Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Neue Konzepte und Systemkomponenten für die Netze der Zukunft

> 11. und 12. März 2014 Filderhalle Stuttgart



Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:





SIEMENS





Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Neue Konzepte und Systemkomponenten für die Netze der Zukunft

11. und 12. März 2014 Filderhalle Stuttgart

Veranstalter: Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Universität Stuttgart

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

ISBN 978-3-00-044942-0

© 2014 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel

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

Inhaltsverzeichnis:

Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur Umsetzung der Energiewende Franziska Adamek , Swantje Heers, Jochen Patt, Bundesnetzagentur, Bonn	21	
Technische und wirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende für einen Verteilnetzbetreiber Martin Konermann, Netze BW GmbH, Stuttgart	33	
Bewertung verschiedener Technologien zur Netzanbindung von Offshore- Windparks Markus Pöller, M.P.E. GmbH, Tübingen Ulf Hoffmann, Matthias Wilhelm, 50 Hertz Transmission GmbH, Berlin	39	
Hochspannungsgleichstromübertragung für die Anbindung von Offshore- Windparks Herbert Gambach, Siemens AG, Erlangen	51	
Ohmsche Querkopplung auf AC/DC-Freileitungen und deren Folgen Bartosz Rusek, Ulrich Sundermann, Amprion GmbH, Dortmund	63	
Schaltanlagen und Leistungsschalter für HGÜ-Anwendungen Uwe Riechert, Ueli Steiger, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz		
Anforderungen und Lösungen beim Ausbau und Umbau der Netze Sven Behrend, H. Richter, R. Schlosser, SAG GmbH, Langen	81	
Entwicklung der HGÜ-Transformatorentechnik Karsten Loppach, Siemens AG, Nürnberg	83	
Hochseetaugliche Schnittstelle: Trockene, steckbare Anschlusstechnik für HV- und MV-Kabelsysteme auf offshore-Anlagen Ruben Grund, Christian Späth, Michael Zerrer, PFISTERER Kontaktsysteme GmbH, Winterbach	93	
Innovative papierlose Isolationstechnologie für Hochspannungs- durchführungen Urs Krüsi, Ansgar Dais, Zoran Zic, Daniel Egger, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz	103	
Einsatz umweltfreundlicher Isolierflüssigkeiten in Leistungstransformatoren unter Berücksichtigung tiefer Temperaturen Jörg Harthun, Tobias Stirl, ALSTOM Grid GmbH, Mönchengladbach Mark Jovalekic, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	115	
Entwicklung und Prüfung eines mit natürlichem Ester gefüllten Kombiwandlers Thomas Judendorfer, Volker Karius, Trench France S.A.S., Frankreich Wolfgang Beck, Netze BW GmbH, Stuttgart Kevin Rapp, Cargill, Wayzata, USA Rainer Badent, KIT, Karlsruhe Gernot Adamietz, TransnetBW GmbH, Stuttgart	125	

Einsatz natürlicher Ester in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrungen und Stand der Technik Michael Schäfer, TransnetBW GmbH, Stuttgart Ivanka Atanasova-Höhlein, Ronny Fritsche, Christian Schmied, Siemens AG, Nürnber	137 g
Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Netzintegration dezentraler Energieeinspeiser Manuel Sojer, T. Smolka, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	147
Technische Innovationen bei regelbaren Ortsnetz-Verteiltransformatoren Ralf-Werner Held, SGB-SMIT Group, Neumark	157
Systembasierte EMV-Prüfung für Mittelspannungsschaltanlagen – Grenzen der geltenden Störfestigkeitsanforderungen Werner Ebbinghaus, ABB AG, Ratingen Christian Suttner, Dennis Burger, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	173
Verwendung alternativer Gase in metallgekapselten Hochspannungsanlagen David Gautschi, Yannick Kieffel, Alstom Grid, Oberentfelden, Schweiz	187
Moderne Methoden der Hochspannungserzeugung und TE-Messung bei der Prüfung gasisolierter Schaltanlagen Alexander Kraetge, Enrico Bilinski, HIGHVOLT Prüftechnik GmbH, Dresden Stefan Hoek, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	197
VLF-MWT Anwendungen einer neuen Methode zur Zustandsbewertung von Kabelsrecken Alexander Gerstner, Martin Jenny, Baur Prüf- und Messtechnik GmbH, Sulz, Österreich	209
Moderne Vor-Ort Prüfung und Zustandsbestimmung von Mittel- und Hochspannungskabeln mit gedämpften Wechselspannungen Rogier Jongen, Edward Gulski, onsite hv solutions ag, Gregor Cejka, onsite hv international ag, Luzern, Schweiz	217
Modellierbasierte Vor-Ort Kalibrierung induktiver Spannungswandler Yvo Langnaese, Michael Krüger, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich Michael Freiburg, TU Dortmund	231
Vergleich der Kalibrierbarkeit verschiedener TE-Messverfahren für Leistungstransformatoren Martin Siegel, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	239



Power and productivity for a better world[™]



EasyDry transformer bushing Standard bushing with best benefits

Leading technology in dry bushings

- Oil- and paper-free
- Explosion-proof and fire-resistant
- Good resistance to humidity
- Minimum ambient temperature -40°C
 (-60°C on request)
- High thermal endurance (class E,120°C)
- www.abb.com/electricalcomponents

- Low dielelectric losses (tan $\delta < 0.35\%$)
- Partial discharge-free up to double service voltage
- Mounting angle vertical to horizontal
- Up to 170 kV / 2500 A
- According to IEC and IEEE





Nachhaltiger Ausbau intelligenter Netze... mit Alstom



STROMÜBERTRAGUNG UND -VERTEILUNG

Alstom Grid hat eine klare Vision: die Entwicklung innovativer Lösungen für flexible, sichere, bezahlbare und nachhaltige Stromnetze weltweit.

Wir entwickeln, produzieren, installieren und unterhalten Produkte und Systeme zur Stromübertragung und Stromverteilung, die heute und in Zukunft zu einer Weltwirtschaft mit geringer CO₂-Emission beitragen.



www.alstom.com



VLF Monitored Withstand Testing (MWT) Ein neuer Weg zur Kabelzustandsbewertung



۲

BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH Deutschland Friedrich-Bergius-Str. 12 · D - 41516 Grevenbroich T +49 2181 29 79 - 0 · F +49 2181 29 79 - 10

vertrieb@baur-germany.de www.baur-germany.de

Ihre Vorteile mit BAUR MWT:

- Gleichzeitige VLF-Kabelprüfung und Zustandsbewertung
- Optimierte Prüfdauer durch kontinuierliche Analyse der Messergebnisse

۲

- Nur ein Pr
 üfaufbau notwendig alles in einem Ger
 ät und in einem Arbeitsgang
- Reproduzierbare Ergebnisse mit VLF truesinus®-Technologie und hochpräziser tan-delta-Messung
- Keine Überbeanspruchung von alten Kabeln



Das gesamte Leistungangebot von BAUR finden Sie auf unserer Webseite.

BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH weltweit Raiffeisenstraße 8 · 6832 Sulz, Österreich T +43 5522 4941-0 · F +43 5522 4941 8055 headoffice@baur.at www.baur.at

۲

WIR REGELN SPANNUNG.

۲

Zuverlässig. Sicher. Kompetent.

Mehr als 50 Prozent des weltweiten Stroms fließen über unsere Stufenschalter. Für maximale Zuverlässigkeit werden diese in unserem einzigartigen Test Center unter Extrembedingungen getestet. Als innovatives Unternehmen mit jahrzehntelanger Erfahrung arbeiten wir jeden Tag daran mit, die Energieversorgung noch besser und sicherer zu machen. www.reinhausen.com

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



THE POWER BEHIND POWER.

۲



Seit mein Vater sein OMICRON Teilentladungs (TE)-Monitoringsystem nutzt, weiß er immer über den Isolationszustand seiner Hochspannungsanlagen bescheid. Vorher konnte er nur erahnen, wie lange es dauert, bis Defekte einen Fehler verursachen.

OMICRON bietet meinem Vater Online-Systemlösungen für die temporäre oder kontinuierliche Zustandsüberwachung von wichtigen elektrischen Betriebsmitteln unter Last, wie Motoren, Generatoren, Transformatoren und Hochspannungskabel.

Durch die Echtzeit-Analyse von TE-Daten erkennt mein Vater mögliche Probleme rechtzeitig und kann intelligente Wartungsentscheidungen treffen, sodass seine Anlagen reibungslos länger laufen.

Das ist mein Vater ... er denkt immer einen Schritt voraus!





۲

PFISTERER



Komponenten und Systeme für Mittel- und Hochspannungskabel bis 420 kV.

CONNEX. Trocken steckbares Anschluss-System für Mittel- und Hochspannungskabel.

Das universelle Anschluss-System für Transformatoren und Schaltanlagen mit zahlreichen Varianten für die Spannungsebenen von 12 kV bis 420 kV.

IXOSIL-Kabelendverschlüsse mit Silikon-Isolierung.

Die perfekte Lösung für den Freilufteinsatz. Darüber hinaus sind Ausführungen für Innenraumanwendungen sowie stützende Varianten sowohl mit Isolierfüllmasse als auch trocken verfügbar.

IXOSIL-Aufschiebe-Muffen aus Silikonkautschuk.

Zur sicheren Verbindung von gleichen und unterschiedlichen Kupfer- oder Aluminiumleiterkabeln. Das Programm umfasst Varianten im Spannungsbereich von 72,5 kV bis 420 kV.

IXOLINE. Mit IXOSIL- oder CONNEX-Anschlüssen konfektionierte Kabel.

Hohe Zuverlässigkeit bei niedrigem Zeit- und Kostenaufwand, da für die Installation keine Spezialwerkzeuge benötigt werden.





Transformatoren

Von 50 kVA bis 1.200 MVA/800 kV

- Alles aus einer Hand
- Transformatoren jeglicher Bauart



Der Netzentwicklungsplan als Instrument zur

Umsetzung der Energiewende

Dr. Franziska Adamek	Dr. Swantje Heers	Dr. Jochen Patt
Bundesnetzagentur	Bundesnetzagentur	Bundesnetzagentur
Franziska.Adamek@bnetza.de	Swantje.Heers@bnetza.de	Jochen.Patt@bnetza.de

KURZFASSUNG

Die Erstellung nationaler Netzentwicklungspläne konkretisiert und ergänzt die europaweiten Planungen in den Höchstspannungsnetzen, die im Ten-Year Network Development Plant (TYNDP) der entso-e zusammengefasst werden. Artikel 22 der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt benennt die für alle Marktteilnehmer transparente Bestimmung der in den nächsten zehn Jahren zu errichtenden oder auszubauenden Übertragungsnetzinfrastruktur als ein wesentliches Ziel der Erstellung solcher Pläne. Nach der Umsetzung der Vorgaben in nationales Recht wurde im durch Jahr 2012 erstmalig ein Netzentwicklungsplan gemäß diesen Anforderungen die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland erstellt und von der Bundesnetzagentur geprüft. Im Jahr 2013 fand der zweite Durchlauf des Netzplanungsprozesses statt. Der vorliegende Beitrag beschreibt das Netzentwicklungsplanverfahren in seinen einzelnen Schritten und zeigt auf, wie die abstrakten gesetzlichen Vorgaben hinsichtlich der Prüfung des Netzentwicklungsplans durch die zuständige Aufsichtsbehörde operationialisiert und angewendet wurden. Es wird anhand konkreter Beispiele gezeigt, dass die Prüfung dabei im Kern auf die individuelle Bewertung einzelner Ausbaumaßnahmen abzielt. Die jährlich wiederkehrende Erstellung und Prüfung des Netzentwicklungsplans ermöglicht die Anpassung der Ausbauplanung an sich ändernde Rahmenbedingungen, z.B. bei den installierten Erneuerbaren Energien oder den gesetzlichen Vorgaben. Damit begleitet der Netzentwicklungsplan die Energiewende in Deutschland und leistet einen Beitrag zur zukünftigen sicheren Energieübertragung im Höchstspannungsnetz.

1 EINLEITUNG

Der Netzentwicklungsplan Onshore hat nach §12b Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den in den kommenden 10 Jahren erforderlichen Netzausbaubedarf zu ermitteln. Diese Aufgabe wird in einem mehrstufigen Entwicklungsprozesses gelöst, der sich jährlich wiederholt und der im Folgenden grob skizziert wird (Abbildung 1).



Abbildung 1: Ablaufschema des Netzentwicklungsplan-Prozesses

1.1 Schritt I: Szenariorahmen

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan (NEP) umfasst drei Szenarien, die unterschiedliche Entwicklungspfade der deutschen Energielandschaft in einem Zeithorizont von 10 Jahren darstellen. Ein Szenario wird dabei auch auf 20 Jahre fortgeschrieben. Alle Szenarien enthalten bundesweit aggregierte bzw. kraftwerksblockscharfe Angaben über die in Deutschland installierte Erzeugungsleistung [GW] aufgeteilt nach Primärenergieträgern, sowie den Nettostrombedarf [TWh] und die Jahreshöchstlast [GW] [1].

1.1 Schritt II: Regionalisierung

Die aggregierten Daten des Szenariorahmens bilden die Grundlage der Netzberechnungen und werden anteilig den einzelnen Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes zugeordnet. Dies erfolgt in der Regionalisierung. Hierbei werden Lasten und Erzeuger auf die einzelnen Netzknoten aufgeteilt, entweder über Kenntnisse des Standorts (z.B. bei konventionellen Kraftwerken) oder über Abschätzungen der zu erwartenden Entwicklungen (z.B. durch Potentialstudien der erneuerbaren Energien [2] und/oder energiepolitischen Zielen der Bundesländer [3]).

1.2 Schritt III: Marktmodellierung

In der (europaweiten) Marktmodellierung wird der stundenscharfe Einsatzfahrplan aller Kraftwerke und Energiespeicher unter Berücksichtigung der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie des Lastverlaufs bestimmt. Das Ergebnis ist ein volkswirtschaftlich optimaler Kraftwerkseinsatz, der mit minimalen Kosten die Last deckt [3, 4]. Kraftwerke und Speicher werden also gemäß deren Stromerzeugungskosten in aufsteigender Reihenfolge ("Merit Order") eingesetzt. Restriktionen, die sich durch das Netz ergeben würden (z.B. Engpässe innerhalb einer Preiszone), werden in diesem Schritt noch nicht berücksichtigt, da diese Beschränkungen durch die Netzausbauplanung behoben werden müssen¹.

1.3 Schritt IV: Netzplanung und Technologieauswahl

Die Schwachstellen im heutigen Übertragungsnetz werden über stationäre Netzanalysen (Lastflussberechnungen) des sogenannten Startnetzes bestimmt. Dabei besteht das Startnetz per Definition der Bundesnetzagentur aus dem heute vorhandenen Übertragungsnetz und wird ergänzt

¹ Internationale Handelsflüsse sind durch NTCs (Net transfer capacities) begrenzt.

durch planfestgestellte oder im Bau befindliche Maßnahmen, sowie durch Vorhaben des Energieleitungsausbaugesetzes (EnLAG). Die Berechnungen werden für verschiedene Netznutzungsfälle (NNF) durchgeführt, die jeweils für eine Stunde die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken an den einzelnen Netzknoten, die anliegenden Lasten sowie die Austauschsalden an den Grenzkuppelstellen definieren.

Anhand dieser Netzberechnungen werden unter Beachtung der Planungsgrundsätze der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) [5] die notwendigen Maßnahmen im deutschen Höchstspannungsnetz bestimmt, um die auftretenden Engpässe zu beseitigen. Gleichzeitig schlagen die ÜNB die jeweils zu verwendende Übertragungstechnologie (z.B. Hochspannungsgleichstrom oder 380kV-Drehstrom) vor. Abgerundet wird die Netzausbauplanung durch eine Reihe von Untersuchungen zur Spannungs- und transienten Stabilität des geplanten Netzes.

1.4 Schritt V: Netzausbaubedarf

Die Schritte I bis IV der Netzplanung führen für jedes Szenario zu einem Paket an Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz, das den sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb ermöglicht. Zentrales Element ist dabei das NOVA-Prinzip, welches grundsätzlich Netzoptimierung vor Verstärkung vor Netzausbau vorsieht. Diese Maßnahmen werden im Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber zusammengefasst und der Bundesnetzagentur übergeben. Die Behörde prüft diesen Plan gemäß §12 EnWG und bestätigt diesen anschließend unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung.

1.5 Bundesbedarfsplangesetz

Mindestens alle drei Jahre übermittelt die Bundesnetzagentur den bestätigten Netzentwicklungsplan gemeinsam mit dem seit 2013 ebenfalls jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan Offshore sowie dem Umweltbericht an die Bundesregierung als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan. Die Bundesregierung ist ihrerseits dazu verpflichtet, mindestens alle drei Jahre einen solchen Entwurf dem Bundesgesetzgeber zur Abstimmung vorzulegen.

Wesentlicher Teil des Bundesbedarfsplans ist eine Liste künftiger Höchstspannungsleitungen. Für alle diese Vorhaben sind mit dem Erlass des Bundesbedarfsplangesetzes die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf verbindlich festgestellt. Dies soll die nachfolgenden Verwaltungsverfahren durch die gesetzliche Bestätigung des energiewirtschaftlichen Bedarfs beschleunigen.

2 KONKRETER PRÜFAUFTRAG

Gemäß den gesetzlichen Vorgaben des §12 EnWG muss der Netzentwicklungsplan alle *wirksamen* Maßnahmen für eine bedarfsgerechte Optimierung und Verstärkung und zum Ausbau des Netzes enthalten, die für den zuverlässigen Netzbetrieb *erforderlich* sind. Im Rahmen der Prüfung hat die Bundesnetzagentur folgende Operationalisierungen der Kriterien "wirksam" und "erforderlich" gewählt.

2.1 Wirksamkeit

Eine Maßnahme wird dann als wirksam eingestuft, wenn sie

- a. den (n-1)-sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes gemäß den Planungsgrundsätzen [5] sicher stellt,
- b. unverhältnismäßigen Aufwand zur Behebung von Überlastungen in unterlagerten Netzebenen vermeidet,
- c. zu einer gewollten Erhöhung der grenzüberschreitenden Transportkapazität ins Ausland führt, oder
- d. ungewollte physikalische Ringflüsse über das europäische Ausland deutlich reduziert.

Auf die Punkte (b) - (d) wird in diesem Paper nicht näher eingegangen, siehe hierzu jedoch [6].



Zur Überprüfung der Wirksamkeit einer Maßnahme im Sinn von (a) wird untersucht, inwieweit der sichere Netzbetrieb mit und ohne Maßnahme möglich ist (Abbildung 2).

Abbildung 2: Schemaplan zur Bestimmung der Wirksamkeit einer Maßnahme

Zunächst wird in dem von den ÜNB geplanten Netz ("Zielnetz") die zu prüfende Maßnahme entfernt, d.h. es wird der Netzausbauzustand *vor Durchführung der Maßnahme*, aber mit allen anderen Ausbaumaßnahmen, untersucht. Grundlastfluss- und (n-1)-Ausfallrechnungen bestimmen die resultierenden Leitungsbelastungen im deutschen Übertragungsnetz. Die betrachteten (n-1)-Fälle umfassen dabei i.d.R. den Ausfall von Leitungen in den umliegenden Netzgebieten, die im Grundfall eine Auslastung höher als 50 % aufweisen.

Stellen sich weder im Grundlastfall noch in den Ausfallsituationen Leitungsbelastungen von > 100% (Überlastung) ein, kann keine Netzschwachstelle zur Behebung identifiziert werden und die Notwendigkeit der Maßnahme ist nicht ersichtlich. Folglich ist diese nicht wirksam bezüglich der Behebung einer Überlastung.

Werden hingegen Überlastungen festgestellt, werden die gleichen Untersuchungen *mit der Maßnahme* durchgeführt. Sind nun alle (betrachteten) Überlastungen beseitigt, ist die Maßnahme wirksam. Bleiben die Überlastungen allerdings weiterhin bestehen, kann die Wirksamkeit der Maßnahme zur Beseitigung von Engpässen nur dann festgestellt werden, wenn sich die Maßnahme dennoch deutlich positiv auf die ohne sie bestehenden Überlastungen auswirkt.

Bei der Prüfung der Maßnahmen wurde gemäß den Planungsgrundsätzen der ÜNB [5] Freileitungsmonitoring, d.h. der witterungsabhängige Betrieb von Höchstspannungsleitungen zur Erhöhung der Stromtragfähigkeit berücksichtigt. Je nach Wettersituation kann dabei die maximal zulässige Leitungsbelastung in den drei Windzonen Mittel- und Süddeutschland (bis maximal 115% Leitungsbelastung), Norddeutsches Tiefland (maximal 130%) und in den Küstenregionen (maximal 150%) deutlich steigen. Weiterhin wurden zulässige Topologieänderungen als mögliche Abhilfe für Betriebsmittelgrenzwertverletzungen berücksichtigt und Verletzungen der Summenaustauschleistungen mit dem Ausland zugelassen.

2.2 Erforderlichkeit

Maßnahmen, die im NEP bestätigt werden, müssen unter verschiedensten Bedingungen einen hinreichenden Nutzen im Netz generieren, da sich die Rahmenbedingungen wie z.B. die gesetzlichen Vorgaben oder die Annahmen des Szenariorahmens über den langen Planungszeitraum von 10 bis 20 Jahren ändern können. Daher ist eine Maßnahme erforderlich, wenn sie gegenüber Veränderungen in den Grundlagen der Netzentwicklungsplanung in einem gewissen Maße robust, d. h. auch unter leichten Veränderungen der Eingangsparameter noch erforderlich ist.

Die Erforderlichkeit wird über die maximale Auslastung einer Maßnahme im Jahresverlauf quantifiziert. Die prozentuale Leitungsauslastung einer Stunde h_i , $p\%(h_i)$ ist dabei definiert als Verhältnis der Strombelastung I(h_i) bezogen auf die Nennstromtragfähigkeit der Leitung I_r, siehe Gleichung (1).

(1)
$$p\%(h_i) = \frac{I(h_i)}{I_r} \cdot 100\%$$

Im Rahmen der Prüfung ist eine Maßnahme dann erforderlich, wenn ihre maximale Auslastung mindestens 20% beträgt, siehe Gleichung (2).

(2) $\max_{i=1}^{8760} (p\%(h_i)) \ge 20\%$: Maßnahme erforderlich

Die Wahl der Grenzbelastung in Höhe von 20% erfolgt aus zwei Gründen:

- 1. Die Grenze der Leitungsbelastung darf nicht zu hoch gewählt sein, um im späteren Netzbetrieb auch bei betriebsbedingten Abschaltungen oder anderen Vorkommnissen für den Fehlerfall gerüstet zu sein. Hoch ausgelastete Leitungen sind in der Regel kaum in der Lage, den Ausfall anderer Betriebsmittel abzusichern. (Sicherheitsaspekt)
- 2. Die Auslastungsgrenze darf nicht zu niedrig gewählt sein, damit die Maßnahme bei veränderten Rahmenbedingungen weiterhin erforderlich bleibt. (Robustheit)

Der Wert von 20% wurde gewählt, da nach Einschätzung der Bundesnetzagentur unterhalb dieser Auslastung technisch gesehen auch Lösungsansätze in unterlagerten Netzen (110kV) oder anderweitige technische Varianten in Frage kommen.

