähigkeit je nach Prüfablauf. Durch ein entsprechendes dielektrisches Design konnten die auftretenden Feldstärken am Entladewiderstand so ausgelegt werden, dass sie unkritisch sind und somit keine Teilentladungen auftreten. Weitere Details findet man in der Referenz [10].

3.4 Fazit

In diesem Kapitel wurde eine Entladeeinheit mit einstellbarem Widerstand zur Optimierung der Vor-Ort-Prüfung von langen HGÜ-Kabeln vorgestellt. Der Widerstand wird weitgehend in Form einer Wassersäule umgesetzt. Dieser Widerstand kann über einen sehr großen Bereich stufenlos eingestellt werden, indem die Leitfähigkeit des Wassers entsprechend reguliert wird. Damit wird eine

zuverlässige und signifikante Reduzierung der Entladezeit und der damit verbundenen höhere Gleichspannungsbelastung des DC-Kabels vermieden, siehe Abbildung 6.

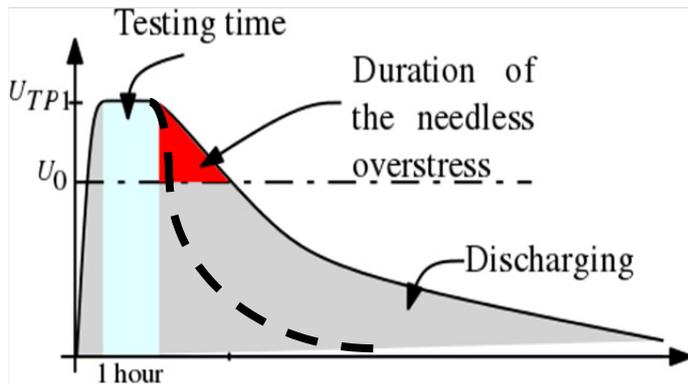


Abbildung 6: Schematischer Verlauf der DC-Spannung während der Vorort-Prüfung eines DC-Kabels ohne und mit Entladewiderstand. Die gestrichelte Linie zeigt die Reduktion der Überbeanspruchung und die Entladezeitverkürzung.

4 PRÜFUNG MIT WECHSELSPANNUNG

Um die Qualität dieser HS-DC-Kabel nachzuweisen, erfolgt allgemein eine Wechselspannungsprüfung, damit die Muffen mittels TE Diagnose beurteilt werden können.

Typischerweise wird diese Prüfung mit Resonanzprüfanlagen durchgeführt, bei der die Kabelkapazität Teil des Resonanzkreises ist. Die benötigte Scheinleistung beträgt

$$S = 2\pi f \cdot C \cdot u^2$$

Es zeigt sich, dass die benötigte Scheinleistung proportional zur Kabellänge und quadratisch mit der Prüfspannung ansteigt. Dementsprechend sind für lange Kabelstrecken mit hoher Prüfspannung sehr leistungsstarke Prüfsysteme erforderlich.

4.1 Herausforderungen bei langen Kabeln

Um sehr lange Kabelstrecken mit hoher Prüfspannung effizient prüfen zu können, sind entsprechend leistungsfähige Hochspannungsdrosseln erforderlich. Durch die Entwicklung einer neuen Leistungsklasse mit Scheinleistungen bis zu 126 MVA Typleistung sind im Vergleich zu bisher verfügbaren Drosseln der 30MVA Klasse deutlich längere Kabelstrecken prüfbar.

Die Übersicht (Abbildung 7) zeigt, dass mit einer neuen Lösung die prüfbare Kabelkapazität deutlich erhöht werden konnte. Mit der dazu entwickelten Drossel DE 126000/200-126 mit 126 MVA Typleistung, 200 kV und 126 A bei 10 Hz, können bei 400 kV Prüfspannung folgende Kabellängen geprüft werden, siehe Abbildung 7. Die 2te Spalte der Abbildung 7 beschreibt die Lasten. Die Konfiguration von 2 Drosseln seriell und 2 Drosseln parallel wird als 2s/2p dargestellt, analog andere Konfigurationen in den anderen Spalten. Die uns bekannte Kabelkapazität schwankt je Hersteller zwischen 0,35 $\mu\text{F}/\text{km}$ und 0,16 $\mu\text{F}/\text{km}$. Die nachfolgenden Beispiele sind mit 0,18 $\mu\text{F}/\text{km}$ gerechnet.

Konfiguration der Drosseln	2s/2p	2s/3p	2s/4p	2s/5p
L (H)	25,3	16,8	12,6	10,1
f_{\min} (Hz) bei 400 kV	10			
C ($\mu\text{F}/\text{km}$)	0,18			
C_{\max} (μF) 10 Hz	10,03	15,04	20,06	25,07
I_{test} (A)	252	378	504	630
Kabellänge (km)	55,71	83,57	111,42	139,28
Anzahl der Drosseln	4	6	8	10

Einspeiseleistung MVA, vor Ort	2,4	3,6	4,8	6,0
--------------------------------	-----	-----	-----	-----

Abbildung 7: Darstellung möglicher Konfigurationen für eine Prüfspannung von 400 kV, mit Drosseln 200kV bei 10Hz betrieben

Bei einer Prüfspannung von 600 kV verkürzen sich die möglichen Kabelprüflängen, siehe Abbildung 8.

Konfiguration der Drosseln	3s/2p	3s/3p	3s/4p	3s/5p	3s/6p
L (H)	37,9	25,3	18,9	15,2	12,6
fmin (Hz) bei 600 kV	10,0				
C (µF /km)	0,18				
Cmax (µF)	6,69	10,03	13,37	16,71	20,06
Itest (A)	252	378	504	630	756
Kabellänge (km)	37,1	55,7	74,3	92,9	111,4
Anzahl der Drosseln	6	9	12	15	18
50 Hz-Equivalent Leistung (MVar)	756	1134	1512	1890	2268
Einspeiseleistung MVA, vor Ort	3,6	5,4	7,2	9,0	10,8

Abbildung 8: Darstellung möglicher Konfigurationen für eine Prüfspannung von 400 kV, mit Drosseln 200 kV bei 10 Hz betrieben

4.2 Vergleich herkömmliche Drossel mit 30 MVar zur Lösung mit 126MVar

Mit den 126 MVar Drossel können deutlich längere Kabel im Werk und ggf. auch vor Ort geprüft werden, Abbildung 9 zeigt eine herkömmliche 30 MVar Drossel mit den wesentlichen Parametern und Abbildung 10 die 126 MVar Drossel.

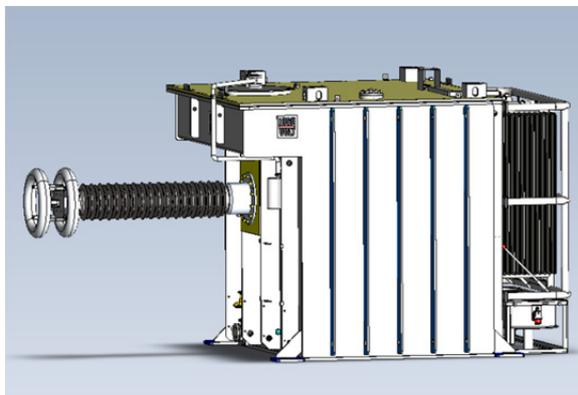


Abbildung 9: Drosseln DE 30000/260: 260kV; 30 MVar; 23; herkömmliche Lösung

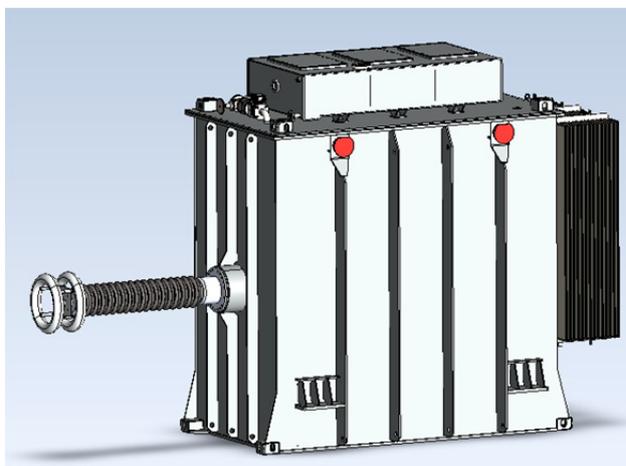


Abbildung 10: Drosseln DE 126000/200: 25,6H; 200kV; 126 MVAR, 50t, Leistungssteigerung um Faktor 4

Besonders hervorzuheben ist die deutliche Verbesserung des spezifischen Leistungsgewichtes. Die Masse der 126 MVAR Drossel ist bei vierfacher Leistung gegenüber der 30 MVAR / 25 t Drossel nur auf 50 t verdoppelt.

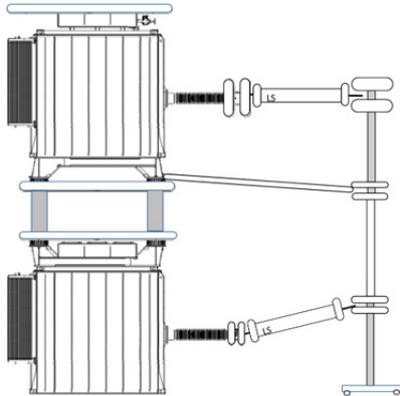


Abbildung 11: Serienschaltung zweier DE 126000/200-126 um eine Prüfspannung von 400 kV zu erreichen

Zur ETG Tagung Hochspannungsprüftechnik im Nov 2018 in Berlin, wird ein detaillierter Erfahrungsbereich zu solch einem Kabelprüfsystem für lange Hochspannungskabel folgen.

4.3 Fazit

Mit neun Prüfdröseln ist es möglich HS Kabel mit einer Prüfspannung 600 kV ($0,18 \mu\text{F}/\text{km}$, 10 Hz) bis zu einer Länge von ca. 55 km, natürlich abhängig von der spezifischen Kabelkapazität, sehr einfach zu prüfen.

Bei einer Prüfspannung von nur 400 kV ($0,18 \mu\text{F}/\text{km}$, 10 Hz) können mit acht Dröseln Längen von bis zu ca. 110 km geprüft werden.

Da die Energiequellen (Einspeiseleistung) vor Ort üblicherweise durch Dieselgeneratoren bereitgestellt werden, muss man von einer ca. doppelt so hohen Einspeiseleistung ausgehen, da den Generatoren die notwendige Steifigkeit fehlt, siehe Abbildungen 7 und 8. Dadurch kann sich eine Begrenzung der maximalen Kabellängen, die geprüft werden können, ergeben.

Bei der Planung von zukünftigen Kabeltrassen muss der Platzbedarf, die maximalen prüfbareren Kabellängen (Kabelparameter) und die dazu notwendige Einspeiseleistung für die Prüfung von HS-DC-Kabeln berücksichtigt werden.

5 TE-MESSUNGEN UND FEHLERORTUNG AN LANGEN KABELN

5.1 TE Messung an langen DC-Kabeln

Bei der TE Messung an DC-Kabeln, die auch mit DC betrieben bzw. geprüft werden, ist eine TE-Messung aus mehreren Gründen bisher nicht sehr aussagekräftig. Bei angelegter DC-Spannung ist die Anzahl der TE-Pulse pro Sekunde für Feststoffisolationen generell sehr niedrig. Daher besitzen die TE-Amplitude und die zeitliche Entwicklung der TE-Pulse nur eine geringe Aussagekraft, um zuverlässige Rückschlüsse auf den Zustand des DC-Kabels zu ermöglichen. Dieser Umstand wird zusätzlich erschwert durch den hohen Grundstörspegel vor Ort.

Aus diesen Gründen prüfen Kabelhersteller DC-Kabel in vielen Fällen mit einer AC-Spannung. Die phasenkorrelierten TE-Pulsen erlauben dann durch bekannte TE-Auswertungen (TE-Muster und TE-Amplitude) Rückschlüsse auf die TE-Ursache und deren Lokalisierung im Kabel. Durch die Dämpfung der hochfrequenten TE-Pulse im Kabel nimmt die TE-Amplitude aber so stark ab, dass

man nur wenige Kilometer in das Kabel hinein „schauen“ kann. Einen guten Zugang zum Kabel würden daher integrierte TE-Sensoren in den Kabelmuffen ermöglichen. Bei der geplanten DC-Kabelverbindung vom Norden Deutschlands nach Bayern („Südlink-Projekt“), mit einer Gesamtlänge von ca. 720 km ergeben sich dann mehr als 600 Kabelmuffen. Würden diese alle mit TE-Sensoren bestückt, würde dies theoretisch eine gleich gute räumliche Auflösung bzw. TE-Empfindlichkeit entlang der gesamten Kabelstrecke ermöglichen.

5.2 Diagnose mittels Fehlerortung

Ein weiteres diagnostisches Verfahren ist die Messung von kurzzeitigen, lokalen Spannungseinbrüchen oder eines kompletten Spannungszusammenbruchs und deren Lokalisierung in einem Kabel. Im letzteren Fall, also beim Kurzschluss, wird das Kabel im Allgemeinen sofort abgeschaltet, d.h. vom Netz genommen oder von der Prüfquelle getrennt. Um die Fehlstelle an diesem freigeschalteten Kabel zu lokalisieren, eignet sich das sog. TDR Messverfahren (Time Domain Reflectometry).

5.2.1 Theoretische Grundlagen

Bei diesem Messverfahren wird mit einer zusätzlichen, zweiten Quelle ein Hochspannungsimpuls in das freigeschaltete Kabel eingespeist. Dieser Impuls wird an der (niederohmigen) Fehlstelle reflektiert. Aus der gemessenen Reflexionszeit T_x und mit Hilfe der Ausbreitungsgeschwindigkeit v des Impulses entlang des Kabels, lässt sich die Position der Fehlstelle ermitteln, siehe Abbildung 12.

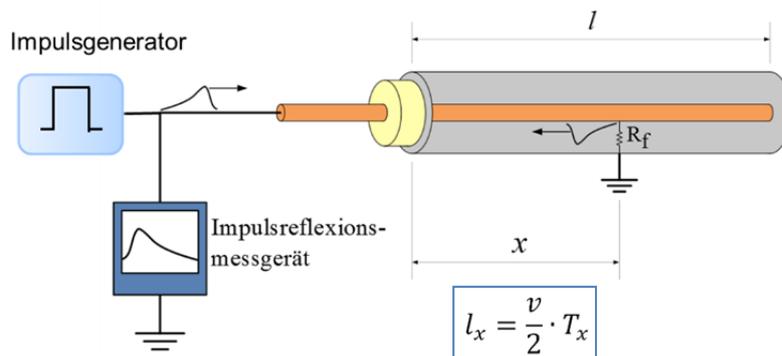


Abbildung 12: Schematische Darstellung eines herkömmlichen TDR Messverfahren mit einem zusätzlichen Impulsspannungsgenerator

Dabei gibt es verschiedene Phänomene, die die Genauigkeit dieses Verfahren negativ beeinflussen, so dass lange Kabel nicht mit ausreichender Ortsauflösung (kleiner +/-1% von der Gesamtkabellänge) ausgewertet werden können.

- Dispersion
„Elektrische Kabel weisen je nach Frequenz aufgrund ihrer Isolierstoffe unterschiedliche Ausbreitungsgeschwindigkeiten auf, was sich z. B. bei der Zeitbereichsreflektometrie an verbreiterten reflektierten Impulsen zeigt. Der Effekt führt zu Laufzeitverzerrungen bei breitbandigen Signalen (zum Beispiel in Form von flacheren Impulsflanken).“ (Wikipedia)
- Dämpfung
Wie bei den TE-Impulsen werden die hochfrequenten Signalanteile stärker gedämpft, was die Genauigkeit der Ortsauflösung verschlechtert.

Die Ursachen sind hier einmal im geometrischen Aufbau des Kabels (Querschnitt, Leiterquerschnitt) und in den halbleitenden Schichten (Skin-Effekt) zu suchen.

5.2.2 Optimierte Messverfahren: „On-Line Fehlerortung“

Ein Durchschlag im Kabel bzw. ein pulsformiger Spannungseinbruch erzeugt einen großen Spannungsimpuls, (dU/dt), der sich als Wanderwelle in beide Richtungen entlang des Kabels, vom Fehlerort weg ausbreitet. Je nach Länge, Design der Muffen und der Kabelquerschnitte (Übergang Land-Seekabel) kann dieser Puls mehrfach hin- und herlaufen, siehe Abbildung 13. Dieser Impuls kann mit einem Spannungsteiler erfasst und ausgewertet werden. Die in HGÜ-Stationen existierenden DC-Spannungsteiler haben eine ausreichende Bandbreite, was durch Messungen bestätigt werden konnte. Damit ist eine On-line Fehlerortung an einem in Betrieb befindlichen DC-Kabel möglich. Hierdurch kann der Fehler innerhalb weniger Minuten sofort ermittelt werden. Dies ist einer der großen Vorteile gegenüber dem bisher verwendeten Messverfahren.

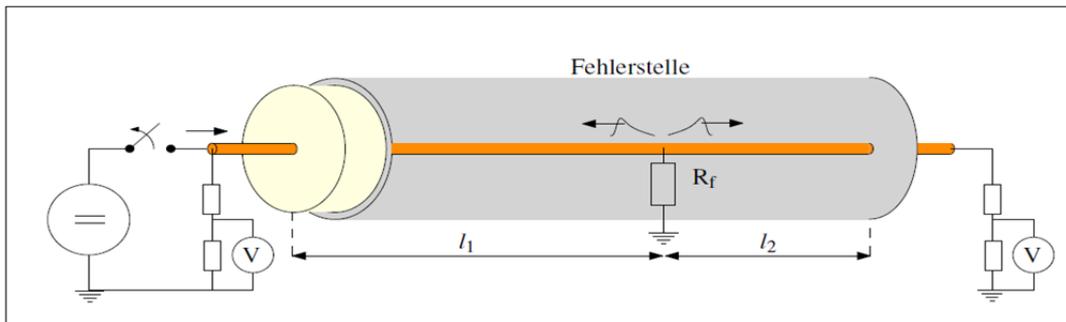


Abbildung 13: Schematische Darstellung der On-Line Fehlerortung mit dem TDR Messverfahren

Die Abbildung 14 zeigt beispielhaft eine TDR-Messung mit dem speziell dazu entwickelten Fehlerortungssystem („HiRES Locator“). Bei diesem Beispiel (ein ca. 800 m langes, 150 kV DC-Kabel) wurde eine Kugelfunkenstrecke an einem Ende des DC-Kabels angebracht. Diese Funkenstrecke simulierte hier den Fehlerfall. Der Kalotten-Abstand wurde so eingestellt, dass bei ca. -6 kV der Durchschlag erfolgte. Man erkennt sehr gut die Dämpfung, die Mehrfachreflexionen und die Dispersion des Impulses.

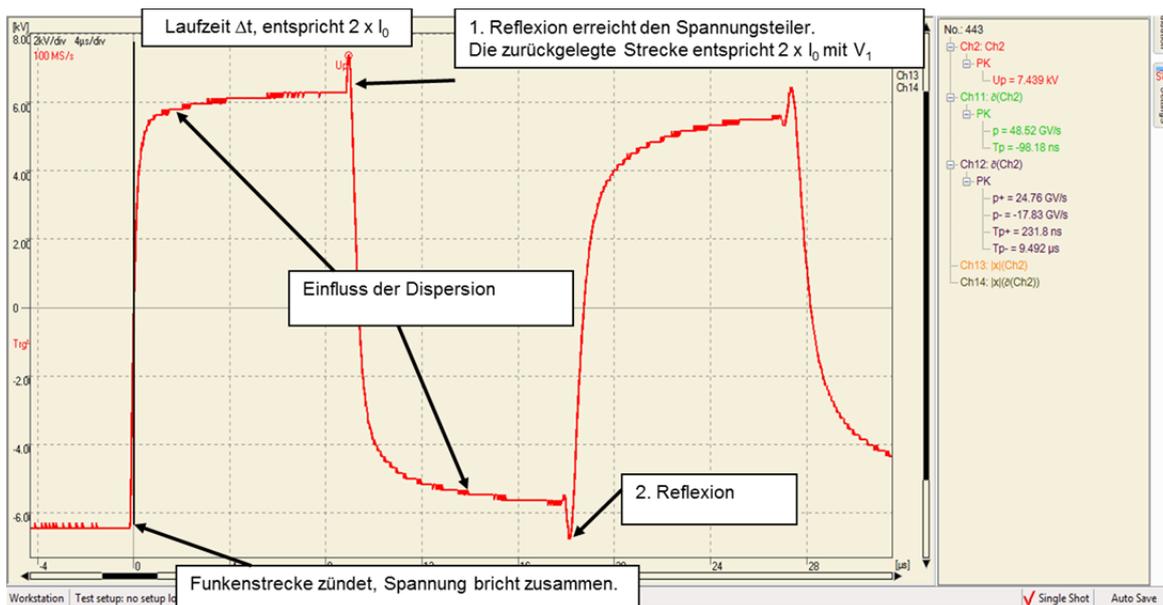


Abbildung 14: TDR-Messung mit dem optimierten Fehlerortungsverfahren.

Mit der hier verwendeten Abtastrerate von 100 MS/s lag der „Digitalisierungsfehler“ bei +/- 10 ns. Mit der theoretischen Laufzeit von $V_0 = 171,2 \text{ m}/\mu\text{s}$ bei diesem kurzen DC-Kabel entspricht dies einer minimalen Unsicherheit in der Ortsauflösung von ca. +/- 2 m., was durch die Messungen bestätigt werden konnte.

Bei längeren DC-Kabeln (größer 3 - 5 km) wird die Unsicherheit der Ortsauflösung maßgeblich durch die Unsicherheit der Ausbreitungsgeschwindigkeit des Kabels selber bestimmt. Aus diesem Grunde wurden Messungen an einem ca. 140 km langen und verlegtem DC-Kabel (Seekabel-Landkabel) durchgeführt. Mit einer berechneten, mittleren Geschwindigkeit lag die Unsicherheit der Fehlerortung bei unter einem Prozent. Die Position der Muffe, die das Seekabel mit dem Landkabel verbindet, konnte mit einer Unsicherheit von weniger als 0,7% ermittelt werden.

5.2.3 Fazit

Eine TE-Diagnose an sehr langen DC-Kabeln kann nur mittels verteilter TE-Messtechnik, d.h. an sehr vielen Messstellen erfolgen, was natürlich sehr aufwendig wird. Die On-Line Fehlerortung mittels des optimierten TDR-Verfahrens („HiRES Locator“) ermöglicht bei einer zweiseitigen Messung an beiden Kabelenden an einem bis zu 400 km langen DC-Kabel eine Genauigkeit von ca. +/- 1 km. Damit können Spannungseinbrüche und Durchschläge im Kabel sehr präzise gemessen und lokalisiert werden.

6 AUTOMATISIERTE PRÜFUNG AN BETRIBSMITTELN AM BEISPIEL VON VERTEILTRANSFORMATOREN

Verteiltransformatoren werden im Vergleich zu Leistungstransformatoren in sehr viel größeren Stückzahlen weltweit produziert und eingesetzt und der Bedarf steigt durch die Energiewende weiter. Aus diesem Grund unterscheiden sich aus wirtschaftlicher Sicht auch die Anforderungen an die Produktion und die elektrische Stückprüfung deutlich, da der Zeitbedarf jedes einzelnen Produktionsschrittes einen wichtigen Kostenfaktor darstellt. Hersteller sind deshalb bestrebt, den Zeitbedarf für die Prüfung auf das technisch mögliche Minimum zu reduzieren. Ein optimal auf diese Anforderungen zugeschnittenes Prüfsystem wird nun dargestellt.

6.1 Leistungskomponenten des Prüfsystems

Die Durchführung der Routineprüfungen an Verteiltransformatoren setzt eine leistungsstarke Spannungsquelle voraus, die variable Spannungen mit der für die Prüfung erforderlichen Frequenzen bereitstellen kann. Von der lokalen Netzfrequenz abweichende Frequenzen werden insbesondere bei Prüfungen mit induzierter Spannung benötigt, bei der die Prüffrequenz mindestens in gleichem Maße wie die Prüfspannung über die Nennwerte gesteigert wird um eine magnetische Sättigung des Kernes zu vermeiden. Variable Prüffrequenzen erlauben darüber hinaus auch die Prüfung von Transformatoren die für den Export in Länder mit abweichender Netzfrequenz (50 / 60 Hz) bestimmt sind.

Der typische Aufbau eines Systems für die Prüfung von Verteiltransformatoren ist in **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** skizziert. Mit diesem Aufbau können neben den beschriebenen Routine-Prüfungen bei entsprechender Dimensionierung der Anlagenteile auch ganztägige Wärmeprüfungen von Verteiltransformatoren im Rahmen von Typprüfungen durchgeführt werden.

Die Prüfanlage wird aus einem statischer Frequenzrichter Abbildung 15: (1) versorgt, der in Verbindung mit internen Filterstufen eine sehr überschwingungsarme dreiphasige Prüfspannung erzeugt. Durch eine Reihe von zusätzlichen Filtermaßnahmen wird der Anteil an hochfrequenten Störungen der Ausgangsspannung stark gedämpft, um Störungen bei der Messung von Teilentladungen zu minimieren. Dadurch sind auch hochsensible Teilentladungsmessungen im

Bereich weniger Picocoulomb (pC) möglich, wie sie vor allem an Gießharztransformatoren zur Qualitätsbeurteilung der Isolation durchgeführt werden müssen.

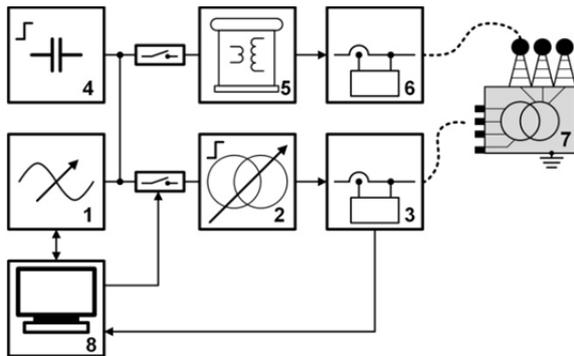


Abbildung 15: Schematische Darstellung eines automatisierten Verteiltransformatoren Prüffeldes

Die Spannungsanpassung an die erforderliche Prüfspannung erfolgt durch einen Anpasstransformator Abbildung 15: (2) mit mehreren Übersetzungsstufen. Die Umschaltung erfolgt automatisiert durch motorgetriebene Mittelspannungsschütze.

Eine kapazitive Kompensation Abbildung 15: (4) stellt den größten Teil der Blindleistung der im Kurzschlussbetrieb gemessenen Lastverluste bereit. Der statische Frequenzumrichter liefert in diesem Fall nur die verbleibende nicht kompensierte Blindleistung und die im Prüfling Abbildung 15:(7) und in der Prüfanlage selbst auftretenden Wärmeverluste.

Die Messung der am Prüfling Abbildung 15: (7) anliegenden Spannung, des Prüfstromes und vor allem der im Prüfling umgesetzten Wirkleistung erfolgt mit einem spezialisierten hochgenauen Verlustleistungsmesssystem Abbildung 15: (3). Aufgrund des sehr geringen Leistungsfaktors des Prüflings hängt die erreichbare Messgenauigkeit der Verlustleistungsmessung sehr stark von der Genauigkeit der Erfassung der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung ab. Um Fehlereinflüsse zu minimieren, werden die Amplituden- und Winkelfehler der einzelnen Spannungs- und Stromsensoren und der dazugehörigen Auswerteeinheiten einzeln präzise ausgemessen und in einem internen Speichermodul im Sensor abgespeichert. Während des Messvorgangs werden diese gespeicherten Daten zur permanenten Korrektur der Messdaten der Einzelsensoren genutzt und ermöglichen dadurch eine hochgenaue Bestimmung der Verlustleistung auch bei sehr kleinen Phasenwinkeln.

Für die Durchführung von Isolationsprüfungen mit angelegter Hochspannung werden separate Hochspannungstransformatoren Abbildung 15: (5) verwendet, der ebenfalls aus dem statischen Frequenzumrichter gespeist werden.

6.2 Möglichkeiten der Zeitoptimierung bei Routineprüfungen

Der insgesamt benötigte Zeitaufwand einer vollständigen Routineprüfung setzt sich – neben dem Transport der Transformatoren zum Prüffeld - aus folgenden Komponenten zusammen:

- Rüstzeit der Prüfanlage
- Dauer der Umkonfigurierung der Prüfanlage und der Prüflingsanschlüsse zwischen den Prüfungen
- Zeitbedarf der tatsächlichen elektrischen Beanspruchung
- Auswertung und Dokumentation der Messergebnisse

Eine Beschleunigung der anfänglichen Rüstzeit der Anlage lässt sich durch eine optimierte Anlagensteuerung erreichen, die allein durch die Eingabe der Seriennummer des Prüflings sämtliche hinterlegte Prüfdaten automatisiert einstellt. Durch eine Kopplung der Anlagensteuerung mit dem werkseigenen Warenwirtschaftssystem können dabei individuelle Wünsche des Endkunden zur Prüfung ohne Unterbrechung des Informationsflusses bis in das Prüffeld automatisiert weitergeleitet werden.

Durch den Einsatz einer automatisierten Umschalteneinrichtung, die alle benötigten Prüfschaltungen selbständig mit Hilfe eines motorisierten Hochspannungsschaltfeldes einstellt, lassen sich die Vorteile einer solchen gekoppelten Anlagensteuerung optimal ausnutzen. Nach dem einmaligen Anschluss des zu prüfenden Transformators muss der Prüfbereich nicht mehr betreten werden und der Prüf Ablauf kann vollautomatisch ablaufen.

Der Zeitbedarf der tatsächlichen elektrischen Beanspruchung des Prüflings lässt sich nur bedingt beeinflussen, da der Ablauf und die Dauer weitestgehend durch internationale Normen standardisiert sind. Eine Möglichkeit zur Verkürzung der Prüfdauer besteht in der Erhöhung der Prüffrequenz bei der induzierten Spannungsprüfung. Dadurch lässt sich die Beanspruchungsdauer von 60 Sekunden bei 100 Hz beispielsweise auf 30 Sekunden bei 200 Hz verkürzen.

Eine zusätzliche Verkürzung der Gesamtprüfzeit kann durch die zeitgleiche Durchführung von Hochspannungsprüfungen und der Vorprüfungen, wie Isolationswiderstand, DC-Wicklungswiderstand und Vektorgruppe, im Sinne einer Fließbandabarbeitung erreicht werden. Nach dem Abschluss eines Prüfabschnittes kann ein Transformator den Hochspannungsprüfbereich fertig geprüft verlassen und durch den nächsten, bereits vorgeprüften Transformator ersetzt werden. Mit einer entsprechend ausgerüsteten Steuerung und einem angepassten Sicherheitssystem können beide Prüfbereiche von nur einer Person bedient werden.

Auch der Zeitbedarf für die Erstellung individueller Dokumentationen der Prüfergebnisse kann durch die Ankopplung der internen Datenverwaltung des Prüfsystems mit dem werkseigenen Warenwirtschaftssystem verkürzt werden. Hierzu ist ein spezifisches Datenübergabeformat zwischen dem Hersteller des Prüfsystems und dem Anwender im Trafowerk abzustimmen, das sämtliche während der Prüfung gewonnene Messwerte beinhaltet und automatisiert vom Warenwirtschaftssystem eingelesen werden kann. Mit Hilfe dieser Messdaten kann dann ein individuelles Prüfprotokoll erstellt werden, das ohne Unterbrechung des Informationsflusses alle speziellen Anforderungen und Vereinbarungen aus dem Bestellprozess erfüllt.

6.3 Ebenenstruktur der Anlagensteuerung

Das Steuerungssystem des Prüfsystems ist in mehrere hierarchisch unterteilte Ebenen gegliedert, die sich durch ihren Abstraktionsgrad und der Entfernung zur rein technischen Ebene der Prüfanlage unterscheiden. Die Ebenenstruktur ist in der Abbildung 16 schematisch dargestellt.

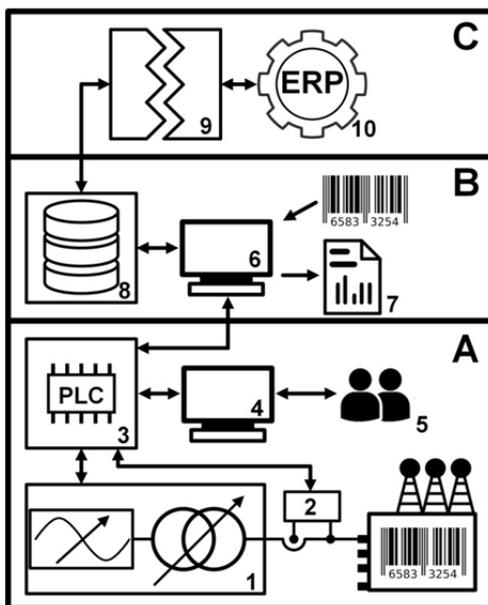


Abbildung 16: Die Ebenenstruktur eines automatischen Verteiltransformatorprüffeldes

Die Ebene der Basissteuerung Abbildung 16: (A) besteht aus der anlageninternen SPS-Steuerung Abbildung 16: (3), die in Verbindung mit einer grafischen Benutzeroberfläche Abbildung 16: (4) der direkten Steuerung der Prüfanlage Abbildung 16: (1) dient. In dieser Ebene sind außerdem alle Schutzfunktionen realisiert, die die Prüfanlage sicher vor Überlast oder Fehlbedienung schützen.

Die internen Einstellungen der Prüfanlage werden nach der manuellen Eingabe der elektrischen Prüfparameter durch das Prüfpersonal Abbildung 16: (5) von der SPS-Steuerung automatisch vorgenommen. Die gewonnenen Messergebnisse der Verlustleistungsmessung Abbildung 16: (2) und der Hochspannungsprüfung können in einem Rohdatenformat zur weiteren Verarbeitung ausgegeben werden.

Die Erweiterung des Steuerungssystems Abbildung 16:(B) durch eine anlageninterne Datenbank Abbildung 16: (8) in Verbindung mit einer spezialisierten PC-Software Abbildung 16: (6) ermöglicht eine automatisierte Einstellung von elektrischen Prüfparametern anhand der Typenzuordnung des zu prüfenden Transformators. Dabei kann die Typenzuordnung in der einfachsten Form durch die manuelle Auswahl aus einer Liste von vordefinierten Typen mit den hinterlegten Prüfanweisungen erfolgen. Eine komfortablere Variante besteht in der automatischen Ermittlung der Typenzugehörigkeit anhand der Seriennummer des zu prüfenden Transformators. In diesem Fall genügt das Einlesen der als Barcode am Prüfling angebrachten Seriennummer mittels eines Barcodescanners um die vorgesehene Prüfanweisung aus einer vorgefertigten Zuordnungsliste auszuwählen. Besonders vorteilhaft ist dieses Zuordnungssystem, wenn technisch gleiche Transformatorentypen aufgrund unterschiedlicher Kundenanforderungen oder Exportmärkte flexibel mit unterschiedlichen Prüfparametern geprüft werden müssen.

Die hinterlegten Prüfanweisungen werden vom eigentlichen Prüfprozess getrennt erstellt und in der anlageneigenen Datenbank gespeichert. Die während der Hochspannungsprüfung und der Vorprüfung anfallenden Messergebnisse werden ebenfalls eindeutig dem geprüften Transformator zugeordnet in dieser Datenbank abgelegt. Nach dem Abschluss aller Prüfungen können diese Daten automatisiert in einer vorbereiteten Protokollvorlage Abbildung 16: (7) zusammengeführt werden. Durch die flexibel für unterschiedliche Anforderungen konfigurierbaren Protokollvorlagen kann die vollständige Protokollerstellung prinzipiell ohne manuelle Nacharbeit auf „Knopfdruck“ erledigt werden.

Mit Hilfe eines individuellen Koppelmoduls Abbildung 16: (9) kann die Datenverwaltung des Prüfsystems auch direkt mit dem werkseigenen Warenwirtschaftssystem Abbildung 16: (10) gekoppelt werden Abbildung 16: (C). Für die Realisierung einer solchen Kopplung müssen im Vorfeld entsprechende Datenaustauschformate zwischen dem Hersteller der Prüfanlage und dem Anwender im Transformatorenwerk festgelegt werden. Durch den Einsatz solcher fester Austauschformate können spätere Kompatibilitätsprobleme vermieden werden, die sich bei einer direkten Kopplung der beiden Softwaresysteme durch unvermeidbare Wartungseingriffe längerfristig ergeben könnten.

Das Warenwirtschaftssystem liefert in diesem Fall sämtliche Prüfanweisungen direkt an das Prüfsystem. Im Austausch liefert das Prüfsystem eine Ergebnisdatei an das Warenwirtschaftssystem zurück, aus der dann die weitere Dokumentation der Prüfergebnisse für den Kunden des Transformatorenwerkes erfolgt.

Eine solche tiefe Integration der Prüfanlage in den Herstellungsprozess im Transformatorenwerk hat den großen Vorteil, dass der gesamte Produktionszyklus des hergestellten Verteiltransformators mit allen Prüfanweisungen, Messdaten und Protokollen zentral durch das Warenwirtschaftssystem verwaltet werden kann. Dadurch sind sämtliche Vorgänge, die in Zusammenhang mit der Qualität des Transformators stehen, jederzeit klar nachvollziehbar.

6.4 Hochspannungsschaltfeld zur automatisierten Umschaltung

Eine automatisierte Umschaltung der Prüfschaltung ohne Eingriff des Prüffeldpersonals ist durch die Ausstattung des Prüffeldes mit einem Hochspannungsschaltfeld möglich. Nach der einmaligen Herstellung der Verbindungen aller Anschlüsse des zu prüfenden Verteiltransformators mit der Prüfanlage muss das Prüffeld während der Prüfung nicht mehr betreten werden. Demzufolge entfällt neben dem Aufwand der Umkontaktierung auch die notwendige mehrmalige Freischaltung der Prüfanlage.

Eine mögliche Ausführung dieser Automatisierung ist in der Abbildung 17 dargestellt. Alle Anschlüsse des zu prüfenden Verteiltransformators Abbildung 17: (9) werden zu Beginn der Prüfung mit flexiblen Leitungen Abbildung 17: (8) an die Prüfanlage angeschlossen. Typischerweise befindet sich das Hochspannungsschaltfeld (4) oberhalb des Prüfbereiches, um einerseits den Platzbedarf der Prüfanlage zu verringern und um andererseits die Länge der Anschlussleitungen zu minimieren. Die Prüfspannungsquelle Abbildung 17: (1) wird wahlweise zur Speisung eines Anpasstransformators Abbildung 17: (2) oder eines separaten Hochspannungstransformators Abbildung 17: (3) genutzt. Diese Verbindungen werden ebenfalls vollautomatisch hergestellt.

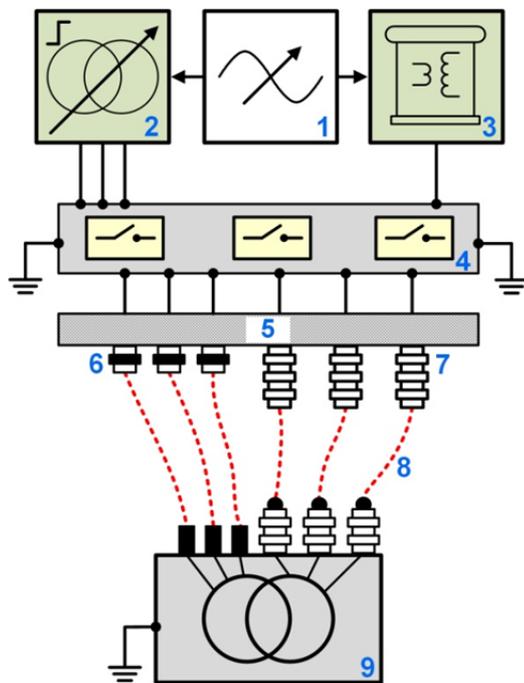


Abbildung 17: Schematische Darstellung der automatisierten Umschaltung

Die Spannungsbeanspruchung des Hochspannungsschaltfeldes richtet sich vor allem nach den erforderlichen Spannungspegeln bei der Spannungsprüfung mit induzierter und mit angelegter Hochspannung. Diese liegen für die Oberspannungsseite von Verteiltransformatoren der 36 kV Klasse typischerweise bei bis zu 70 kV (Leiter-Erde) für die Prüfung mit angelegter Hochspannung und bei 72 kV (Leiter-Leiter) für die induzierte Spannungsprüfung. Auf der Niederspannungsseite des zu prüfenden Verteiltransformators können in Abhängigkeit von lokalen Prüfvorschriften Spannungswerte bis zu 20 kV gegen Erde auftreten.

Da alle Umschaltvorgänge ausschließlich spannungsfrei erfolgen und demzufolge keine Löschung von Schalt-Lichtbögen notwendig ist, bieten sich für das Hochspannungsschaltfeld motorbetriebene offene Trennschalter an. Allerdings sind die Kontaktsysteme von Trennschaltern in Standardausführung üblicherweise nur für eine Anzahl von wenigen 1000 Schalspielen ausgelegt. Um mit einem

entsprechend automatisierten Prüffeld bis zu 10.000 Transformatoren im Jahr vollständig zu prüfen, sind Trennschalter in Spezialausführung erforderlich, deren Kontaktsystem durch eine entsprechende Kombinationen von Kontaktmaterialien auf über 100.000 Schalspiele ausgelegt ist.

Im Gegensatz zur manuellen Umkonfektionierung der Prüflingsanschlüsse durch das Prüfpersonal ist der Zeitbedarf zur Herstellung einer neuen Prüfschaltung nur noch von der Umschaltzeit der motorbetriebenen Trennschalter begrenzt. Diese liegt je nach der Spannungsklasse der Trennschalter zwischen 5 und 10 Sekunden.

6.5 Fazit

Anhand dieses Beispiels der automatisierten Prüfung von Verteiltransformatoren kann demonstriert werden, dass auch die Prüfeinrichtungen durch die Verkürzung der Gesamtverweildauer auf dem Prüfplatz einen wesentlichen Beitrag zur effizienteren Herstellung von Verteiltransformatoren beitragen können.

Rüstzeit	<ul style="list-style-type: none"> • Kontaktieren , teilautomatisch < 1 Min. • Datenübertragung, automatisch < 0,1 Min.
Prüfzeit [IEC]	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungsprüfung ~ 11 Min.
Rüstzeit	<ul style="list-style-type: none"> • Datenübertragung, automatisch < 0,1 Min. • Dekontaktieren teilautomatisch < 1 Min

Abbildung 18: Schematische Darstellung Prüf- zu Rüstzeiten

7 ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurde auf 4 Herausforderungen eingegangen die durch die Energiewende Einfluss auf die Prüftechnik und Diagnose hat.

- Die Entladeeinheit mit einstellbarem Widerstand ist ein wesentlicher Bestandteil zur sicheren DC-Prüfung von langen HGÜ-Kabeln vor Ort und im Werk. Der Widerstand wird weitgehend in Form einer Wassersäule umgesetzt. Dieser Widerstand kann über einen sehr großen Bereich stufenlos eingestellt werden, indem die Leitfähigkeit des Wassers entsprechend reguliert wird. Damit wird eine zuverlässige und signifikante Reduzierung der Entladezeit und der damit verbundenen hohen Gleichspannungsbelastung des DC-Kabels vermieden, siehe Abbildung 6.
- Mit neuen sehr großen Prüfdrosseln ist es möglich, HS Kabel mit einer Prüfspannung bis zu 600 kV können Länge von ca. 50-100 km je nach Kapazität/km sehr einfach zu geprüft werden, siehe Abbildung 7,8. Höhere Prüfspannungen können durch andere Konfigurationen erreicht werden.

Da die Energiequellen (Einspeiseleistung) üblicherweise vor Ort durch Dieselgeneratoren bereitgestellt werden, muss man Aufgrund der fehlenden Steifigkeit der Quellen (Generatoren) von einer ca. doppelt so hohen Einspeiseleistung ausgehen, siehe Abbildung 7 und 8. Dadurch kann sich eine Begrenzung der maximalen prüfaren Kabellängen ergeben.

Bei der Planung von zukünftigen Kabeltrassen muss der Platzbedarf, die die Kabelparameter und die dazu notwendige Einspeiseleistung für die Prüfung von HS-DC-Kabeln berücksichtigt werden.

- TE-Diagnose an langen DC-Kabeln kann nur mittels verteilter TE-Messtechnik an sehr vielen Messstellen erfolgen, dies wird sehr aufwendig.
- Die Fehler-Diagnose Methoden mittels TDR-Messung ermöglichen ein zweiseitiges messen an sehr langen Kabelstrecken (ca. 400 km) um Spannungseinbrüche und oder den Fehler (Durchschlag) im Kabel sehr präzise zu diagnostizieren. Diese passiert in quasi Echtzeit und ermöglicht so ein schnelles handeln der Netzbetreiber. Diese Technik wird auch in der Online-Kabeldiagnose verwendet.
- Anhand dieses Beispiel der Automatisierten Prüfung von Verteiltransformatoren kann demonstriert werden, dass auch die Prüfeinrichtungen einen wesentlichen Beitrag zur effizienteren Herstellung von Verteiltransformatoren beiträgt, da sich die Verweildauer auf den Prüfplatz auf nahezu die reinen Prüfzeit von ca. 13 Minuten reduziert, siehe Abbildung18.

Mein Dank gilt all den Kollegen der HIGVOLT die dazu beigetragen haben diesen Artikel zu verfassen und insbesondere Hr. Siebert, unter dessen Leitung diese 126MVAr Drossel entwickelt wurde.