Das Erforderlichkeitskriterium wird nur auf Wechselstrommaßnahmen angewandt, da sich dort die Auslastungen aus den physikalischen Gesetzmäßigkeiten des vermaschten Netzes ergeben. Bei Gleichstrommaßnahmen (HGÜ) kann die Auslastung über die Steuerbarkeit der Konverter gezielt eingestellt werden und der definierte Grenzwert von 20% daher leicht umgangen werden. In Bezug auf HGÜ-Maßnahmen hat sich die Bundesnetzagentur sowohl für den NEP 2012 als auch den NEP 2013 die Ergebnisse des Gutachtens der TU Graz zu eigen gemacht [7], in welchem verschiedene Konstellationen von HGÜ-Korridoren untersucht wurden. Das Gutachten kommt zu dem Schluss, dass "die Erforderlichkeit und der Nutzen steuerbarer Transportkorridore evident sei", dass aber "Untersuchungen der Auslastungen der von den ÜNB vorgeschlagenen vier HGÜ-Korridore erkennen lassen, dass eine Lösung mit einer geringeren Zahl von Korridoren vorzugswürdig sei".

3 DATENGRUNDLAGE DER PRÜFUNG

Grundlage der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2013 der ÜNB durch die Bundesnetzagentur bildet der genehmigte Szenariorahmen vom 30.11.2012 [1] sowie die von den ÜNB ermittelten Zielnetztopologien des deutschen Übertragungsnetzes für die einzelnen Szenarien. In diesem Beitrag soll insbesondere auf das Leitszenario B 2023 eingegangen werden.

3.1 Szenario B 2023

Das Szenario B 2023 ist als mittleres Szenario durch einen mittleren Zubau an Erneuerbaren Energien sowie einen Zubau von Gaskraftwerken gekennzeichnet. Bezogen auf den heutigen Stand wird von keinem weiteren Zubau anderer konventioneller Kraftwerke ausgegangen, ausgenommen Pumpspeicher und bereits im Bau befindliche Kraftwerke anderer fossiler Energieträger [1]. Die für das Bundesumweltministerium erstellte "Leitstudie 2010" [8], die Entwicklungen der letzten Jahre (Wind onshore) und der im Erneuerbare Energien Gesetz ausgewiesene mittlere Zubaupfad (Photovoltaik) geben den Rahmen für die Zuwachsraten der Erneuerbaren Energien vor.

Der Stromverbrauch sowie die Jahreshöchstlast bleiben konstant gegenüber dem Referenzjahr 2010, da verfügbare Studien hinsichtlich der Entwicklung des Stromverbrauches sehr heterogen sind [1, S. 65] bzw. insbesondere die Angabe der Jahreshöchstlast des Referenzjahres mit vielen Unsicherheiten behaftet ist.

Annahmen über den Kraftwerkspark und die Entwicklung der Last und des Verbrauchs des europäischen Auslands sind dem "Scenario B" des von entso-e erstellten Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2012 [9] entnommen.

Für Kohle-, Brennstoff- und CO₂-Preise wurden für die Modellierung die von Prognos für den Szenariorahmen Netzentwicklungsplan Gas berechneten Annahmen zugrunde gelegt [10].

Die Ergebnisse der Regionalisierung dieser Daten und der darauf aufbauenden Marktmodellierung wurden der Bundesnetzagentur von den ÜNB in Form von 8.760 Netznutzungsfällen übergeben.

3.2 Netzdatensätze

Zur Prüfung der einzelnen Maßnahmen gemäß (a) (siehe Kapitel 2.1) wurde der Bundesnetzagentur für jede Maßnahme ein Netzdatensatz übergeben, der die spezifische Einspeise- und Lastsituation einer Stunde des Szenarios B2023 (Netznutzungsfall) umfasst. Jeder Datensatz enthält knotenscharf die Topologie des gesamten deutschen Höchstspannungsnetzes sowie geeignete vereinfachte Modelle der benachbarten europäischen Übertragungsnetze und deutscher Verteilungsnetze. Die Netzdaten wurden mit der Software Integral der FGH GmbH ausgewertet. Das Netz umfasst insgesamt ca. 6.600 Netzknoten, 5.500 Stromkreise und rund 1.850 Transformatoren. Ebenfalls enthalten sind Leitungsparameter, elektrische Daten der Kuppelumspanner, Generatoren und HGÜ-Anlagen, Sammelschienenbelegungen, sowie die Schaltzustände der Leitungen und aktiven Elemente des Netzes. Anhand dieser Datensätze wurde die Wirksamkeit der Maßnahmen überprüft.

Zudem erhielt die Bundesnetzagentur einen Datensatz des "Zielnetzes", in dem der geplante Ausbauzustand des Szenarios B2023 im Normalschaltzustand abgebildet ist. Anhand des Zielnetzes wurden die Jahresauslastungskurven der einzelnen Maßnahmen über Berechnungen aller 8.760 NNF ermittelt und die Erforderlichkeit der NEP-Maßnahmen bewertet.

4 ANWENDUNG DER PRÜFKRITERIEN AUF KONKRETE MASSNAHMEN DES NEP 2013

Bei der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2013 wurden insgesamt 90 Maßnahmen auf ihre Wirksamkeit und Erforderlichkeit untersucht. Im Folgenden wird anhand zweier konkreter Beispiele dargestellt, wie die Prüfung und die Bewertung einer Maßnahme durchgeführt wurden.

4.1 Wirksamkeit

4.1.1 Projekt 116, Maßnahme 206: Sottrum – Landesbergen

Aktuell besteht zwischen den Umspannwerken Sottrum und Landesbergen eine 380kV-Leitung mit zwei Systemen mit einer Stromtragfähigkeit von 2212 A. Im Rahmen der Maßnahme 206 ist die Verstärkung der 380 kV-Leitung zwischen Sottrum und Landesbergen vorgesehen, um die Stromtragfähigkeit auf je 3600 A zu erhöhen. Hierzu soll die 380 kV-Leitung in der bestehenden Trasse neu gebaut werden (Netzverstärkung). [3]

Das Projekt wird im NEP 2013 damit begründet, dass die Verbindung einen wesentlichen Transportkanal von Nord nach Süd darstellt. Bei Ausfall eines Stromkreises sei der parallele Stromkreis unzulässig hoch belastet. Deshalb müsse die Stromtragfähigkeit der Leitung erhöht werden. [3]

Zur Überprüfung der Wirksamkeit wurde die von den ÜNB zur Begründung der Maßnahme 206 angegebene Stunde 2612 (18. März 2023, 20:00 Uhr) herangezogen. In diesem Netznutzungsfall wurde ohne die geplante Ausbaumaßnahme M206 in einer (n-1)-Situation eine unzulässig hohe Leitungsauslastung festgestellt. Diese Situation ist in Abbildung 3 dargestellt und wird im Folgenden beschrieben.



Abbildung3: Umspannwerke Sottrum (SOTT, rechts oben) und Landesbergen (LAND, links unten). Ein System zwischen Sottrum und Landesbergen ist (n-1)-bedingt abgeschaltet, Maßnahme M206 ist nicht in Betrieb.

Zu sehen sind die beiden Umspannwerke Landesbergen (LAND) und Sottrum (SOTT). Bei Ausfall eines Systems zwischen diesen beiden Umspannwerken beträgt die Auslastung des parallelen Systems ca. 107% (Abbildung 1).

Eine Topologieänderung in Sottrum (Öffnung der Sammelschienenkupplung) bewirkt die Senkung der Überlastung auf 91,5% (siehe Abbildung 4). Die Topologieänderung zieht keine anderweitigen unzulässigen Leitungsauslastungen nach sich, sodass ein (n-1)-sicherer Zustand auch ohne die geplante Maßnahme hergestellt werden kann.

Die (n-1)-Untersuchungen mit der Maßnahme M206 zeigen zwar auch, dass diese die bestehende Überlastung ebenfalls beseitigt. Da sich jedoch auch ohne Maßnahme ein (n-1)-sicherer Zustand erreichen lässt, kann die Wirksamkeit in dem vorliegenden Fall nicht bestätigt werden.



Abbildung4: Wie Abbildung 1. Jedoch ist hier die Sammelschienenkupplung in Sottrum geöffnet (oben rechts), so dass das verbleibende System SOTT-LAND nicht überlastet ist.

4.1.2 Projekt 72, Maßnahme 50: Raum Lübeck – Kreis Segeberg

Aktuell besteht zwischen Lübeck und Hamburg-Nord nur eine 220 kV-Leitung. Mit Maßnahme M50 schlagen die ÜNB den Bau einer 380 kV-Leitung in der Trasse der bestehenden 220 kV-Leitung zwischen Raum Lübeck und Kreis Segeberg vor (Netzverstärkung). In Kreis Segeberg wird dadurch der Neubau einer 380 kV-Schaltanlage notwendig. Die ÜNB begründen die Maßnahme im NEP 2013 u.a. dadurch, dass es bei Ausfall einer der bestehenden 220kV-Leitungen zwischen Lübeck und Hamburg / Nord zu einer Überlastung des parallelen Systems komme. Oft komme es auch zu Situationen, in denen das in Herrenwyk angeschlossene Baltic Cable (Verbindung deutsches und schwedisches Netz), nicht oder zumindest nicht mit seiner vollen Kapazität betrieben werden könne. [3]

Zunächst wurde der Grundlastfall ohne Maßnahme M50 untersucht. Hier ergab sich in der untersuchten Stunde 3204 (13.05.2023, 12:00 Uhr) *ohne* die Maßnahme bereits eine Auslastung der Leitungen zwischen Lübeck und Hamburg / Nord von 71%.

Anschließend wurde die (n-1)-Sicherheit untersucht. Dies wird anhand eines konkreten Leitungsausfalls exemplarisch dargestellt. In Abbildung 5 sind die Umspannwerke Hamburg/Nord (HAMN) und Lübeck (LBEC) in Ausschnitten dargestellt. Fällt eines der beiden bestehenden Systeme zwischen Hamburg/Nord und Lübeck aus, so ist das verbleibende System mit 118% überlastet (Abbildung 5). Die Überlastung konnte nicht durch Topologieänderungen behoben werden.



Abbildung 5: Umspannwerke Lübeck (LBEC, unten rechts) und Hamburg/Nord (HAMN, oben links) Eines der bestehenden Systeme zwischen Lübeck und Hamburg/Nord ist (n-1)-bedingt abgeschaltet, Maßnahme M50 ist nicht in Betrieb.

Im nächsten Schritt wurden die gleichen Untersuchungen *mit* der neu geplanten Maßnahme durchgeführt. In Abbildung 6 sind die alten 220 kV-Systeme zwischen Lübeck und Hamburg/Nord abgeschaltet, als Ersatz geht Maßnahme M50 in Betrieb (380 kV-Doppelleitung). Fällt eines der beiden neu geplanten 380 kV-Systeme zwischen Lübeck und Kreis Segeberg aus, so ist das parallele System mit 45,5% ausgelastet. Durch die Maßnahme M50 wird die Situation also (n-1)-sicher beherrscht, da auch weitere Ausfälle nicht zu Überlastungen führen. Die Maßnahme M50 wurde daher von der Bundesnetzagentur als wirksam eingestuft.



Abbildung 6: Umspannwerke Kreis Segeberg (KSEG), Lübeck (LBEC) und Hamburg/Nord (HAMN). Zwischen Kreis Segeberg und Lübeck ist eine Leitung (n-1)- bedingt abgeschaltet.

Maßnahme 50 ist in Betrieb, dafür ist im Gegensatz zu Abbildung 5 das 220 kV-Doppelsystem zwischen Lübeck und Hamburg/Nord außer Betrieb.

4.2 **Erforderlichkeit**

Die Prüfung der Erforderlichkeit erfolgte anhand des "Zielnetzes", in dem der geplante Ausbauzustand des Szenarios B 2023 im Normalschaltzustand abgebildet ist. Für dieses wurden für alle 8.760 Netznutzungsfälle die Auslastungen der NEP-Maßnahmen bestimmt und in Jahresauslastungskurven zusammengefasst [6].

Für das Projekt P116, Maßnahme M206 Sottrum - Landesbergen ist die Leitungsauslastung in Abbildung 7 dargestellt. Die maximale Auslastung der Leitung beträgt 52% und liegt damit über den geforderten 20% (siehe Gleichung (2)). Die Maßnahme ist somit erforderlich.



Abbildung 7: Prozentuale Auslastung der Maßnahme M206 (Jahresauslastungskurve), bezogen auf 8760 Stunden des Szenarios B 2023

Die Leitungsauslastung des Projekts P72, Maßnahme M50 Lübeck - Kreis Segeberg ist in Abbildung 8 dargestellt. Die maximale Auslastung der Leitung beträgt 30,6%. Auch hier ist die Erforderlichkeit gemäß Gleichung (2) gegeben.



Abbildung 8: Prozentuale Auslastung der Maßnahme M50 (Jahresauslastungskurve), bezogen auf 8.760 Stunden des Szenarios B 2023

5 ZUSAMMENFASSUNG

Bei der Prüfung und Genehmigung des Netzentwicklungsplans 2013 der Übertragungsnetzbetreiber durch die Bundesnetzagentur wurden die Notwendigkeit von Leitungsbauvorhaben im deutschen Übertragungsnetz von einer unabhängigen Instanz untersucht und auf ihre energiewirtschaftliche Notwendigkeit sowie ihre Robustheit hin bewertet. Dabei wurden zur Bewertung der Maßnahmen gemäß Energiewirtschaftsgesetz die Kriterien "wirksam" und "erforderlich" angewendet.

Die Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom 2013 [6] bildet die Grundlage für die weiteren Planungs- und Genehmigungsprozesse der bestätigten Maßnahmen (Raumordnung/Bundesfachplanung und Planfeststellung). Weiterhin ist sie die Fortsetzung des im Jahre 2011 begonnenen jährlichen Netzplanungsprozesses im Rahmen der Energiewende. So wurden alle im NEP 2013 vorgeschlagenen Maßnahmen nochmals geprüft, selbst wenn sie bereits Teil des auf dem Vorgänger-NEP 2012 basierenden Bundesbedarfsplangesetzes sind. Dies stellt die Nachhaltigkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen sicher, denn der NEP-Prozess ist vom Gesetzgeber bewusst als iterativer Vorgang angelegt, der sich den tatsächlichen Entwicklungen anpassen kann und soll.

LITERATUR

- [1] Genehmigung des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung vom 30.11.2012, Bundesnetzagentur, 2012
- [2] Regionalisierung eines nationalen energiewirtschaftlichen Szenariorahmens zur Entwicklung eines Netzmodells (Nemo), Consentec GmbH, 02.04.2012
- [3] Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2013 vom 17.07.2013, Übertragungsnetzbetreiber, 2013
- [4] Mirbach, Tobias: Marktsimulationsverfahren zur Untersuchung der Preisentwicklung im europäischen Strommarkt, Dissertation RWTH Aachen, August 2009
- [5] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes, Übertragungsnetzbetreiber, März 2012
- [6] Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom 2013 vom 08.01.2014, Bundesnetzagentur, 2014
- [7] Gutachten zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus im deutschen Übertragungsnetz, Energiezentrum Graz, 12.12.2012
- [8] Langfristszenarien und Strategien f
 ür den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Ber
 ücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, "Leitstudie 2010", DLR, Fraunhofer IWES, ifnE, Dezember 2010
- [9] Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2012 2030, entso-e, 2012
- [10] Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber, Prognos AG, 10.08.2012

Technische und wirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende für einen Verteilnetzbetreiber

Dr. Martin Konermann CTO Netze BW GmbH Germany

KURZFASSUNG

Die Energiewende erfordert in vielen Bereichen Veränderungen, Anpassungen und Umdenken. Da ca. 97% aller dezentralen Energieerzeugungsanlagen (DEA) an das Verteilnetz angeschlossen sind, stehen besonders im Netzbetrieb und in der Netzentwicklung neue Herausforderungen bevor. Insbesondere geht es darum die Balance zwischen technischen Möglichkeiten und wirtschaftlich abbildbaren Lösungen zu halten. Erschwerend kommen die unklaren und sich z.T. schnell ändernden politischen, regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinzu.

Um die Auswirkungen der Energiewende auf die Verteilnetze zu untersuchen und Lösungen für die Zukunft zu testen, betreibt die Netze BW zwei Netzlabore und verschiedene Pilotprojekte in ausgewählten Testregionen. In diesen Test werden einzelne Elemente eines "Werkzeugkastens"-Smart Grid entwickelt, welche je nach Situation im Netz zum Einsatz kommen.

Diese neuen Elemente verändern nicht nur die technischen Anforderungen im Netz (mehr Kommunikation,...), sondern stellen auch neue Anforderungen an die Arbeitsweise und das Know-How der Mitarbeiter vor Ort.

Neben dem "upgrade" der Verteilnetze mit smarter Technologie ist auch der konventionelle Netzausbau unvermeidbar. Besonders in der 110kV-Ebene steht der Netzausbau bevor. Die Herausforderung hierbei ist der zeitliche Abgleich zwischen dem Neubau von Hochspannungsleitungen, die wesentlich längere Planungs- und Genehmigungsphasen haben, und dem Zubau an DEA. Aus volkswirtschaftlicher Sicht sind weder Windparks ohne Netzanschluss, noch unausgelastete Hochspannungsneubauten wünschenswert.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Technische und wirtschaftliche Herausforderungen der Energiewende für einen Verteilnetzbetreiber

Stuttgarter Hochspannungssymposion Dr. Martin Konermann CTO Netze BW GmbH

Ein Unternehmen der EnBW



Hauptaufgaben der EnBW Regional AG Netze bauen und instand halten - effizient und normengerecht **Netze BW**





- > 18.900 km² Fläche
- > Über 100.000 km Kabel und Freileitungen
- Öber 300 Umspannwerke und fast 30.000 Umspannstationen
- > 450.000 Einsätze pro Jahr
- > 550 Monteure im Einsatz
- > Ca. 300 Mio. €/a Ausgaben Stromnetz

2

Energlewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik

Workforce Management (WFM) Vorreiter beim IT-gestützten Betrieb einer Flächenorganisation





3 | Energiewende im Verteilnetz | Dr. Martin Konermann | Vorstand Technik

Ausbau EEG-Anlagen bis 2020 Vorhaltung von Reserveleistung



3

4



Installierte EEG-Leistung in Baden-Württemberg in MW

Energiewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik

Was ist Smart Grid? Untere Spannungsebenen durch intelligente Technik für mehr Erneuerbare (z.B. PV) optimieren





Energiewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik

Das Netzlabor der EnBW Regional Freiamt und Sonderbuch – die beiden REG-Netzlabore





1 Freiamt				
> Einwohner	4.264			
> Fläche	53 km²			
> Anzahl ONS 71				
> maximale Last	1,9 MW			
> EEG installiert (PV)	13,5 MW			
2 Sonderbuch				

> Einwonner	190
> Fläche	0,5 km²
> Anzahl ONS	3
> maximale Last	0,3 MW
> EEG installiert (PV)	1,3 MW

Energiewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik
Netzlabor Sonderbuch Demonstration aller Elemente im Gesamtsystem





inergiewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik

Aktuelle Kooperationen Gemeinsam. Mehr. Erreichen.



8



Windprojekte und 110-kV-Leitungsprojekte Realisierungszeiten





Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

🔆 Netze BW



Energiewende im Verteilnetz I Dr. Martin Konermann I Vorstand Technik

Techno Economic Analysis of Different Technologies for the Grid **Connection of Offshore Wind-Farms**

Markus Pöller M.P.E. GmbH markus.poeller@moellerpoeller.de Germany

Ulf Hoffmann 50Hertz Transmission GmbH Germany

Matthias Wilhelm 50Hertz Transmission GmbH ulf.hoffmann@50hertz.com matthias.wilhelm@50hertz.com Germany

ABSTRACT

This paper presents a techno economic analysis of grid connection technologies for offshore wind farms using the example of offshore wind-farms planned in the German Baltic Sea, which will be connected to the transmission grid of 50Hertz Transmission GmbH.

The analysis presented in this paper considers all relevant technical aspects that are important for sizing the relevant components of AC and DC grid connections evaluates cost based on the NPV of both solutions considering CAPEX and OPEX.

INTRODUCTION 1

When connecting offshore wind-farms to the onshore grid, a techno economic assessment has to be carried out for identifying the most economical grid connection technology. The main aspects influencing the result of this analysis are:

- Distance from the onshore point of connection •
- Required transmission capacity.

The aim of the studies presented in this paper is to size the relevant components of grid connection systems for offshore wind farms considering AC and DC technologies and to carry out a technoeconomic analysis, which will be used as one aspect in the decision making process, which further considers environmental and spatial planning aspects (both on land and sea).

This paper presents such an analysis for the future connection of offshore wind farms in the German Baltic Sea to the grid of 50Hertz Transmission GmbH. The analysis presented in this paper is based on currently available 220 kV AC and 320 kV DC technologies.

The design of the main components of the grid connection systems will be based on the following technical aspects.

- Required transmission capacity •
- Ability to balance fast load variations •
- System stability (in the onshore and offshore grid)
- Power quality (harmonics / resonances) •
- Transients (e.g. switching operations)

The paper compares the two grid connection technologies with regard to the above listed technical aspects and identifies possibilities for improving the performance of the different technologies.

In addition to the technical analysis, the paper presents a cost assessment of the different connection options, considering:

- Investment costs
- Operational costs (maintenance, repair, other operational costs)

- Costs of losses
- Cost of energy not supplied (unavailability)

Finally, the paper presents conclusions and recommendations with regard to the technological choice for the connection of offshore wind farms.

2 PLANNING STATUS



Figure 1: offshore wind farms in the German Baltic Sea

50Hertz Transmission GmbH is the transmission system operator of the north-eastern part of Germany, and in this role, it is responsible for the connection of offshore wind farms (OWFs) in the German Baltic Sea. Figure 1 shows the current planning status of OWFs in the German Baltic Sea. OWF Baltic 1 is already in operation and OWF Baltic 2 is currently constructed (refer to (4) and (5) of Figure 1)

This report is focusing on the grid connection of OWFs in the eastern part of the Baltic Sea, which will be connected to the substations in Lüdershagen and Lubmin (number (6) to (13) in Figure 1).

For dimensioning the grid connections, the following aspects have to be taken into consideration:

- submarine cable lengths of approx. 84-100 km
- underground cable lengths of approx. 3 km
- installed capacity per OWF of approx. 200-600 MW
- total installed OWF capacity of approx. 2500 MW

3 DESIGN ASPECTS



3.1 Constraints for the rating of onshore and offshore submarine cables

Figure2: example of a cable route for the connection of OWFs

The current-carrying capacity of high voltage cables is limited by the maximum operating temperature of the conductor (typically 90 °C). Furthermore, when laying submarine cables in German waters, it is important to respect the "2K criterion", i.e. heating of the seabed with no more than 2 degrees Kelvin (measured at 20 cm beneath the surface of the sea-floor, perpendicularly underneath the cable).

The heating of conductor and seabed basically depends on the cable-laying method, especially on the thermal resistance of the sea-bed and on the laying depth. Additionally, the current-carrying capacity of underground cables can be limited by crossings or culverts. In the case of submarine cables, the bushings used to connect the cable to the offshore platform (J tubes), large laying depths and landfall culverts represent possible bottlenecks.

Studies of 50HzT have shown that for underground cables and submarine cables possible crossings or culverts and the structure of the landfall culvert represent the limiting bottlenecks.

As a result of these reduction factors have been determined, which need to be taken into account for rating high voltage cables (land and submarine).

3.2 AC option

3.2.1 High Voltage Cables

Considering maintenance and repair strategies all OWF in the eastern part of the Baltic Sea shall be connected using the same cable type and cross section. This standard cable type has been selected considering the following criteria:

- maximum continuous current-carrying capacity
- short-circuit rating of the cable conductor and metallic screen
- losses (voltage level, conductor material, skin effect)
- bend radii to be respected during laying works (cable diameter)
- maximum laying length per section (weight per cable length; transport capacity of cable ships)
- design of the transition sleeves (underground to submarine cable)

Based on commercially available cable times (at the time of the studies), a 245kV XLPE three-core cable with stainless steel armor having the technical characteristics according to Table 1 was chosen.