LITERATUR

- [1] Hagen, J. et al.: Betriebsmittel für 800-kV-DC-Analgen – Herausforderungen und Lösungen, Siemens AG 2009
- [2] Görner, R.: Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen - Entwicklungsperspektiven der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ABB-Group, 2010
- [3] ETG Taskforce Infrastruktur: Stromübertragung für den Klimaschutz, VDE-Studie, 2011
- [4] Coors, P. et al.: Application of AC test voltage during factory testing of super long HVDC cables, XVII ISH Hannover, 2011
- [5] IEC 60060-1 ed. 3.0 (2010-09): High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements, 2010
- [6] A. Küchler: "Hochspannungstechnik", Heidelberg Springer, 2017.
- [7] CIGRÉ TB 496: „Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV“, CIGRÉ, 2012.
- [8] IEC 62895-2017: "High Voltage Direct Current (HVDC) power transmission cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages up to 320 kV for land applications - Test methods and requirements"
- [9] Th. Steiner, S. Streu: "Mobile modulare Gleichspannungsprüfung für Vor-Ort-Prüfungen", Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012
- [10] M. Felk, R. Pietsch, Th. Steiner: "DC High-Voltage Test Systems with Discharging Unit for On-Site", CIGRÉ Winnipeg 2017 Colloquium, paper D1-164

Präqualifikationstest für extrudierte 525-kV-HVDC-Kabelsysteme

Hon.-Prof. Dr.-Ing. Stephan Pöhler

TenneT TSO GmbH

stephan.poehler@tennet.eu

Germany



KURZFASSUNG

In dem Beitrag wird das Präqualifikationsverfahren (PQ-Test) für extrudierte 525-kV Hochspannungs-Gleichstromkabel beschrieben. Hierbei handelt es sich um ein gemeinsames Projekt der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Der PQ-Test lehnt sich an die Cigré TB 496 an [1]. Die Tests wurden im August 2017 begonnen und laufen planmäßig bis Ende 2018. In dem Bericht sind die Versuchsvorbereitung, der Aufbau und der Beginn der Dauertests beschrieben. Vier Kabelhersteller haben sich durch erfolgreiches Bestehen der Typprüfung für Teilnahme am PQ-Test qualifiziert. Insgesamt sind fünf unterschiedliche Prüfschleifen mit jeweils >100m Kabellänge, zwei Freiluftendverschlüssen und zwei Muffen im Test. Ein Kabelhersteller nimmt mit zwei unterschiedlichen Kabelisoliermaterialien am PQ-Test teil. Aus Kapazitätsgründen wurden zwei Prüfinstitute mit der Durchführung beauftragt.

1 EINLEITUNG

Aufgrund des gesetzlich festgelegten Vorranges für Erdverkabelung bei den HVDC-Korridorprojekten sind Kabelsysteme im Höchstspannungsbereich von Interesse, um die Übertragungsverluste klein zu halten und die Trassenbreiten zu minimieren. Während masseimprägnierte Kabel (MI-Kabel) in der Spannungsebene 525kV Stand der Technik sind, handelt es sich bei dem Einsatz von extrudierten HVDC-Kabeln aber um eine Neuentwicklung bei der die Marktreife erst nachgewiesen werden muss. Für kunststoffisolierte Kabel spricht im Vergleich zu MI-Kabeln neben anderen Vorteilen eine höhere Belastbarkeit und demzufolge geringere Anzahl an Kabeln für die gleiche Übertragungsleistung.

Der Netzbetrieb von Übertragungssystemen bedeutet eine hohe Verantwortung gegenüber dem Verbraucher und berührt volkswirtschaftliche Interessen. Aus diesem Grund steht die Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Komponenten und Systeme an erster Stelle. Hohe Anforderungen an die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems bedeutet:

- geringe Fehlerwahrscheinlichkeit
- ausreichende Redundanzen
- kurze Reparaturdauern
- minimale Ausfallzeit aufgrund Wartungsarbeiten

Im Übertragungsnetz werden nur als zuverlässig bewertete Technologien und Komponenten eingesetzt. Vor Engineering und Projektierung müssen die technische Qualität und die Marktreife nachgewiesen werden. Dieses war der Ausgangspunkt einen von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern gemeinsam initiierten PQ-Test durchzuführen.

2 HVDC-KORRIDORPROJEKTE*



*skizzierte Trassenverläufe sind Prinzipdarstellungen

3 SPANNUNGSEBENEN BEI HVDC-KABELSYSTEMEN

320kV

- Stand der Technik bei extrudierten Kabelsystemen
- höhere Verluste im Vergleich zu 400 und 525 kV
- größere Anzahl von Kabelsystemen (dto.)

400kV

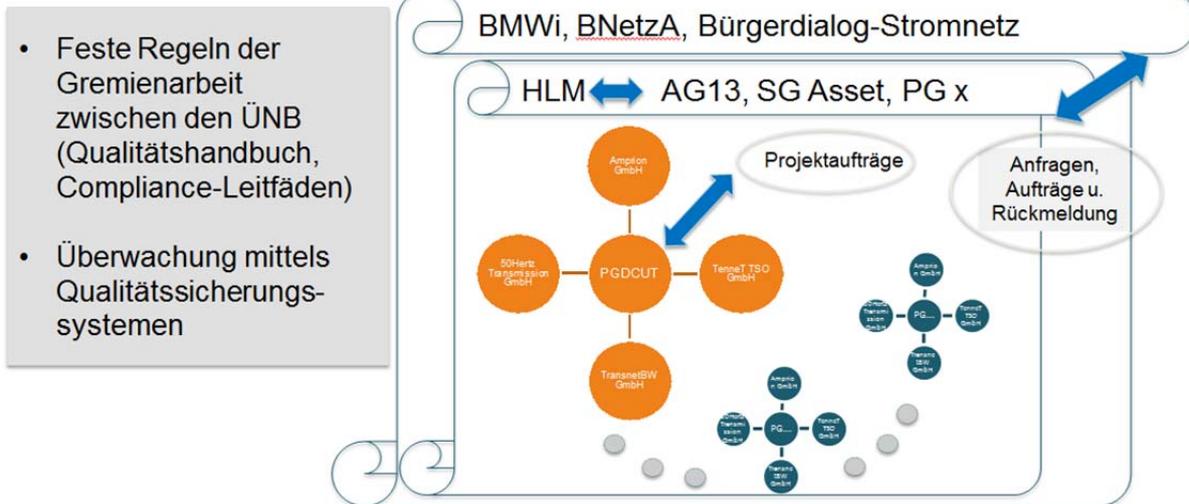
- bzgl. extrudierter Kabeltechnik analoger Entwicklungssprung wie bei 525 kV, aber Stand der Technik bei masseimpregnierten (MI) Kabeln

525kV

- MI-Kabel verfügbar, extrudierte Kabel aber nicht Stand der Technik
- reduzierter Kabelbedarf bei extrudierten Kabeln: geringerer Leiterquerschnitt bzw. verringerte Kabelanzahl
- Minimierung von technischen Risiken einer Neuentwicklung durch Präqualifikationstests (laufende Entwicklungsbegleitung durch ÜNB)

4 KOOPERATION DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (ÜNB)

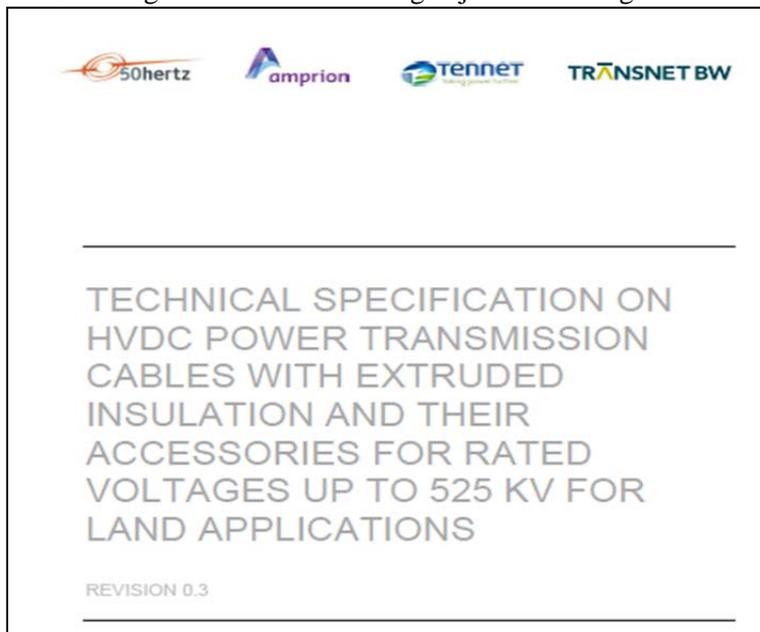
Bei der energiewirtschaftlichen und technischen Zusammenarbeit kommt den deutschen ÜNB eine Struktur zu Gute, die nach festen Regeln für die Gremienarbeit organisiert ist:



- Feste Regeln der Gremienarbeit zwischen den ÜNB (Qualitätshandbuch, Compliance-Leitfäden)
- Überwachung mittels Qualitätssicherungssystemen

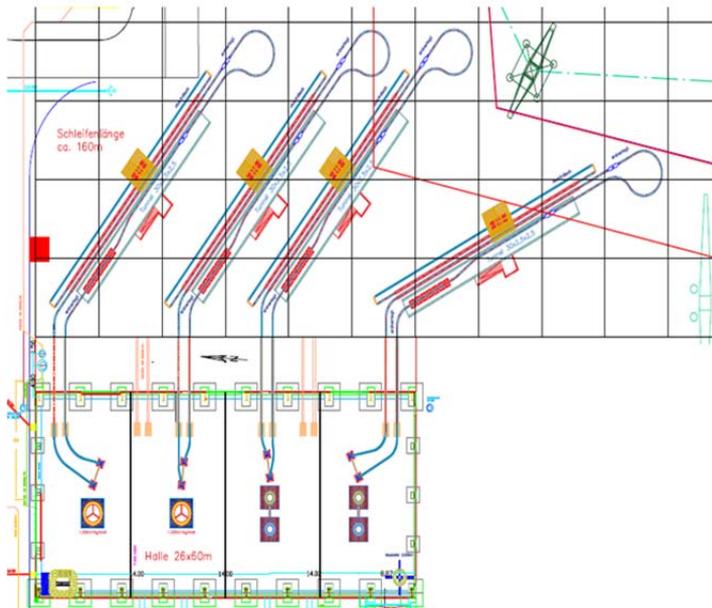
5 TECHNISCHE SPEZIFIKATION

Bei der Technischen Spezifikation* handelt es sich um ein abgestimmtes Dokument aller vier deutschen ÜNB. Die gemeinsame Spezifikation ist gültig für alle Anbieter von HVDC-Kabelsystemen und wurde in Übereinstimmung mit den führenden akkreditierten Prüfinstituten erarbeitet. Sie bildet die Grundlage für einen zuverlässigen jahrzehntelangen Betrieb der 525-kV-HVDC-Kabelsysteme.



*in Anlehnung an Cigré TB 496 “Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500kV”, April 2012

7 AUFBAU DER TESTSTRECKE BEI CESI-FGH UND STRI



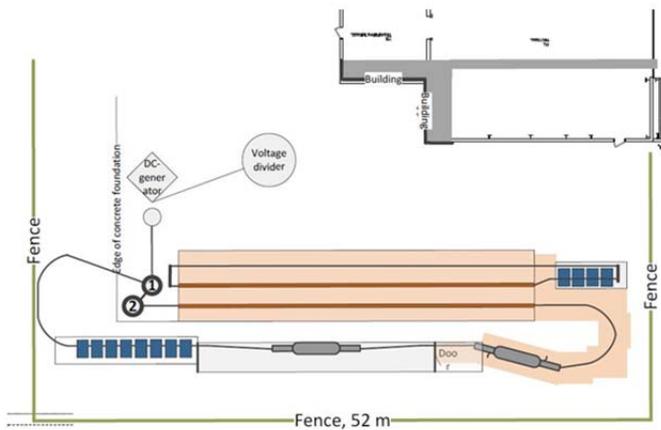
Prüffeld in Mannheim

Prüfinstitute

- / FGH/CESI in Mannheim
 - 4 Testschleifen (3 Hersteller; 1 Hersteller testet zwei Isoliermaterialien)
- / STRI in Ludvika/Schweden
 - 1 Testschleife (1 Hersteller)

Anmerkungen

- / Installation der Endverschlüsse in Prüfhalle
- / Stoßspannungsprüfungen werden an komplettem Prüfkreis durchgeführt



Prüffeld in Ludvika

Prüfinstitute

- / FGH/CESI in Mannheim
 - 4 Testschleifen (3 Hersteller; 1 Hersteller testet zwei Isoliermaterialien)
- / STRI in Ludvika/Schweden
 - 1 Testschleife (1 Hersteller)

Anmerkungen

- / Installation der Endverschlüsse im Freien
- / Stoßspannungsprüfungen werden an komplettem Prüfkreis durchgeführt

8 PRÜFABLAUF*

Der Prüfablauf gliedert sich in einen Langzeittest mit thermischen Lastzyklen und Polaritätswechsel, überlagerte Schalt- und Blitzstoßspannungsbeanspruchungen nach dem Langzeittest und eine abschließende optische Begutachtung auf Alterungsspuren.

SEQUENCE OF LONG DURATION TESTING

The sequence tests for performing a long duration voltage test is described in Table 1.

Type of test:	LC	RP	LC	RP	HL	RP	HL	ZL	RP	LC	RP	LC
Duration:	40 cycles	≥ 24 h	40 cycles	≥ 24 h	40 days	≥ 24 h	40 days	120 days	≥ 24 h	40 cycles	≥ 24 h	40 cycles
Test level:	+U _{TP1}	-	-U _{TP1}	-	+U _{TP1}	-	-U _{TP1}	-U _{TP1}	-	+U _{TP1}	-	-U _{TP1}
Test voltage [kVDC]:	+1.45 U ₀	-	-1.45 U ₀	-	+1.45 U ₀	-	-1.45 U ₀	-1.45 U ₀	-	+1.45 U ₀	-	-1.45 U ₀

Table 1: Test sequence for long duration voltage testing

SEQUENCE OF IMPULSE TESTING

Type of test:	TC	s/imp SI						
Duration/Tests/Criteria:	> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}	> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}	> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}	> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}
Applied DC Voltage Test level:	-U ₀	-U ₀	+U ₀	+U ₀	-U ₀	-U ₀	+U ₀	+U ₀
Peak value impulse voltage:	-	+1.2·U ₀	-	-1.2·U ₀	-	-2.1·U ₀	-	+2.1·U ₀

TC	s/imp LI	TC	s/imp LI
> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}	> 10 h > T _{cond,max} > ΔT _{max}	10 pulses > T _{cond,max} > ΔT _{max}
-U ₀	-U ₀	+U ₀	+U ₀
-	+2.1·U ₀	-	-2.1·U ₀

LC Load Cycles
 RP Rest Period
 HL High Load
 ZL Zero Load
 TC Thermal Conditioning
 SI Switching impulse
 LI Lightning impulse

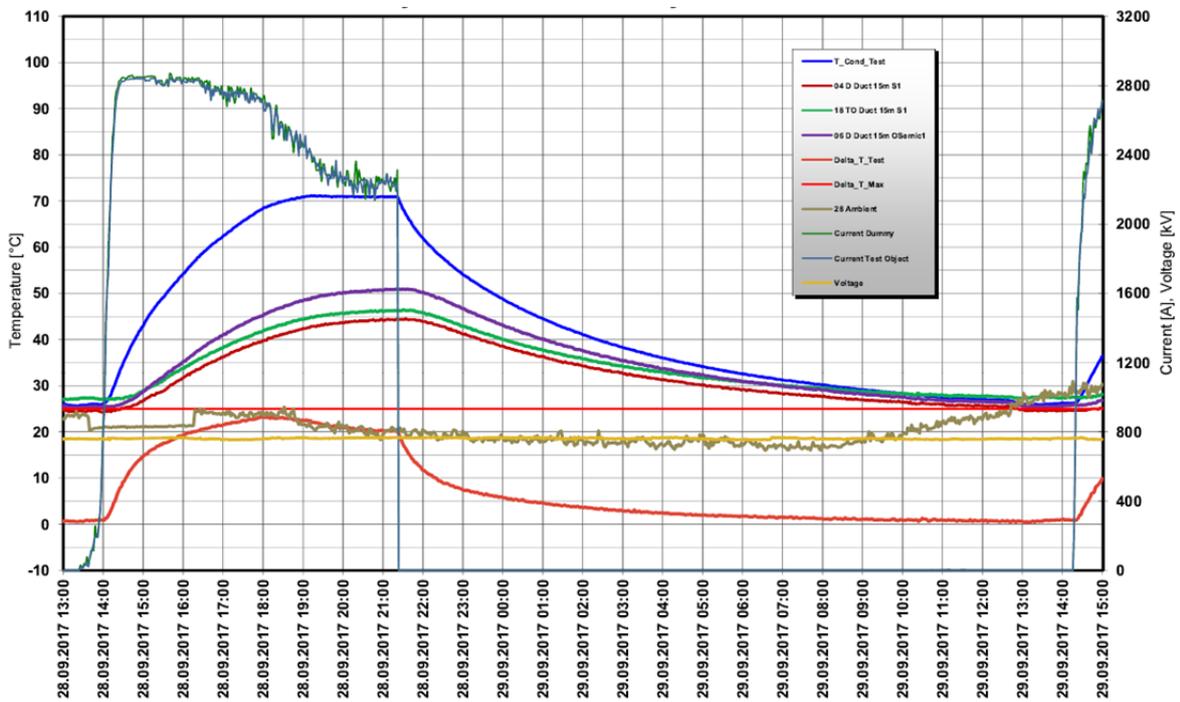
*in Anlehnung an Cigré TB 496 "Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 500kV", April 2012

9 CONTROL DISPLAY – PRÜFSPANNUNG EINGESCHALTET MIT 1,45 U

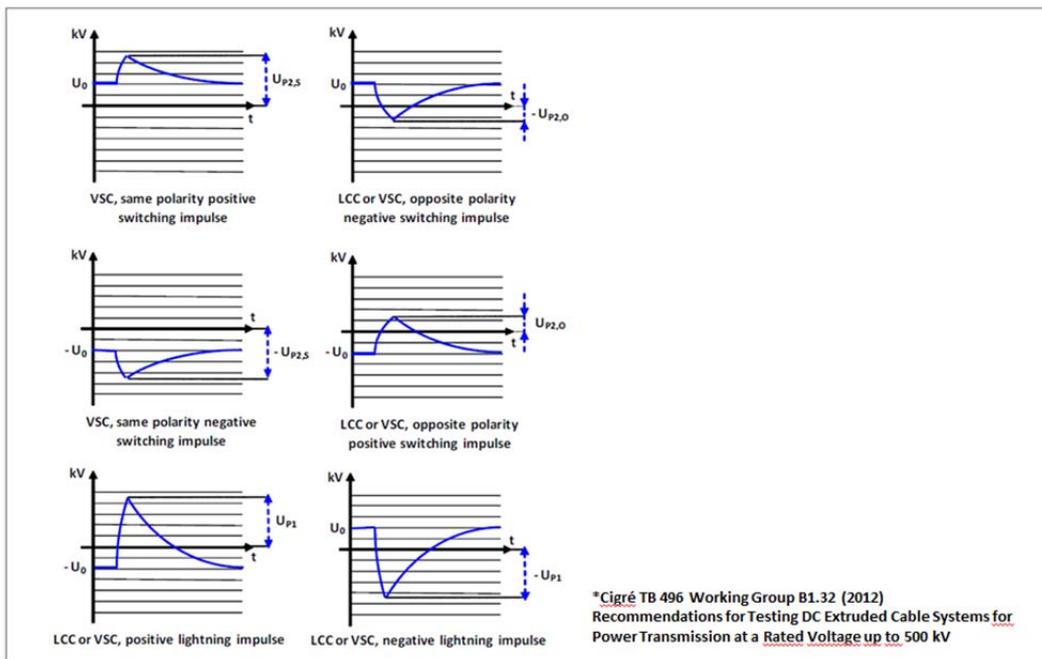


10 BEISPIEL FÜR EINEN THERMISCHEN LASTZYKLUS

Im Diagramm unten ist beispielhaft ein Lastzyklus mit 8h Aufheiz- und 16h Abkühlphase dargestellt. Auf der linken y-Achse ist die Temperatur für verschiedene Messstellen angegeben, rechts findet sich der Leiterstrom. Die max. Leitertemperatur im eingeschwungenen Zustand beträgt in diesem Fall 70°C.



11 GRAFISCHE DARSTELLUNG DER ÜBERLAGERTEN STOSSPANNUNGEN NACH LASTZYKLEN

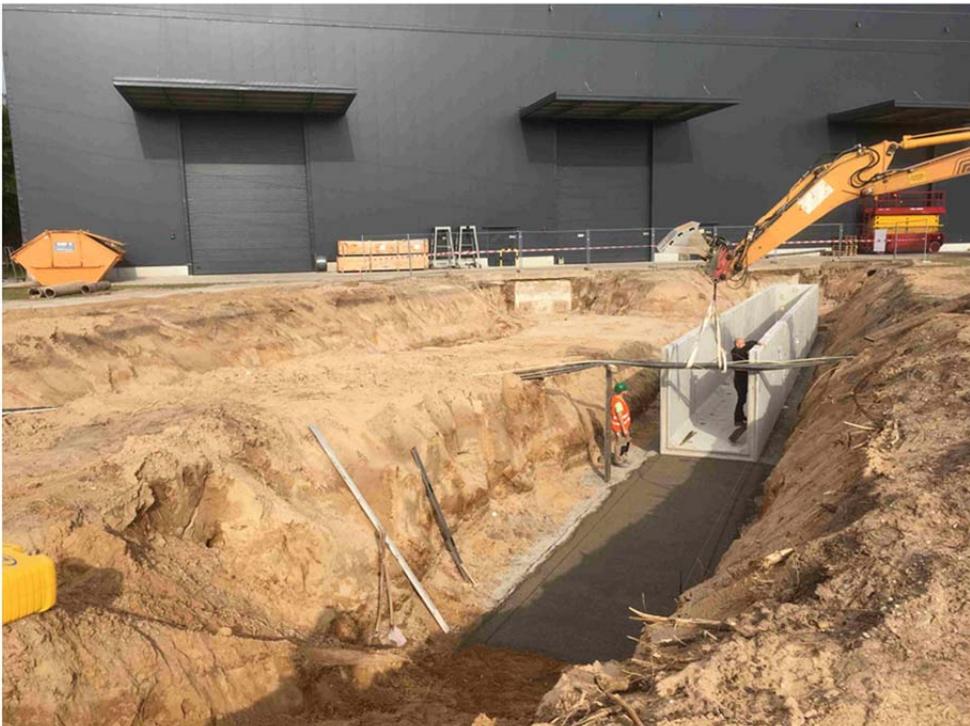


12 BILDER DER VERSUCHSANLAGE

12.1 Vorbereitung zur Verlegung der Kabelschutzrohre



12.2 Einbau eines Tunnelsegmentes



12.3 Ansichten vom Tunnel



12.4 Kabeleinführung in die Prüfhalle



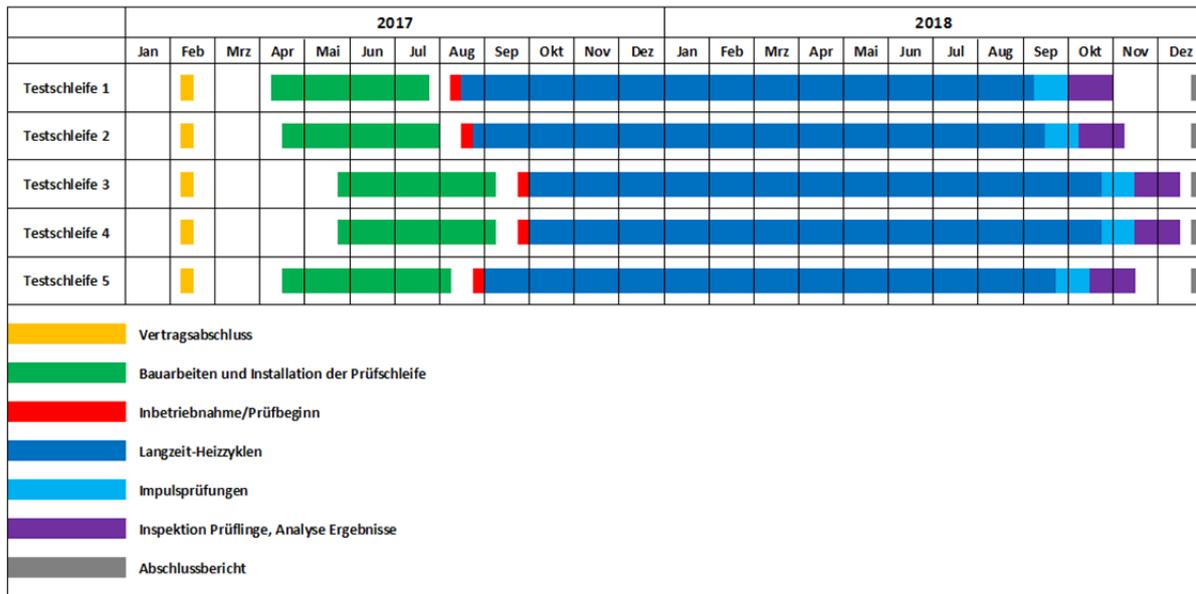
12.5 Luftaufnahme des Prüfgeländes mit vier Prüfschleifen (CESI-FGH)



12.6 Kabelanordnung im Erdhügel (STRI)



13 ZEITPLAN



13.1 Meilensteine

- Q1/2017 Auftragsvergabe an Prüfinstitute
- Q2/2017 Abnahme von Kabeln und Garnituren, Kabeltransport und Montage im Prüflabor
- Q3/2017 Start des PQ-Tests (Dauer ca. 12 Monate)
- Q4/2018 DC-Spannung mit überlagerten Stoßspannungen, anschließend optische Begutachtung der Komponenten
- Q1/2019 Abschlussbericht

13.2 Ergebnisse und Bewertung

Nach Eingang der Testprotokolle von den Prüfinstituten werden alle Dokumente und Ergebnisse einem Reviewprozess durch alle ÜNB unterzogen. Entsprechend der Testergebnisse können die präqualifizierten Kabelsysteme als marktreif bewertet werden. Kabelhersteller, welche am ÜNB finanzierten PQ-Test nicht teilgenommen haben, können einen PQ-Test selbstständig durchführen. Damit kann jeder Hersteller mit erfolgreicher Typprüfung und PQ-Test an den Ausschreibungen teilnehmen.

Das Bestehen des 525-kV-PQ-Tests gemäß Spezifikation der ÜNB ist Voraussetzung zur Teilnahme an Auftragsvergabeverfahren für die deutschen HVDC-Korridor-Projekte.

14 PROJEKTPARTNER



15 KONTAKT

50Hertz Transmission GmbH
 Heidestraße 2
 10557 Berlin
 E-Mail: info@50hertz.com

Amprion GmbH
 Rheinlanddamm 24
 44139 Dortmund
 E-Mail: info@amprion.net

TenneT TSO GmbH
 Bernecker Straße 70
 95448 Bayreuth
 E-Mail: info@tennet.eu

TransnetBW GmbH
 Osloer Straße 15-17
 70173 Stuttgart
 E-Mail: info@transnetbw.de

16 ZUSAMMENFASSUNG

Im Bericht wird der Präqualifikations-Prozess für extrudierte 525-kV-HVDC-Kabelanlagen beschrieben. Im Einzelnen wird auf die Spezifikation, den Test-Aufbau und die Durchführung eingegangen. Motivation für die Durchführung des Tests ist es zu prüfen, ob die extrudierten 525-kV-HVDC Kabelanlagen als Stand der Technik anzusehen sind und in Anlehnung an Cigré TB 496 qualifiziert werden können [1]. Insgesamt unterziehen sich fünf unterschiedliche Kabelsysteme dem Test, der planmäßig Ende 2018 abgeschlossen sein wird. Mit Status Anfang Januar 2018 laufen die Versuche ohne Zwischenfälle. Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber werden den abschließenden Prüfbericht Anfang 2019 auswerten. 525-kV-Kabelsysteme können pro Kabel erheblich mehr Leistung übertragen als Lösungen z.B. mit 320kV. Höhere Spannungen ermöglichen geringere Leiterströme, Gewicht wird gespart durch kleinere Leiterquerschnitten. Es können ggf. auch Aluminiumleiter anstatt Kupfer eingesetzt werden. Nichtsdestotrotz, aufgrund spezifischer Anforderungen an die Netzverfügbarkeit kann es erforderlich sein eine Übertragungstechnologie einzusetzen, welche einen jahrelangen erfolgreichen Betrieb nachweisen kann. In solchen Fällen mag ein Kabelsystem mit kleinerer Nennspannung als 525kV oder ein masseimprägniertes Kabelsystem eine Alternative darstellen.

LITERATUR

- [1] CIGRE Technical Brochure 496, "Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV" (CIGRE WG B1.32, April 2012)

How to design and control transformer noise

Dr. Miha Pirnat
KOLEKTOR ETRA d.o.o.
miha.pirnat@kolektor.com
Slovenia

Mag. Peter Tarman
KOLEKTOR ETRA d.o.o.
peter.tarman@kolektor.com
Slovenia

ABSTRACT

High noise levels have negative effects on people's health and their quality of life in general. Transformer noise is especially undesirable due to its tonal composition. By placing power transformers close to residential areas, a need for low noise transformers arises. Transformer noise is a complex multiphysical problem that needs to be solved, as the demand for low noise transformers grows. In this paper, our comprehensive approach to design and control of transformer noise is presented. The KOLEKTOR ETRA approach is composed of several different activities during the design, production and FAT stages. In design stage, proprietary simulation tools are used to obtain the optimum design from the noise point of view. By using proprietary measurement devices and advanced methods, we are able to ensure that the designed characteristics are achieved in the production stage. Finally, at the FAT stage, noise measurements are performed by using several state-of-art measurement devices, such as the SONAH* and the acoustic intensity measurement systems. Measured data is gathered and used in further development of our design and control approach, which yields noise reductions by 11 and 7 dB at rated voltage and rated current, respectively.

*: statistically optimal near-field acoustical holography

KEYWORDS

Transformer noise, no-load noise, load noise, finite element method, magnetostriction, structural dynamics, boundary element method, numerical modelling, experimental modal analysis

1 INTRODUCTION

Noise in residential areas and elsewhere is becoming an increasingly important part of quality of life. Studies [1] show that high noise levels can cause a variety of health problems to people. It is therefore necessary to control and reduce noise levels, where possible.

One of the noise sources in residential areas are also power transformers producing a distinct noise composed of particularly undesirable tonal components. Transformer noise is therefore becoming an increasingly important parameter when an investor is acquiring a new transformer. It is the transformer manufacturer's responsibility to understand and control transformer noise in order to successfully meet the investor's requirements.

Transformer noise is typically divided into three main noise sources: no-load noise, load-noise and auxiliary equipment noise [2]. The nominal no-load noise is present when nominal magnetic flux is established in the magnetic core. The nominal load noise is present when rated current is flowing through the windings. The auxiliary equipment noise is present when pumps, fans or other equipment is running. Due to different physical backgrounds, these three noise sources can be measured individually and then summed in order to obtain the total noise level.

Design and control of transformer noise levels requires a deep understanding of physics behind the noise sources, transformer specific materials, advanced measurement techniques as well as the complete manufacturing process.

In this paper, a general overview is given regarding design and control of transformer no-load and load noise in different stages of transformer production. First, the design stage is considered where a purpose-built software is used to solve multiphysics problems to obtain best low noise transformer designs. Second, the production stage is critical for ensuring low noise levels by avoiding mechanical resonance effects and checking incoming materials. Third, factory acceptance testing and additional special measurements yield accurate noise measurements and other data needed for further simulation software improvements.

2 DESIGN STAGE

Transformers designed for low noise levels undergo a modified design cycle, where additional simulations are made in the purpose-built software TrafoS, which was developed in cooperation with the Faculty of Mechanical Engineering in Ljubljana. Simulations are made for every major design change, until an optimum is reached. The low noise design optimum differs from the standard design one, and can significantly raise the transformer cost.

1.1 No-load noise

The main source of no-load noise is the magnetic core. Due to changing magnetic flux in the electrical steel laminations, a phenomenon called magnetostriction appears [3-5]. This phenomenon causes the electrical steel sheets to change dimensions, as the magnetic flux changes its amplitude. These dimensional changes mechanically excite the magnetic core and cause pressure fluctuations in transformer oil. By propagating through oil, pressure fluctuations hit the transformer tank and cause it to vibrate and radiate sound into the environment.

The TrafoS simulation software enables us to create a finite element model of a complete transformer. First, by entering the magnetic core dimensions, a numerical model of the magnetic core is built by using an advanced two-stage modelling approach [6-8], where beam and link elements are used to model the interlaminar friction between steel laminations, as shown in Figure 1. This yields a physically sound structural model of a magnetic core. The modelling approach is explained in depth and validated in [6].

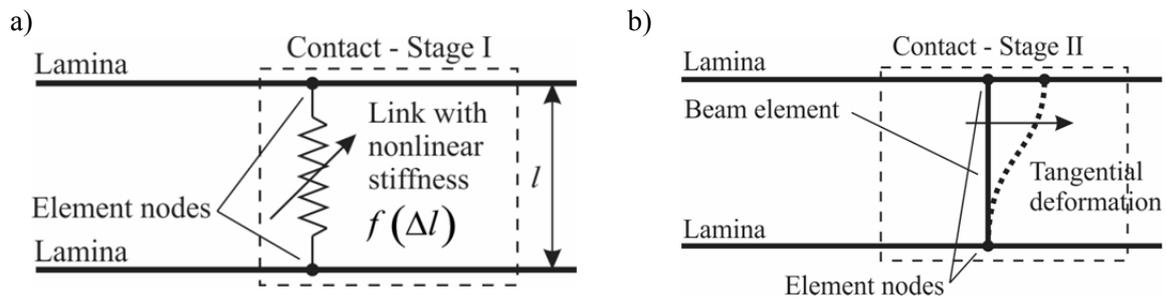


Figure 1: Modelling of interlaminar friction: a) first stage, b) second stage.

The Magnetic core structural model can be used in modal analysis to find its natural frequencies and mode shapes. Figure 2 shows a comparison between a calculated and a measured magnetic core mode shape. A wider comparison between calculated and measured mode shapes can be found in [8], where we compared eight mode shapes for three different magnetic core sizes and found a good agreement.

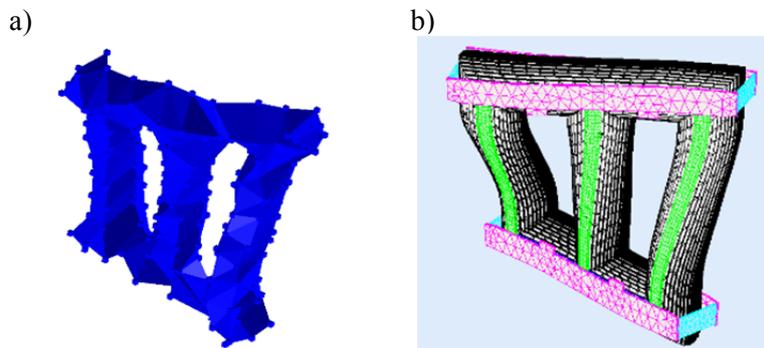


Figure 2: Core mode shape example comparison: a) measured, b) calculated.

By applying magnetostriction to the magnetic core structural model and performing harmonic analysis, a surface displacement field can be calculated at a range of frequencies. The resulting displacement field shown in Figure 3 represents magnetic core vibrations due to magnetostriction with included mechanical resonance effects. This enables us to study different magnetic core designs and avoid mechanical resonances, which can amplify radiated noise levels.

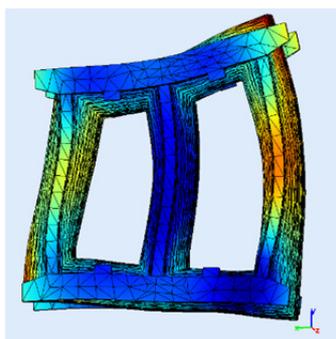


Figure 3: Example of the magnetic core surface displacement field due to magnetostriction.

The magnetic core harmonic analysis results are used as input boundary conditions in the harmonic analysis of a transformer tank filled with oil. In this way, the transformer tank surface displacement field due to magnetic core vibrations can be calculated. An example of the results is shown in Figure 4. The transformer tank used in the analysis is automatically generated from 3D models generated for technical documentation.

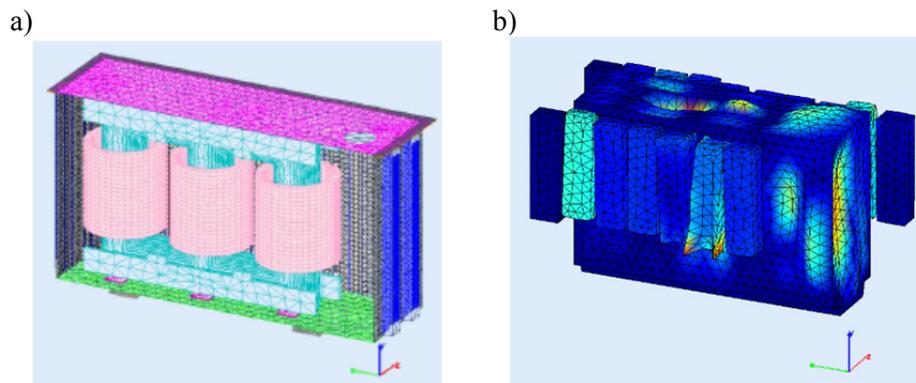


Figure 4: Numerical model of a complete transformer: a) model cross-section, b) harmonic analysis results.

In the final step of TrafoS no-load noise simulation, the transformer tank surface displacement field is used as an input for the boundary element method. The latter is used to calculate the sound pressure field on the transformer tank surface, and in arbitrary surrounding points as shown in Figure 5. The points typically represent locations of standard sound pressure measurements conducted in the laboratory.

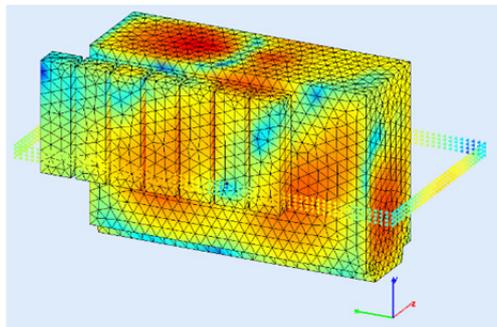


Figure 5: Calculated sound pressure distribution.

1.2 Load noise

Under load conditions, the main source of noise are the current-carrying windings. Due to flowing currents, magnetic forces appear between the conductors. These forces cause the windings to vibrate and generate pressure fluctuations in oil. By propagating through the oil, these pressure fluctuations excite the transformer tank, which in turn radiates sound into the environment.

In the TrafoS simulation software we are able to build finite element models of common helical and disk winding types [9]. The winding models consist of cable, spacers, cylinder and vertical bars. These elements are connected together by using a contact formulation to form the final numerical model shown in Figure 6. The finite element representation of cable is simplified in order to reduce model size and computational load. The model is parametric and can be automatically generated for the given design variables.

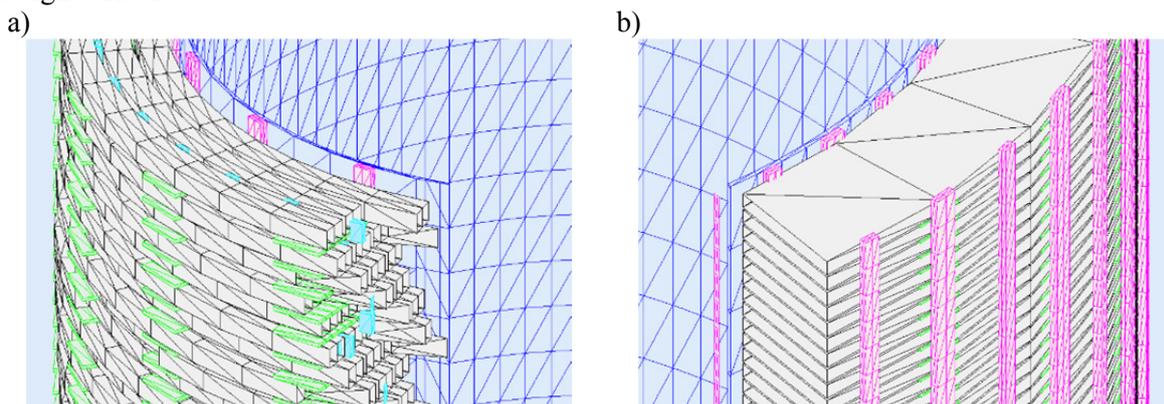


Figure 6: Cross-section of winding structural model: a) high voltage winding, b) low voltage winding.

The resulting structural models can be used to determine the windings' natural frequencies and mode shapes. Figure 7 shows an example comparison between numerical and experimental mode shapes. A more extensive validation of the winding model can be found in [9].

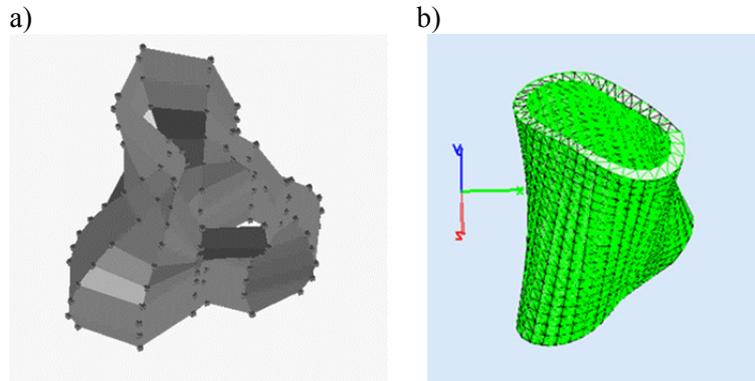


Figure 7: Winding mode shape example comparison: a) measured, b) calculated.

By applying magnetic forces to the winding structural model, a surface displacement field can be calculated. However, first the magnetic forces are calculated using a 2D axisymmetric electromagnetic numerical model shown in Figure 8a. An example of the resulting electromagnetic forces is shown in Figure 8b. The forces are shown for 30 winding height segments, where each segment represents cumulative forces within 1/30 of the winding height.

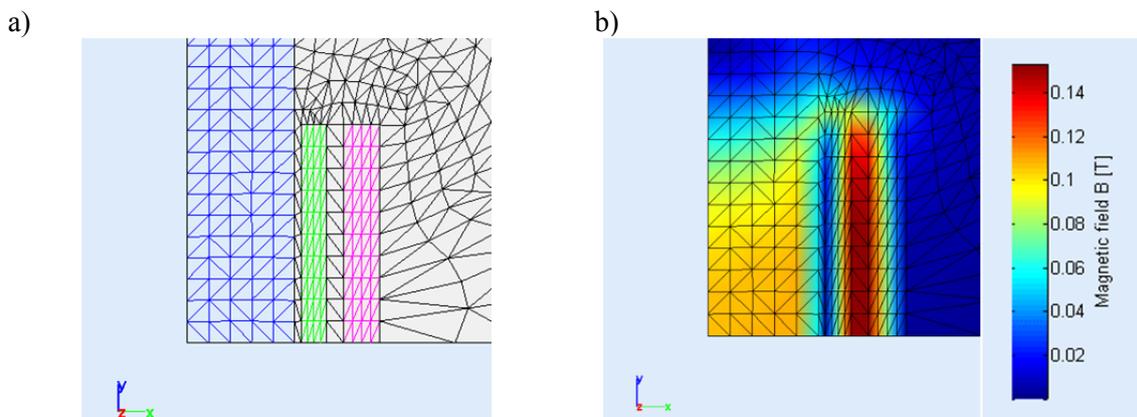


Figure 8: Electromagnetic numerical model of core and windings: a) numerical model, b) calculated magnetic field.

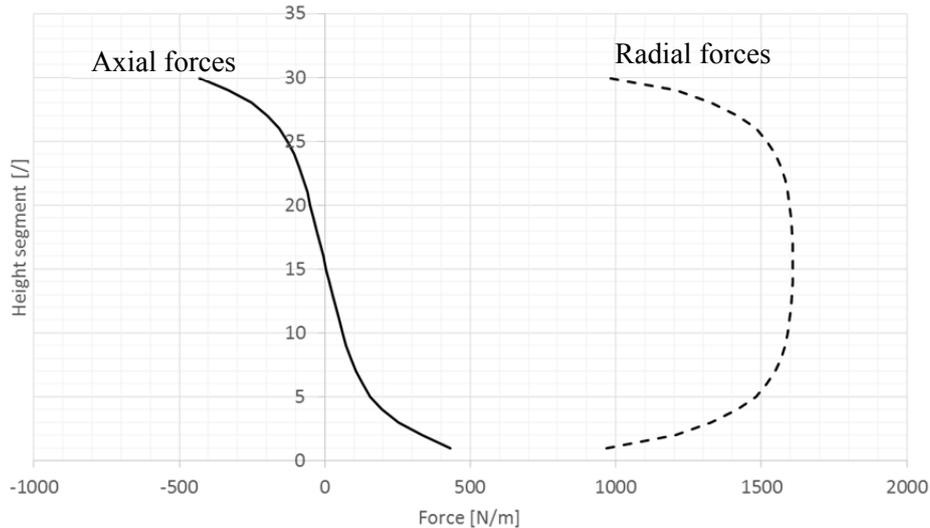


Figure 9: Electromagnetic forces acting on windings.