Maximum continuous voltage	Um	245kV
Conductor cross section	q	1200mm ²
Configuration		3-core
Conductor material		copper
Armour		stainless steel
Insulation material		XLPE
Continuous current rating (nominal conditions)	Io	1262A
Short circuit rating of the conductor (1s)	Ikc	170kA
Short circuit rating of the shieth (1s)	Iks	25kA
Charging power	Qcap	2,79 Mvar/km

Table 1: Technical Data of Submarine Cable



3.2.2 Reactive power and voltage control

Figure 3: Reactive power capability of a 400MW OWP at the onshore point of common coupling

Because of length (87-103 km) and the required capacity of the cables, reactive power correction at both ends of the cables will be required. The totally required correction per cable is approx. 250-290 Mvar. For maximizing the availability of the grid connections and for minimizing maintenance effort, fix shunt reactors with 130Mvar each are foreseen for each cable on the offshore platforms.

At the onshore side of the cables, 160Mvar stepped shunt reactors have to be installed, which will be used for reactive power control in the 380kV transmission grid.

With the help of these shunt reactors and considering the reactive power capability of the OWFs at the offshore point of connection according the grid connection requirements of 50HzT [2], a 400MW offshore wind farm and the corresponding grid connection system can realize a reactive power capability diagram at the onshore point of common coupling (PCC) according to Figure 3.

The wind farms connected to the substation in Lubmin will feed into the 380kV grid of 50HzT. Therefore 400 kV/231 kV transformers with a rating of 450MVA each will be installed in the substation Lubmin. Each transformer is equipped with an on-load tap changer controlling the 220kV-side of each grid connection system. Because of the on-load tap changers, it is possible to operate the wind farms with a constant power factor of cosphi=1 at the offshore point of connection. With this control strategy, the maximum voltage rise on the 220kV cables is equal to 1.8% (=224kV), which is sufficiently below the maximum continuous voltage rating of 245kV.

3.2.3 Short Circuit Currents

Because the 220kV system is solidly earthed, the short circuit rating of the metallic screens of the 220kV submarine cables represent the limiting factor with regard to the number of transformers that can be operated in parallel at the same 220kV bus bar. This limit is equal to three parallel transformers.

This means, that each 220kV system (containing several 220kV cables and up to three 450MVA transformers) has a maximum transfer capacity of around 1150MW (based on 1350MVA). Larger systems require splitting the bus bars at the 220kV side.

3.2.4 Energizing currents and harmonic resonance



In order to dampen switching overvoltages resulting from cable resonance (see Figure 4) and mitigate harmonic resonance problems, a C-type filter with a nominal capacity of 100 Mvar is required at each bus bar system in the onshore substation. Additionally, point on wave circuit breakers will be used for further reducing switching overvoltages (see Figure 4).

3.2.5 Voltage stability and transient stability

For maintaining short-term voltage stability and transient stability in the grid of 50HzT, dynamic reactive power compensators (STATCOMs) with a rating of 100Mvar per STATCOM will be installed at each 220kV bus bar system in the onshore substation.

During normal operation, the STATCOMs will be operated at their inductive limit of operation so that a dynamic reactive power capacity of 200Mvar can be made available for stabilizing the grid in the case of grid faults.

3.3 DC-Option

3.3.1 Design Aspects

The studies assumed that the first OWFs (600 MW at most) in the eastern Baltic Sea would be connected using AC technology as described in section 3.2, because of the advanced planning stage and the shorter time needed for its realization.

For the connection of offshore wind farms in the longer planning horizon, converters with a capacity of 850MW and 1200MW were considered, assuming that HVDC-VSC systems with up to 1200MW would become available within the planning horizon and that it would be possible to lay the required cables together (one work process for both poles). These assumptions represent optimistic assumptions with regard to laying costs.

For the offshore connection of the wind farms to the HVDC platforms, 220 kV submarine cables with a cross-section of 1200 mm² were considered (same cable type as in case of the AC-solution, see Table 1).

3.3.2 Operational Performance

A HVDC-VSC connection provides an excellent reactive power control capability and therefore supports voltage and transient stability in the onshore transmission grid. Furthermore, the newest generation of HVDC-VSC technology has only very small harmonic impact and therefore no filters are required in the onshore substation.

Moreover, HVDC systems represent an almost perfect decoupling of onshore and offshore grids and therefore, disturbances in the offshore grid only have a very small impact on the performance of the onshore grid.

With regard to the operation of the offshore grids, potential resonance problems between the offshore converter stations and the offshore AC-cables have been identified, which have to be resolved during a more detailed design phase.

3.4 Economic Assessment



3.4.1 Investment Costs

Figure 5: Investment Costs

Costs of the different components have been estimated on basis of the "Offshore Development Information Statement" (ODIS) of National Grid [3] and data of the consultants that have executed the studies. All investment costs are based on turn-key prices.

In order to be able assess the influence of possible future cost variations, sensitivity calculations have been carried out considering reduced cost of the high voltage cables (-30%) and HVDC converters (-30%).

Figure 5 shows that investment costs of both options (AC and DC) are in the same order of magnitude. The estimated cost ranges of the different grid connection options are the following:

- AC option: around 0.42-0.5 million EUR/MW
- DC option 0.5 0.57 million EUR/MW

The grid connection cost per MW obviously depends quite considerably on cable length.

For assessing grid connection costs per MW in function of the length of the grid connection, further sensitivities have been calculated.

As shown in Figure 6, the Baltic Sea example with a distance of around 90km (100% in Figure 6) represents approximately the break-even distance for DC technologies (with regard to investment costs).

The larger the distance from shore, the higher the cost advantages of the DC solution.

However, in the case of shorter distances from shore, the AC option is always less expensive than a comparable DC-solution.



Figure 6: Investment costs referred to grid connection distance

3.4.2 Operation and Maintencance

Currently it is still very difficult to estimate cost of operation and maintenance, especially for the DCsolution. The data of these studies are based on publications, direct communication with manufacturers and using the experience of 50Hertz Transmission GmbH.

As shown in Figure 7, it has been assumed that operation and maintenance costs of a DC solution will be around 4,5 times higher than for a comparable AC-solution.



Figure 7: Relative Maintenance and operation costs



In order to calculate energy losses of the grid connection system, a Weibull distribution with a shape factor of k=2,3 has been assumed for the distribution of wind speeds. Additionally, an equivalent number of full load hours of 3750hour/year was assumed and the power curve of typical offshore wind turbine generators has been taken for converting wind speeds into power generation.

Figure 8 shows the transmission losses in function of power generation (blue and brown: DC-option, red and green: AC-option).



Figure 8: Losses as a function of the injected power

Figure 8 shows that in case of the analyzed example, the DC option has higher losses compared to the AC options, which is mostly due to the larger no-load losses of the HVDC converter stations.

This also means with increasing length AC losses would increase faster than losses on a DC interconnector.

3.4.4 Energy not Delivered (END)



Figure 9: Comparison of END between AC and DC solution

The following assumptions were made for assessing the cost of unavailability of the grid connection for the two options:

- Cable failures: one failure per cable in 20 years, repair duration: 20 days •
- HVDC: converter availability: 99% •

Based on these assumptions, energy not delivered (END) has been assessed using the same assumptions for wind speed distribution and power curve as described in the previous section (section 3.4.3).

The results according to Figure 9 show, that END of the DC solution can be assumed to be around six times higher than END of a corresponding AC solution.

3.4.5 Reinvest

Based on information from HVDC manufacturers it has to be considered that after 20 years, reinvestment costs of around 10% have to be considered in the economic analysis.



3.4.6 Net Present Value (NPV)

Figure 10: NPV for an economic lifetime of 20 years



Figure 11: NPV for an economic lifetime of 40 years

For comparing the overall costs of both connection options, the Net Present Value (NPV) considering all cost components described in the previous sections has been calculated.

Additional parameters required for calculating the NPV, such as interest rate, inflation rate, cost of losses etc. have been taken from typical values used by 50HzT or according to the dena 2 grid study [1].

Figure 10 and Figure 11 show the NPV for different economic lifetimes. This comparison shows, that overall costs of the AC solution are less than costs of the DC solution, mainly because of lower OPEX.

3.5 Conclusions

Table 2: Techno-economic comparison of AC and DC grid connection options

	Technical / Operational Aspects			Economic Aspects			Other Aspects						
	Reactive Power Supply	Stability	Harmonics / Resonance	Switching Events	Technical / Operational Total	Investment Costs	Losses	Availability	Maintenance / Operation	Economic Total	Number of Cable Trays	Space Requirements Onshore	Space Requirements Offshore
AC solution	-	0	-	-	0	+	+	0	+	+	0	+	+
DC-solution	+	+	0	0	+	_	-	_	_	_	+	-	_

Table 2 summarizes the results of the techno economic analysis presented in this paper. As shown in this overview, the HVDC solution has mainly technical advantages, such as:

- Excellent reactive power control capability and very positive contribution to the short-term stability of the onshore grid.
- Nearly no influence of offshore grid faults to the onshore grid and vice versa.
- No onshore problems with network resonances or switching surges.

• Small number of cable connections.

The AC solution on the other hand shows mainly cost benefits, whereas technical and operational disadvantages can be mitigated by the addition of filters and STATCOMs, as considered in the cost assessment of this paper.

Besides this, it has to be emphasized that there are less risks with regard to the cost assumptions of the AC solution compared to the DC solution because all components considered for the AC solution represent standard technologies and are available today, whereas HVDC systems with 1200MW are right at the limit (or even above) of today's technical feasibility.

However, the assumption of smaller HVDC ratings would have resulted in a third HVDC link. In this case the HVDC solution could not be competitive.

LITERATURE

- [1] dena-Netzstudie II.- Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 2020 mit Ausblick 2025, November 2010
- [2] 50 Hertz Transmission GmbH: Netzanschluss und Netzzugangsregeln technischorganisatorische Mindestanforderungen, Mai 2008
- [3] National Grid Transmission plc.: Offshore Development Information Statement, September 2010

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Hochspannungsgleichstromübertragung für

die Anbindung von Offshore-Windparks

Herbert Gambach Siemens AG herbert.gambach@siemens.com Germany

KURZFASSUNG

HGÜ-Stromrichter¹ in netzgeführter Technik weisen eine lange und erfolgreiche Entwicklungsgeschichte auf. Der Einsatz netzgeführter Stromrichter ist mit bestimmten technischen Einschränkungen verbunden. Die Kommutierungsvorgänge im Stromrichter werden durch die Netzspannung getrieben. Für die einwandfreie Funktion des Stromrichters ist eine ausreichende Netzkurzschlussleistung nötig. Selbstgeführte Stromrichter mit Spannungszwischenkreis (VSC – Voltage Soured Converter) benötigen dagegen kein führendes Netz – sie sind sogar in der Lage, die Netzspannung gegebenenfalls selbst aufzubauen (Black-Start Fähigkeit). Bisher sind selbstgeführte Stromrichter für HGÜ- Anwendungen meist mit Zwei- oder Drei-Punkt-Stromrichtern realisiert. Neuerdings kommen auch Mehrpunkt-Stromrichter zum Einsatz, die in Bezug auf Dynamik und Netzrückwirkungen Vorteile aufweisen. Unter der Bezeichnung HVDC PLUS wurde eine neue, modulare Mehrpunkt-Umrichter-Technik (MMC) entwickelt, die bemerkenswerte Vorteile für Hochspannungs-anwendungen mit sich bringt.

¹ HGÜ: Hochspannungsgleichstromübertragung

1 NETZ- UND SELBSTGEFÜHRTE UMRICHTER FÜR HGÜ-ANWENDUNGEN

Thyristoren sind die Schlüssel-Komponenten netzgeführter HGÜ- und FACTS-Stromrichter. Sie haben auf Grund ihrer robusten Technologie eine sehr hohe Zuverlässigkeit erreicht und sind unentbehrlich für die Realisierung großer HGÜ-Leistungen. Einzelne Anlagen weisen heute bereits Übertragungsleistungen über sechs Gigawatt auf (**Bild 1**). Klassische, netzgeführte HGÜ-Umrichter sind meist in zwölfpulsiger Brückenschaltung ausgeführt (**Bild 2**).

Die Entwicklung im Bereich der netzgeführten Technik hat gerade in jüngerer Vergangenheit erneut große Fortschritte gemacht. Die Übertragungsgleichspannung wurde auf +/- 800 kV gesteigert und der Übertragungsstrom wurde auf Basis von neu entwickelten Sechs-Zoll-Thyristoren mit einer Sperrfähigkeit von mehr als 8 kV auf zunächst über 4 kA gesteigert [1, 2]. Inzwischen sind bereits 5 kA erreicht und 6 kA in Planung.







Bild 2 Klassische Ausführung eines netzgeführten Thyristor-Stromrichters in

Stromzwischenkreisumrichter in Thyristortechnik werden in der HGÜ auch zukünftig eingesetzt werden, um große Leistungen verlustarm über große Distanzen zu übertragen (**Bild 3**).



Bild 3 Weltweit installierte HGÜ-Übertragungsleistung in netzgeführter Technik (Quelle: IEEE Working Group on HVDC and FACTS Bibliography and Records)



Bild 4 Eigenschaften der bei netzgeführten und selbstgeführten HGÜ-Stromrichtern eingesetzten Halbleiter Im Leistungsbereich bis 1000 MW werden zunehmend selbstgeführte Spannungszwischenkreis-Umrichter in IGBT-Technik eingesetzt. Beide Techniken ergänzen sich in idealer Weise, z.B. zur Fernübertragung großer Leistungen mit Hilfe klassischer Thyristorstromrichter und zur Anbindung von Offshore-Windpark-Anlagen mit IGBT-Stromrichtern. Einige Merkmale der in netzgeführten und selbstgeführten HGÜ-Stromrichtern eingesetzten Halbleiter sind in **Bild 4** zusammengestellt.

Selbstgeführte Stromrichter sind hinsichtlich der Anschlussbedingungen des Netzes flexibler als netzgeführte Stromrichter. Sie weisen eine Reihe technischer Vorteile auf. Die Wirk- und die Blindleistung mit der das Drehstromnetz gespeist wird, können unabhängig voneinander gesteuert werden. Der Anschluss von Netzen geringer Kurzschlussleistung ist möglich. Grundsätzlich können sogar passive Netze angeschlossen und mit Energie aus der Gleichspannungsseite aufgebaut werden. Die dynamischen Eigenschaften selbstgeführter Stromrichter sind auf Grund der höheren Freiheitsgrade bei der Steuerung im Vergleich zu netzgeführten Stromrichtern günstiger.

2 SELBSTGEFÜHRTE UMRICHTER FÜR HGÜ-ANWENDUNGEN

2.1 Zweipunkt- und Dreipunkt-Umrichter

Bis vor einigen Jahren wurden selbstgeführte Stromrichter für HGÜ-Anwendungen in Form von Zwei- oder Drei-Punkt-Umrichtern realisiert (Bild 5). Jedes Ventil des Stromrichters besteht dabei aus einer Vielzahl von Halbleiter-Elementen, die in Reihe geschaltet werden müssen, da jedes einzelne Element lediglich eine Sperrspannung von einigen Kilovolt aufweist.

Bei einer Übertragungs-Gleichspannung von mehreren hundert Kilovolt müssen je nach Sperrfähigkeit der Halbleiter mehrere hundert Elemente in Reihe geschaltet werden. Hieraus resultieren enorme Anforderungen an die Homogenität der Schaltvorgänge und der Sperr-Charakteristik der eingesetzten Halbleiter.



Bild 5 Grundsätzliche Ausführung eines Zweipunkt-Umrichters für HGÜ-Anwendungen



Bild 6 Steuerverfahren für Zweipunkt-Umrichter

Als Steuerverfahren kommt die Pulsweitenmodulation in verschiedenen Ausprägungen zur Übermodulation oder optimierte Pulsmuster zur Minimierung einzelner Oberschwingungen zum Einsatz (**Bild 6**). Ein Zweipunkt- oder Dreipunkt-Stromrichter erfordert zur Einhaltung der Netzanschlussbedingungen grundsätzlich einen beträchtlichen Filteraufwand. Dies führt zu einem erheblichen Flächenbedarf der Gesamtanlage.

2.2 Das Modulare Multilevel Converter (MMC) Konzept

Der Gedanke, die Höhe der Spannungsänderung an den netzseitigen Anschlüssen des Stromrichters ebenso wie deren Steilheit mit Hilfe vieler kleiner Stufen (Mehrpunkt-Stromrichter) zu reduzieren, hat 2001 zur Idee des Modularen Multilevel Converters (MMC) [3, 4] geführt (**Bild 7**). Er zeichnet sich durch die Reihenschaltung von einfachen gleichartigen (modularen) Halbbrückenbausteinen mit jeweils eigenem Energiespeicher in Form eines Kondensators aus. Der konzentrierte Zwischenkreiskondensator des Zweipunkt- oder des entsprechenden Mehrpunkt-Stromrichters ist beim MMC-Konzept auf die einzelnen (modularen) Bausteine des Stromrichters verteilt.



Bild 7 Prinzip des Modularen Multilevel Converters (MMC)

Jeder einzelne Baustein der Reihenschaltung stellt vereinfacht betrachtet eine Spannungsquelle dar, die innerhalb der Reihenschaltung zwei Zustände annehmen kann. Im Zustand "0" eines Bausteins nimmt dessen Klemmenspannung die Durchlassspannung des eingeschalteten unteren IGBT 2 bzw. seiner parallelen Diode an. Im Zustand "1" nimmt die Klemmenspannung den Wert der zugehörigen Kondensatorspannung an. Die überlagerte Steuerung hat die Aufgabe, die Schaltzustände der einzelnen Bausteine so zu wählen, dass die netzseitige Klemmenspannung des Stromrichters der gewünschten Sinusform möglichst nahe kommt und dass die Übertragungs-Gleichspannung möglichst konstant bleibt. Nebenbedingungen ergeben sich aus der Forderung, dass die Enerigie der einzelnen Kondensatoren sowohl innerhalb der einzelnen Zweige, als auch zwischen den oberen und unteren Zweigen sowie zwischen den drei Phasen möglichst ideal ausbalanciert werden müssen.

Neben den in Abschnitt 1 aufgeführten Vorteilen von selbstgeführten Stromrichtern für HGÜ-Anwendungen weist das MMC-Konzept einige weitere Vorteile auf. Die netzseitige Ausgangsspannung weist bereits bei der moderaten Anzahl von wenigen zehn Stufen einen so geringen Oberschwingungsgehalt auf, dass Filtermaßnahmen auf ein Minimum reduziert werden können oder sogar ganz darauf verzichtet werden kann. Abschirmungs- und zusätzliche Filtermaßnahmen aufgrund der hohen Steilheit der netzseitigen Klemmenspannung von Zweipunkt- oder Dreipunkt-Stromrichtern entfallen oder können beträchtlich einfacher gestaltet werden. Das MMC-Konzept wurde ab 2005 bei Siemens unter dem Markennamen HVDC PLUS zu einem neuen, kommerziell verfügbaren Konzept für HGÜ-Anwendungen entwickelt.

2.3 Der erste kommerziell genutzte MMC-Stromrichter Transbay Cable

Die erste kommerziell genutzte HVDC PLUS-Anlage versorgt die Stadt San Francisco in USA (**Bild 8**) verlustarm mit elektrischer Energie und entlastet das stark genutzte Drehstromnetz. Die Anlage gehört zu einem Konzept, mit dem die CO2-Emissionen innerhalb des Großraums San Francisco maßgeblich reduziert werden.





Bild 8 HGÜ-Projekt Transbay Cable (San Francisco)

Bild 9 HGÜ-Stromrichterstation Transbay Cable

Die Anlage Transbay Cable ist für eine Übertragungsleistung von 400 MW bei einer Übertragungsgleichspannung von +/-200 kV konzipiert [5]. Die Anzahl der pro Konverterzweig (Bild 7) in Reihe geschalteten Bausteine beträgt 216. Die zentrale Steuerung erhält periodisch im Abstand einiger Mikrosekunden von ca. 1300 Bausteinen einer Stromrichter-Station den momentanen Wert der Zwischenkreisspannung. Sie koordiniert im gleichen Zeitraster die Schaltzustände der Bausteine. Die Signalübertragung zwischen der zentralen Steuerung und den Bausteinen erfolgt über Lichtwellenleiter. Die Versorgung der Elektronik auf den Leistungsbausteinen (Messwerterfassung, Ansteuerung der Leistungshalbleiter, etc.) erfolgt dezentral aus den Kondensatoren der einzelnen Bausteine. Bild 9 gibt einen Eindruck vom Aufbau des Stromrichters.

3 OFFSHORE-WINDPARK-ANWENDUNGEN

3.1 Der Einsatz von selbstgeführten Stromrichtern

Der Transport der in Offshore-Windpark-Anlagen (**Bild 10**) erzeugten Energie über Seekabel ist bei Entfernungen über ca. 100 km auf Grund des großen Kapazitätsbelags der Kabel mit Drehstrom üblicher Frequenz nicht mehr wirtschaftlich möglich. Hier bietet sich der Einsatz von HGÜ-Technik an.



Bild 10 Offshore-Windpark-Anlage

Bild 11 Offshore-Plattform

Die Offshore-Seite der Anlage stellt kein übliches Drehstromnetz mit einer ausreichenden Kurzschlussleistung dar, das den Betrieb eines netzgeführten Stromrichters erlauben würde. Der Windpark ist kaum in der Lage, das Offshore-Netz aufzubauen, daher bietet sich für die HGÜ der Einsatz von selbstgeführten, Black-Start-fähigen Stromrichtern an. Die Unterbringung der seeseitigen Stromrichter-Station z.B. in der Nordsee ist auf Plattformen vorgesehen, die fest im Untergrund verankert sind (**Bild 11**).

3.2 Die Netzanforderungen – Fault Ride Through

Der Grid Code (Netzanschlussregeln) aktueller HGÜ-Projekte für die Anbindung von Offshore-Windpark-Anlagen (z.B. BorWin2, Übertragungsleistung 800 MW, Übertragungsgleichspannung +/- 300 kV und HelWin1, Übertragungsleistung 576 MW, Übertragungsgleichspannung +/-250 kV) fordert auch bei einem dreiphasigen Ausfall des aufnehmenden Drehstrom-Versorgungsnetzes einen praktisch unbeeinflussten Betrieb der seeseitigen HGÜ-Station für einen Zeitbereich bis zu zwei Sekunden. Die eingespeiste Leistung muss während des Netzfehlers zu 100 % durch den seeseitigen Stromrichter aufgenommen werden (**Bild 12**).



Bild 12 Anschlussbedingung für eine Offshore-Windpark-Anbindung bei Ausfall des aufnehmenden Netzes



Bild 13 DC-Steller für den Einsatz während transienter Fehler im aufnehmenden Netz

Bei der Festlegung eines geeigneten Konzepts zur Erfüllung dieser Netzanschlussbedingung zeigt sich, dass eine Zwischenspeicherung der Energie bis zur Klärung des Fehlers kaum sinnvoll ist. Von der regelungstechnischen Seite her betrachtet zeigt sich eine Lösung zur rheostatischen Umsetzung der Energie während des Netzfehlers mit Hilfe eines DC-Stellers gut geeignet (**Bild 13**). Der Steller übernimmt bei einem netzseitigen Fehler die überschüssige Energie und wandelt sie bis zur Klärung des Fehlers in Wärme um. Der Betrieb des Windparks kann ungestört fortgesetzt werden. Bei einem länger anstehenden, netzseitigen Fehler kann der Windpark kontrolliert abgeregelt werden. Der landseitig installierte DC-Steller benötigt ein Minimum an zusätzlichem Platz und zusätzlichen Installationskosten. Konzepte mit einer seeseitigen Realisierung sind wegen des beträchtlichen Einflusses auf die Größe, das Gewicht und damit die Kosten der Offshore-Plattform nachteilig [6].