The forces shown in Figure 9 are applied to the winding structural model, and a harmonic analysis is performed in order to obtain the winding surface displacement field. The resulting displacement field shown in Figure 10 represents winding vibrations excited by magnetic forces and modified by mechanical resonance effects.

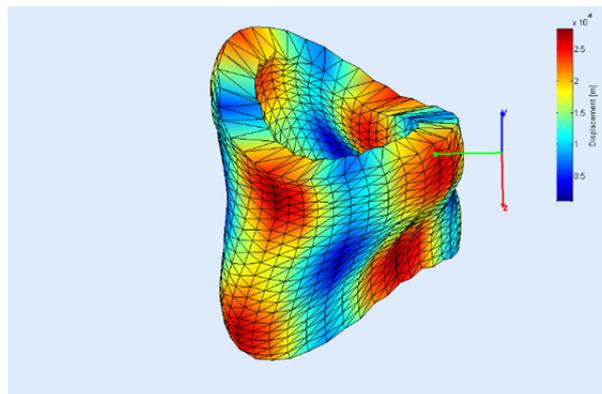


Figure 10: Result of winding harmonic analysis at specific frequency.

Analogous to no-load noise calculation, the winding displacement field is used as input for harmonic analysis of a transformer tank filled with oil. The harmonic analysis results are then used as input for boundary element method to calculate the sound pressure field on the transformer tank surface and in the surrounding area at arbitrary points.

3 PRODUCTION STAGE

Once the optimum transformer design is determined and the production process starts in the production facilities, the noise control activities are initiated. These are implemented in order to ensure that the transformer properties determined in the design stage are also achieved in the production stage. Some activities are common for no-load and load noise control, whereas others are noise type specific. Most of noise control activities require additional time, specialized equipment and trained employees, which adds to the overall production time and transformer cost.

Main source of no-load noise is the magnetic core due to the magnetostriction phenomenon. The magnetostriction amplitude is one of the main properties of electrical steel. Measuring it represents a great challenge, and no generally accepted measurement standard exists.

In order to measure magnetostriction amplitudes of incoming electrical steel we use a custom-developed magnetostriction measurement device shown in Figure 11a. The device enables us to

perform comparisons between different electrical steel manufacturers and gain valuable data for numerical simulations. A typical measurement result is shown in Figure 11b.

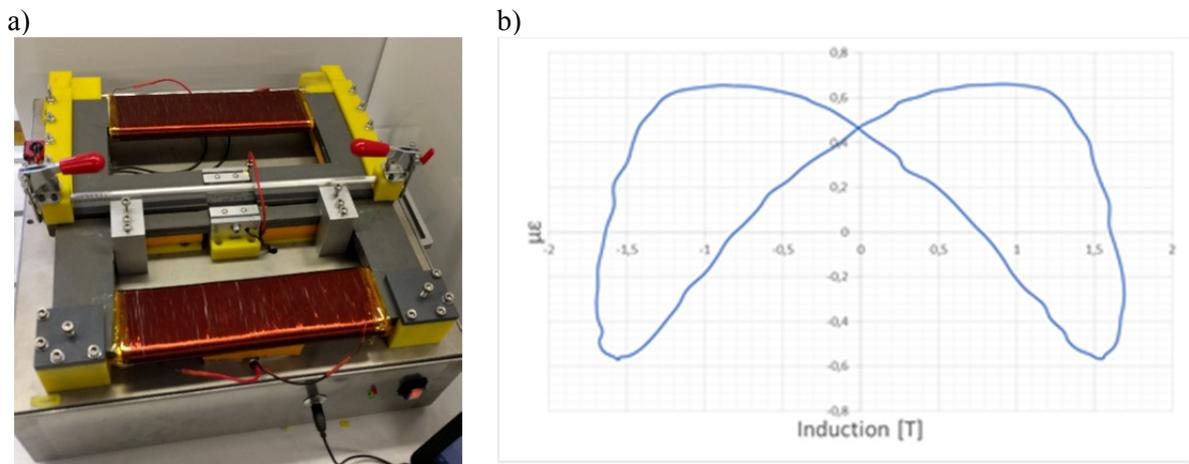


Figure 11: Magnetostriction measurement system: a) device, b) typical magnetostriction curve.

Another activity we perform in order to control no-load noise is mechanical resonance prevention. By using the well-established experimental modal analysis, we obtain modal parameters of magnetic core (Figure 12a) and compare them with the design values. With known excitation frequencies, we can alter modal parameters in a way to prevent possible resonance. This approach is also used with other key transformer components, such as windings (Figure 12b).

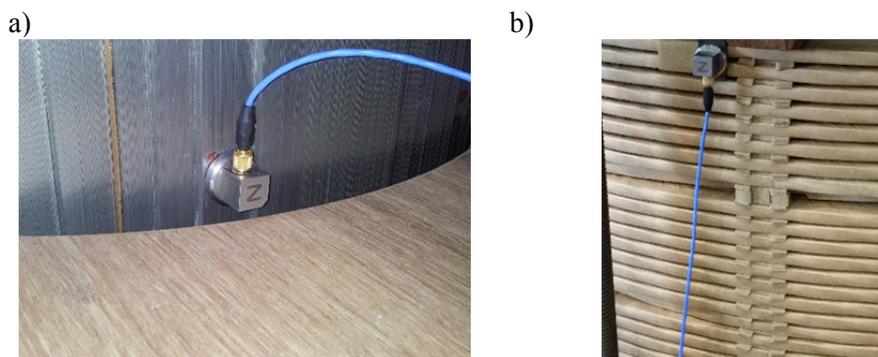


Figure 12: Experimental modal analysis: a) on magnetic core, b) on windings.

Other activities with regard to noise control include specialized material testing, modified manufacturing procedures, structure-borne noise prevention, etc.

4 FACTORY ACCEPTANCE TEST

Factory acceptance test is one of the final stages of transformer production. As any kind of adjustment in this stage is undesirable and expensive, the design and control of transformer noise must be achieved in previous stages. However, it is crucial to accurately measure what has been achieved. For this purpose, an acoustic intensity measurement is the preferred standard method [10]. If performed correctly, it can be used to calculate the transformer sound power level, which is one of the most informative noise source characteristics.

In order to measure the achieved sound power levels, we use an acoustic intensity measurement system. Furthermore, the SONAH system (Figure 13) is used for noise source localization with an additional set of microphones for other research measurements. Data gathered in this way is used for further improvement of numerical and statistical models.

a) b)

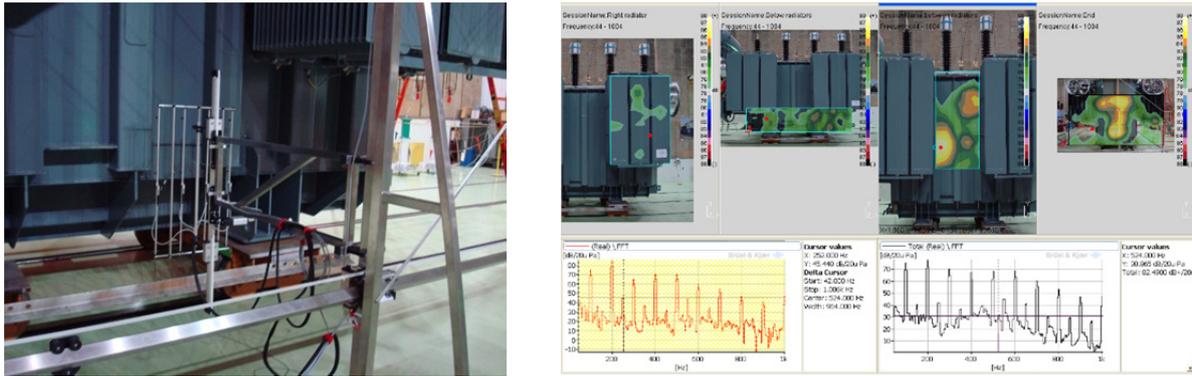


Figure 13: SONAH measurements: a) measurement robot, b) noise source identification.

5 COMPARISON OF STANDARD AND LOW NOISE DESIGN

Implementing noise design and control techniques correctly yields a power transformer with significantly lower noise levels than in a standard design. A comparison of a standard design and low noise design levels is shown in Table 1. The noise reduction is achieved without any additional sound proofing on the transformer tank. It is understandable that values in Table 1 are typical and that the noise reduction can differ from unit to unit.

Sound power level	Standard design	Low noise design
At rated voltage	X	X – 11 dBA
At rated current	Y	Y – 7 dBA

6 CONCLUSION

A comprehensive approach to design and control of power transformer noise is presented. The approach consists of a number of different activities spread over several stages of transformer production. First, a purpose built simulation software is presented, which is used in the design stage for determining an optimum design from the noise point of view. It is used for no-load and load noise optimization. Second, some of the production stage activities are presented, which are necessary to ensure that the designed characteristics are achieved. The experimental modal analysis is needed to obtain modal parameters of key transformer components, and magnetostriction measurements of electrical steel are essential to no-load noise characteristics. Third, information is given about standard noise measurements during the factory acceptance test and other research measurements. These are needed for further simulation software validation and development. Finally a comparison between standard and low noise design is given. By correctly implementing the presented activities, noise reductions by 11 and 7 dB can be achieved at rated voltage and rated current, respectively. The stated noise reductions are typical and can change from unit to unit.

7 REFERENCES

- [1] G. Leventhall, S. Benton, P. Pelmar, A review of published research on low frequency noise and its effects. London: Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2003.
- [2] E.I. Amoiralis, M.A. Tsili, A.G. Kladas, Transformer design and optimization: A literature survey, IEEE Transactions on power delivery, 24 (2009), pp. 1999-2024.
- [3] B. Weiser, H. Pfützner, J. Anger, Relevance of magnetostriction and forces for the generation of audible noise of transformer cores, IEEE Transactions on magnetics, 36 (2000), pp. 3759-3777.
- [4] M. Javorski, J. Slavič, M. Boltežar, Frequency characteristics of magnetostriction in electrical steel related to structural vibrations, IEEE Transactions on magnetics, 48 (2012), pp. 4727-4734.

- [5] M. Javorski, G. Čepon, J. Slavič, M. Boltežar, A generalized magnetostrictive-forces approach to the computation of the magnetostriction-induced vibration of laminated steel structures, *IEEE Transactions on magnetics*, 49 (2013), pp. 5446-5453.
- [6] M. Pirnat, G. Čepon, M. Boltežar, Introduction of the linear contact model in the dynamic model of laminated structure dynamics: an experimental and numerical identification, *Mech. Mach. Theor* 464 (2013), pp 144-154.
- [7] G. Čepon, M. Nastran, J. Slavič, M. Boltežar, Development of numerical model for computation of power transformer noise, 11th international conference on engineering vibration, Ljubljana, 2015.
- [8] M. Pirnat, P. Tarman, M. Nastran, A comparison between numerical and experimental modal parameters of transformer core, 11th international conference on engineering vibration, Ljubljana, 2015.
- [9] M. Pirnat, G. Čepon, P. Tarman, M. Boltežar, Numerical modeling of transformer noise at rated current, *Proceedings of 4th International Colloquium: Transformer Research and Asset Management*, Pula, 2017.
- [10] IEC 60076-10:2016, Power transformers – Part 10: Determination of sound levels.

Neues Konzept für Ausdehnungsgefäße von Leistungstransformatoren

Jörg Harthun*, Tobias Stirl

GE Power

Deutschland

*joerg.harthun@ge.com

KURZFASSUNG

Innovative Lösungen für Transport und Montage, mit dem Ziel die Gesamtkosten zu senken, mehr Mobilität zu ermöglichen und Einschränkungen bezüglich Transportabmessungen und -gewichten sowie Aufwand für Abbau nach Fertigungsendprüfung im Herstellerwerk, Aufbau und Inbetriebnahme zu reduzieren, sind wünschenswert.

Um diese Anforderungen zu erfüllen, bieten Hermetiktransformatoren mit Dehnradiatoren zahlreiche Vorteile. Anbauteile wie Ausdehnungsgefäße, die normalerweise nötig sind, um die thermische Ausdehnung der Isolier- und Kühlflüssigkeit zu kompensieren, können entfallen. Die Ölvolumenänderung wird durch besondere Dehnradiatoren ermöglicht. Des Weiteren können diese Transformatoren mit Einsteckdurchführungen ausgestattet werden. Dieses sogenannte „Plug & Play“ Konzept für Transformatoren vermeidet Ölarbeiten nach den endgültigen Abnahmeprüfungen sowie am Aufstellungsort. Folglich können die Kosten für den Montageaufwand und für die Inbetriebnahme reduziert werden. Dies führt zu einer mobilen Transformatorlösung, welche einen schnellen Abbau und Wiederaufbau im Falle eines Standortwechsels ermöglicht.

In diesem Beitrag wird ein neues Konzept für luft- bzw. wassergekühlte Transformatoren vorgestellt, das darauf abzielt, das Ausdehnungsgefäß vom Transformatordeckel zu entfernen und es neben dem Kessel zu platzieren. Diese innovative Idee bietet neue Möglichkeiten für das Transformator-Design, da sich das Ausdehnungsgefäß, das auch beträchtliche Auswirkungen auf die Einbaulage der Durchführungen hat, nicht mehr dort befindet. Dadurch können die Ausgaben für Umweltschutz und Arbeitssicherheit bedeutend gesenkt werden, da Schutz- und Überwachungsgeräte nicht mehr in schwer zugänglicher Höhe angebaut werden müssen. Wird das „Plug & Play“ Konzept zusammen mit dem neuartigen Transformator-Design angewendet, kann der Kessel bei der Montage geschlossen bleiben. Folglich ist am Aufstellungsort nach dem Transport keine Ölaufbereitung notwendig. Dadurch können die Kosten für Montage und Inbetriebnahme beträchtlich gesenkt werden.

Im Beitrag werden die Erfahrungswerte des „Grünen Transformators“ zusammengefasst, welcher die Vorteile moderner Technologien wie alternative, umweltfreundliche Isolierflüssigkeiten, geringe Geräuschemissionen, geringe Verluste, geringe Wartung und „Condition Monitoring“-Lösungen kombiniert.

SCHLÜSSELWÖRTER

Hermetiktransformator mit Dehnradiatoren, Vakuumstufenschalter, gemeinsamer Ölraum von Stufenschalter und Kessel, mobiler Plug & Play Transformator, Entfernen des Ausdehnungsgefäßes, umweltfreundlicher grüner Leistungstransformator

1 EINLEITUNG

Wartungsarme Hermetiktransformatoren mit Dehnradiatoren sind bereits erprobt und haben herausragende Ergebnisse erzielt, was die Betriebsjahre und die mittlere Betriebsdauer zwischen Ausfällen (MTBF: Mean Time Between Failures) angeht [1]. Diese Leistungstransformatoren bieten zahlreiche Vorteile für die Kühlarten ONAN und ONAF. Im Vergleich zu konventionellen Leistungstransformatoren bieten sie eine wesentlich längere Betriebsdauer sowie einen geringeren Wartungsaufwand aufgrund von reduzierter Ölalterung und Wegfall von Luftentfeuchtern und Hydrokompensator.

Die einfache Wartung von Stufenschaltern mit Vakuumtechnologie ist wichtig für Betreiber von Leistungstransformatoren, was dazu geführt hat, dass sie die konventionellen Stufenschalter mit Ölschalttechnik ersetzt haben [2]. Nach erfolgreicher Einführung der Vakuumtechnologie war es naheliegend, die Transformatoren so zu optimieren, dass dadurch auch weitere Innovationen umgesetzt werden konnten. Die Grundidee war es, einen gemeinsamen Ölraum für den Stufenschalter und den Transformatorraum bereitzustellen [3]. Dieses neue Prinzip kann sowohl für freiatmende Transformatoren als auch für Hermetiktransformatoren angewendet werden. Der Vorteil: weniger Komponenten bedeuten einen geringeren Zeitaufwand sowie geringere Kosten für Wartung und Reparaturen.

Überdies konnten in einem Projekt der Bahnstromversorgung diverse grüne Technologien kombiniert werden und weitere Erfahrungswerte gewonnen werden [4]. Bei diesem Projekt wurde natürlicher Ester zusammen mit einem Hybrid-Isoliersystem [5] aus Aramid verwendet. Zusätzlich zu den dielektrischen Prüfungen und den Wärmeläufen im Prüffeld des Transformatorwerks, wurde dieser Lösungsansatz durch eine zusätzliche Stoßkurzschlussprüfung bei der KEMA Laboratories DNV GL bestätigt. Außerdem wurden Geräusch- und Verlustwerte optimiert [6, 7].

Erfahrungen zeigen, dass diese Entwicklungen und neuartigen Technologien für alle Arten von Leistungstransformatoren bis zu den höchsten Leistungen angewendet werden können. Diese innovative grüne Technologie kann künftig als Standard angewendet werden [7].

Die Kombination von Hermetiktransformatoren mit Einsteckdurchführungen führt zum neuartigen Konzept eines mobilen "Plug & Play" Transformators. Vorteile dieser Lösung sind ein geringerer Aufwand bei der Montage und der Inbetriebnahme des Transformators sowie der Wegfall von Ölarbeiten am Aufstellungsort. Dieses Konzept wird im folgenden Kapitel detailliert beschrieben. In den darauffolgenden Kapiteln wird ein neues Konzept vorgestellt, mit dem Ziel das Ausdehnungsgefäß auf dem Transformatordeckel zu vermeiden.

2 NEUARTIGE MOBILE «PLUG & PLAY» LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

In den letzten Jahren wurden Einsteckdurchführungen für unterschiedliche Spannungsebenen entwickelt (Abbildung 1) [8], in erster Linie zu Test- und Messzwecken. Seit Kurzem werden sie immer häufiger auch für die konventionellen Anwendungen an Leistungstransformatoren nachgefragt. Netzbetreiber weltweit müssen sich variablen Netzstrukturen und steigenden Herausforderungen durch die Energiewende stellen. Mit Einsteckdurchführungen und mobilen Transformatoren ist es möglich, die bestehenden Strukturen zu verändern, indem flexible, schnell umbaubare und vielseitig anwendbare Einheiten verwendet werden können.

Beim "Plug & Play" Konzept besteht die vollständige Anordnung aus einer Einsteckdurchführung mit einem Geräteanschlusssteil, über die der mechanische und elektrische Anschluss an den Transformator sehr flexibel und einfach erfolgen kann.

Das Geräteanschlussstück wird im Transformatordeckel eingebaut. So wird der Transformator gegen äußere Einflüsse verschlossen und kann mit Öl gefüllt werden. Die Einsteckdurchführungen oder andere Geräte können anschließend an das Geräteanschlussstück angeschlossen werden. In der Vergangenheit wurden solche Geräteanschlussstücke für trockene Kabelanschlüsse oder steckbare Überspannungsableiter entwickelt und auch hauptsächlich dafür verwendet. Da die Kosten für die Tests von Transformatoren mit Kabelanschlüssen relativ hoch waren, wurden Einsteckdurchführungen zur bevorzugten Wahl bei Aufbauten für Hochspannungsprüffelder.

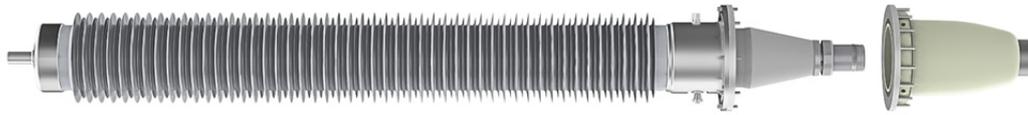


Abbildung 1: *Beispiel einer Einsteckdurchführung (links) mit Geräteanschlussstück (rechts) für eine Spannung von 362 kV [8]*

Heute gibt es Einsteckdurchführungen bereits für Spannungen bis zu 362 kV (Nennstrom bis zu 2600 A) und in zwei unterschiedlichen Ausführungen was die Isoliermaterialien betrifft. Harzimprägniertes Papier (resin-impregnated-paper (RIP)) ist das meist verwendete Isoliersystem bei modernen Durchführungen. Zusätzlich bieten harzimprägnierte Kunststoffe (resin-impregnated synthetics (RIS)) weitere Vorteile, beispielsweise eine höhere Spannungsfestigkeit, bessere thermische Eigenschaften und eine geringere Alterung. Dadurch können neue Konzepte für Transformatoren in Hinblick auf den Transport entwickelt werden, da diese Art von Durchführungen aus dem Geräteanschlussstück entfernt werden können, ohne dass das Öl des Transformators der Umgebung ausgesetzt wird.

Um Ölarbeiten beim Auf- und Abbau des Transformators zu vermeiden, ist eine Kombination aus Hermetiktransformator mit Einsteckdurchführungen die bevorzugte Lösung. Bereits die Vermeidung der damit üblicherweise verbundenen Ölarbeiten führt zu einer signifikant verringerten Montagedauer. Möglich ist ein Zeitersparnis größer als 50 % im Vergleich zu einer Aufstellung mit konventionellen Durchführungen. Nach der endgültigen Abnahme im Prüffeld des Transformatorherstellers muss der Transformator also nicht mehr geöffnet werden, um die Durchführungen ab- oder aufzubauen.

Dies gilt selbstverständlich auch für den Fall, dass der Transformator versetzt werden soll (Abbildung 2). Dieses Konzept bietet den Vorteil einer bestmöglichen Mobilität, bei einer standardmäßigen Anordnung der Durchführungen und der Anbaugeräte und bei kompakten Abmessungen und Gewichten. Ein weiterer Vorteil ist das neue Anwendungsgebiet von sogenannten „Notfalltransformatoren“, die bereits erfolgreich in Betrieb sind. Fällt ein Transformator während des Betriebs durch einen Schaden aus, kann ein mobiler Transformator die beschädigte Einheit zeitweise ersetzen und somit eine stabile Energieversorgung gewährleisten. Dies ist nur möglich mit flexiblen Einsteckdurchführungen und einem Hermetik Design, da beides in kürzester Zeit aufgebaut werden kann.

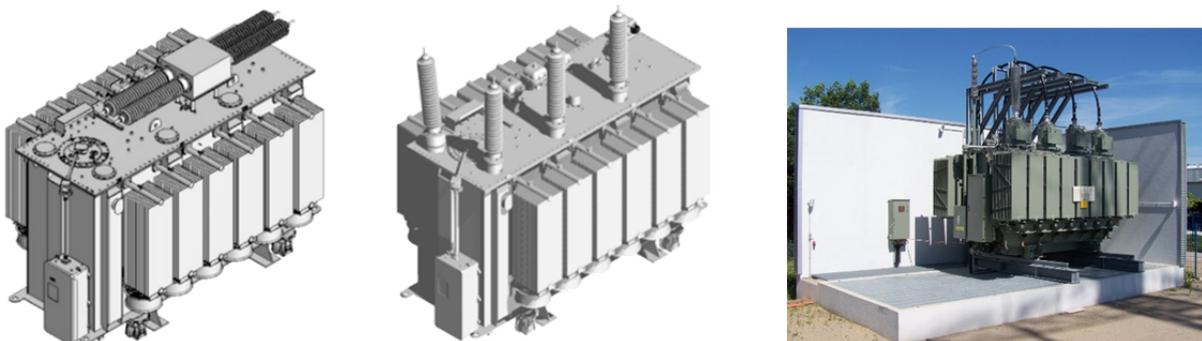


Abbildung 2: *“Plug & Play” Transformator transportbereit (links), vollständig aufgebaut (Mitte) sowie eine erste Referenz (rechts)*

Zusätzlich ergibt sich eine weitere beachtliche Verbesserung für die gesamte Anordnung: Durch kompakte steckbare Verbindungen (Geräteanschlussteil und Durchführung oder Kabelstecker), reduziert sich die Installationslänge im Inneren des Transformators um etwa ein Drittel verglichen mit konventionellen nicht steckbaren Öl-Luft-Durchführungen. Dadurch kann der Transformator kompakter ausgelegt werden. Vor diesem Hintergrund sollte der Einsatz von Einsteckdurchführungen größte Aufmerksamkeit bei der Gestaltung von Trafospezifikationen gewinnen.

Ein zusätzlicher Vorteil des oben beschriebenen Konzepts ist der mögliche Wegfall von weiteren Anbaugeräten wie Ausdehnungsgefäßen, welche normalerweise erforderlich sind, um die thermische Ausdehnung der Isolier- und Kühlflüssigkeit zu kompensieren. Das zusätzliche Ölvolumen wird über spezielle Dehnradiatoren aufgenommen.

Im Folgenden wird ein neues Konzept vorgestellt, das darauf abzielt, das Ausdehnungsgefäß auf dem Transformatordeckel zu vermeiden.

3 HERAUSFORDERUNGEN BEI DER AUSLEGUNG VON TRANSFORMATOREN NACH DEM AKTUELLEN STAND DER TECHNIK

Abgesehen von Hermetiktransformatoren mit Dehnradiatoren sind alle mit Flüssigkeit gefüllten Leistungstransformatoren und Drosseln mit einem Ausdehnungsgefäß ausgestattet, welches die Ausdehnung der Isolierflüssigkeit bei Temperaturänderungen ermöglicht.

Das Ausdehnungsgefäß kompensiert Volumenänderungen der Isolierflüssigkeit bei Temperaturschwankungen. Der Ölstand im Transformator kann aufgrund von Temperaturänderungen steigen oder fallen. Temperaturschwankungen der Isolierflüssigkeit entstehen durch Änderung der Umgebungstemperatur oder der Transformatorbelastung.

Üblicherweise ist ein Ausdehnungsgefäß ein zylindrisches oder rechteckiges Bauteil, welches sich oben auf dem Transformator befindet (Abbildung 3). Die Fläche auf dem Transformatordeckel ist jedoch begrenzt. Zudem führen ständig zunehmende Anforderungen bezüglich Umweltschutz und Arbeitssicherheit, elektrische Schlagweiten (neue Grenzwerte gemäß IEC) sowie Einschränkungen beim Bauraum zu Schwierigkeiten, eine geeignete Position für das Ausdehnungsgefäß zu finden. Dies kann zu erhöhten Kosten sowie größeren Abmessungen und Gewichten führen.

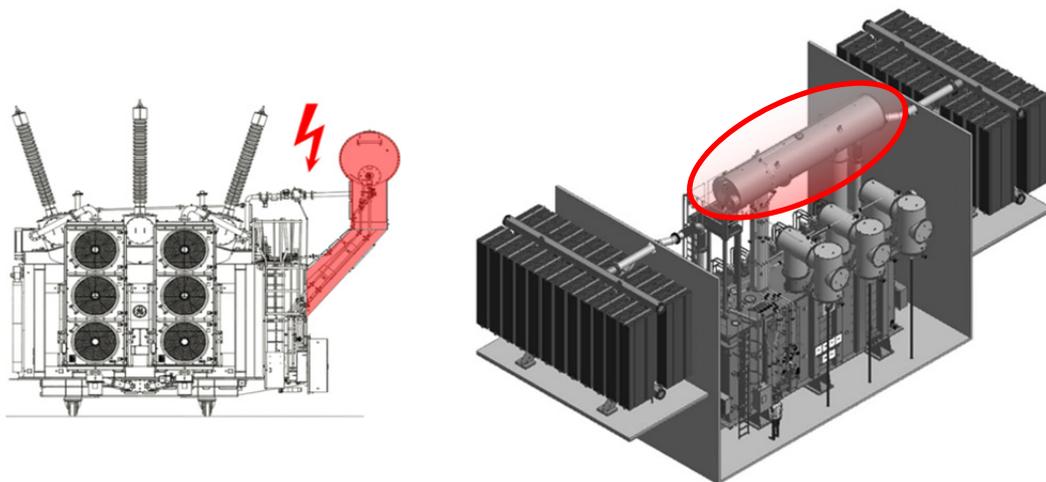


Abbildung 3: Beispiele für konventionelle Transformatoren mit Ausdehnungsgefäßen. In der Höhe und neben dem Kessel platziert. Wobei die Schlagweiten der Durchführungen einzuhalten sind (links) sowie mit Radiatorenbatterien und Ausdehnungsgefäß in der Höhe (rechts)

Ist auf dem Transformatordeckel kein ausreichender Platz vorhanden, um das Ausdehnungsgefäß dort zu positionieren, wird das Ausdehnungsgefäß auf Haltern aufgebaut, die seitlich oder vorne am Kessel befestigt sind. Bei mobilen Transformatoren werden häufig rechteckige Formen gewählt. All diese Lösungen sind häufig komplex und teuer.

Strengere Vorgaben bezüglich elektrischer Schlagweiten führen zu größeren Gesamtabmessungen. Da der Platz vor Ort, besonders im Fall eines Austausches, begrenzt ist, kann es schwierig werden, eine geeignete Lösung zu finden. Bei Montage und Inbetriebnahme vor Ort sowie bei Wartungsarbeiten kann es kompliziert sein, das Ausdehnungsgefäß in der Höhe zu erreichen. Um Vorschriften in Bezug auf Arbeitssicherheit einzuhalten, muss hoher Aufwand betrieben werden, um das Ausdehnungsgefäß mit Überwachungsgeräten sicher erreichen zu können. Beim Transport des Transformators muss das Ausdehnungsgefäß in den meisten Fällen abgebaut werden. Dies führt zu zusätzlichen Arbeiten für den Ab- und Wiederaufbau des Ausdehnungsgefäßes.

Weiterhin müssen bei der Auslegung von konventionellen freiatmenden Transformatoren weitere Auslegungskriterien beachtet werden. Die Abstände der Durchführungen zu geerdeten Teilen müssen eingehalten werden. Besonders bei hohen Spannungen sind große Abmessungen erforderlich. Zudem müssen für die in der Umgebung angebrachten Anbaugeräte besondere Vorkehrungen getroffen werden. Es kann beispielsweise notwendig sein, das Ausdehnungsgefäß neben dem Kessel und in der Höhe zu platzieren, was unter gewissen Umständen, zu hohen Kosten für die Halterstruktur führen kann (Abbildung 3).

Überdies müssen die mit dem Ausdehnungsgefäß verbundenen Anbaugeräte, wie Ölstandsanzeiger oder Buchholzrelais, für Wartungszwecke zugänglich sein. In der Vergangenheit war es allgemein üblich, Leitern für den Zugang zu diesen Anbaugeräten zu benutzen. Heute führen ständig steigende Anforderungen bezüglich Arbeitssicherheit zu höheren Ausgaben für Sicherungsvorrichtungen. Um diese Anforderungen einzuhalten, kann es notwendig sein, fest angebaute Leitern, Treppen oder dauerhafte Laufbühnen (Plattformen) sowie Verankerungspunkte vorzusehen. Diese Bauteile dürfen nicht in die Schlagweiten der Durchführungen hineinragen.

4 „ALL AROUND CONSERVATOR“

Um die genannten Probleme zu vermeiden, wurde ein neues Konzept entwickelt. Die grundsätzliche Idee besteht darin, das Ausdehnungsgefäß auf dem Transformatordeckel zu vermeiden und stattdessen neben oder im Kessel vorzusehen [9].

Dieses neue Konzept kann für luft- oder wassergekühlte Transformatoren angewendet werden und bietet neue Möglichkeiten für das Transformator-Design, da das herkömmliche Ausdehnungsgefäß, welches beträchtlichen Einfluss auf die Anordnung der Durchführungen hatte, nicht länger benötigt wird. Zusätzlich können die Ausgaben für Umweltschutz und Arbeitssicherheit beträchtlich gesenkt werden, weil Schutz- und Überwachungsgeräte nicht mehr in schwer zugänglichen Höhen angebaut werden müssen.

Wird dieses neue Konzept mit dem “Plug & Play” Konzept kombiniert kann der Kessel bei der Montage geschlossen bleiben. Folglich kann auf eine Ölaufbereitung nach dem Transport verzichtet werden, wodurch Kosteneinsparungen beim Aufbau und bei der Inbetriebnahme erreicht werden können.

Die Vorteile dieser neuartigen Lösung können wie folgt zusammengefasst werden:

- Kostenreduzierung durch einfaches Design des neuen Ausdehnungsgefäßes
- Verbesserte Mobilität des Transformators
- Keine Ölarbeiten am kompletten Transformator beim Einbau von Einsteckdurchführungen

- Abstände zum Ausdehnungsgefäß stellen keine Designeinschränkungen dar
- Reduzierung der Gesamtabmessungen des Transformators
- Geringeres Arbeitssicherheitsrisiko durch verbesserte Zugangsmöglichkeiten zum Ausdehnungsgefäß und zu den Anbaugeräten
- Kein Abbau des Ausdehnungsgefäßes für den Transport
- Weniger Öffnungen in den Gebäudemauern, wenn der Transformator in einer Einhausung aufgebaut wird

Im Folgenden wird das neue Prinzip näher erläutert.

5 PRINZIP EINES DEHNGEFÄßES, DAS NEBEN DEM KESSEL ANGEBAUT IST

Steigt die Temperatur im Hauptkessel, dehnt sich das Öl aus und das überschüssige Ölvolumen fließt in das Ausdehnungsgefäß (Abbildung 4).

Fällt die Temperatur, zieht sich das Öl im Hauptkessel zusammen. Folglich fällt auch der Ölstand in einem kleinen Zwischendehngefäß (Reserveöltank) und ein Signal wird ausgelöst. Dieses Signal wird an eine Pumpe weitergeleitet, die Öl vom Ausdehnungsgefäß in den Hauptkessel pumpt, bis ein ausreichender Ölstand im Zwischendehngefäß erreicht ist. Somit zeichnet sich dieses Prinzip durch einen teilweise erzwungenen Ölfluss aus. In diesem Fall wird der Ölstand im Zwischendehngefäß automatisch kontrolliert und auf einem Stand zwischen einem definierten Minimal- und Maximalwert gehalten.

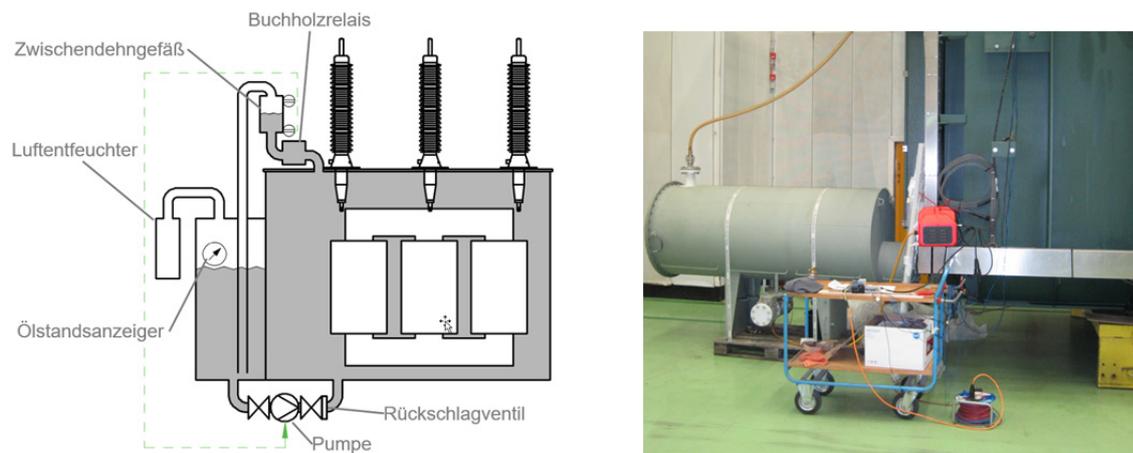


Abbildung 4: Neues Konzept eines neben dem Kessel angebauten Dehngefäßes mit Ölfluss durch Pumpe; links: Prinzipskizze; rechts: Versuchsaufbau zur Untersuchung der Funktionsfähigkeit

Das Buchholzrelais, ein Standard-Schutzgerät, befindet sich in der Verbindungsrohrleitung zwischen Hauptkessel und Ausdehnungsgefäß. Alle Funktionen des Buchholzrelais sind voll betriebsfähig. Eine Warnung erfolgt entweder bei einer Gasansammlung oder bei einem Abfallen des Ölstandes. Die Funktion der Schwallklappe kann bei einer definierten Ölströmung ansprechen. Bei diesem neuen Prinzip ist eine Stromversorgung für die Pumpe notwendig. Die bereits am Transformator vorhandene Stromversorgung, die auch für den Stufenschalter verwendet wird, kann für diesen Zweck mitgenutzt werden.

6 FALLSTUDIE: AUSWIRKUNGEN AUF DAS DESIGN EINES 350-MVA/400-KV-TRANSFORMATORS

Die folgende Fallstudie soll die Auswirkungen auf das Design eines Leistungstransformators aufzeigen. Für diesen Zweck wurde ein 350-MVA/400-kV-Transformator ausgewählt (Abbildung 5). Das Ausdehnungsgefäß befindet sich in diesem Fall oben auf dem Transformatordeckel. Um die Schlagweiten zwischen dem Ausdehnungsgefäß und den 400-kV-Hochspannungsdurchführungen einzuhalten, wurden besonderen Vorkehrungen getroffen. Das Ausdehnungsgefäß musste an der den Durchführungen gegenüberliegenden Seite angebracht werden. Zudem war es nötig, die Durchführungsdomen zu verlängern.

Die neue Lösung veranschaulicht, wie das Design vereinfacht werden kann. Das Ausdehnungsgefäß mit seinen Anbaugeräten wird auf dem Transformatordeckel vermieden, wodurch gleichzeitig die Dome für die Hochspannungsdurchführungen verkürzt werden können. Zusätzlich kann durch den Einbau von Einsteckdurchführungen die Länge der Dome reduziert werden. Zu diesem Zweck werden Einsteckdurchführungen für Spannungen bis 400 kV benötigt. Derzeit wird an der Entwicklung von solchen Durchführungen für Spannungen bis zu 550 kV gearbeitet.

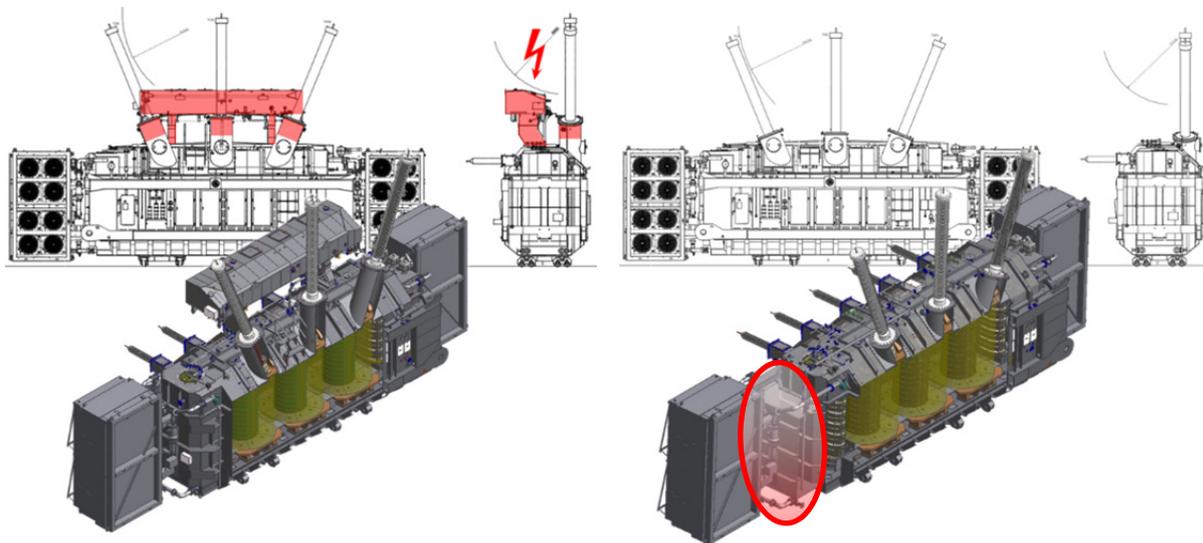


Abbildung 5: Fallstudie des neuen Konzepts und seine Auswirkungen auf das Design eines 350-MVA/400-kV-Transformators mit beträchtlichen Designvereinfachungen; links: konventionelles Design mit Ausdehnungsgefäß auf dem Transformatordeckel; rechts: neues Design mit Ausdehnungsgefäß neben dem Kessel (rot)

7 ZUSAMMENFASSUNG

Dieser Beitrag stellt eine neue Kombination aus “Plug & Play” Transformatoren, ausgehend von Hermetiktransformatoren mit wartungsarmen Dehnradiatoren, vor. Dies bietet den Vorteil von höchster Mobilität kombiniert mit einer Standardanordnung der Durchführungen sowie mit kompakten Gesamtabmessungen und -gewichten.

Nichtsdestotrotz fordert ein Transformator-Design mit konventionellem Ausdehnungsgefäß nach dem aktuellen Stand der Technik hohe Anforderungen, vor allem was die Abstände der Durchführungen zu den umgebenden Anbaugeräten, insbesondere dem Ausdehnungsgefäß, angeht. Um die Herausforderungen zu umgehen, die die Aufstellung des Ausdehnungsgefäßes auf dem Transformatordeckel mit sich bringt, wurde ein neues Konzept vorgestellt, wodurch das Ausdehnungsgefäß auf dem Transformatordeckel vermieden werden kann. Die Hauptvorteile sind Kosteneinsparungen auf Grund von verringerten Montagezeiten sowie wirtschaftlicheren

Auslegungskonzepten, eine verbesserte Mobilität, weniger Ölarbeiten sowie Einsparungen bei den Abmessungen und Gewichten. Weiterhin sind Umwelt- und Arbeitssicherheitsrisiken minimiert.

Moderne Technologien wie die Anwendung eines gemeinsamen Ölraums für Hauptkessel und Stufenschalter sowie die Verwendung von alternativen Isolierflüssigkeiten und Isoliersystemen runden das Konzept für einen effizienten, intelligenten und grünen Leistungstransformator ab.

LITERATUR

- [1] Kachler, A. J.: “Unique transformer failure statistics an important contribution to economics of transformer management”, CIGRE SC 12 Colloquium, Dublin, Ireland, (2001)
- [2] Gebauer, J.: “VACUTAP® – Stufenschalter in Vakuumschalttechnologie – Lösungen für spezielle Anwendungen”, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2010, Stuttgart, Germany, (2010)
- [3] Stirl, T.; Harthun, J.; Frotscher, R.: “Offshore-Einsatz – Eine Herausforderung für den Transformator“, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012, Stuttgart, Germany, (2012)
- [4] Harthun, J.; Breuer, C.: “Setting of new standards by environmentally-friendly power transformers”, eb Elektrische Bahnen, Germany, (2015)
- [5] IEC 60076-14, “Power transformers – Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials”, (2013-09)
- [6] Stirl, T.; Harthun, J.; Perrier, C.; Devaux, F.; Carlon, C.; Tenbohlen, S.; Schmidt, N.: “Eco-friendly Green Power Transformers – Innovative Solutions and New Experiences”, MATPOST 2015, Lyon, France, (2015)
- [7] Stirl, T.; Saravolac, M.; Harthun, J.: “The New Hermetic Power Transformer Generation “Hermetic 2.0””, INSUCON 2017, Birmingham, UK, (2017)
- [8] Plug-in type bushing: CONNEX Bushing Size 7-S, $U_m = 362$ kV, PFISTERER Kontaktssysteme GmbH
- [9] Stirl, T.; Harthun, J.; Saravolac, M.; Häger, K.-H.; Friedel, T.: “New Transformer Design Permits Elimination of Conservator on Top of Transformer Tank”, CIGRE SC A2 Colloquium, Cracow, Poland, (2017)

Neue Methode zur Kompensation von parasitären Gleichstrom-Amperewindungen in Transformatoren

P. Hamberger

Siemens AG Österreich – Transformers Linz
Peter.hamberger@siemens.com
Austria

F. Klammler

Siemens AG Österreich – Transformers Weiz
Franz.klammler@siemens.com
Austria

KURZFASSUNG

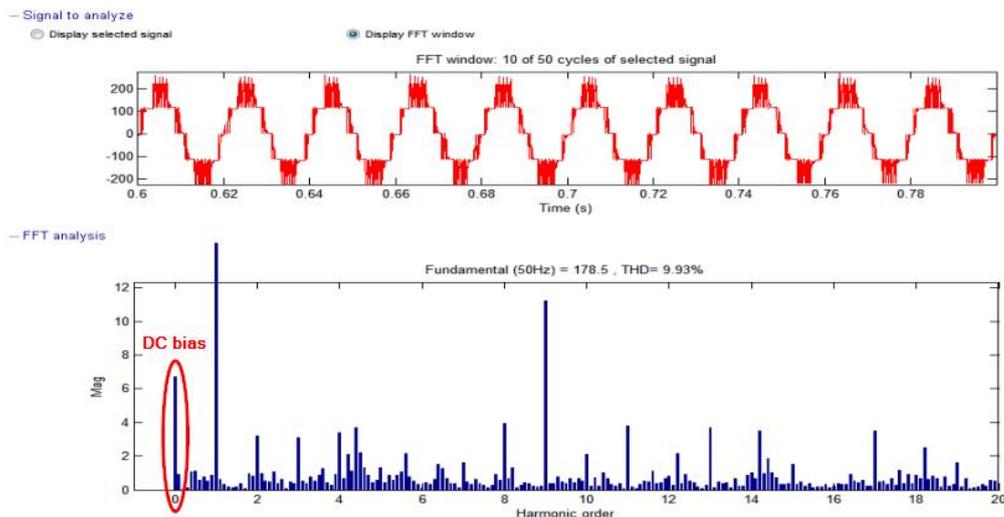
Kerne von modernen Leistungstransformatoren werden aus kornorientiertem hochpermeablen Elektro Stahl hergestellt und können als Luftspalt frei angesehen werden. Deshalb sind sehr kleine Leistungen zur Erregung dieser Kerne notwendig. Dies führt aber auch dazu, dass diese Kerne auch sehr empfindlich gegenüber parasitären Gleichströmen sind. Bereits sehr kleine parasitäre Gleichströme von einem Ampere oder darunter können den Kern in einer Halbperiode in Sättigung oder nahe zur Sättigung aufmagnetisieren. Das Betriebsverhalten wird durch einen starken Anstieg der Geräuschemission als auch der Ummagnetisierungsverluste sehr negativ beeinflusst. Siemens Transformatoren hat eine neue Technologie entwickelt, mit der man die parasitäre Gleichstromdurchflutung genau erfassen und in der Folge auch durch Einkopplung einer Gegendurchflutung mittels einer kleinen Kompensationswicklung an Transformatorenkern kompensieren kann. Dieser neue Ansatz vermeidet weitgehend den Einsatz von Leistungselektronik oder Halbleiterbauteilen im primären Einkopplungsstrang. Dies führt zu hoher Robustheit, Verfügbarkeit, Lebensdauer und sehr geringen Wartungsaufwand. Weitere Vorteile sind eine kleine Steuer- und Regelleistung sowie Adaptierbarkeit auf höhere Spannungen und Leistungen.