Ein Detail der Netzanschlussregeln [7] für die Anbindung von Offshore-Windpark-Anlagen zeigt **Bild 14**. Oberhalb der Grenzkurve soll die "Erzeugungsanlage" den Fehler durchfahren, ohne sich vom Netz zu trennen. Um dabei den Betrieb des Windparks nicht unzulässig zu beeinflussen, ergibt sich die Forderung, dass die eingespeiste Leistung während des Netzfehlers zu 100 % durch den seeseitigen Stromrichter aufgenommen werden muss.





Bild 14 Beispiel für Fault Ride Through-Anforderungen

Bild 15 Konzept eines DC-Stellers (Variante A für HGÜ-Stromrichter in Zweipunkttechnik

3.3 Konzepte für den DC-Steller

Wie in Abschnitt 3.2 dargestellt, können die Netzanschlussregeln durch den Einsatz eines DC-Stellers erfüllt werden. Für die Konzeption dieses DC-Stellers ergeben sich verschiedene Ansätze. Exemplarisch seien hier zwei

Varianten angesprochen. Besteht die HGÜ-Anbindung des Offshore-Windparks aus einem Zweipunkt- oder Dreipunkt-Umrichter, bietet sich eine Ausführung des DC-Stellers nach **Bild 15** an. Der DC-Steller ist praktisch gleich aufgebaut wie die Umrichter-Zweige. Ein erdnah angebrachter Widerstand nimmt die überschüssige Energie auf. Parallel zum Widerstand bildet eine Reihenschaltung aus Dioden den nötigen Freilaufpfad.

Erfolgt die Anbindung des Offshore-Windparks mittels eines Stromrichters nach dem MMC-Konzept, liegt es nahe, den DC-Steller ebenfalls in modularer Form aufzubauen. Der in **Bild 16** dargestellte DC-Steller besteht aus einer Reihenschaltung mehrerer modularer Bausteine. Die Steller-Bausteine besitzen im Unterschied zu den Umrichter-Bausteinen (**Bild 7**), zwei Eingangsdioden, einen Zwischenkreiskondensator, einen IGBT, einen Widerstand und eine Freilaufdiode. Vorteilhaft sind die sehr geringen Rückwirkungen des Stellerbetriebs auf die DC-Seite.

3.4 Ausführung des DC-Stellers für einen MMC-Stromrichter

Im Folgenden wird die MMC-Variante des DC-Stellers näher beschrieben. Wie in **Bild 16** dargestellt, besteht der Steller aus einer Reihenschaltung von mehreren Bausteinen. Ein einzelner Baustein ist in **Bild 17** dargestellt.



Bild 16 Mögliches DC-Steller Konzept (Variante C) bei MMC HGÜ-Anbindung

Bild 17 3D-Darstellung eines Bausteins, bestehend aus DC-Steller-Modul, Widerstand und Kondensator

Kondensator

Die aufzunehmende Energie pro Baustein-Widerstand liegt bei einer in Abschnitt 3.2 beschriebenen HGÜ-Anlage zur Anbindung von Offshore-Windparks in der Größenordnung mehrerer Megajoule. Der Widerstand nimmt diese Energie weitgehend adiabatisch auf. Im Anschluss an die Netzstörung wird die aufgenommene Energie allmählich an das Kühlsystem des Konverters überführt. Durch die verzögerte Energieabgabe kann auf eine Überdimensionierung der Kühlanlage des Umrichters verzichtet werden.

3.5 Beispiel eines dreiphasigen Netzfehlers

Für Netzfehler, die innerhalb einer Zeit von 1-2s geklärt werden, wird keine Kommunikation mit den einzelnen Offshore-Windpark-Anlagen benötigt. Der Offshore-Windpark bleibt von landseitigen Netzfehlern unbeeinflusst und die elektrischen und mechanischen Komponenten der Windturbinen sind keiner zusätzlichen Belastung durch Notabschaltungen ausgesetzt.

In **Bild 18** ist ein Ausfall des landseitigen Netzes dargestellt. Zum Zeitpunkt t = 500ms ist der Aufbau des Stroms im DC-Steller zu erkennen. Nach Klärung des Netzfehlers wird der Strom im DC-Steller wieder reduziert, bis er wieder vollständig vom landseitigen Wechselrichter übernommen und in das Drehstromnetz eingespeist wird.

Wird der landseitige Netzfehler innerhalb einer Zeitspanne von 1-2s nicht geklärt, kann durch eine koordinierte Betriebsweise des Gesamtsystems aus Windpark und HGÜ eine schlagartige Schutzabschaltung der Windturbinen weitgehend vermieden werden. Die Beanspruchung der Komponenten des Windparks wird dadurch maßgeblich vermindert.



Bild 18 Zeitliche Verläufe von Netz- und Umrichtergrößen während eines dreiphasigen Netzfehlers

4 FREILEITUNGSANWENDUNGEN

4.1 Trend zur Freileitungsanwendung

Gemäß Netzentwicklungsplan [8] sind mehrere HGÜ-Verbindungen vom Norden Deutschlands in die Ballungszentren im Süden vorgesehen. Diese werden zum größten Teil in Freileitungsausführung geplant, zum Teil sollen vorhandene Drehstromsysteme auf Gleichstromübertragung umgerüstet werden. Aufgrund der Anforderungen zur frei einstellbaren Blindleistung, der Erweiterbarkeit zum Multiterminalbetrieb und der Fähigkeit des Netzaufbaus soll die selbstgeführte HGÜ-Technik zum Einsatz kommen [9].

Während Kabelverbindungen weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen betrieben werden können, sind Freileitungstrassen den Umwelteinflüssen stark ausgesetzt. Bei Kabelverbindungen sind Kurz- und Erdschlüsse auf der Gleichspannungsseite sehr selten und gehen in der Regel mit einer Beschädigung des Kabels am Fehlerort einher. Es folgen länger andauernde Reparaturen am Kabel. Der Konverter muss bei Kabelübertragungsstrecken im Falle eines DC-Fehlers lediglich ohne Schädigung abgeschaltet werden können. Das Öffnen der Leistungsschalter auf der Drehstromseite und ein Betriebsabbruch sind hier die normale Vorgehensweise. Bei Freileitungen hingegen sind DC-Fehler zum Beispiel durch Blitzeinschlag oder andere Einflüsse betriebliche Ereignisse, die deutlich häufiger auftreten können. Die Anforderung zur Kurzunterbrechung ist in diesem Fall ein schnelles und kontrolliertes Reduzieren des Gleichstroms auf null, so dass die Fehlerstelle entionisieren und anschließend wieder Spannung aufnehmen kann. Darüber hinaus kann bei ungünstiger Witterung ein Betrieb mit abgesenkter DC-Spannung gefordert sein. Die Wahrscheinlichkeit von Überschlägen wird dadurch reduziert.

4.2 Grenzen bestehender VSC-Topologien

Die bisher eingesetzten Umrichter-Technologien (MMC mit Halbbrücken, Zwei- und Dreipunktumrichter) stehen im Widerspruch zu den Anforderungen für Freileitungsanwendungen. Sie unterliegen alle der Beschränkung, dass die Spannung auf der Gleichstromseite betrieblich nicht kleiner als die Amplitude der verketteten Spannung auf der Drehstromseite werden darf oder anders ausgedrückt, die Umrichter-Zweige können keine negativen Spannungswerte erzeugen.

Bei einem Zusammenbruch der DC-Spannung wären die Umrichterströme nicht kontrollierbar. Die Anforderung nach weit absenkbarer DC-Spannung wäre ebenso nicht oder nur wirtschaftlich sehr ungünstig umsetzbar.

4.3 Vollbrücken-Submodule für den Einsatz in Freileitungsanwendungen

Vollbrücken-Submodule zeichnen sich dadurch aus, dass sie die Spannung des Submodulkondensators in beiden Polaritäten an den Anschlüssen bereitstellen können.



Bild 19 MMC mit Vollbrücken-Submodulen und Übermodulation

Diese Modultopologie wird bereits seit einigen Jahren erfolgreich in den Anwendungen STATCOM (SVC PLUS), Flickerkompensation für Lichtbogenöfen, sowie Bahnnetzkupplungen (SFC PLUS) eingesetzt und wurde für den Einsatz in der Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC PLUS) weiterentwickelt. Die Daten für einen entsprechenden Konverter sind in der nachfolgenden Tabelle zusammengefasst.

Umrichter mit Vollbrücken-Submodulen						
Spannungsklasse	Übertragungsleistung	Blindleistung				
4,5 kV	2000 MW	\pm 800 MVAr				

Tabelle 1 Realisierbare Umrichterleistung bei einer DC-Spannung von ± 500 kV

Vollbrücken ermöglichen eine Einstellung der Zweigspannungen mit beiden Polaritäten. Dadurch können die Gleichspannung und die Drehspannung unabhängig voneinander gestellt werden. Demzufolge können die Ströme stets - auch im Falle von Fehlern auf der DC-Seite - ohne Einschränkung kontrolliert werden. Der Modulationsgrad kann auch größer als 1 gewählt werden. Alle anderen Eigenschaften des MMC-Umrichters bleiben erhalten.

Beim Einsatz von Vollbrücken-Submodulen ist ein Dauerbetrieb mit stufenlos absenkbarer Gleichspannung möglich (siehe **Bild 19**). Da die Übertragungsstrecke und auch der Konverter üblicherweise für einen bestimmten Maximalstrom ausgelegt sind, muss dabei die Übertragungsleistung entsprechend abgesenkt werden.

Durch die frei stellbare negative Zweigspannung kann jederzeit im DC-System Gegenspannung in voller Höhe aufgebaut werden – DC-Fehlerströme können schnell und durch den Konverter gesteuert abgebaut werden. Weitere Komponenten wie z. B. DC-Leistungsschalter sind nicht erforderlich. Die variable und in vollem Umfang kontrollierbare DC-Spannung ermöglicht Kurzunterbrechungen und automatische Wiedereinschaltungen zur schnellen Fehlerklärung – beliebig wiederholbar und mit frei einstellbarer Spannungsform. **Bild 20** zeigt ein Ergebnis einer detaillierten, transienten Simulation für die Fehlerklärung mit einem Vollbrücken-MMC.



Bild 20 Klärung eines DC-Fehlers mit Vollrücken MMC (Simulation). Von oben: DC-Spannung, DC-Strom, AC-Wirk- und Blindleistung, AC-Spannungen und AC-Ströme am Netzanschlusspunkt, konverterseitige AC-Spannungen.

Den beschriebenen Vorteilen im Freileitungsbetrieb stehen erhöhte Umrichterverluste gegenüber: Während in einem Submodul mit Halbbrückentopologie der Zweigstrom stets nur durch einen Halbleiter fließt, sind im Vollbrückenmodul stets zwei Halbleiter mit dem vollen Zweigstrom beaufschlagt. Dies führt bei identischer Auslegung im Vergleich zu einem Konverter mit Halbbrückenmodulen und identischer Technologie zunächst überschlägig zu einer Verdoppelung der Verluste.

Bei einer geeigneten Projektierung des Umrichters wirkt sich jedoch die mögliche Übermodulation günstig aus. Gegenüber dem Halbbrückenumrichter kann bei der Verwendung von Vollbrücken die umrichterseitige Transformatorspannung erhöht und infolgedessen der Wechselanteil der Zweigströme abgesenkt werden. Die Stationsverluste verringern sich hierdurch auf ein akzeptables Niveau von 1,3 bis 1,4 % bezogen auf die Nennübertragungsleistung. Außerdem kann durch geeignete Übermodulation der Energieumsatz im Umrichterzweig mit doppelter Netzfrequenz stattfinden. Dadurch reduziert sich die im stationären Betrieb des Konverters nötige Kondensatorenergie pro Submodul. Somit steht für Fehlerfälle eine höhere Energiereserve im Umrichter zur Verfügung.

Durch die geschilderte Absenkung des AC-Stromes kann darüber hinaus der DC-Strom angehoben und die Übertragungsleistung ohne Parallelschaltung von Konvertern erhöht werden. Ein günstig ausgelegter Umrichter mit Vollbrückenmodulen kann erheblich höhere DC-Ströme tragen als ein Umrichter mit Halbbrückenmodulen gleicher Technologie und Ausführung.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Seit der Einführung der MMC-Topologie in die HGÜ hat sich die Technik der selbstgeführten Umrichter (VSC-Technik) in dieser Anwendung rasch weiterentwickelt. Leistungssteigerung, Black-Start und Fault-Ride-Through-Verhalten sind hierbei wesentliche Aspekte. Zunehmend wird die VSC-Technik nun auch für Freileitungsanwendungen in Betracht gezogen. Eine schnelle Klärung von Fehlern auf der DC-Übertragungsstrecke und ein rascher Wiederaufbau der Energieübertragung sind hierbei essentiell. Umrichter mit Vollbrückenmodulen erfüllen diese Anforderungen ohne zusätzliche Komponenten und gestatten darüber hinaus einen Übertragungsbetrieb mit reduzierter DC-Spannung. Die mit Vollbrücken Übertragungsleistungen von 2 GW (bei einer Übertragungsspannung \pm 500 kV) stellen hierbei einen neuen Meilenstein dar.

Derzeit realisierte oder im Bau befindliche Anlagen mit MMC-Topologie werden als sogenannte symmetrische Monopole ausgeführt. In der Konsequenz führt ein Fehler auf der DC-Seite zu einer Unterbrechung der gesamten Übertragungsleistung. Wie in der klassischen HGÜ schafft die Ausführung als Bipol auch in der VSC-Technik eine deutliche Verbesserung. Im Fall eines Fehlers auf einem Pol kann der andere Pol weiterbetrieben werden. Dadurch kann eine höhere Verfügbarkeit der Übertragungsstrecke gewährleistet werden.

Ein weiterer Schwerpunkt der aktuellen Entwicklungstätigkeiten sind Multiterminalsysteme mit mehr als zwei Umrichterstationen an einem DC-System. Es sind Vorteile bezüglich der Übertragungsverluste, und der Systemverfügbarkeit zu erwarten. Geeignete Konzepte zur selektiven Fehlerdetektion und –klärung stehen hierbei ebenso im Fokus wie die Entwicklung von Netzanschlussregeln und Regelungsstrategien, so dass Umrichtersysteme verschiedener Hersteller an einem gemeinsamen DC-Übertragungssystem betrieben werden können.

Die robuste und sehr zuverlässige netzgeführte Stromrichtertechnik stellt mit ihren geringen Verlusten und ihrer jahrzehntelangen Erfahrung noch über Jahre hinweg die bevorzugte Lösung für die Realisierung hoher Übertragungsleistungen über große Entfernungen dar.

LITERATUR

- Haeusler, M.; Uecker, K.; Retzmann, D.: Energieautobahn für Super Grids. Hochspannungsgleichstromuebertragung mit 800 kV, BWK. Das Energie-Fachmagazin, 2010
- Huang, H.; Ramaswami, V.: Design of UHVDC converter station, Paper Abstracts, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, (IEEE Cat. No. 05CH37678), 2005
- [3] Marquardt, R.; Lesnicar, A.: New Concept for High Voltage-Modular Multilevel Converter, PESC Conference, Aachen, Germany, 2004
- [4] Marquardt, R.: Deutsche Patentschrift DE 101 03 031 A1, Anmeldetag: 24.01.2001
- [5] Dorn, J.; Gambach, H.; Strauss, J.; Westerweller, T.: Trans Bay Cable A Breakthrough of VSC Multilevel Converters in HVDC Transmission, Cigré Colloquium, March 7-9, 2012, San Francisco
- [6] Gambach, H.; Wahle, M.; Schuster, D.: Selbstgeführte HGÜ-Umrichter (MMC) für die Anbindung von Offshore-Windenergieanlagen, ETG-Fachtagung Bauelemente der Leistungselektronik und ihre Anwendungen, Bad Nauheim, Germany, 2011
- [7] TenneT: Netzanschlussregeln Hoch- und Höchstspannung, TenneT TSO GmbH, 2012
- [8] 50Hz, Amprion, TenneT, TransNet: Netzentwicklungsplan Strom 2013, zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, www.netzentwicklungsplan.de
- [9] Dorn, J.; Gambach, H.; Schmitt, D.; Schuster, D.; Würflinger, K.: VSC-basierte HGÜ-Technik -Erfahrungen und Trends, Internationaler ETG-Kongress 2013, Berlin, Germany, 2013

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014



Bartosz Rusek Ulrich Sundermann



NEP Korridor A (Süd) "Ultranet"

Ausgangslage:

- Massiver Ausbau der Windenergie im Norden und Photovoltaik im Süden von Deutschland
- Abschaltung von Kernkraftwerken bis 2022
- Bereits heutzutage sehr hohe Auslastung des Transportnetzes

Ergebnis des NEP2012/13

- 2 GW DC-Verbindung zwischen Nordrhein-Westfalen und Baden-Wüttemberg notwendig
- Zeitliche Rahmenbedingungen erfordern schnelle Umsetzung: Nutzung vorhandener Freileitungen

2 Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann





Kopplungsarten zwischen AC- und DC-Stromkreisen



Verifizierung der Literaturhinweise unter einer realen Anordnung der Leiterseile



Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann 5

Ansicht des Versuchsaufbaus





Zusammenfassung der Messungen

- 6,5 m Bündelabstand und 450 kV (entspricht einer Randfeldstärke des Leiterseils von ca. 28 kV/cm)
 - Einkopplung bei Regen: ca.13 mA/km
 - Einkopplung bei anderen Wetterlagen: ca. 1 mA/km

0

(i) (i)

8

Für ca. 11 m Bündelabstand ist die Einkopplung 3 mal kleiner

6

@ @

(A) Bipolar

C1: -450kV DC

C2: +450kV DC C3: earthed C4: earthed

C5: earthed

C6: earthed

(C) Hybrid

C1: -450kV DC C2: earthed

C3: 245kV AC

C4: earthed C5: earthed

C6: earthed

(B)Monopolar

C1: -450kV DC

C2: earthed C3: earthed C4: earthed

C5: earthed C6: earthed

Distances betwee nductor bundles

C1-C3: 6,5m

C1-C2: 10,7m C2-C3: 10,4m C1-C4: 22,5m







Beeinflussung von Transformatoren

 Berechnung der Auswirkungen von Gleichströmen auf die Leerlaufverluste eines 30 MVA-Mittelleistungstransformators (Nenninduktion ca. 1,4 T)



- Leerlaufverluste steigen f
 ür Gleichstr
 öme bis wenige Ampere auf ca. 130% an, dar
 über Eskalation der Leerlaufverluste
- Leerlaufverluste bei Drehstromtransformatoren zusätzlich abhängig von der Symmetrie der Gleichstrombeaufschlagung

11 Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann

Beeinflussung von Transformatoren

 Berechnung der Auswirkungen von Gleichströmen auf die Leerlaufgeräusche eines 30 MVA-Mittelleistungstransformators (Nenninduktion ca. 1,4 T)



Geräuscherhöhung um ca. 6 dB für Gleichströme bis 100 mA

12 Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann



amprion

Beeinflussung von Transformatoren

- Validierung der Simulationsmodelle durch reale Untersuchungen notwendig
- Gleichstrombeaufschlagung erfordert zwei Transformatoren, die oberspannungsseitig parallel geschaltet sind (Back-to-Back-Schaltung)
- Einstellung des Gleichstroms (Amplitude und Symmetrie) durch veränderliche Widerstände im Strompfad



amprion

- Strom- und Spannungsmessung auf hohem Potential zur Ermittlung der Leerlaufverluste erforderlich
- Versuch an zwei 30 MVA-Mittelleistungstransformatoren im Frühjahr in Trier geplant, weitere Untersuchungen in Prüffeldern von Transformatorherstellern

Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann

Beeinflussung von Spannungswandlern

Magnetisierungskennlinien von 123-kV-Spannungswandlern mit und ohne Luftspalt:



- Ein Spannungswandler muss die Kapazität einer Freileitung entladen können. Daraus lässt sich die Wärmekapazität des Wandlers bestimmen.
- Beispiel: Ein 380-kV-Spannungswandler (mit Luftspalt) kann den eingekoppelten Ionenstrom gut 10 min tragen ohne die thermische Grenze zu erreichen.





Folgen der ohmschen Querkopplung beherrschbar sind



16 Ohmsche Querkopplung und ihre Folgen | B. Rusek, U. Sundermann

Schaltanlagen und Leistungsschalter für HGÜ-Anwendungen

Uwe Riechert ABB Schweiz AG uwe.riechert@ch.abb.com Schweiz Ueli Steiger ABB Schweiz AG ueli.steiger@ch.abb.com Schweiz

KURZFASSUNG

Bei der Übertragung von elektrischer Energie über weite Entfernungen bildet die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) eine technische und wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Drehstromtechnik. Dieser Beitrag konzentriert sich auf zwei neue und für diese Übertragung wesentliche Komponenten, auf die Verwendung metallgekapselter, gasisolierter Systeme zur HGÜ und eine neu entwickelte Komponente des Hybrid-Gleichstromschalters.

Im Rahmen des ersten Teiles werden auf die spezifischen Besonderheiten dargestellt, die bei Gleichspannungsbelastung von gasisolierten Systemen auftreten. Das Design eines Stützisolators ist für eine kapazitive Feldverteilung bei Wechselspannungsbelastung optimiert, bei welcher die maximalen Feldstärken im Bereich des Innenleiters auftreten. Dem entgegen folgt die resistive Feldverteilung aus den temperaturabhängigen Leitwerten des Isoliersystems und kann bei grossen Temperaturgradienten zwischen Innenleiter und Kapselung eine elektrische Feldkonzentration im Aussenradius des Isolators zur Folge haben (Feldinversion). Darüber hinaus muss die Ansammlung von Raum- und Oberflächenladungen sowie die spezifische Belastung bei einer Überlagerung von transienten Spannungen berücksichtigt werden.

Bisher wurde immer versucht, die beschriebenen Effekte durch Oberflächenbeschichtungen, aufgetragen auf herkömmlichen Epoxidharz-Isolatoren, zu beherrschen. Modernste Simulationsverfahren, verbunden mit zahlreichen praktischen Versuchsreihen belegen, dass auch konventionelle Isolatoren ohne Beschichtungen für Gleichspannungsanwendungen optimiert werden können. Mit zusätzlichen, geringfügigen Anpassungen an Schnittstellenkomponenten wie Kabelanschlüssen und mit der Entwicklung spezieller Strom- und Spannungssensoren können gasisolierte Gleichspannungssysteme sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Anlagen in naher Zukunft eingesetzt werden.

Der im zweiten Teil vorgestellte HGÜ-Leistungsschalter kombiniert leistungselektronische Bauelemente mit mechanischen Schaltgeräten und bildet so einen verlustarmen und hocheffektiven Schalter. Der Schalter ist in der Lage, bidirektionale Fehlerströme im kA-Bereich bei Nennspannungen von mehreren hundert kV innerhalb wenigen Millisekunden zuverlässig abzuschalten. Eine weitere Anwendung besteht bei der direkten Anbindung an eine Umrichter-Station bei Punkt-zu-Punkt-HGÜ zur Erhöhung der Netzstabilität.

Im dritten Teil des Beitrages wird eine neu entwickelte Komponente des Hochspannungs-Gleichstromschalters vorgestellt. Der ultra-schnelle Trennschalter (UFD – Ultra fast Disconnector) ist notwendig, um das von ABB entwickelte Hybrid-Gleichstromschaltprinzip realisieren zu können. Der UFD basiert auf dem Prinzip gasisolierter metallgekapselter Schaltsysteme. Ein elektromagnetischer Antrieb beschleunigt die Schaltkontakte extrem schnell und bewirkt die Kontakttrennung in Millisekunden. Die verwendeten Technologien, Design- und Leistungsmerkmale, sowie Versuche werden im Beitrag detailliert vorgestellt.

1 EINLEITUNG

Bei der Übertragung von elektrischer Energie über weite Entfernungen bildet die HGÜ eine technische und wirtschaftliche Alternative zur konventionellen Drehstromtechnik. Die "Overlay-Netzstützung" des zukünftigen Übertragungsnetzes, bildet neben der Anbindung von Offshore-Energieerzeugungsanlagen und Netzkopplungen, den möglichen Anwendungsbereich der HGÜ-Technologie. Die zunehmende Distanz zwischen Energieerzeugung und -verbrauch generiert einen Ausbaubedarf der Übertragungskapazitäten und erfordert eine Flexibilisierung der Netzkomponenten. Die erforderliche Modifikation bzw. Erneuerung des Netzes stark urbanisierter Gebiete diktiert den Übertragungstechnologien anspruchsvolle Raum- und Leistungsanforderungen. Der Einsatz gasisolierter gekapselter Komponenten ermöglicht es hierbei, eine platzsparende, verlustarme und betriebssichere Implementierung vorzunehmen. Eine grosse Herausforderung besteht in der Entwicklung und Dimensionierung gasisolierter Betriebsmittel für Gleichspannungsanwendungen. Physikalische Phänomene, wie die Ansammlung von Oberflächenladungen und die Temperaturabhängigkeit der Materialparameter, beeinflussen massgeblich den elektrischen Feldverlauf im Isoliersystem.

Hochspannungs-Gleichstrom-Leistungsschalter (im folgenden DC-Leistungsschalter genannt) sind wesentliche Bestandteile zukünftiger HGÜ-Netze und HGÜ-Multi-Terminal-Systeme. Ohne Schalter, welche gleichspannungsseitige Fehler rasch unterbrechen und isolieren können, würde im Fehlerfall die HGÜ-Systemspannung zusammenbrechen und die Folgen des Fehlers würden sich rasch durch das ganze Netzwerk fortpflanzen. Auch für Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen ist die Möglichkeit zur gleichspannungsseitigen Unterbrechung von Fehlerströmen vorteilhaft. In diesem Fall ermöglicht ein DC-Leistungsschalter den Weiterbetrieb der Konverter-Stationen und damit deren ununterbrochene Verfügbarkeit für die Stabilisierung des Wechselspannungsnetzes (Blindleistungskompensation, Verwendung als STATCOM). Bei HGÜ-Systemen mit Freileitungen kann zudem die Leistungsübertragung bei Blitzeinschlägen o.ä. schneller wiederaufgenommen werden, als wenn der Fehlerstrom – wie heute üblich – auf der Wechselspannungsseite unterbrochen werden muss.

2 GASISOLIERTE HGÜ SYSTEME

2.1 Erfahrungen

Die erforderliche Modifikation des Netzes, verbunden mit der Anbindung regenerativer Energiequellen, diktiert den Übertragungstechnologien anspruchsvolle Raum- und Leistungsanforderungen. Der Einsatz gasisolierter gekapselter Komponenten ermöglicht es hierbei, eine platzsparende, verlustarme und betriebssichere Implementierung vorzunehmen.



Abb. 1: Langzeittests am BPA's Big Eddy DC Test Center The Dalles, Oregon 1996 (links) und Gotland 2/3 Svenska Kraftnät, Schweden in Betrieb seit 1983/87 (rechts)

Bisher sind nur sehr wenige Betriebserfahrungen für gasisolierte Gleichspannungssysteme vorhanden [1]. Die erste kommerzielle Anlage wurde 2000 in Japan errichtet [2]. Die $\pm 500 \text{ kV}$ DC-GIS Anan
Konverter Station der Shikoku Electric Power besteht aus Trennschaltern und einer Sammelschiene. Die Anlage wird aber seit der Inbetriebnahme mit nur ± 250 kV betrieben. Von ABB wurde 1986 ein gemeinsames Entwicklungsprojektes mit BPA zur Entwicklung einer ± 500 kV HVDC GIS gestartet. Von 1990 bis 1995 fanden Langzeittests am BPA's Big Eddy DC Test Center The Dalles, Oregon statt, inklusive eines 2-jährigen Dauerbetriebes bei einer Nennspannung von ± 500 kV und ± 600 kV statt, die 1996 sehr erfolgreich abgeschlossen wurden [3]. In Gotland (Schweden) sind seit 1983/1987 gasisolierte Schaltanlagen für überlagerte Gleichspannungen von ± 150 kV in Betrieb [4]. Bei den in Abb. 1 dargestellten Anlagen sind Isolatoren mit modifizierten Aussen-Elektroden, sowie jeweils Isolatoren mit und ohne leitfähigen Beschichtungen eingesetzt.

2.2 Design für Gleichspannungsanwendungen

Das Design von Isolationselementen einer gasisolierten Schaltanlage oder einer gasisolierten Leitung ist für eine kapazitive Feldverteilung bei Wechselspannung und transienten Spannungsüberhöhungen optimiert. Typischer Weise tritt die maximalen Feldstärken im koaxialen System im Bereich des Innenleiters auf. In diesem Belastungsfall stuft sich die Feldstärke mit dem Kehrwert des Radius zur Kapselung ab. Dem entgegen folgt die resistive Feldverteilung bei Gleichspannungsbelastung aus den temperaturabhängigen Leitwerten des Isolationssystems und kann bei großen Temperaturgradienten zwischen Innenleiter und Kapselung eine elektrische Feldkonzentration im Außenradius des Isolators zur Folge haben [5]. Abb. 2 zeigt den Vergleich der Feldstärkeverteilung bei Wechsel- und Gleichspannungsbelastung unter Last, sowie den beschriebenen Effekt der Feldinversion für einen typischen Isolator, der für Wechselspannungsanwendungen optimiert wurde.





Überschläge in gasisolierten Systemen treten bevorzugt an Grenzflächen zwischen Feststoff und Gas auf und stehen oft mit Oberflächenladungen in Zusammenhang. Aus diesem Grund muss ein für eine Simulation notwendiges Modell alle Ladungsträgertransportmechanismen sowohl im Gas als auch im Feststoff berücksichtigen. Da zusätzlich der Temperaturunterschied zwischen Innen- und Aussenleiter einen grossen Einfluss auf die elektrische Feldverteilung bei Gleichspannung hat, ist die Wärmeströmung vom erwärmten Innenleiter zu den kühleren Regionen in der Nähe des Aussenleiters zu berücksichtigen. Alle für die Simulationen notwendigen Materialparameter wurden durch separate Materialuntersuchungen bestimmt [6]. Mit Hilfe von detaillierten Modellexperimenten und speziell entwickelten Methoden zur Messung von Oberflächenladungen und Potentialen konnten die ermittelten Feldverteilungen und Simulationen verifiziert werden [7].

Die physikalischen Prozesse, die für ein vollständiges Modell zur Bestimmung der Feldstärke bei Gleichspannung benötigt werden, sind [6-10]:

- Feststoffisolation: Polarisation, temperaturabhängige Leitfähigkeit, Ladungsträgerinjektion durch metallische Kontakte, Wärmeleitfähigkeit, Einfluss von geladenen Partikeln, Alterung
- Gasisolation: Konvektion, Erzeugung und Regeneration von Ionenpaaren, Ionendrift entlang der Feldlinien in Richtung isolierender Oberflächen
- Grenzfläche: Gas/Feststoff: Akkumulation von Oberflächenladungen und der Übergang in den Feststoff.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014



Abb. 3: Einflussparameter, die für das Design eines gasisolierten Systems für Gleichspannungsübertragung von Bedeutung sind

Abb. 3 zeigt in einer Übersicht alle Einflussfaktoren [7], die im Einzelnen zu berücksichtigen sind: **Feststoffisolation**: Elektronen- und /oder Ionenleitfähigkeit (*effektive Leitfähigkeit* σ), Polarisation (*Primitivität* ε '), Raumladungsakkumulation (*Raumladungsdichte* ρ);

Gasisolation: Ionenerzeugung durch natürliche Strahlung, Stoss-Ionisation, Ladungsträgererzeugung durch Elektronenemission an den Elektroden, durch direkte Ionisation in Hochfeldbereichen, geladenen leitfähige feste oder freibewegliche Partikel, Ionendrift

Grenzfläche: Oberflächenladungsakkumulation (*Oberflächenladungsdichte* ρ_{s}),

Oberflächenleitfähigkeit (*Oberflächenleitfähigkeit* σ_s), Ladungstransfer in den Feststoff,

Ladungsträgerrekombination mit Gasionen, Ladungsträgerinjektion und Emission an der Grenzfläche Feststoff/Elektrode

Thermische Effekte: Wärmeerzeugung durch ohmsche Verluste bei Nennstromerwärmung I_{DC} im Leiter, Wärmetransport durch Konvektion, Leitung und Strahlung

Das entwickelte Simulationsmodell ermöglicht das optimierte Design einer Feststoffisolation für gasisolierte Systeme bei minimalen elektrischen Feldstärken in den kritischen Regionen und gleichzeitig minimaler elektrische Oberflächenladungsansammlung. Es wird für die Optimierung der Geometrie, der Abmessungen und der Materialeigenschaften der Isolatoren verwendet und dient gleichzeitig zur Verifikation vorgenommenen Designänderungen. Abb. 4 zeigt die elektrische Feldverteilung, ermittelt mit Hilfe des Simulationsmodells, für einen Isolator einer gasisolierte Anlage bei Wechsel- und bei Gleichspannungsbelastung. Zu erkennen ist deutlich die potentielle Gefahr einer erhöhten Feldstärke bei Gleichspannungsbelastung auf der Isolator-Oberfläche.



Abb. 4: Vergleich der kapazitiven (links) und resistiven (rechts) Feldverteilung

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Der Einsatz modernster multiphysikalischer Simulationssoftware erlaubt heute die genaue Analyse der Temperaturund Feldstärkeverteilung unter Berücksichtigung der temperaturund feldstärkeabhängigen Charakteristika der eingesetzten Isolierstoffe und der Ansammlung von Raumund Oberflächenladungen sowie die spezifische Belastung bei einer Überlagerung von transienten Spannungen. Bisher wurde immer versucht, die beschriebenen Effekte durch Oberflächenbeschichtungen, aufgetragen auf herkömmlichen Epoxidharz-Isolatoren, zu beherrschen. Modernste Simulationsverfahren, verbunden mit zahlreichen praktischen Versuchsreihen belegen, dass auch konventionelle Isolatoren ohne Beschichtungen für Gleichspannungsanwendungen optimiert werden können. Der Feldstärkeverlauf eines geometrisch optimierten Isolators für gasisolierte Gleichstromanwendungen ist in Abb. 5 ersichtlich. Mit zusätzlichen, geringfügigen Anpassungen an Schnittstellenkomponenten wie Kabelanschlüssen und mit der Entwicklung spezieller Strom- und Spannungssensoren können gasisolierte Gleichspannungssysteme sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Anlagen in naher Zukunft eingesetzt werden.



Abb. 5: Elektrische Feldstärke (normiert) entlang eines GIS Isolators bei Wechselspannungsbelastung (links) und Gleichspannungsbelastung (rechts) bei gleichzeitiger Berücksichtigung eines realistischen Temperaturgefälles zwischen dem Innenleiter und Aussenleiter

2.3 Tests

Spezifische Typentest-Standards für gasisolierte DC-Systeme existieren bis heute nicht. CIGRE SC D1 hat gerade eine neue Arbeitsgruppe installiert, die Empfehlungen zum Testen gasisolierter HGÜ-Anwendungen geben soll: *JWG D1/B3.57 Dielectric Testing of gas-insulated HVDC Systems*. Insbesondere für die dielektrischen Entwicklungsversuche wurden interne Standards entwickelt, welche die besonderen Gesichtspunkte von Gleichspannungsanwendungen berücksichtigen. Auf der Basis von Isolationskoordinationsuntersuchungen wurden entsprechende Testwerte definiert, die alle

technischen Aspekte berücksichtigen. In Tab. 1 sind die Prüfspannungen dargestellt.

Kenngrösse	Einheit	Wert
Nennspannung	kV _{dc}	±320
Maximale dauerhafte Betriebsspannung	kV _{dc}	±330
Blitzstossbemessungsspannung	kV	1050
Überlagerte Blitzstossbemessungsspannung	$kV + kV_{dc}$	1050+330
Schaltstossbemessungsspannung	kV	950
Überlagerte Schaltstossbemessungsspannung	$kV + kV_{dc}$	950+330
Prüfgleichspannung	kV _{dc}	±610

Tab. 1: Prüfspannungswerte

Insbesondere folgende dielektrischen Prüfungen unterscheiden sich von den bekannten Prüfvorgehen an gasisolierten Systemen für Wechselspannung: Langzeitbelastung bei Gleichspannung, Spannungsüberlagerungen von Gleichspannung und Stossspannung, sowohl bipolar als auch unipolar, Polaritätswechsel, Stossentladungen, gleichzeitige Strombelastung und eine kontinuierliche TE Messung und Interpretation. Typische Versuchsaufbauten bisher durchgeführter Testreihen sind in Abb. 6 dargestellt.



Abb. 6: Test einer gasisolierten Versuchsanordnung bei Gleichspannung, Spannungsüberlagerungen (links) und schnellen Polaritätswechseln (rechts) und gleichzeitiger Erwärmung durch Nennstrombelastung

3 DC-LEISTUNGSSCHALTER

3.1 Anforderungen an DC-Leistungsschalter

Im Vergleich zu Hochspannungs-AC-Leistungsschaltern ergeben sich für DC-Leistungsschalter neue Anforderungen. Sie müssen einerseits in der Lage sein, einen Strom, der "natürlicherweise" niemals Null ist, zu unterbrechen. Mechanische Schalter benötigen diesen Stromnulldurchgang, um den bei der Kontakttrennung entstehenden Schaltlichtbogen zum Erlöschen zu bringen und die Trennstrecke dielektrisch zu verfestigen. Zur Lösung dieses Problems gibt es eine Reihe von Konzepten, die typischerweise entweder Leistungshalbleiter zum Schalten verwenden und so einen Schaltlichtbogen vermeiden oder durch Schalterhilfskreise einen künstlichen Stromnulldurchgang herbeiführen, was den Einsatz eines mechanischen Schalters ermöglicht [11].

Als weitere neue Anforderung führt die im Vergleich zu AC-Systemen tiefe Netzimpedanz zu einem sehr steilen Anstieg des Fehlerstroms, so dass DC-Leistungsschalter den Strom ungefähr eine Grössenordnung schneller unterbrechen müssen als handelsübliche AC-Leistungsschalter.

3.2 Hybrider DC-Leistungsschalter

Das hybride DC-Schalterkonzept, wie es in [12] beschrieben wird, kombiniert die herausragende Schaltfähigkeit von Leistungshalbleitern mit den tiefen Verlusten eines mechanischen Schaltgeräts (Abb. 7). Der Strom fliesst lediglich im Moment des Unterbrechens durch den leistungselektronischen Hauptschalter. Ein verlustarmer Parallelpfad, bestehend aus einem sehr schnellen mechanischen Trennschalter (Ultra Fast Disconnector, kurz UFD genannt) und einem leistungselektronischen Kommutierungsschalter, führt den Nennstrom im geschlossenen Zustand des Schalters.



Abb. 7: Schema des hybriden DC-Leistungsschalters mit ultraschnellem Trennschalter (engl. ultrafast disconnector, UFD) und Kommutierungsschalter (engl. load commutation switch) im Nennstrompfad

Zur Stromunterbrechung lenkt der Kommutierungsschalter den Fehlerstrom unmittelbar in den noch geschlossenen Hauptschalter um, so dass darauf die Kontakte des UFDs praktisch ohne

Strombelastung geöffnet werden können (Abb. 8). Im Moment der Stromunterbrechung durch den Hauptschalter entsteht über dem DC-Schalter eine transiente Unterbrechungsspannung in der Höhe der Ansprechspannung der Überspannungsableiter parallel zum Hauptschalter, beispielsweise der 1.5-fachen Systemspannung. Diesem Spannungsstoss muss die Trennstreckenisolation des UFD innerhalb weniger Millisekunden nach dem Öffnungsbefehl vollständig standhalten; der Kommutierungsschalter vermag durch seine auf geringe Verluste optimierte Dimensionierung hier keinen Beitrag zur Isolation zu leisten. Bei Widerruf des DC-Schalteröffnungsbefehls (z.B. bei proaktivem Öffnen der UFDs mehrerer DC-Leistungsschalter in einem System, um Zeit für Fehlerlokalisation zu gewinnen) und bei internen Fehlern muss der UFD zudem mit minimaler Verzögerung wieder schliessen und den Nennoder Fehlerstrom wieder übernehmen können. Der UFD [13, 14] stellt daher eine zentrale Komponente des Hybrid-DC-Schaltschemas dar, das bidirektionale DC-Fehlerströme im Kiloampèrebereich unter Systemspannungen von mehreren hundert Kilovolt innerhalb kürzester Zeit unterbrechen kann. Die folgenden Abschnitte möchten die Entwicklung des UFDs genauer beleuchten.



Abb. 8: Prinzipieller Ablauf Fehlerstromunterbrechung. Stromverläufe durch UFD-Pfad (Nennstrompfad), Hauptschalterpfad und Überspannungsableiter sowie Spannungsverlauf über dem UFD (transiente Unterbrechungsspannung).

4 ULTRASCHNELLER TRENNSCHALTER (UFD) FÜR HYBRIDEN DC-LEISTUNGSSCHALTER

4.1 Anforderungen an den ultraschnellen Trennschalter

Die Motivation für die Entwicklung des UFD liegt in der Ermöglichung des verlustarmen Nennstrompfades im hybriden DC-Leistungsschalter. Die funktionellen Anforderungen an den UFD sind:

- sichere Führung des Nennstromes
- schnelle Reaktion auf den Öffnungsbefehl
- Unterbrechung eines Rest-Gleichstroms während der Kontakttrennung
- Schneller Aufbau der Hochspannungsisolation gegen die transiente Schaltüberspannung beim Öffnen des Hauptschalters
- Schnelle Wiederschliessung und Übernahme des Nenn- oder Fehlerstromes

In Tab. 2 sind die technischen Daten des getesteten Prototypen dargestellt.

Kenngrösse	Einheit	Wert
Nennspannung	kV _{dc}	320
Nennstrom	A_{dc}	2600
Transiente Unterbrechungsspannung über offener Schaltstrecke	kV	550
Stromkommutierung – Spannung	kV _{dc}	4.8
Stromkommutierung – Strom	A _{dc}	< 1
Öffnungszeit (max)	ms	2
Wiederschliessungszeit (max)	ms	10
Schaltzyklus	-	$O-C-O-C^{*1}$
Mech. Dauerbeanspruchungsklasse	-	M1 (2000 OC)

Tab. 2: Technische Daten des UFD-Prototyps. (^{*1} O-C-O-C entspricht dem Schaltzyklus des UFD. Der gesamte Hybrid-Leistungsschalter kann einen erweiterten Schaltzyklus ausführen.)

4.2 Designaspekte

Aufgrund des erwähnten sehr schnellen Stromanstiegs im Fehlerfall muss die Schaltzeit von DC-Leistungsschaltern und damit auch diejenige vom UFD im Bereich weniger Millisekunden liegen. Die Schaltzeit des UFD beeinflusst zudem direkt die Parameter anderer DC-Schalter-Komponenten und wirkt sich dadurch auf die Kapazität und Kosten des Schaltersystems auf. Aus diesen Gründen war ein Hauptziel bei der Entwicklung des UFD die Erreichung kürzest möglicher Schaltzeiten.

Unter Verwendung der herausragenden Isoliereigenschaft von komprimiertem SF6-Gas konnte das UFD-Kontaktsystem sehr kompakt und leicht gehalten werden, was hohe Beschleunigungen der Kontakte ermöglicht. Zum verzögerungsfreien Antrieb wurde anstelle der etwa bei AC-Leistungsschaltern üblichen Feder- oder Pneumatik/Hydraulik-Antrieben ein elektromagnetischer Antrieb basierend auf dem Thomson-Spulen-Prinzip verwendet. Für eine weitere Beschleunigung des Hochspannungsisolationsaufbaus und der Kontakttrennung sorgt schliesslich die entgegengesetzte Doppelbewegung der Kontakte mittels zweier synchron arbeitenden Antrieben, die sich direkt im Isoliergas befinden.

Die Metallkapselung des UFD erlaubt sowohl den Betrieb mit geerdetem (analog zu GIS/"dead-tank") als auch mit spannungsführendem Gehäuse, wobei dort eine Kontaktseite mit der Kapselung leitend verbunden ist ("live-tank"). In letzterem Fall wird die Erdisolation nach ausserhalb des Gehäuses verlegt und durch die Umgebungsluft sowie Kettenisolatoren gewährleistet (analog z.B. HGÜ-Ventilen). Dies ermöglicht auch einen kaskadierten Aufbau (2,3...) mehrerer UFD-Schaltkammern zur Erhöhung der Nennspannung. Die mechanische, elektromagnetische und dielektrische Dimensionierung des UFD wurde mit umfangreichen Multiphysik-Simulationen unterstützt.

4.3 Tests und Testergebnisse

Da spezifische Typentest-Standards für DC-Leistungsschalter noch nicht existieren, wurden Standards für AC-Schalter und DC-Isolationskomponenten sowie Systemsimulationen des DC-Schaltkreises zur Entwicklung von UFD-Testspezifikationen herangezogen. Alle technischen Aspekte des UFD - elektrische, mechanische und thermische Eigenschaften - sind darin berücksichtigt.

Zur Verifikation des wichtigsten UFD-Betriebsfalles, der Fehlerstromunterbrechung im DC-Leistungsschalter, wurden u.a. synthetische Tests durchgeführt, die sich bei Hochspannungsgeräten allgemein etabliert haben. Je ein separater Hochspannungs- und Gleichstromtestkreis wurden kombiniert, um die mechanische Schaltfunktion, das Unterbrechen eines Rest-Gleichstroms sowie das darauffolgende Standhalten des Schaltspannungsimpulses bei vollen Nennwerten zu überprüfen. Die entsprechenden typischen Messkurven von Kontaktbewegung, Reststrom sowie Spannungsimpuls sind in Abb. 9 dargestellt.



Abb. 9: Zeitliche Signalverläufe während eines synthetischen Schalttests. Die oberste Kurve stellt das Auslösesignal an den UFD dar. Die weiteren Kurven zeigen die Positionsmessungen der beiden gegenläufig arbeitenden Kontaktantriebe sowie den Reststrom durch den UFD und den Schaltspannungsimpuls über dem UFD.

Die durchgeführten UFD-Testreihen bestätigten die Erfüllung der oben beschriebenen Anforderungen. Damit steht mit dem UFD ein wichtiger Baustein für einen schnellen, zuverlässigen und verlustarmen DC-Leistungsschalter zur Verfügung, der eine vorteilhafte Fehlerbehandlung in Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen sowie in deren Weiterentwicklung zu HGÜ-Netzen ermöglicht.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Modernste Simulationsverfahren, verbunden mit zahlreichen praktischen Versuchsreihen belegen, dass auch konventionelle Isolatoren ohne Beschichtungen für Gleichspannungsanwendungen optimiert werden können. Mit zusätzlichen, geringfügigen Anpassungen an Schnittstellenkomponenten und mit der Entwicklung spezieller Strom- und Spannungssensoren können gasisolierte Gleichspannungssysteme in naher Zukunft eingesetzt werden. Entsprechende Prüfverfahren wurden erarbeitet und können als Grundlage für die Normierungsarbeit verwendet werden

Die vorgestellten UFD-Testreihen bestätigten die Erfüllung der beschriebenen Anforderungen. Damit steht mit dem UFD ein wichtiger Baustein für einen schnellen, zuverlässigen und verlustarmen DC-Leistungsschalter zur Verfügung, der eine vorteilhafte Fehlerbehandlung in Punkt-zu-Punkt-HGÜ-Verbindungen sowie in deren Weiterentwicklung zu HGÜ-Netzen ermöglicht.

LITERATUR

- 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. 205, August 2012, ISBN: 978- 2- 85873- 198-5
- [2] Riechert, U.; Hama, H.; Endo; F.; Juhre, K.; Kindersberger, J; Meijer, S.; Neumann, C.; Okabe, S.; Schichler, U., On behalf of CIGRÉ Task Force D1.03.11, *Gas Insulated Systems for HVDC, Gasisolierte Systeme für HGÜ*, ETG Fachtagung: Isoliersysteme bei Gleich- und Mischfeldbeanspruchung 2010, 27. - 28. September 2010, Köln, Germany, ETG-Fachbericht 125, 2010, S. 101-107
- [3] Mendik, M., Lowder, S.M., Elliott, F.: *Long term performance verification of high voltage DC GIS*, Transmission and Distribution Conference, 1999 IEEE, vol.2
- [4] Alvinsson, R., Borg, E., et all.: *GIS for HVDC Converter stations*, CIGRE Session 1986, paper 14-02
- [5] Riechert, U.; Skarby, P., Entwicklung gasisolierter Systeme für die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ), GIS – Anwender Forum, Fachtagung: Hochspannungs-Schaltanlagen: Anwendung, Betrieb und Erfahrungen, 01. Oktober 2013, Technische Universität Darmstadt, Wissenschafts- und Kongresszentrum Darmstadtium, Germany, 2013
- [6] Gremaud, R.; Bjelogrlic, M.; Schneider, M.; Logakis, E.; Schlegel, Ch.; Fürsich, St.; Krivda, A.; Christen, Th.; Riechert, U., Surface charge decay on HVDC insulators: Temperature and Field effects, 11th ICSD, IEEE International Conference on Solid Dielectrics, Bologna, Italy, June 30 - July 4, 2013, ICSD 2013, conference proceedings paper 261, pages 1056 – 1059
- [7] Gremaud, R.; Molitor, F.; Doiron, C.; Krivda, T.; Christen, T.; Riechert, U.; Straumann, U.; Johansson, K.; Lavesson, N., *Solid-gas Interfaces in DC Gas Insulated Systems*, 4. ETG-Fachtagung Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen: Beanspruchungen, Design, Prüfverfahren, Lebensdauer 12.-13. November 2013, Germany, ETG-Fachbericht 140, 2013, Beitrag 4.4, Seite 139-144
- [8] Straumann, U.; Schuller, M.; Franck, C. M., *Theoretical investigation of HVDC disc spacer charging in SF6 gas insulated systems*, Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on 2012, vol. 19 pages 2196-2205
- [9] Iwabuchi, H.; Donen, T.; Masuoka, S.; Kumada, A.; Hidaka, K.; Takei, M.; Hoshina, Y.; Influence of surface-conductivity distribution on charge accumulation of GIS insulator under DC field, XVII International Symposium on High Voltage Engineering, Hannover, Germany, August 22-26, 2011
- [10] Kindersberger, J.; Lederle, C.; Surface charge decay on insulators in air and sulfurhexafluorid part I: simulation, Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on 2008 vol. 15 pages 941-948
- [11] C. Franck: *HVDC Circuit Breakers A Review Identifying Future Research Needs*, IEEE Transactions on Power Delivery: Band 26, Heft 2 (2011), S. 998–1007
- [12] J. Häfner, B. Jacobson: Proactive Hybrid HVDC Breakers A key innovation for reliable HVDC grids, CIGRE symposium, Bologna, September 2011.
- [13] P. Skarby, U. Steiger: An Ultra-fast Disconnecting Switch for a Hybrid HVDC Breaker a technical breakthrough, CIGRE Canada Conference, Calgary, CIGRE-265, September 2013.
- [14] U. Steiger, P. Skarby: *Entwicklung eines ultraschnellen Schaltgeräts für HGÜ-Netze*, e & i Elektrotechnik und Informationstechnik: Band 130, Heft 8 (2014), S. 263-265

Der Beitrag

"Anforderungen und Lösungen beim Ausbau und Umbau der Netze" von Sven Behrend, H. Richter, R. Schlosser, SAG GmbH, Langen

war bei Drucklegung noch nicht fertiggestellt.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Die Entwicklung der Transformatorentechnik für Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

Karsten Loppach Siemens AG, Transformatorenwerk Nürnberg Karsten.Loppach@Siemens.com Germany

KURZFASSUNG

Der Bericht gibt einen Einblick in Technik, Historie und technologische Weiterentwicklung sowie aktuelle Entwicklungstätigkeiten von HGÜ-Transformatoren und berührt dabei die Technik von HGÜ-Gesamtanlagen. Hierbei wird zwischen der Technologie netzgeführter und fremdgeführter Stromrichter unterschieden. Die vergleichsweise junge Technologie fremdgeführter Stromrichter hat erhebliches Entwicklungspotential vornehmlich im Bereich der Umrichtertechnik. Somit liegt der Schwerpunkt des Berichtes auf der Entwicklung der Transformatorentechnik von HGÜ-Übertragungslinien mit netzgeführten Stromrichtern. Motor für die technologische Entwicklung war und ist die Erhöhung der Übertragungsleistung. Dabei zeichnen sich mit der Erhöhung der DC-Übertragungsspannung und der Erhöhung der spezifischen Transformatorenleistung (bereinigt um den spannungsabhängigen Effekt) zwei Hauptstoßrichtungen ab. Die Erhöhung der DC-Übertragungsspannung erhöht die Mischspannungsbeanspruchungen an den Ventilwicklungen der HGÜ-Transformatoren, deren sichere Beherrschung durch äquivalente AC- und DC-Spannungsprüfungen mit Teilentladungslimits überprüft wird. Die isolationstechnische Umsetzung dieser Anforderungen wird erläutert. Spannungsbereinigte Leistungserhöhungen konnten durch thermische Optimierungen im Bereich des Wärmeübergangs Wicklungskupfer - Öl und durch Maßnahmen zur Optimierung des magnetischen Designs erzielt werden. Auch hierzu enthält der Bericht nähere Erläuterungen. Abschließend erfolgt ein Einblick in laufende technologische Entwicklungen wie die Erschließung einer höheren DC-Nennspannung von ±1100kV, der Kombination 765kV AC und ±800kV DC in einem HGÜ-Trafo sowie dem Thema partielle Vor-Ort-Montage von HGÜ-Transformatoren.

1 EINLEITUNG

Heute verbindet man mit dem Begriff elektrische Energieversorgung automatisch, dass es sich um Wechselstromtechnik handelt. Das war nicht immer so. In den frühen Jahren der ersten wirtschaftlichen Anwendungen, vornehmlich getragen zum Zwecke der Lichterzeugung, kam nahezu ausschließlich Gleichstromtechnik zum Einsatz. Dabei handelte es sich um Inselnetze, die in den Tagesstunden kaum Lastbedarf aufwiesen. Auch getragen von dem Bedarf der Erschließung von Auslastung in den Tagesstunden wurde die Elektrizität zunehmend für Antriebe genutzt. Die Notwendigkeit der Vergleichmäßigung von Lastspitzen führte zu zunehmender Vernetzung der Inselnetze. Die Vernetzung und die immer breitere Anwendung der Antriebstechnik beförderten den Siegeszug der Wechselstromtechnik gegenüber der Gleichstromtechnik: Bei der Vernetzung waren die Probleme des Schaltens von Gleichstrom und das Fehlen der Möglichkeit des Transformierens der Spannung ausschlaggebend, bei den Antrieben die Einfachheit von Wechselstrommotoren gegenüber Gleichstrommotoren. Erst in den 50'er Jahren des 20. Jahrhunderts wurden in Deutschland die letzten Gleichstrominselnetze stillgelegt. Mit der breiten Anwendung der Photovoltaik ist im Bereich der eine Energieerzeugungsart etabliert worden, dessen Erzeugungsprinzip Niederspannung gleichstrombasierend ist, jedoch zur Netzintegration unmittelbar in Erzeugungsnähe über Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt wird, so dass in Bezug auf die Energieübertragung hier nicht von einer Renaissance der Gleichstromtechnik geredet werden kann.

Die Wechselstromtechnik hat jedoch auch Nachteile und Grenzen, einige davon wären:

- Die Isolation ist für $U_{\text{Scheitel}} = U_{\text{eff}} \times \sqrt{2}$ zu dimensionieren.
- Im Dreiphasensystem sind 3 Leitungen (plus ggf. Nulleiter oder Erdmantel/-seil) notwendig.
- Die Übertragungsleitungen verkörpern einen kapazitiven Lastbelag.
- Die dielektrischen Verluste können erhebliche Beträge annehmen. Sie sind für die Lebensdauer von Kabeln abträglich und können bei Freileitungen bei entsprechenden Witterungsbedingungen sehr stark schwanken.
- Netze müssen miteinander synchronisiert sein.
- Netze müssen die gleiche Frequenz haben.
- Die Ausnutzung von Leitern zur Stromleitung ist durch den Skineffekt nur suboptimal.

Diese Nachteile sind bei der Verwendung der Gleichstromübertragungstechnik eliminiert. Dem stehen nun seinerseits folgende Nachteile der Gleichstromübertragungstechnik gegenüber:

- Keine Spannungstransformationsmöglichkeit
- Hoher Investitionsbedarf für die Konverter- / Inverterstationen
- Vermaschung schwierig bis unmöglich (Schaltbarkeit, Lastverteilung), daher ist nach derzeitigem Stand der Technik vornehmlich nur eine point-to-point-Übertragung möglich.
- Die zusätzlichen Verluste der Stromrichter bewirken das Gleichstromübertragung erst bei längeren Übertragungsstrecken einen höheren Wirkungsgrad erzielt als Wechselstromübertragungsstrecken.
- Geringe Überlastbarkeit
- Technologisch hoher Aufwand
- Höherer Investitionsbedarf
- Stromrichtertransformatoren sind durch Gleichstromkomponenten im Betrieb lauter als bei Wechselstromübertragung.

Damit wird deutlich, das beide Systeme ihre Vorteile haben und das sie damit ihre Berechtigung in der praktischen Anwendung besitzen: Immer dann wenn es gilt, größere Energiemengen über eine lange Distanz bei Freileitungstechnik (ca. > 750km) oder eine mittlere Distanz bei Kabelverbindungen (Schwerpunkt Seekabelverbindungen, ca. > 70km) von A nach B zu übertragen, stellt die HGÜ-Technologie als Gleichstromalternative die geeignete Wahl dar, gekennzeichnet von geringeren Verlusten und geringerem Platzbedarf für die Trasse bei Freileitungsstrecken. Die HGÜ-Technologie

ist heute eine etablierte Technologie weltweit, die Anzahl der im Betrieb befindlichen Anlagen (= Übertragungsstrecken) liegt in der Größenordnung von fast 150 Anlagen mit weiteren in der aktuellen Realisierung und Planung.

Die Transformatorentechnik steht in engem Zusammenhang mit dem gesamten Anlagenlayout: Die Anforderungen beinhalten einerseits die direkten Parameter wie Spannungen, Leistungen, Regelbereich, Verluste etc. aber auch die generelle Ausführung der Hauptanlagenkomponente Leistungstransformator getragen von dem Hauptzweck der Anlage (Kurzkupplung, Seekabelverbindung, Langstreckenverbindung), Limits bei den Transportabmessungen und dem Design der Gesamtanlage mit dem Schwerpunkt Ventilhallendesign. Im Folgenden wird ein Einblick gewährt in die generelle Entwicklung der HGÜ-Transformatorentechnologie.

2 DIE ENTWICKLUNG DER HGÜ-TRANSFORMATORENTECHNOLOGIE

2.1 Kategorisierung von HGÜ-Transformatoren

Aus dem Anwendungsgebiet für die HGÜ-Anlagen ergeben sich grundsätzlich verschiedene Anforderungen an die Transformatoren. Dabei kann man wie folgt unterscheiden:



Bild 1: Ableitung der Kategorien von HGÜ-Transformatoren

HGÜ-Transformatoren für netzgeführte Stromrichteranlagen beziehen über das Schaltregime der Thyristoren eine DC-Potentialanhebung des mit dem Stromrichter verbundenen Wicklungssystems, der sogenannten Ventilwicklung. Daraus folgen Mischspannungsbeanspruchungen im Betrieb am Ventilwicklungssystem, woraus ein deutlich anspruchsvolleres dielektrisches Design erwächst, welches durch zusätzliche dielektrische Routineprüfungen mit Gleichspannung abgesichert wird. Bei selbstgeführten Stromrichtern ist dies nicht der Fall. Die Anforderungen an das Transformatorendesign zwischen einer Kurzkupplung und einer HGÜ klassisch sind als gleich zu bezeichnen.

Netzgeführte Stromrichter sind im allgemeinen Stromrichter in 12-Puls-Brückenschaltung, woraus folgt, das zwei Drehstromsysteme mit einer Phasenverschiebung um 30° verfügbar sein müssen. Dies wird dadurch erreicht, das an das Wechselstromnetz zwei Drehstromtransformatoren angeschlossen werden, über die jeweils die halbe Leistung übertragen wird, von denen ein Transformator in Stern-Stern-Schaltung (Yy0) und der andere Transformator in Stern-Dreieck-Schaltung (Yd1 oder Yd5) ausgeführt ist. In der Praxis zeigt sich, das transporttechnisch bedingt und aus der Leistung der Übertragungslinie erwachsend, HGÜ-Transformatoren vornehmlich als Einphasentransformatoren ausgeführt sind. Dabei wird variiert, ob man zwei Ventilwicklungssysteme, das Stern- und das

Dreiecksventilwicklungssystem, in einem Transformator vorsieht, oder ob dies getrennt ausgeführt werden muß. Insofern ergeben sich in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung und den Transportlimits folgende Staffelungen der generellen Transformatorendesigns für netzgeführte Stromrichter, wobei Variante 1 eher theoretischer Natur ist:

- 1. Dreiphasentransformatoren mit zwei Ventilwicklungssystemen (Stern- und Dreiecksventilwicklungssystem)
- 2. Dreiphasentransformator in Sternschaltung + Dreiphasentransformator in Dreieckschaltung
- 3. Einphasentransformatoren mit zwei Ventilwicklungen (Stern- und Dreiecksventilwicklung)
- 4. Einphasentransformatoren mit einem Ventilwicklungssystem

HGÜ-Übertragungslinien erweisen sich als besonders wirtschaftlich in bipolarer Ausführung, d.h. es gibt zwei symmetrische Konverter / Inverter, die eine Leitung mit positiver und eine Leitung mit negativer Polarität speisen bzw. beziehen. Somit ergibt sich folgende Anzahl notwendiger Transformatoren für eine beliebige Konstellation der HGÜ-Übertragungslinie mit netzgeführten Stromrichtern, wobei mögliche Reservetransformatoren unberücksichtigt sind:

	Anzahl an Transformatoren			
Generelles Transformatorendesign	Monopol		Bipol	
	Pro	gesamt	Pro	gesamt
	Station		Station	
Dreiphasentrafos mit zwei Ventilwicklungssystemen	1	2	2	4
Dreiphasentrafos mit einem Ventilwicklungssystem	2	4	4	8
Einphasentrafos mit zwei Ventilwicklungen	3	6	6	12
Einphasentrafos mit einer Ventilwicklung	6	12	12	24

<u>Tabelle 1:</u> Mögliche Transformatorenanzahl einer HGÜ-Übertragungslinie mit netzgeführten Stromrichtern

Eine weitere Möglichkeit zum Variieren der Leistungsfähigkeit eines Einphasentrafos besteht in der Wahl der Anzahl der bewickelten Schenkel, d.h. wieviel Wicklungsblöcke, auf denen sich die Übertragungsleistung des Transformators aufteilt, gewählt werden. Hierbei sind zwischen einem und drei bewickelte Schenkel üblich.

selbstgeführten durch die Bei Stromrichtern ist Ansteuerung der IGBT's eine Gleichspannungserzeugung und Wechselrichtung auch ohne die Phasenverschiebung um 30° möglich, so dass die Aufteilung der ventilseitigen Leistung auf ein Stern- und ein Dreieckssystem hierbei entfällt. Verknüpft mit den stromrichterbedingten Limits in Bezug auf die wirtschaftlich übertragbare Leistung sind selbstgeführte HGÜ-Übertragungslinien zumeist mit Dreiphasentrafos bestückt, Einphasentrafos können sich jedoch als notwendig erweisen, sollte die Leistungsfähigkeit dieser Übertragungen weiter ansteigen. Insofern ergibt sich die Anzahl notwendiger Transformatoren für eine HGÜ-Übertragungslinie mit selbstgeführten Stromrichtern wie folgt:

Generelles Transformatorendesign	Anzahl an Transformatoren			
	Monopol		Bipol	
	Pro	gesamt	Pro	gesamt
	Station	-	Station	-
Dreiphasentransformator(en)	1	2	2	4
Einphasentransformator(en)	3	6	6	12

<u>Tabelle 2:</u> Mögliche Transformatorenanzahl einer HGÜ-Übertragungslinie mit selbstgeführten Stromrichtern

2.2 Unterschiede von HGÜ-Transformatoren gegenüber konventionellen Leistungstransformatoren

Der wohl wesentlichste Unterschied besteht darin das ein HGÜ-Transformator ein Transformator verkörpert, der nur Höchstspannungswicklungen beinhaltet. Auf der Seite des AC-Netzes findet man vornehmlich eine Nennspannung von 500kV oder 400kV. Die mit den Stromrichterventilen verbundenen Wicklungen liegen bei netzgeführten Stromrichtern in Bezug auf das auf sie durch den Stromrichter übertragene DC-Potential deutlich höher als das Potential, das sich durch die reine Transformation der AC-Spannung ergibt. In Bild 2 ist dies veranschaulicht, wobei erkennbar ist, dass grundsätzlich zwei Ventilwicklungssysteme gibt. dem eines. es von i.a. das Dreiecksventilwicklungssystem, auf ca. ¼ der DC-Übertragungsspannung liegt, währendem auf das andere System, i.a. das Sternventilwicklungssystem, ca. ³/₄ der DC-Übertragungsspannung einwirken. Somit sind die Wicklungsblöcke oder die Transformatoren bei Ausführung als Einphasentransformator mit nur einer Ventilwicklung grundsätzlich unterschiedlich ausführbar. Das anlagenbedingte Anheben des Ventilwicklungspotentials erfordert das Prüfen der Ventilwicklung mit hohen Fremdspannungen (AC und DC). Langjährig etablierte Nennspannungen von HGÜ-Übertragungslinien mit netzgeführten Stromrichtern sind ±500kV bzw. ±600kV.

Mit dem Fehlen einer Unterspannungs- oder Tertiärwicklung geht beispielsweise ein simples Problem einher, nämlich das für die Erregung des Transformators ein Höchstspannungsanschluß notwendig ist. Für das hinreichend präzise Durchführen der Leerlaufverlustmessungen an einem HGÜ-Transformator wird dieser daher mit einem zusätzlichen Anschluß (zusätzliche Prüfdurchführung) ausgestattet. Darüberhinaus ergibt sich daraus ein Bruch mit einer ungeschriebenen Regel für das Transformatorendesign, nämlich das man i.a. immer die Unterspannungswicklung als aus der Sicht des Transformatorenkerns erste Wicklung anordnet. Im Fall von HGÜ-Transformatoren befindet sich am Kern immer eine Höchstspannungswicklung, egal ob es sich um die Netzwicklung oder die Ventilwicklung handelt, einhergehend mit strengen Teilentladungsanforderungen.



Bild 2: Grundprinzip der HGÜ-12-Puls-Brückenschaltung netzgeführter Stromrichter

Transformatoren selbstgeführter Stromrichter sind i.a. in der Schaltgruppe Yd (Ventilwicklungssystem in Dreieckschaltung) ausgeführt, so dass die Ventilwicklung an beiden Wicklungsenden gleichhoch isoliert werden muß, was im technischen Umfeld der Transformatorentechnik als vollisoliert bezeichnet wird. Vollisolierte Wicklungssysteme sind hochspannungsseitig bei Leistungstransformatoren eine Ausnahme und damit ein besonderes Charakteristikum dieser Kategorie von HGÜ-Transformatoren. Ein wesentlicher Unterschied von HGÜ-Anlagen mit selbstgeführten Stromrichtern gegenüber HGÜ-Anlagen mit netzgeführten Stromrichtern besteht darin, das infolge der Stromrichterschaltung keine DC-Spannungen an die Ventilwicklung des HGÜ-Transformators übertragen wird.

Für die dielektrische Dimensionierung ist es für HGÜ-Transformatoren spezifisch notwendig, die Ventilwicklungen mit angelegtem Blitzstoß und angelegtem Schaltstoß zu prüfen, um anlagenbedingte Vorgänge abzubilden und abzusichern, d.h. dabei sind Wicklungsanfang und Wicklungsende der Ventilwicklung miteinander zu verbinden. Für Blitzstoß erfordert dies eine präzise Simulation der transienten Spannungsbeanspruchungen innerhalb der Ventilwicklung, um eine sichere Dimensionierung der Wicklungsisolation ausführen zu können.

Eine weitere spezifische Anforderung an HGÜ-Transformatoren ist die enge Tolerierung der einzuhaltenden Kurzschlußspannung, da die Trafoinduktivität eine erhebliche Rolle spielt für die Kommutierung netzgeführter Stromrichter. Dabei ist nicht allein die Designsicherheit im Erzielen des eng tolerierten Garantiewertes ausschlaggebend, sondern auch die noch deutlich engere Toleranz zwischen den Transformatoren für eine Anlage, woraus erhöhte Anforderungen an Präzision und Konstanz der Fertigungstechnik erwachsen.

HGÜ-Transformatoren sind anlagenbedingt DC-Vormagnetisierungen ausgesetzt, deren dauerhafte Beherrschung ebenfalls designtechnische Aufmerksamkeit erfordert.

Nicht zuletzt sind die Spektren der Stromoberwellen zu nennen, die zu zusätzlichen Verlusten und damit Erwärmungen führen.

Die Mischspannung auf der Ventilwicklungsseite und die Stromoberwellen haben Auswirkungen auf die wesentlichen Trafokomponenten Ventilwicklungsdurchführung und Stufenschalter, auf die hier jedoch nicht explizit eingegangen wird.

2.3 Weiterentwicklungen von HGÜ-Transformatoren: Erhöhte Leistungsfähigkeit bei gleichzeitig höchster Zuverlässigkeit

Die HGÜ-Übertragungstechnik ist eine Technologie die bereits länger existiert als man spontan vermuten würde. Die ersten Übertragungslinien waren mit Quecksilberdampfgleichrichtern ausgerüstet. Mit dem Siegeszug der Leistungselektronik, im Falle der HGÜ's der Thyristortechnik (erste industriell genutzte Übertragungslinie 1972), ergaben sich erweiterte Möglichkeiten: Die Anlagen schrumpften und die Leistungsfähigkeit der Stromrichter konnte einfacher gesteigert werden. Damit stiegen in gleichem Maße die Leistungsanforderungen an die Transformatoren. Eine weitere Möglichkeit der Erhöhung der Leistung einer Übertragungslinie bestand in der Erhöhung der Übertragungsspannung. Für die Stromrichter ist dies einfach realisierbar, da es lediglich gilt, die Anzahl der in Reihe geschalteten Thyristoren zu erhöhen sowie die Isolation gegen Erde entsprechend anzupassen. Insofern konzentrieren sich die Weiterentwicklungen im Bereich der Transformatorentechnik auf die Leistungserhöhung und die Erhöhung der ventilseitigen Nennspannungen, die wie bereits erläutert Mischspannungen verkörpern.

Mit der industriellen Verfügbarkeit leistungsfähiger IGBT's und den darauf basierenden selbstgeführten Stromrichtern (erste industriell genutzte Anlage 2000) beschritt die HGÜ-Technologie einen Entwicklungsschritt, der die Transformatorentechnik durch die stromrichterbedingte Leistungsbegrenzung nicht ernsthaft vor zusätzliche Herausforderungen stellte.

2.3.1 Erhöhung der ventilseitigen Nennspannung

Die Isoliereigenschaften eines Leistungstransformators werden erreicht durch Öl-Papier-Isolierungen, deren hervorragende Isoliereigenschaften in verschiedenen Hochspannungsbetriebsmitteln oder komponenten genutzt werden. Beim HGÜ-Transformator ergibt sich ventilseitig die besondere Situation der Mischspannungsbeanspruchung, die prüftechnisch durch separate Prüfungen mit hoher Wechsel- und Gleichspannung abgesichert werden. Während die Feldstärkeverteilung im AC-Feld durch die Dielektrizitätskonstanten der verwendeten Isoliermaterialien Mineralöl und Zellulose bestimmt sind, folgt die Feldstärkeverteilung im DC-Feld den Leitfähigkeiten der genannten Materialien. Daraus folgt das die Feldstärkemaxima im AC-Feld im Öl vorherrschen, während sie sich im DC-Feld im Papier und in den Preßspanbarrieren befinden. Dies erfordert Kompromisse bei der eine Umkehr Ausnutzung der Materialien. Da anlagenbedingt für effizienten der Leistungsübertragungsrichtung einer HGÜ-Übertragungslinie eine Polaritätsumkehr vorzunehmen ist, wird dieser Praxisvorgang durch eine sogenannte Umpolprüfung mit Gleichspannung mit Teilentladungsmessung überprüft. Da durch die geringen Leitfähigkeiten des geschichteten Öl-Papier-Dielektrikums die sich ausprägende Polarisation im Dielektrikum nur mit erheblicher Zeitkonstante dem zum Zeitpunkt der Polaritätsumkehr neu ausgebildeten Feldverhältnissen folgen kann, stellt dieser Vorgang eine besondere Beanspruchung des Dielektrikums dar. Die Beanspruchungen können vorübergehend nahezu doppelte Werte annehmen. Da die Maximalfeldstärken innerhalb der Isolierung sich bei DC auf die Feststoffisolieranteile konzentrieren, betrifft dies insbesondere das Papier und / oder die Preßspanbarrieren in den dielektrisch hoch beanspruchten Regionen im Bereich der Ventilwicklung und deren Ausleitungen. Die Überwachung der Teilentladungsintensität während der Umpolprüfungen zeigt auf, ob die dielektrische Dimensionierung anforderungsgerecht ausgeführt worden ist.

Moderne Simulationsmethoden der dielektrischen Feldverhältnisse bei AC, DC stationär und DC transient gepaart mit spezifischen Erfahrungen ermöglichten große Fortschritte bei der sicheren Dimensionierung dieser anspruchsvollen Isolierstrecken bei gleichzeitiger Reduzierung der Isolationsabstände. Ein moderner HGÜ-Transformator kann daher bei gleicher Übertragungsspannung deutlich kompakter ausgeführt werden.

HGÜ's mit netzgeführten Stromrichtern wurden so über Jahrzehnte im Spannungsbereich bis ±600kV (mit einer Häufung bei ±500kV) analog Bild 2 als 12-Puls-Brücke gebaut. Mit dem Leistungshunger aufstrebender Industrienationen wie China und Indien, deren Energieerzeugungs- und Energieverbrauchszentren häufig mehr als 1000km voneinander entfernt sind, entstand der Bedarf nach noch leistungsfähigeren Übertragungslinien. Im Jahr 2008 konnte die erste ±800kV-HGÜ-Übertragungsstrecke in China in Betrieb gehen, deren Stromrichter aus zwei in Reihe geschalteten 12-Puls-Brücken bestehen, woraus als Anforderung an die Transformatoren erwächst, dass deren ventilseitige Wicklungen auf 4 verschiedenen Potentialen liegen (siehe Bild 3).



<u>Bild 3:</u> Grundprinzip 800kV-Übertragung: 2 in Reihe geschaltete 12-Puls-Brücken netzgeführter Stromrichter

Damit erreichten die Mischspannungsbeanspruchungen der oberen 12-Puls-Brücke neue Dimensionen, deren Beherrschbarkeit umfangreiche Entwicklungsarbeit erforderte, die jedoch heute als technisch vollständig beherrscht gekennzeichnet werden können. Mit gleichem Schaltungsprinzip unter Abdeckung eines größeren Spannungsbereiches durch jeden der einzelnen Konvertertransformatoren bestehen aktuelle Szenarien darin, eine maximale HGÜ-Übertragungsspannung von ± 1100 kV in einem nächsten Entwicklungsschritt zu erreichen.

2.3.2 Leistungserhöhung der HGÜ-Transformatoren

HGÜ-Übertragungslinien in klassischer Ausführung haben ihre Hauptanwendung in der sehr leistungsfähigen Verbindung voneinander weit entfernter Energieerzeugungsund Energieverbrauchszentren. Beispiele hierfür sind Verbindungen aus der inneren Mongolei (Kohlevorkommen) zu den stark besiedelten und industrialisierten Küstenregionen in China oder die HGÜ Inga Shaba im Kongo, bei der die mittels Wasserkraft erzeugte Energie aus einem küstennahen Bereich über 1700km in den östlichen Teil des Landes und damit in die Mitte des afrikanischen Kontinents übertragen wird, in dem sich ausgedehnte Kupferminen mit dem entsprechenden Energiebedarf befinden. Daran ist erkennbar, dass generell und im Speziellen zumindest für eine der beiden Stationen die Beachtung der vorhandenen Transportlimits in Bezug auf Maximalabmessungen und Maximalgewichte eine bedeutsame Rolle spielen. In Bild 1 wurde der Zusammenhang zwischen der notwendigen Transformatorenanzahl und der Wahl des spezifischen Trafolayouts dargelegt. Dies deutet an, dass das Unterbringen einer möglichst großen Leistung im Rahmen der Transportlimits, was gleichbedeutend ist mit dem Unterbringen möglichst beider Ventilwicklungssysteme und / oder der drei Phasen in einem Transformator, ein Schlüssel ist zum Erreichen des Kostenoptimums für eine Konverterstation. Dabei stellen die Transformatoren allein nur einen Teil der Mehrkosten dar, vielmehr steigen die Kosten überproportional durch dann deutlich höhere Kosten der Gesamtanlage (Flächenbedarf für die Station, Ventilhallengröße, Trafofundamente). Darin zeigt sich auch der enge Zusammenhang zwischen dem basic design der gesamten Konverterstation und dem Design der Komponente Konvertertransformator.

Die in 2.3.1 beschriebenen Fortschritte in der Dimensionierung der Isolationssysteme waren und sind ein wesentlicher Baustein zur schrittweisen Leistungserhöhung von HGÜ-Transformatoren. Dies betrifft nicht allein die Isolation im Bereich der Transformatorwicklungen sondern auch die HGÜ-Transformator Ausleitungssysteme, die in einem aufgrund der Mischspannungsbeanspruchungen deutlich komplexer sind und damit zu räumlich ausgedehnteren Ausleitungssystemen führen als bei Transformatoren für reine AC-Anwendungen. Hierbei konnten ebenfalls erhebliche Fortschritte erzielt werden, die ergänzt worden sind durch die Wahl von Wicklungsausgängen, die dreidimensionale Simulationen einschließlich Studien an Modellen und Prototypen erforderten. Desweiteren besteht ein Optimierungspotential des Isolationssystems im Bereich des Übergangs von der Öl-Papierisolierung im Trafoinneren zum Ölteil der Trafodurchführung. Hierfür ist die enge Zusammenarbeit der Trafodesigner mit den Designern der Schlüsselkomponente Durchführung unerläßlich.

Neben der dielektrischen Optimierung ist die thermische Optimierung der Schlüssel zur Leistungserhöhung bei gleichen Transportlimits. Neben der Wahl leistungsfähiger Kühlmethoden im Bereich des Wärmeübergangs Wicklungskupfer zum Öl (gerichtete und forcierte Kühlung = OD) ist hier das Zusammenspiel des Wicklungsdesigns mit den Strömungsverhältnissen des Öles und dessen Beeinflussung zu nennen, welches mittels CFD-Simulationen (CFD = computational fluid dynamics = numerische Strömungsmechanik) weiterführend optimiert werden konnte.

Als dritten Hebel zur Erhöhung der Leistungsfähigkeit wäre das magnetische Design zu nennen, dessen Beitrag gegenüber den beiden erstgenannten Hebeln jedoch zurückfällt. HGÜ-Transformatoren für Übertragungslinien großer Leistungen sind i.a. Einphasentransformatoren. Daraus folgt das magnetische Schirmungen, die auf dem Prinzip des magnetischen Kurzschlusses im Dreiphasensystem basieren, nicht angewendet werden können. Ein aufeinander abgestimmtes System aus magnetischen Abschirmungen nach dem Saug- und dem Reflexionsprinzip verkörpert das Optimum, um die große Transformatorleistung bei kompakten Abmessungen verlustarm und unter Einhaltung zulässiger Übertemperaturen für den Transformatorenkessel sicher zu beherrschen.

2.3.3 Weitere Entwicklungsschritte

Für HGÜ-Transformatoren von Übertragungslinien mit fremdgeführten Stromrichtern bestehen die aktuellen Herausforderungen in der weiteren Erhöhung der HGÜ-Übertragungsspannung und damit auch der Mischspannungsbeanspruchung der Ventilwicklungssysteme. Aktuell werden technologische Lösungen erarbeitet für Transformatoren einer ± 1100 kV DC-Übertragungslinie. Aber nicht nur auf der Ventilwicklungsseite werden neue Lösungen entwickelt, sondern auch AC-seitig: Es gibt einen Bedarf der Verbindung von leistungsfähigen HGÜ-Übertragungslinien, hier ist somit von ± 800 kV DC-Übertragungsspannung auszugehen, mit 765kV AC-Netzen. Dies soll direkt durch den HGÜ-Transformator abgedeckt werden, also ohne zusätzlichen step-up-Transformator von beispielsweise 500kV des HGÜ-Transformators auf 765kV des Netzes. Somit beinhaltet der Transformator dann zwei UHV-Spannungssysteme (UHV = ultra high voltage), einem absoluten Novum im Bereich der Transformatorentechnik.

Getragen von spezifischen Transportlimits und der Notwendigkeit der hohen Leistungsfähigkeit zukünftiger HGÜ-Übertragungslinien werden darüberhinaus Technologien zur teilweisenVor-Ort-Montage von HGÜ-Transformatoren entwickelt, die es ermöglichen, selbst im Bereich der technologischen Grenzleistung dieser Leistungstransformatoren, einen Transport in Modulen mit finaler Montage vor Ort unter der Maßgabe der vollständigen Sicherung der Produktqualität vornehmen zu können.

Darüberhinaus besteht neben der point-to-point-Übertragung ein zunehmender Bedarf an Übertragungslinien, die die Energie ,empfangsseitig' an mehreren Einspeisepunkten in AC-Netze übertragen, sogenannte multi-terminal-Lösungen. Dies stellt hohe Anforderungen an die Leittechnik derartiger Systeme, ist jedoch ohne Einfluß auf die Transformatorentechnologie.

Im Bereich der selbstgeführten Stromrichter bestehen aktuelle technische und wirtschaftliche Limits im Bereich der maximalen Übertragungsleistung, welche jedoch nicht von den Transformatoren eingeschränkt ist. Insofern konzentrieren sich aktuelle Entwicklungen hierbei auf die Umrichtertechnik.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Die globalen Trends des Anstiegs der Energieverbrauchsdichten in Ballungsräumen (Megacities) und der örtlichen Entkopplung von Energieerzeugung und Energieverbrauch durch die verstärkte Nutzung regenerativer Energien stellen neue Herausforderungen an die Energieübertragung, wofür HGÜ-Übertragungslinien eine geeignete Lösung darstellen. HGÜ-Transformatoren verkörpern eine Schlüsselkomponente dieser Übertragungslinien, sie bestimmen zu einem wesentlichen Anteil die Limits derartiger Anlagen. Die daraus erwachsenden Anforderungen an die technologische HGÜ-Transformatoren Weiterentwicklung von bestehen in der Erhöhung der Übertragungsspannungen und Übertragungsleistungen. Während Limits sowohl der die Transformatoren als auch der Gesamtanlagen von HGÜ-Übertragungslinien mit netzgeführten Stromrichtern nahezu erreicht scheinen, gibt die vergleichsweise junge Technologie fremdgeführter Stromrichter Hoffnung auf vorhandenes größeres Entwicklungspotential. Unberührt von der Wahl der spezifischen Technologie einer HGÜ-Anlage kann eingeschätzt werden, das die spezifischen Vorteile der DC-Energieübertragung eine Koexistenz mit AC-Systemen rechtfertigt bzw. die DC-Technologie eingesetzt werden Neuprojektierungen verstärkt wird. Die Technologie bei und Technologieweiterentwicklung der Schlüsselkomponente Leistungstransformator ist dafür bereit und darauf vorbereitet.

LITERATUR

- [1] IEEE Transmission and Distribution Committee Working Group on HVDC and Facts Bibliography and Records
- [2] Schymroch: Hochspannungs-Gleichstromübertragung, Teubner, Stuttgart 1985
- [3] Edward W. Kimbark: Direct Current Transmission, Wiley Interscience, a Division of John Wiley & Sons Inc. New York, London, Sydney, Toronto; 1971
- [4] Robert Jötten: Leistungselektronik, Vol. 1: Stromrichter-Schaltungstechnik, Vieweg Verlagsgesellschaft mbH Braunschweig; 1977
- [5] Jos Arrillaga: High Voltage Direct Current Transmission, Peter Peregrinus Ltd., London; 1983
- [6] IEC 61378-2; 2001

Hochseetaugliche Schnittstelle: Trockene, steckbare Anschlusstechnik für HV- und MV-Kabelsysteme auf offshore-Anlagen

Dipl.-Ing. Christian Späth PFISTERER Kontaktsysteme GmbH christian.spaeth@pfisterer.de Germany Dipl.-Ing. Ruben Grund PFISTERER Kontaktsysteme GmbH ruben.grund@pfisterer.de Germany Dr.-Ing. Michael Zerrer PFISTERER Kontaktsysteme GmbH michael.zerrer@pfisterer.de Germany

KURZFASSUNG

Auf offshore-Plattformen müssen besondere Anforderungen von den Systemen erfüllt werden. Angepasst an die Umgebungsbedingungen des Salzwassers, ohne Beeinträchtigung des Ökosystems der Weltmeere, auf engem Raum angebracht müssen die Komponenten des Energieübertragungssystems zuverlässig den Betrieb verrichten. Als hochseetaugliche Schnittstelle für MV- und HV-Kabelsysteme hat sich die trockene, steckbare Anschlusstechnik CONNEX der Fa. PFISTERER bestens auf offshore-Plattformen etabliert.

Abstract

Systems on offshore platforms have to fulfil specific requirements. Adapted to environmental conditions like salt water, without impact on the ecosystem of the oceans, placed on limited space the components of the energy transmission system have to perform reliably. The dry-type pluggable cable termination system "CONNEX" from PFISTERER is a well-established interface solution for offshore application – for MV as well as HV cable systems.

1 EINLEITUNG

Wasserfläche nimmt den größten Teil der Erdoberfläche ein. Den Hauptanteil hiervon belegen die Weltmeere. Es ist daher folgerichtig, dass Wasserflächen, speziell Meerwasserflächen, vermehrt genutzt werden. Sogenannte offshore-Plattformen werden errichtet, um eine entsprechende Infrastruktur auf dem Meer, entfernt vom Festland zu errichten. Anwendungsfelder sind z.B. Öl-/Erdgas-Bohrplattformen oder Umspannplattformen von offshore-Windparks.

Bekannt durch die lange Geschichte der Seeschifffahrt sind besondere Anforderungen an Material und Zuverlässigkeit auf dem Meer zu erfüllen.

- Umgebungsbedingungen wie Salzwasser, Sonneneinstrahlung.
- Umweltanforderungen zum Schutz der Weltmeere
- Besonderheiten auf offshore-Plattformen wie z.B. enge Platzverhältnisse für eine gesamte Infrastruktur, Aufbau der Anlagen im Trockendock (inkl. Prüfmöglichkeit) und anschließender "Plug-and-Play"-Zusammenbau am endgültigen Aufbauort auf See, hohe Zuverlässigkeit der gesamten Anlage

2 ANSCHLUSSTECHNIK FÜR HV- UND MV-KABELSYSTEME

Der Energieversorgung auf offshore-Plattformen kommt eine besondere Bedeutung zu. Ohne elektrische Energie ist ein Betrieb der Anlage nicht möglich (abgesehen von einem Notbetrieb). Hauptaufgabe von Umspannplattformen in offshore-Windparks ist die Übertragung der durch Windenergieanlagen (WEA) erzeugten Energie in das öffentliche Stromnetz auf dem Festland. Der wirtschaftliche Betrieb dieser offshore-Anlagen ist maßgeblich auf zuverlässige Technik im Bereich der elektrischen Energieübertragung angewiesen.

Von besonderer Bedeutung sind die Anschlusssysteme für Mittelspannungs- (MV-) und Hochspannungs-(HV-) Kabelsysteme. Ideal ist hierfür eine universelle hochseetaugliche Schnittstelle zwischen Betriebsmittel (Transformator / WEA / gasisolierte Schaltanlage (GIS)) und MV-/HV-Kabel.

Die Besonderheiten, die die steckbare Anschlusstechnik für offshore-Anwendungen qualifiziert, werden im Folgenden detailliert vorgestellt:

2.1 Umgebungsbedingungen

Aus der Seeschifffahrt bekannt müssen die Anlagen, Komponenten und Systeme den harten Umgebungsbedingungen auf See standhalten. Für die Anschlusstechnik der Kabelsysteme seien hier insbesondere die Anforderungen der Salzwasserumgebung genannt. Im Zusammenhang mit Salzwasser muss besonderes Augenmerk auf Metallkomponenten gelegt werden [1].

Wie diese besonderen Anforderungen Berücksichtigung finden, wird am Beispiel des CONNEX Kabelanschlusssystems der Firma PFISTERER vorgestellt.

Das CONNEX Kabelanschlusssystem ist ein gekapseltes Stecksystem. Dies bedeutet, dass ein Metallgehäuse auf Erdpotential eine berührungssichere Barriere zu den spannungsführenden Teilen vorweist. Das Metallgehäuse schützt zudem das innere Stecksystem vor mechanischen Beanspruchungen sowie Umwelteinflüssen, wie z.B. Feuchtigkeit, UV-Strahlung und Salzwasser. Die Abbildung 1 zeigt die Anordnung der Komponenten des CONNEX Kabelanschlusssystems.

Folgende Komponenten müssen an die Umgebungsbedingungen angepasst sein:

- 1. Betriebsmittelseitig
 - a. Geräteanschlussteil
 - b. Spannring
- 2. Kabelseitig
 - a. Flanschglocke
 - b. Befestigungsschrauben
 - c. Erdungslitzen zur Potentialanbindung der Flanschglocke ans Erdpotential
 - d. Schrumpfschlauch



Abbildung 1: Darstellung der verschiedenen Komponenten eines Kabelanschluss-Systems, die den Umgebungsbedingungen auf offshore-Plattformen widerstehen müssen

Sämtliche Metallkomponenten sind gemäß DIN 81243-4 [2] für die Anwendungen in Seeatmosphäre vorgesehen.

Bei den Befestigungsschrauben handelt es sich um ein bewährtes Produkt, welches in einem bekannten offshore-beständigen Material zur Verfügung steht, das auch in der DIN 81243-4 für korrosionsbeständig klassifiziert ist: Nichtrostender Stahl: 1.4401 (X5CrNiMo17-12-2, bekannt als V4A). In der Norm ist dieser Werkstoff in der Werkstoffuntergruppe FE1 gelistet (beste Korrosionsklasse).

Bei Spannring und Flanschglocke handelt es sich um produktspezifische Komponenten, welche im Metallgussverfahren hergestellt werden. Eine geeignete Aluminiumlegierung in Hinblick auf offshore-Beständigkeit und Eignung für das Herstellverfahren ist AlSi7Mg [2] (Werkstoffuntergruppe AL6). In Punkto Korrosionsverhalten bzw. Abtragungsgeschwindigkeit, als Maß für die Korrosion, ist das

aufgeführte Material klassifiziert in "vernachlässigbar" bzw. "nicht messbar" und somit bestens für raue offshore-Bedingungen geeignet.

Als Nachweis zur Eignung der Materialwahl bei allen CONNEX Produkten für offshore-Anwendungen wurden diese durch die Firma Germanischer Lloyd zertifiziert. Germanischer Lloyd ist ein Klassifizierungsunternehmen, das Produkte und Systeme für den Einsatz in maritimer Umgebung überprüft. Dazu gehört neben der Auswahl geeigneter Materialen auch der Nachweis durch Prüfungen in der Salznebelkammer oder eine Alterung unter UV-Licht.

2.2 Umweltanforderungen

Offshore-Plattformen werden auf hoher See errichtet. Die Weltmeere sind Lebensraum vieler Lebewesen. Der Schutz dieses Lebensraums ist von wichtiger Bedeutung. Daher ist es folgerichtig die künstlich errichteten offshore-Plattformen umweltverträglich in diesen Lebensraum zu integrieren. Bei der Anschlusstechnik von MV- und HV-Kabeln kann dieser Punkt Berücksichtigung finden durch:

- 1. Steckbare Anschlusstechnik in trockenem Design
- 2. Freigabe von natürlichen Isolierflüssigkeiten für Transformatoren und Drosselspulen

Ein trockenes, steckbares Kabelanschlusssystem zeichnet sich dadurch aus, dass die Isolierkomponenten aus einem Feststoff bestehen. Somit sind bei der Montage keinerlei Isolierflüssigkeiten nötig. Die Isolierflüssigkeiten basieren in der Regel auf mineralischen Ölen, die aus umwelttechnischer Sicht möglichst zu vermeiden sind. Im Beispiel des CONNEX Kabelanschlusssystems wird als Isoliermedium ein Silikonisolierteil in Kombination mit einem Gießharz-Geräteanschlussteil verwendet. Das Geräteanschlussteil stellt die Schnittstelle zum Kabelanschlussteil dar und verschließt das Betriebsmittel (GIS, Transformator, Spule) zuverlässig. Das Silikonisolierteil wird mit dem Kabelanschlussteil auf dem Kabelende montiert und in das Geräteanschlussteil eingesteckt. Die Kombination Kabelanschlussteil und Geräteanschlussteil stellt eine sichere Verbindung zwischen Kabel und Betriebsmitteln her. Durch die Feststoffisolation kann in keinem Fall eine Flüssigkeit aus dem Kabelanschlusssystem austreten [3].

Die Verwendung von natürlichen Isolierflüssigkeiten in Transformatoren betrifft nur indirekt das trockene, steckbare Kabelanschlusssystem. Natürliche Isolierstoffe, wie z.B. Esteröl, punkten im Vergleich zu mineralischen Isolierstoffen, wie z.B. Mineralöl, durch deren bessere Ökobilanz: schneller biologisch abbaubar und weniger toxisch. Für das Kabelanschlusssystem von Bedeutung ist der elektrische Parameter der Permittivität ε_r .

Änderungen an den dielektrischen Parametern von Isolierstoffen beeinflussen die elektrische Feldverteilung der installierten Komponenten, insbesondere bei geometrischen und/oder refraktiven Feldsteuerungen. Die Variation der Permittivität ε_r verschiebt das elektrische Feld in den unterschiedlichen Isoliermaterialien. Durch die Verwendung von Ester-Ölen statt Mineralölen werden beim CONNEX System einige Bereiche der Feststoffisolation stärker belastet [Abbildung 2], wobei andere Bereiche entlastet werden. Trotz dieser Verschiebungen kommt es an keiner Stelle zu unzulässigen Feldbelastungen in den unterschiedlichen Isolierbereichen. Sämtliche Simulationen zeigen, dass weder im Gießharz, noch im Silikonteil die Grenzwerte überschritten werden. Bei gleichen geometrischen Abmessungen treten auch im Ölvolumen (Ester) keine unzulässig hohen Feldstärken auf. Diese Zuverlässigkeit des CONNEX Systems konnte durch bestehen der Normprüfungen nach IEC 60137 [4] in Ester-Öl bestätigt werden.



Abbildung 2: Feldverschiebung in Mineralöl (links) zu Esteröl im Bereich des Gießharzes

2.3 Besonderheiten offshore-Plattform: Platzbedarf, Prüfbarkeit, Konfigurierbarkeit, Flexibel

Offshore-Plattformen sind künstlich errichtete Anlagen, bei denen jeder Quadratmeter, jeder Kubikmeter umbauter Raum Geld kostet und die Wirtschaftlichkeit des Projektes gefährden kann. Ziel bei der Projektierung ist daher eine optimale Raumausnutzung bei Reduzierung der Grundfläche.

Die Kompaktheit eines trockenen, steckbaren Kabelanschlusssystems vereinfacht diese Zielvorgabe, da auch die Betriebsmittel kompakter gestaltet werden können [5]. Im Vergleich zum Öl-gefüllten Kabelanschlusssystem reduziert sich beim trockenen Kabelanschlusssystem die Einbautiefe in GIS oder Transformator um bis zu 47% [6]. Beim Einsatz des trockenen, steckbaren CONNEX Kabelanschlusssystems können sogar mehr als 50% der Einbautiefe eingespart werden, während die gleichen elektrischen Normvorgaben für GIS [7], Transformator [4] oder Kabelgarnitur [8, 9] weiterhin vollständig erfüllt werden.



Abbildung 3: Kompakter Kabelanschluss durch trocken, steckbare Kabelanschlusstechnik (a. Ölgefüllter Kabelanschluss, b. trockener, steckbarer Kabelanschluss CONNEX) reduziert die Einbautiefe um z.T. mehr als 50%

Das trockene steckbare Kabelanschlusssystem bietet weitere Vorteile eine Anlage kompakt zu gestalten. Das Geräteanschlussteil bietet als universelle Anschlussschnittstelle die Möglichkeit verschiedene Systemkomponenten anzuschließen. Neben dem klassischen Kabelanschlusssystem kann z.B. ein Überspannungsableiter als Schutzeinrichtung an das Betriebsmittel angeschlossen werden (Abbildung 4). Das gekapselte System des Überspannungsableiters erlaubt eine Anordnung der Komponenten ohne die Berücksichtigung von Isolationsabständen in Luft. Beim CONNEX ist die Hochspannung komplett innerhalb des geerdeten Gehäuses berührungssicher gekapselt, so dass auch umliegende Systeme in unmittelbarer Nähe angeordnet werden können.

Der weitere Pluspunkt des steckbaren Überspannungsableiters ist die Kontaktierung der Hochspannung innerhalb der Kapselung des Betriebsmittels. Das Kabelsystem führt in geschirmter Weise die Hochspannung von A nach B und an keinem Punkt ist ein offenes Hochspannungspotential mit konventionellen Überspannungsableitern kontaktierbar. Zusätzlich schützt das geschirmte Kabelsystem mit seinen gekapselten Anschlusskomponenten alle hochspannungsführenden Teile vor negativen Umwelteinflüssen, was insbesondere bei offshore-Anwendungen von Bedeutung ist. Zwar lässt sich auch ein gasisolierter Überspannungsableiter in gekapselter Bauweise für diese Anwendung einsetzen. Im direkten Vergleich punktet der steckbare Überspannungsableiter durch folgende Eigenschaften [10]:

- Trockenes Feststoff-Isoliersystem, kein Einsatz von flüssigen oder gasförmigen Isolierstoffen
- Kein Druckbehälter
- Kein Monitoring vonSF₆-Gas
- Wartungsfrei
- Schnelle Installation und Inbetriebnahme
- Schnelle und einfache Prüfung des Betriebsmittel möglich
- Schneller Austausch nach Überlastung durch steckbare Verbindung



Abbildung 4: Der steckbare Überspannungsableiter als gekapseltes Schutzelement für Betriebsmittel primär- und sekundärseitig

Ein Fundament der Wirtschaftlichkeit eines offshore-Projektes ist der zuverlässige Betrieb des gesamten Systems. Basis hierfür ist die Zuverlässigkeit der einzelnen Komponenten. Eine Verwendung von vorgeprüften Einzelkomponenten und abschließende Tests von Teilsystemen unterstützen das Erreichen einer optimalen Systemzuverlässigkeit.

Das CONNEX Kabelanschlusssystem bietet die Möglichkeit in verschiedenen Projektstadien die Funktion der Komponenten, der Teilsysteme oder des Gesamtsystems zu prüfen.

Nach dem Herstellprozess durchlaufen die Einzelkomponenten für Kabelanschlussteil und Geräteanschlussteil getrennt die jeweils passende Prüfprozedur im Herstellerwerk. Z.B. werden beim HV-CONNEX die Hauptisolationskomponenten von Kabelanschlussteil – das Isolierteil – und das Geräteanschlussteil nach den jeweils relevanten Anwendungsfeldern elektrisch stückgeprüft.

Somit steht z.B. einer Abschlussprüfung nach Einbau in GIS oder Transformator in deren Herstellerwerk nichts im Wege [5]. Ein erfolgreich geprüftes Teilsystem (GIS oder Transformator) steht beim Versand vom Herstellerwerk zur offshore-Plattform zur Verfügung und muss auf der offshore-Plattform für Montagearbeiten am Kabelanschlusssystem nicht mehr geöffnet werden. Zusätzliche Fehlerquellen werden reduziert.

Bevor Betriebsmittel auf der offshore-Plattform installiert werden, kann unabhängig davon die Kabellegung auf der Plattform erfolgen. Die installierten Energiekabel mit montierten Kabelanschlussteilen können vor Ort im Gesamten, als Teilsystem, geprüft werden. Hierfür stehen verschiedene Komponenten der CONNEX Serie zur Verfügung zum Anschluss und Verbinden der Prüfgerätschaften:

- CONNEX Prüfkabel mit Freiluftendverschluss
- CONNEX Muffen zur Verbindung von zwei Kabeln mit montieren Kabelanschlussteilen

• CONNEX Winkelmuffe in Verbindung mit einer CONNEX steckbaren Durchführung bzw. eines CONNEX Prüfadapters.

Die verschiedenen, vorgeprüften Einzelkomponenten erleichtern verschiedene Prüfszenarien an Teilsystemen oder bei der Inbetriebnahme des Gesamtkabelsystems auf einer offshore-Plattform.



Abbildung 5: Vor Ort Prüfung eines Kabelsystems einer offshore-Plattform mit vorgeprüften CONNEX Komponenten

Als zuverlässige Schnittstelle zwischen Betriebsmittel und Hochspannungskabel müssen Kabelanschlüsse neben dielektrischen Funktionen wichtige mechanische Anforderungen erfüllen. Denn auf jede Kabelverbindung wirken mechanische Kräfte, die kompensiert werden müssen. Für besonders anspruchsvolle Anwendungen wie auf Offshore-Plattformen hat PFISTERER eine kompakte Kompensationsschelle entwickelt.

Jedes Kabel in Betrieb dehnt sich infolge von Erwärmung aus. Diese Bewegung kann CONNEX im Bereich von bis zu mehreren Millimetern kompensieren, indem sein Kontaktkonus mittels einer Spezialformung als Gleitlager ausgeführt ist (Abbildung 6, Punkt A). Da das Kabelstück zwischen Lagerpunkt A und B (Abbildung 6) aber nur einige Dezimeter (dm) betragen, beträgt die Längenänderung nur Bruchteile von Millimetern. Unabhängig davon wirken Kabelgewicht und Steckposition auf die Verbindung. Je größer der Kabelquerschnitt, umso größer die Kräfte, die bei senkrechter Kabellage verstärkt wirken.

Potenzieller Angriffspunkt der Gewichtskraft ist die Flanschglocke des CONNEX Kabelanschlussteils. Hierin befindet sich die Feder, die das Isolierteil des Kabelanschlussteils in das anlagenseitige CONNEX Geräteanschlussteil presst. Würde das Kabelgewicht gegen diese Feder arbeiten, wäre die optimale Kontaktkraft nicht erreichbar. Dies wird verhindert durch die Fixierung des Kabels mit einer Kabelschelle. Eine Fixierung und Zentrierung des Kabels am Kabelanschlussteil erfolgt mittels Doppelkonus mit Bajonettverschluss und Kompression eines EPDM-Ringes (Abbildung 6, Punkt B). Auch Querkräfte infolge von Kabelbewegungen werden durch fixe Kabelschellen auf Stahlgerüsten abgefangen. Die erste Schelle zur Anlage hin stellt den dritten Fixpunkt dar (Abbildung 6, Punkt C). Sie muss zentrisch zur Kabelführung und mit einem maximalen Abstand von 800 mm zur Flanschglocke angebracht sein.

Nicht jede Einbausituation erlaubt dies.

Entweder kann die Kabelschelle nicht ordnungsgemäß platziert werden (Platzmangel) oder das mechanische System wird ausgehebelt. Insbesondere auf offshore-Plattformen werden Transformatoren wegen ihrer Eigenvibration häufig schwingend gelagert, während sich das Kabelgerüst und die erste Schelle weiter entfernt auf dazu relativ starrem Grund befinden. Daraus resultieren gegenläufige Kabelbewegungen, die das Kabelanschlusssystem vermehrt belasten. Um auch solche Situationen sicher zu beherrschen, hat PFISTERER eine zusätzliche Kompensationsschelle entwickelt (Abbildung 6, Punkt D), die erstmals im offshore-Windpark Global Tech I eingesetzt wird.



Abbildung 6: Mechanisches Wirkprinzip eines Kabelanschlusssystems

Die Kompensationsschelle kann beispielsweise bei einer maximalen Querkraft von 1500 N im Abstand von 800 mm vom Anlagenflansch die Auslenkung am Kabel auf unter 20mm begrenzen. Ohne die Kompensationsschelle würde diese Kraft zu einer Auslenkung Faktor 10 größer führen. Somit wird die auftretende Kabelauslenkung am HV-CONNEX Geräteanschlussteil auf zulässige Werte begrenzt und die Konzentrizität von Kabel- und Geräteanschlussteil gewährleistet. Aus salzwasserbeständigem Material (nichtrostender Stahl 1.4401, V4A) gefertigt ist die Kompensationsschelle für den offshore-Einsatz bestens gerüstet.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Auf offshore-Plattformen müssen besondere Anforderungen von den Systemen erfüllt werden. Angepasst an die Umgebungsbedingungen des Salzwassers, ohne Beeinträchtigung des Ökosystems Weltmeere, engem Raum angebracht müssen die Komponenten der auf des Energieübertragungssystems zuverlässig den Betrieb verrichten. Zertifizierungen durch den Germanischen Lloyd bestätigen zuverlässige, korrosionsfeste Materialien, die den Umgebungsbedingungen auf See gewachsen sind. Bei hohen Umweltanforderungen punktet die trockene, steckbare Anschlusstechnik durch die Verwendung von Feststoffen als Isolationsmedium. Gleichzeitig erlaubt das System neben mineralischen Ölen auch synthetische und natürliche Ester als Isolierflüssigkeit in den angeschlossenen Betriebsmitteln. Projektplaner unterstützt die trockene, steckbare Anschlusstechnik bei beengten Raumverhältnissen durch kompakte Einbaumaße, Flexibilität bei der Komponentenwahl und Zuverlässigkeit durch universelle Prüfbarkeit von Komponenten, Teilund Gesamtsystem. Als hochseetaugliche Schnittstelle für MV- und HV-Kabelsysteme hat sich die trockene, steckbare Anschlusstechnik CONNEX der Fa. PFISTERER bestens auf offshore-Plattformen etabliert.

LITERATUR

- DIN 81249-1: Korrosion von Metallen in Seewasser und Seeatmosphäre – Teil 1: Begriffe, Grundlagen
 DIN 81249-4:
- Korrosion von Metallen in Seewasser und Seeatmosphäre Teil 4: Korrosion in Seeatmosphärek
- [3] R. Grund, M. Zerrer, Dr. T. Klein: "*Plug and Play" - Anspruch oder Fiktion an die Hochspannungstechnik*; Stuttgarter Hochspannungssymposium 2010
- [4] IEC 60137
 Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V [5] Dr. R. Maier, M. Schuster, Dr. T. Klein
- [5] Dr. R. Maier, M. Schuster, Dr. T. Klein 145kV-Kabelanschlusssysteme an Hochspannungsschaltanlagen; Netzpraxis, Sonderdruck (Nr. 06 145) aus Jg. 45 (2006), Heft 1-2, S. 30-32
- [6] IEC 62271-209
 High-voltage switchgear and control gear –Part 209: Cable connections for gasinsulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV Fluid-filled and extruded insulation cables Fluid-filled and dry-type cable-terminations
- [7] IEC 62271-203 Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV
 [8] IEC 60840
 - Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) Test methods and requirements
- [9] IEC 62067
 Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) Test methods and requirements
 [10] Dr. K. Stairfald, D. Crand, M. Zamura
- [10] Dr. K. Steinfeld, R. Grund, M. Zerrer Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter für Hochspannung, Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings

Urs Krüsi ABB Switzerland Ltd., MICAFIL Bushings urs.kruesi@ch.abb.com Switzerland

Zoran Zic ABB Switzerland Ltd., zoran.zic@ch.abb.com Switzerland Ansgar Dais ABB Switzerland Ltd., MICAFIL Bushings ansgar.dais@ch.abb.com Switzerland

Daniel Egger ABB Switzerland Ltd., MICAFIL Bushings daniel.egger@ch.abb.com Switzerland

MANAGEMENT SUMMARY

A new Resin-Impregnated Synthetics (RIS) paper-free technology of high-voltage, dry, fine-graded condenser bushings is presented. When compared to Oil-Impregnated Paper (OIP) and Resin-Impregnated Paper (RIP) bushings, in RIS technology paper is replaced by polymeric fibre fabric which does not attract nor absorb humidity. The core wound of the fabric is impregnated with filled epoxy resin, which, after hardening, is directly coated by a silicone insulator. Using the filled epoxy resin, the core can be hardened in a short-time process, while drying of the core prior to impregnation can be entirely eliminated. The above features result in an uncommonly short manufacturing time for a high-voltage bushing.

A family of oil-air bushings based on the new RIS technology for voltages from 24kV to 170kV, has been developed and tested. The performed design tests have proven that the dielectric, thermal and lifetime properties of the RIS bushings surpass or are at least as good as those of the RIP cores. Climatic chamber test have shown that the RIS material absorbs almost no water and that its dielectric loss is not dependent on long exposure to extremely high humidity. This allows for easy transportation, uncritical storage in the period of installation and reliable performance in service. The life cycle environmental impact of the new RIS bushings is roughly analyzed, expressed as the carbon footprint, and compared to the RIP technology showing similarly small impact of both technologies with a slight advantage towards the RIS technology.

Type tests for the RIS bushings according to IEC and IEEE standards have been passed (however, bushings are not manufactured to the IEEE dimension standards) and first pilot installations have been agreed with electrical utilities for which the bushings have been commissioned in 2011. The developed family of RIS bushings covers oil-air bushings but the technology can be used for other fields of applications also.

1. INTRODUCTION

A high voltage bushing is a device used to carry current at high potential through a grounded barrier. A simplest bushing type, a stud or bulk type bushing has no condenser and typically uses porcelain or cast resin as its main insulation material. Stud bushings are available for lower system voltages, where no fine field-grading is needed. For higher voltages condenser bushings, also called fine-graded or capacitance-graded bushings, are used. The aim of the condenser bushing is to reduce the maximal field stress and optimize the field distribution in both axial and radial direction.

In the traditional technologies of condenser bushings, the main electrical insulation consists of a band of paper, coiled-up around a conductor or supporting tube, which is subsequently impregnated by oil or epoxy resin. During winding, sheets of electrically conductive material are inserted between layers of wound paper band to form field-grading layers of the condenser core of the bushing, concentrically arranged around the conductor, as shown in Figure 1. More detailed description of the technology can be found e.g. in (1).



Figure 1: Forming of the condenser core of a fine-graded bushing.

One of the first technologies used in production of condenser bushings for more than 100 years was Resin Bonded Paper - RBP technology. RBP bushings are produced from resin coated paper and wound in an uncontrolled workshop environment. During the heating process air could be trapped inside the core forming voids after curing. RBP bushings are subsequently not free from partial discharges, have regularly a high dissipation factor and RBP cores are not gas tight and so not applicable for SF6 apparatuses. Nowadays most utilities do not accept RBP bushings anymore. Most major bushing suppliers have discontinued their manufacturing.

The second well known technology and today still predominant, covering more than 60% of worldwide demand, is the Oil Impregnated Paper – OIP technology. The condenser core is impregnated with transformer grade mineral oil and placed inside an insulating envelope built up from porcelain or composite, which keeps the bushing tight. OIP bushings can be manufactured with low capacitive loss and free of partial discharges. The condenser core remains in a liquid phase throughout its entire life, what could cause leakage problems. The bushing is not pressure-free and not explosion-proof. Transportation, handling and installation must be done according to strict rules.

The state-of-the art technology is Resin Impregnated Paper – RIP technology. RIP bushings have a curable resin impregnated condenser core that is in direct contact with the transformer oil or any other clean media. For outdoor application either a porcelain or composite insulator will be used. While OIP production is a relatively straightforward and forgiving process, impregnation with epoxy resin requires a much more controlled environment, including the continuous monitoring of the process in a hermetically sealed vessel. RIP bushings provide a list of significant advantages, such as being fully dry and pressure-free, high temperature class, partial discharge free, low dielectric losses, fire

resistant, outstanding mechanical properties. Because of those characteristics, the RIP bushings provide major benefits, like: transportation, storage and installation at any angle, possibility of energizing immediately after installation and an excellent seismic withstand capability.

In both OIP and RIP technologies the application of relatively dense paper limits the impregnation process to the use of a liquid, unfilled, low-viscosity insulation medium. In (7) and in this paper we describe a novel paper-free condenser bushing technology in which the dense paper is substituted by a fabric made of synthetic polymer fibers. Such fabric can be impregnated by liquids of much higher viscosity, including particle-filled resins, which opens new prospects for further optimization of both manufacturing technology and finished product properties of a dry high-voltage bushing. We will further refer to this novel technology of dry bushings as the resin-impregnated-synthetics (RIS) technology.

In the second section of this paper we describe the main features of the new technology and describe a family of oil-air bushings developed accordingly. In Section 2 we roughly analyzed the life cycle environmental impact of the RIS bushings and compare it to the RIP technology. Section 3 describes the main design and type tests performed with the RIS bushings and in Section 5 we demonstrate how the elimination of paper from the insulating material has led to virtually no humidity absorption of the RIS bushings. Section 5 gives brief information about the experience gained with the RIS bushings in field installations, while Section 6 summarizes the conclusions of the paper.

New technology for dry fine-graded bushings – Resin Impregnated Synthetics (RIS)

As mentioned in the Introduction, the application of relatively dense paper in the OIP and RIP technologies limits the impregnation process to the use of a liquid, low-viscosity insulation medium. In the new, paper-free RIS technology, the dense paper is substituted by a fabric made of synthetic polymer fibers. Such fabric can be impregnated by liquids of much higher viscosity, including particle-filled resins. In particular, alumina- or silica-powder filled epoxy resin can be used, an insulating material proven for decades in other high- and medium-voltage applications. Application of filled epoxy resins opens way to outstanding technical improvements of the bushing technology, such as better thermal properties of the material and shorter, less energy intensive manufacturing processes. One of the early prototypes of a condenser core of a RIS bushing is shown in

Figure 2. The wound structure, prior to impregnation, is also shown compared to the traditional one made of paper.



Figure 2: Early prototype of RIS bushing condenser core manufactured at ABB in 2004 (left) and its wound fabric structure compared to one made of paper (right).

Using the filled epoxy resin, the condenser core can be molded and hardened in a short-time process. The drying of the core prior to impregnation can be entirely eliminated due to no humidity absorption by the fibers. For the air exposed parts of the bushing, the condenser core can then be directly over molded by silicone elastomer material, forming the external insulator with its shape and properties providing the required creepage length and electrical insulation characteristics in outdoor conditions. The above features result in an uncommonly short manufacturing time for a high-voltage bushing.



Figure 3: Family of oil-air bushings manufactured in the new RIS technology for voltages from 24kV to 170kV.

A family of oil-air bushings with silicone external insulators for voltages from 24kV to 170kV has been developed based on that new technology and is shown in Figure 3. The RIS bushings of the family fulfill all specifications required by the standard IEC 60137 (2008) (2). The electrical, thermal and mechanical properties are specified also according to the relevant IEEE standards (3).

The new RIS bushings are characterized by a very low electrical loss factor, typically below 0.35% while the electrical design of the bushings and the void-free impregnation process allow for partial discharge (PD) free operation up to twice maximal phase-ground operating voltage, specified at the PD measurement background noise of 2pC. This performance, equivalent to that of to the state-of-the-art RIP bushings, is significantly higher than the minimum required by IEC standards which specifies a loss factor <0.7% and PD levels of 10pC at 1.5 and 5pC at 1.05 times maximal phase-ground operating voltage, respectively.

The creepage distance of the silicone insulators of the developed RIS bushings allow for operation of the bushings in environment of pollution severity class e (very heavy) according to IEC 60815-1 (2008) (4). The angle of mounting is allowed from vertical to horizontal ($0^{\circ} - 90^{\circ}$) due to the dry structure of the bushings.

2. PRODUCT LIFE CYCLE ASSESSMENT

In order to assess the environmental impact of the new product, estimation was carried out to compare the new RIS bushings with the conventional RIP technology. The main focus of this screening was the evaluation of the electric losses and the impact of the used materials.

123 kV oil-air transformer bushings were selected for