1 EINLEITUNG

1.1 Quellen von DC

Nachhaltigkeit, Erneuerbare Energien und nachwachsende Rohstoffe sind Schlagworte, die die Elektroenergietechnik prägen. Demgegenüber steht ein stetig wachsender Bedarf an Elektroenergie und die Kontroverse weit voneinander entfernter Energiequellen und –Senken. Es wurden bereits große Anstrengungen und Investitionen unternommen, um den Anspruch regenerativer Energiequellen und einer steigenden Nachhaltigkeit der Erzeugung und Übertragung gerecht zu werden. Dennoch ist der Bedarf an weiteren Investitionen und Innovationen im Energiesektor sehr groß.

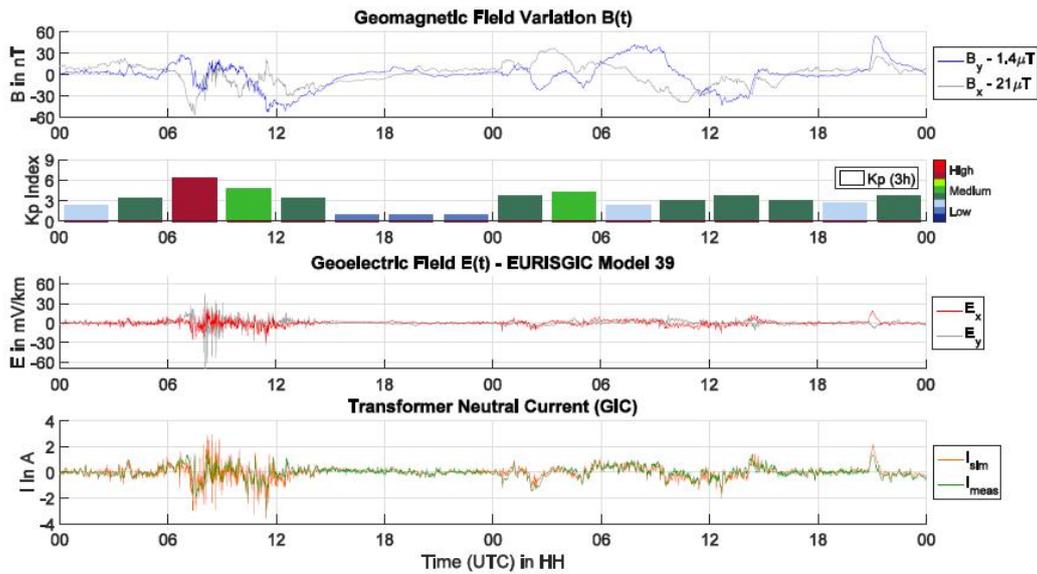
Um die aus regenerativen Quellen erzeugte elektrische Energie in das Übertragungsnetz einspeisen zu können, sind Wechselrichter notwendig. Als aktive Schaltelemente kommen meist Thyristoren oder IGBT zum Einsatz, um mit Pulsweitenmodulation (PWM) oder Multilevel-Pulsweitenmodulation eine sinusförmige Ausgangsspannung anzunähern. Wie in der Abbildung gezeigt, können dabei sowohl höhere harmonische Frequenzanteile als auch ein Gleichstromoffset (DC-Bias) auftreten.



Figur 1. Ausgangsspannung (oben) und FFT (unten) eines Multilevelinverters (aus [1])

Eine weitere Quelle für Gleichströme in den Übertragungsnetzen ist in den geomagnetischen Aktivitäten zu finden. Diese Effekte sind treten verstärkt in nördlichen Regionen auf, führen aber auch in Mitteleuropa zu kleinen parasitären Gleichströmen von bis zu einigen 100 mA bei lediglich geringer bis mittlerer geomagnetischer Aktivität [2].

In Figur 2 sind gemessene und simulierte Werte für einen Transformator im österreichischen Übertragungsnetz gezeigt:

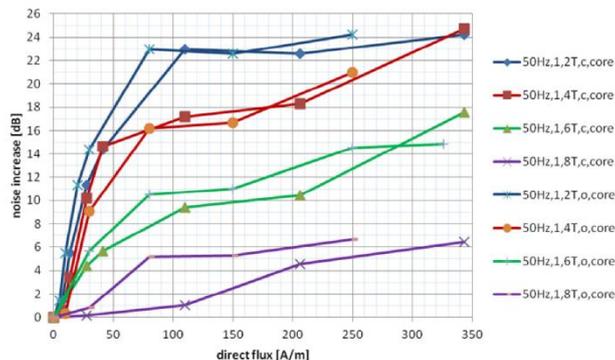


Figur 2. Geomagnetische Aktivitäten (oben) sowie simulierter und gemessener Sternpunktstrom eines Transformators im österreichischen Übertragungsnetz (aus [2])

1.2 Leistungstransformatoren

Kerne von modernen Leistungstransformatoren werden aus dünnen Lamellen von kornorientiertem, hochpermeablem Elektrostahl in Step-Lap Schichtung gefertigt. Dadurch weisen diese Kerne verhältnismäßig geringe Ummagnetisierungsverluste und Magnetisierungsleistungen auf. Die Schichtung im Step-Lap Verfahren sorgt dafür, dass die Kerne quasi als Luftspalt-frei angesehen werden können und daher eine sehr hohe magnetische Leitfähigkeit besitzen, was sich in der sehr geringen Magnetisierungsleistung bemerkbar macht. Diese Eigenschaft macht jedoch diese Kerne sehr empfindlich gegenüber parasitären Gleichströmen oder sehr niederfrequenten Wechselströmen (0.1Hz), da diese zu einer weiteren Aufmagnetisierung des Kerns beitragen. Bereits kleine Gleichströme bewirken starke Anstiege des Kerngeräusches (Figur 3) und der Ummagnetisierungsverluste [3] [4]. Charakteristisch ist, dass die störenden Effekte bereits bei sehr kleinen Strömen stark ansteigen und der Anstieg bei weiterer Gleichstromdurchflutung verflacht.

Siemens Transformatoren hat ein System entwickelt mit dem parasitäre Gleichstromdurchflutungen kompensiert werden können. Das Problem bis zu fünf Dekaden kleinere Gleichstromdurchflutungen als Laststromdurchflutungen effektiv zu messen konnte erfolgreich gelöst werden. Das Messsignal der Gleichstromdurchflutung dient zum Ausregeln derselben zu Null indem in eine kleine Hilfswicklung DC Ströme eingepreßt werden. Diese Einprägung soll möglichst leistungsarm erfolgen. Das Gesamtsystem soll sich weiters durch hohe Verfügbarkeit und geringen Wartungsaufwand auszeichnen.



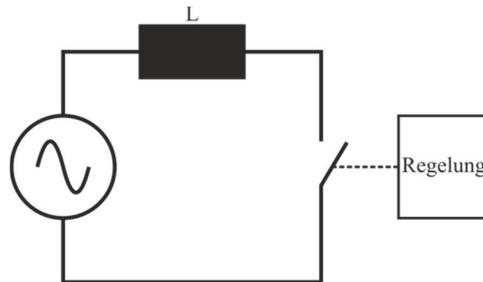
Figur 3. Gemessener Anstieg des Geräuschpegels von Kernen mit unterschiedlicher Nennflussdichte in Abhängigkeit von der Gleichstromdurchflutung.

Unrestricted

2 KOMPENSATION VON PARASITÄREN GLEICHSTRÖMEN

2.1 Prinzip der Kompensation

Das Grundprinzip der Gleichstromkompensation basiert darauf, dass in eine auf einen Kern aufgebraute Hilfswicklung Kompensations-Amperewindungen eingebracht werden. Die Hilfswicklung dient als Energiequelle zur Erzeugung eines pulsierenden Kompensationsstroms, der durch gezieltes periodisches Schließen eines Schalters erzeugt wird und durch eine Drossel begrenzt



wird. Der Gleichanteil des pulsierenden Stroms hängt vom Schaltzeitpunkt ab.

Figur 4. Grundprinzip der Gleichstromkompensation. Durch gezieltes, periodisches Schalten wird in der Hilfswicklung ein Gleichstrom-behafteter Strompuls generiert. Das Schalten wird durch einen Regelkreis, so beeinflusst, dass das Messsignal der resultierenden Gleichstromdurchflutung im Kern Null wird.

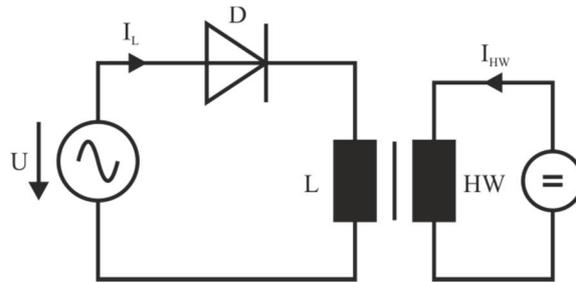
Da Halbleiterschalter sehr empfindlich gegenüber Überspannung sind, jedoch eine robuste Lösung mit hoher Verfügbarkeit gefordert wird, wurde als Schaltelement ein Transduktor gewählt. Durch gezielte Gleichstrombeaufschlagung des Transduktors an der Sekundärwicklung und die einhergehende Gleichvormagnetisierung, werden in der Primärwicklung gleichstrombehaftete Strompulse erzeugt, wenn der Transduktorkern bei überlagerter Gleichvormagnetisierung und Wechselmagnetisierung in Sättigung gebracht wird. Diese Lösung bietet folgende Vorteile

- Hohe Robustheit und Verfügbarkeit
- Bessere Skalierbarkeit auf höhere Spannungen
- Gute transiente Soannungsfestigkeit
- Hohe thermische Zeitkonstante
- Betrieb in Isolierflüssigkeit zur besseren Abfuhr der Abwärme
- Verstärkung der Regelleistung, daher kleine Leistungselektronik erforderlich
- Steuer/ -Regelelektronik galvanisch vom Leistungsstrang getrennt.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist, dass die Funktionen Schalter und Strombegrenzung in einer elektrischen Maschine vereint werden können. Diese Elektrische Maschine wird als Transractor bezeichnet.

2.2 Konstruktionsprinzip eines Transractors

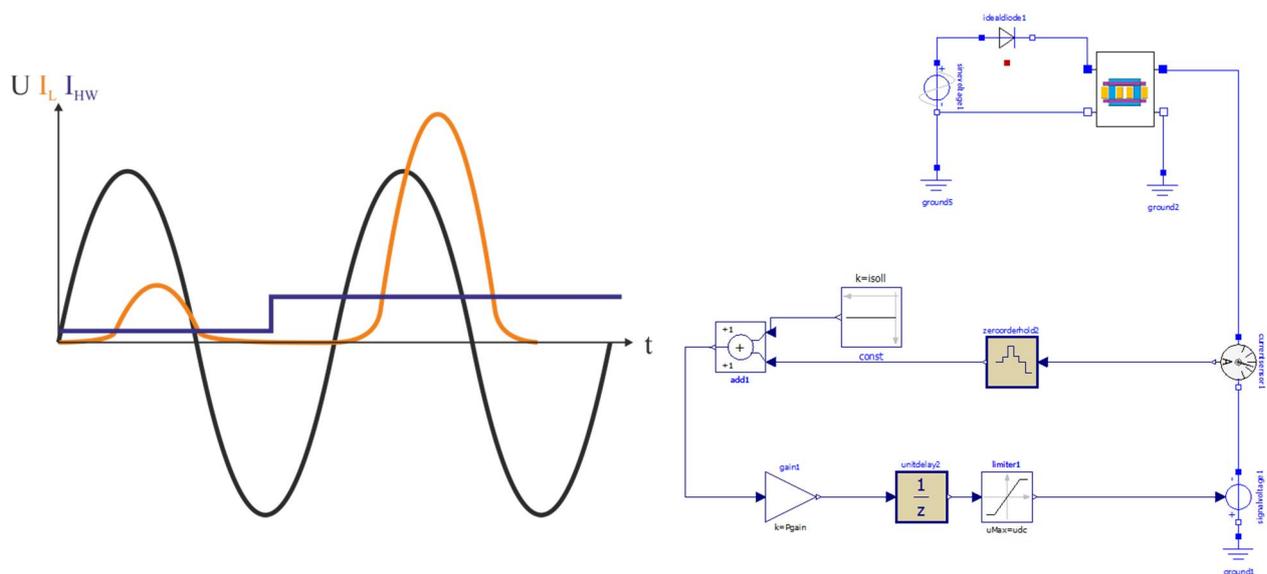
Ein Transractor erzeugt Stromimpulse indem der geschlossene Schalter eine Spannungsquelle belastet und diese bedingt durch die Induktivität einen transienten Stromaufbau vollzieht. Solange, bis der Schalter wieder geöffnet wird, oder die die Strombegrenzungsdrossel den Strom limitiert. Dabei wird der magnetisch nichtlineare Transractor kern mit Hilfe einer Diode nahe an der Sättigungsgrenze betrieben. Durch die Diode wird der Kern des Transractors nur während einer Halbwelle gesättigt. Durch eine zusätzliche Hilfswicklung am gemeinsamen Eisenkreis kann nun die Induktivität mit Hilfe eines Gleichstroms gezielt in Sättigung gebracht werden. Der Aufbau ist in Bild 3 ersichtlich. Als Typenleistung für den Transractor wird das Produkt des maximalen Gleichstroms und des Effektivwertes der Nennspannung vorgeschlagen und mit kVAdc angegeben.



Figur 5. Transactor bestehend aus Diode D , nichtlinearer Induktivität L und einer Sekundärwicklung HW , über die der Transactor gezielt in Sättigung gebracht wird und in weiterer Folge einen Gleichstrom-behafteten Stromimpuls erzeugt.

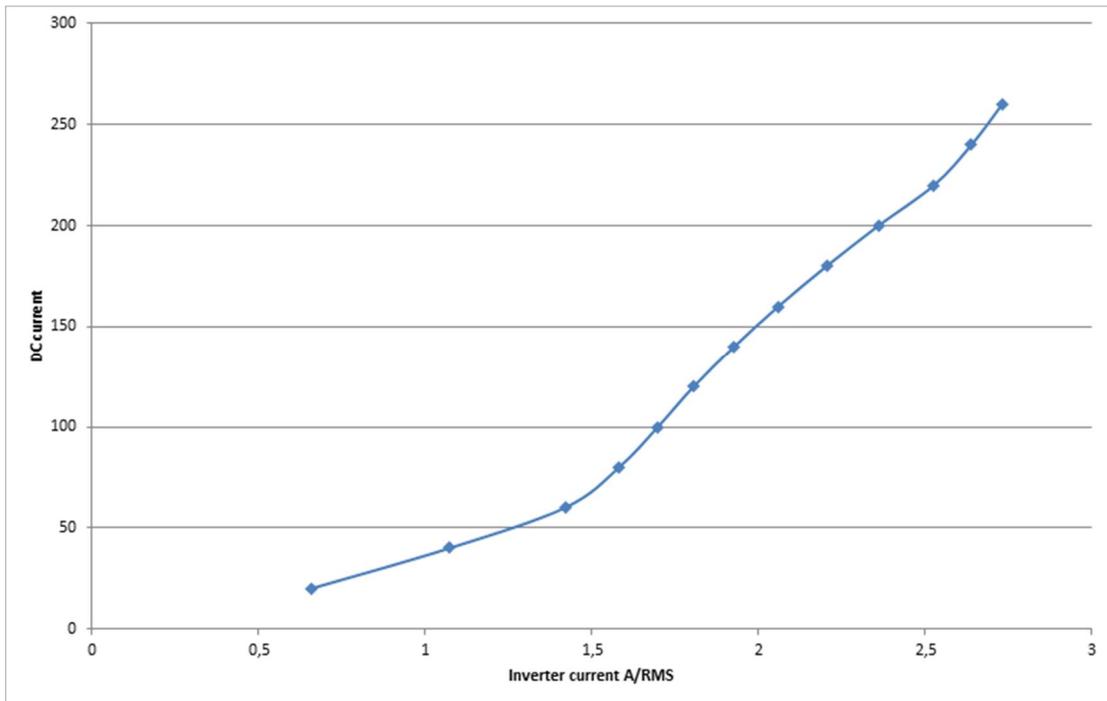
2.3 Funktionsweise und Simulation

Prägt man in die Hilfswicklung HW einen konstanten Strom I_{HW} ein, wird der Eisenkreis vormagnetisiert. Steigt nun die Spannung U während der positiven Periode an, sättigt die Induktivität L , je nach Grad der Vormagnetisierung wodurch der Strom I_L ansteigt. Dadurch erhält man bei einer gegebenen Erregerspannung U einen Zusammenhang zwischen I_L und I_{HW} . Die Signalverläufe sind schematisch in Bild 4 dargestellt.

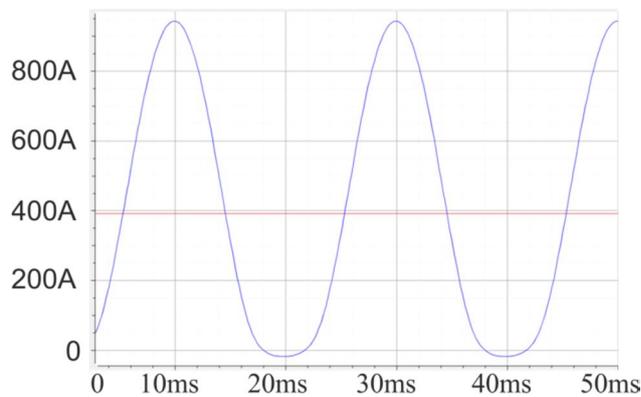


Figur 6. Links Schematische Transactor Signalverläufe bei unterschiedlichen Steuerströmen I_{HW} . Rechts Transactormodell mit zeitdiskreter Regelung zum Stellen des Steuerstroms I_{HW} .

Im Grunde können Transactoren für beliebige Spannung und Ströme nach Konstruktionsprinzipien des Elektromaschinenbaus dimensioniert werden. Siemens hat sich entschieden in erster Generation Transactoren für eine Spannung von 690Veff und 400Adc bzw 250Adc zu entwickeln. Ziel der Berechnung war, das Gesamtsystem zu optimieren, sodass die verbauten Komponenten bestmöglich ausgenutzt werden. Ein zusätzliches Optimierungsziel war die Leistungsverstärkung, da diese sowohl die Kosten als auch den Bauraum der Steuerelektronik maßgeblich beeinflusst. Für die Type 690Veff und 250Adc ist im Bild 7 der Zusammenhang des Stroms für die Vormagnetisierung, der durch Umrichter eingeprägt wird, und dem sich einstellenden Gleichstrom im Primärkreis dargestellt. Ebenfalls wichtig ist die Restinduktivität des Systems, da diese bei einer Übersteuerung oder im Fehlerfall den Maximalstrom begrenzen und den Transactor vor thermischer Überlastung schützen muss. In Bild 8 sind ein simulierter Stromverlauf I_s sowie der DC-Anteil des Signals dargestellt. Der DC-Strom liegt bei 380A bei einer Amplitude von 980A.



Figur 7. Erzeugter Gleichstrom im Primärkreis als Funktion des durch Umrichter eingeprägten Stroms für Vormagnetisierung des Transractors. Diese Abbildung zeigt deutlich die Leistungsverstärkung des Transractors.



Figur 8. Simulierte Strompulse des 400A dc Transractors bei einer Aussteuerung von 380A dc.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Das Transductorprinzip kann genutzt werden, um gezielt eine Gleichstromdurchflutung im Transformatorenwicklungen einzuprägen. Damit können parasitäre Gleichstromdurchflutungen aus dem Netz, die die Performance des Transformators im Betrieb stören, kompensiert werden. Die Nutzung des Transductorprinzips stellt eine robuste, langlebige und Störungs-unanfällige Lösung zur Einprägung von Gleichstromdurchflutungen dar, welche dem Prinzipien des Elektromaschinenbaus unterliegt und relativ einfach auf höhere Spannungen und Leistungen skalierbar ist. Um Bauraum

optimal zu nutzen wurde die Funktion des Transductors und der Strombegrenzungsinduktivität in einer elektrischen Maschine, dem Transraktor, vereint.

LITERATUR

[1] Sneha Sunny George et. al: "Analysis of Output DC Current Injection in Grid connected inverters", International Journal of Advance Research in Electrical Electronics and Instrumentation Engineering, Vol. 3, Issue 9, September 2014

[2] T. Halbedl, G. Achleitner: "Analysis of the Impact of Geomagnetic Disturbances on the Austrian Transmission Grid", Cigre 2016 (Paris), no. C3-101

[3] F. Bachinger, A. Hackl, P. Hamberger, A. Leikermoser, G. Leber, H. Passath, and M. Stoessl: „Direct current in transformers: effects and compensation“, Proceedings of the CIGRE Session 2012 (Paris), no. A2-301 (2012).

[4] F. Bachinger, P. Hamberger, A. Leikermoser, G. Leber, H. Passath, "Direct current in transformers - experience, compensation", Paper PS1-34, CIGRE SC A2 & C4 JOINT COLLOQUIUM 2013 Zurich, Switzerland

Erdschlusslöschspule unter Nutzung eines virtuellen Luftspaltes

Marcel Engel
Netze BW GmbH
ma.engel@netze-bw.de
Germany

KURZFASSUNG

In einer internen Machbarkeitsstudie wurde die Übertragbarkeit des Virtuellen-Luftspalt-Prinzips auf Anwendungen in der Erdschlusskompensation untersucht. Es sind u. a. folgende Anwendungen denkbar:

- Eine Erdschlusslöschspule variabler Induktivität ohne mechanische Komponenten, welche dynamisch zwischen unterschiedlichen Arbeitspunkten für Betriebs- und Erdschlussfall wechseln kann
- Ein Aktor zur aktiven Dämpfung von Oberschwingungsanteilen im Erdschlussreststrom

Das Grundprinzip beruht auf einer lokalen Sättigung des ferromagnetischen Kerns aufgrund eines zum magnetischen Hauptfluss orthogonalen Steuerflusses. Es entsteht ein virtueller Luftspalt, welcher die wirksame Reluktanz vergrößert und somit die Induktivität der E-Spule verringert. Wird dieser Steuerfluss durch eine separate Wicklung über eine Quelle eingepreßt, so lässt sich die Induktivität der E-Spule zeitlich ändern.

Durch geschickte Überlagerung des Steuergleichstromes mit periodischen Stromverläufen lassen sich bei anstehender Verlagerungsspannung auch OS-Anteile im Spulenstrom erzeugen und somit externe OS-Anteile im Erdschlussstrom dämpfen.

In Laborversuchen mit einem 0,4-kV-Modell und Simulation unter MATLAB Simulink konnte die potentielle Eignung des Prinzips nachgewiesen werden.

1 EINLEITUNG

Durch die zunehmende Verkabelung von Mittelspannungsnetzen stehen Betreiber von gelöschten Netzen vor der Herausforderung einen maximalen Erdschlussreststrom nach DIN VDE 0845-6-2 nicht zu überschreiten. Vergangene Erdschlussversuche in den Mittelspannungsnetzen der Netze BW haben gezeigt, dass die **Höhe des Erdschlussreststroms** neben dem Wirkanteil maßgeblich durch den Oberschwingungsanteil bestimmt wird.

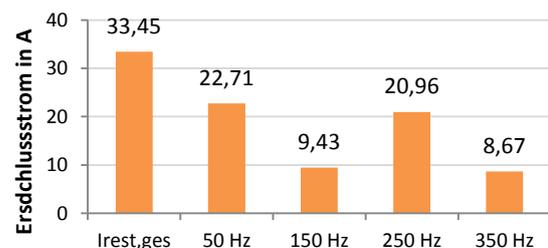


Abbildung 1.1: Messung des Erdschlussreststroms

Die Netze BW untersuchte in einer internen Machbarkeitsstudie die grundsätzliche Übertragbarkeit des virtuellen Luftspaltes auf die Anwendung zur Erdschluss-Reststrombegrenzung, was auch die Dämpfung von Oberschwingungsanteilen inkludiert. Hierfür wurde ein **0,4-kV-Modell** einer E-Spule entwickelt und untersucht. Außerdem wird ein Simulationsmodell der Spule erstellt.

Anhand des **Versuchs- und des Simulationsmodells** wurden die Spulendynamik, erste Regelkonzepte, sowie die Anwendung zur **Dämpfung von Oberschwingungen** untersucht [1].

1.1 Eisenkern mit Luftspalt

Unter Vernachlässigung von Randeffekten und unter Annahme sinusförmiger Wechselgrößen kann für einen homogenen magnetischen Kern mit Luftspalt ein magnetisches Ersatzschaltbild mit den Reluktanzen für den Kern R_m und Luftspalt R_δ angesetzt werden (**Abbildung 1.2**).

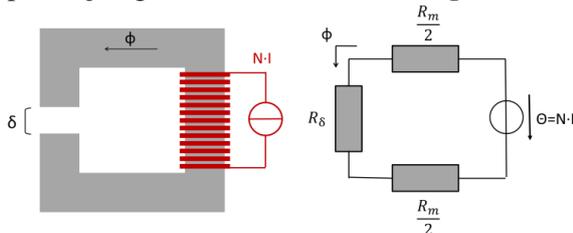


Abbildung 1.2: Magnetischer Kreis

Bei einem gegebenen Kern der mittleren Länge l , Querschnittsfläche A und einer Hauptwicklung mit N Windungen lässt sich aus dem Induktionsgesetz die Induktivität der Spule herleiten:

$$L(\delta) = \frac{N^2 \cdot A \cdot \mu_0}{\left(\frac{l - \delta}{\mu_r} + \delta\right)} \quad (1)$$

1.2 Virtueller Luftspalt

Aus (1) wird ersichtlich, dass eine zunehmende Größe des Luftspaltes zur Verringerung der Induktivität führt.

Derselbe Effekt wird erzielt, wenn der Kern durch ein zum magnetischen Fluss ϕ_L orthogonaler Steuerfluss ϕ_{St} lokal in Sättigung gebracht wird (**Abbildung 1.3**). Es entsteht ein virtueller Luftspalt.

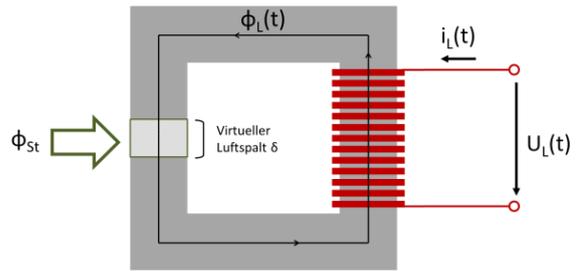


Abbildung 1.3: Grundprinzip - virtueller Luftspalt

Der Steuerfluss kann durch eine zweite Wicklung (Steuerwicklung) über einen eingepprägten Gleichstrom erzeugt werden.

Bei entsprechendem Aufbau der Steuerwicklung verursacht ein größerer Gleichstrom eine größere Region lokaler Sättigung und führt somit zu einer Verringerung der effektiven Induktivität [2].

Wird diesem Steuerstrom ein periodischer Stromanteil überlagert, so ändert sich auch die wirksame Induktivität periodisch.

1.3 Dämpfung von Oberschwingungen im Erdschlussreststrom

Durch Beeinflussung der Induktivität ist es bei anstehender Verlagerungsspannung möglich, Oberschwingungsströme im Erdschlussreststrom zu beeinflussen und bei geschickter Wahl des Steuerstromes auch zu dämpfen.

Allgemein lässt sich für eine verlustlose Spule mit variabler Induktivität ansetzen:

$$u_L = L \cdot \frac{di_L}{dt} + i_L \cdot \frac{dL}{dt} \quad (2)$$

Wird eine sinusförmige Wechselspannung angesetzt, so ergibt sich der Spulenstrom zu:

$$i_L = - \left[\frac{1}{L\omega} \cdot U \cdot \cos(\omega t) \right] + \text{Restterm} \quad (3)$$

Für moderate Änderungen von L kann der Restterm im Folgenden vernachlässigt werden.

Der Verlauf von $\frac{1}{L}$ ist nun so zu wählen, dass sich einzelne Harmonische gezielt erzeugen lassen. Wählt man bspw. einen kosinusförmigen Verlauf, so lässt sich gemäß dem Additionstheorem eine Kombination einzelner Frequenzanteile gezielt erzeugen:

$$\cos x \cdot \cos y = \frac{1}{2} \cdot (\cos(x - y) + \cos(x + y)) \quad (4)$$

Über den Steuerstrom lässt sich der Kehrwert der Induktivität bspw. wie folgt modulieren:

$$\frac{1}{L} = \frac{1}{L_1} + \sum_{i=2,4,\dots} A_i \cdot \cos(i\omega t + \varphi_i) \quad (5)$$

A_i steht hierbei für die Amplitude und φ_i für die Phase der i -ten Harmonischen. Es ergibt sich für (3) somit:

$$i_L = -\frac{U}{\omega} \cos(\omega t) \left[\frac{1}{L_1} + \sum_{i=2,4,\dots} A_i \cdot \cos(i\omega t + \varphi_i) \right] \quad (6)$$

Bei frei wählbarer Phase φ_i ist zur Anwendung des Additionstheorems (4) ein Umweg über die komplexen Zahlen notwendig.

Zur Veranschaulichung wird der Spezialfall mit nur einem 200-Hz-Frequenzanteil im Steuerstrom A_4 und gleicher Phasenlagen von Grundschwingung und Modulationsfunktion gezeigt, d. h. $\varphi_4 = 0$.

$$i_L = - \left[\underbrace{\frac{U}{L_1 \omega} \cos(\omega t)}_{\text{Grundschwingung}} + \underbrace{\frac{A_4 U}{2\omega} \cos(3\omega t)}_{\text{3. Harmonische}} + \underbrace{\frac{A_4 U}{2\omega} \cos(5\omega t)}_{\text{5. Harmonische}} \right] \quad (7)$$

Für den Spulenstrom ergeben sich somit je einen Grundschwingungsanteil und Anteile der 3. und 5. Harmonischen.

Im Allgemeinen lassen sich durch eine geschickte Wahl der Amplituden A_i und Phasen φ_i bei anstehender Spannung gezielte OS-Ströme erzeugen. Somit lassen sich nicht nur die von der Spule selbst erzeugten Oberschwingungen im Strom reduzieren, sondern darüber hinaus auch OS-Anteile im gesamten Erdschlussreststrom aktiv dämpfen.

1.4 Versuchsmodell

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde ein 0,4-kV-Modell einer Spule mit virtuellem Luftspalt entwickelt. Im Vorfeld wurden unterschiedliche Kerne untersucht. Für das speziell angefertigte Modell wird ein Kern in UI Bauweise verwendet. **Abbildung 1.4** zeigt das angefertigte Versuchsmodell.

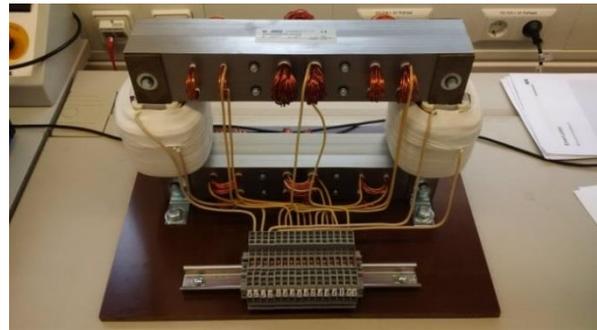


Abbildung 1.4: Spule mit virtuellem Luftspalt

Zur Erzeugung des Hauptflusses ist jeweils eine Hauptwicklung auf den rechten und den linken Schenkel des Kerns gewickelt.

Um den Steuerfluss zu erzeugen sind drei Steuerwicklungen mit unterschiedlicher Windungszahl im oberen und unteren Joch des Kerns angebracht. Entsprechend **Abbildung 1.4** werden für jede Wicklung vier Löcher in den Kern gebohrt. Es wird jeweils eine Steuerwicklung mit gleicher Windungszahl in das obere und in das untere Joch eingebracht. Die Richtung des eingepprägten Steuerstroms zweier gleicher Wicklungen muss sowohl in vertikaler als auch horizontaler Richtung entgegengesetzt verlaufen, damit sich die induzierten Spannungen der gesamten Anordnung aufheben. Die unterschiedlichen Steuerwicklungen lassen sich zusätzlich in Reihe miteinander verschalten.

Beim Anlegen eines Steuerstroms kommt es zu einer Überlagerung des Haupt- und des Steuerfeldes und der Kern wird partiell gesättigt. Während einer vollständigen Periode bilden sich die partiell gesättigten Bereiche aus.

2 ERGEBNISSE LABORMESSUNG

Das Versuchsmodell aus Abschnitt 1.4 wurde durch eine Messreihe charakterisiert [1]. Die dabei relevanten Eigenschaften zum Betrieb als E-Spule mit Fähigkeit zur Oberschwingungsdämpfung wurden dabei in zwei ausgewählten Messungen nachgewiesen:

- Variierung der Steuerströme zum Bestimmen des Regelbereichs
- Beeinflussung der Steuerströme zur Dämpfung von Oberschwingungen im Primärkreisstrom I_{WP1}

Der Messaufbau für die nachträglich vorgestellten Messungen ist in **Abbildung 2.1** dargestellt.

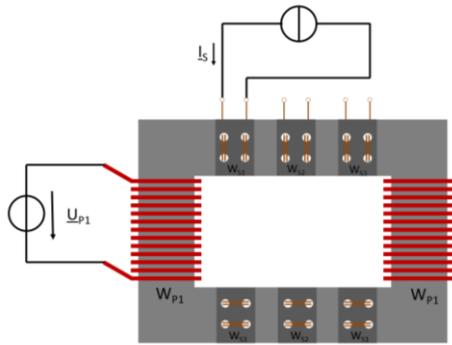


Abbildung 2.1: Schematischer Versuchsaufbau für Labormessungen.

Eine der beiden Primärwicklungen W_{p1} wird von einer konstanten Wechselspannungsquelle gespeist. Der Steuerstrom wird in eine Steuerwicklung (W_{s1} bis W_{s3}) durch eine parametrierbare Stromquelle eingepreßt. Alle nicht an der Messung beteiligten Wicklungen sind während der Messung nicht kurzgeschlossen.

2.1 Regelbereich

Für die in **Abbildung 2.2** gezeigte Steuerung der Hauptkreisinduktivität wurde ein Gleichstrom in jeweils einer aktiven Steuerwicklung vorgegeben.

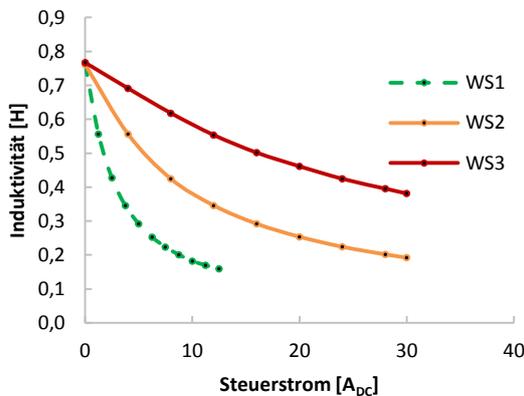


Abbildung 2.2: Regelbereich des Versuchsmodells

Die Nenninduktivität des Primärkreises liegt bei 0,76 H und lässt sich um bis zu 79 % durch Bestromung von W_{s1} absenken.

2.2 Dämpfung des Oberschwingungsgehalts im Primärkreisstrom

Wird das Versuchsmodell nahe seiner Bemessungsgrößen betrieben, so ergeben sich auch bei stabiler Laborspannung Oberschwingungen im Primärstrom. In diesem Abschnitt wird nachge-

wiesen, wie auch die selbst erzeugten Oberschwingungen gedämpft werden können.

Die vorhandenen Oberschwingungsanteile sind für einen typischen Betriebspunkt in **Abbildung 2.3** und **Abbildung 2.4** dargestellt. Die Spannung an den Klemmen der Primärkreiswicklung beträgt Nennspannung und an W_{s2} wird ein Gleichstrom von 10 A eingepreßt. Die Anteile der 3. und 5. Harmonischen betragen 1,9 % bzw. 3,5 % des Grundschwingungswertes.

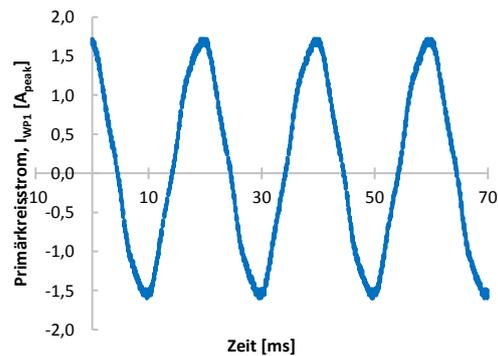


Abbildung 2.3: Zeitverlauf des Primärkreisstroms bei einem Steuerstrom von 10 A durch W_{s2} .

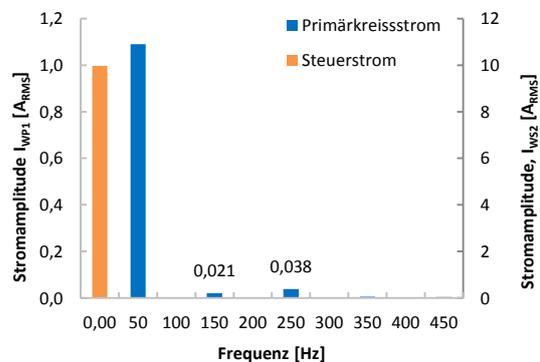


Abbildung 2.4: Oberschwingungsanteile des Primärkreis- und Steuerstroms

Wie bereits in Abschnitt 1.3 behandelt, ist zur Dämpfung der 3. und 5. Harmonischen eine Einspeisung der 4. Harmonischen geeignet. Bei unveränderter Spannung am Primärkreis und Beibehaltung des Gleichanteils im Steuerstrom wird der Wicklung W_{s2} ein Wechselanteil von 1,5 A_{RMS} bei 200 Hz hinzugefügt. Durch Veränderung des Phasenwinkels von Primärkreisstrom zu Steuerstrom lässt sich die Dämpfung optimieren (**Abbildung 2.5**).

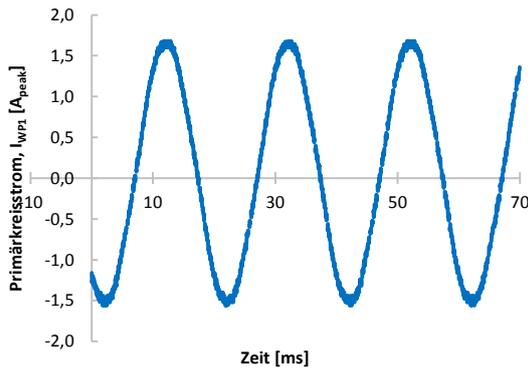


Abbildung 2.5: Zeitverlauf des Primärkreisstroms mit Kompensationsanteil im Steuerstrom.

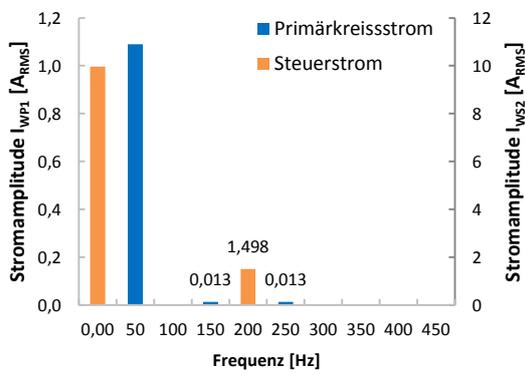


Abbildung 2.6: Oberschwingungsanteile des Primärkreis- und Steuerstroms bei optimalem Steuerstrom.

Die Anteile der 3. und 5. Harmonischen werden stark reduziert, wie in **Abbildung 2.6** ersichtlich. Der THDI des Primärkreisstroms sinkt von 4 % auf 1,75 %. Dabei wurden auch Harmonische höherer Ordnung gedämpft (s. **Abbildung 2.7**).

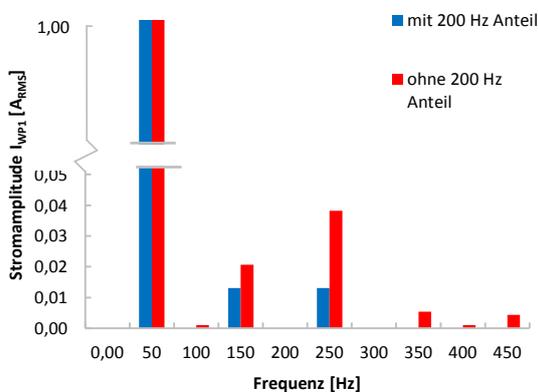
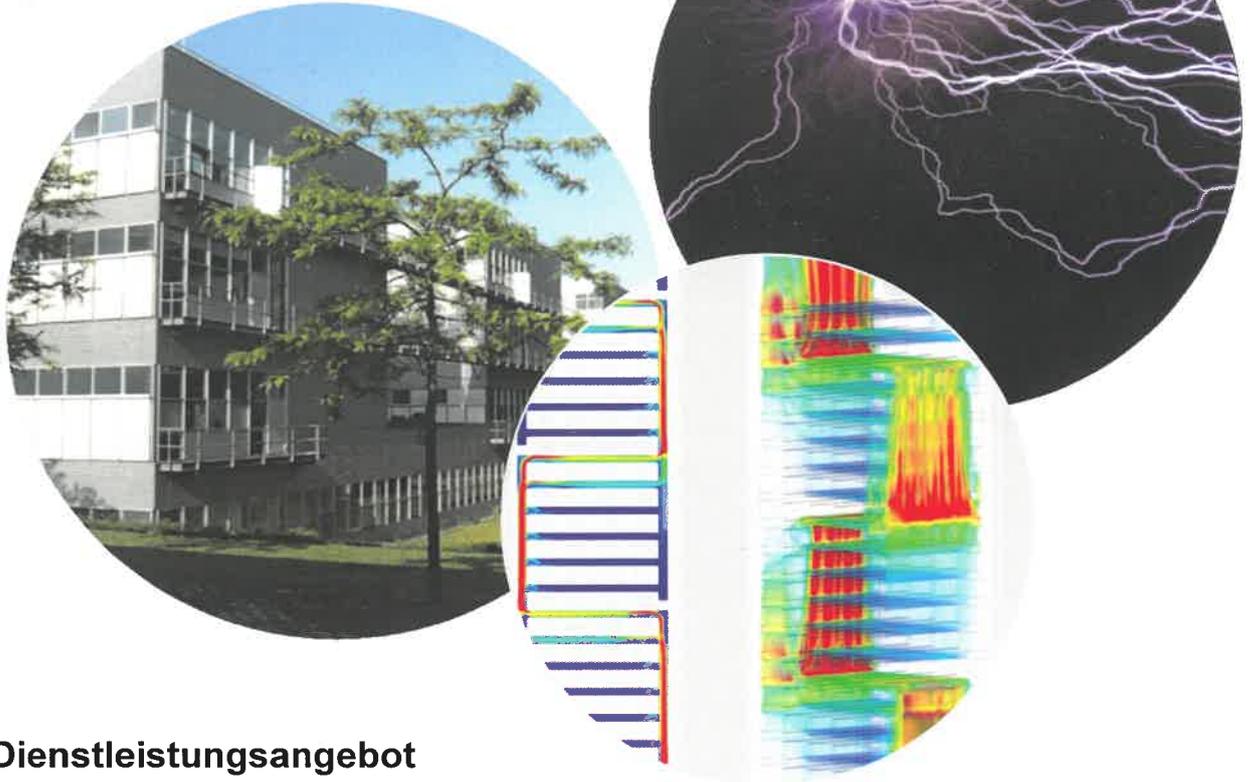


Abbildung 2.7: Bildausschnitt des Amplitudenvergleichs der Oberschwingungsanteile im Primärkreisstrom.

3 LITERATUR

- [1] Engel, M.; Kurka, C.; Schäfer, J.; Wittenberg, B.; Erdschlusslöschspule unter Nutzung eines virtuellen Luftspaltes; ETG-Fachbericht 151 · STE 2017
- [2] Dolan, D.; Modelling and Performance Evaluation of the Virtual Air Gap Variable Reactor; Diss. 2009



Dienstleistungsangebot

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen
- Schaden- und Ausfallanalyse, Begleitung von Abnahmeprüfung

Schwerpunktt Themen

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Simulation elektrischer und thermischer Strömungsfelder
- Entwicklung von Hard- und Software zur Zustandsbeurteilung elektrischer Betriebsmittel
- Entwicklung von Sensoren und Messverfahren zur Betriebsüberwachung
- Hochspannungsprüf- und Messtechnik
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit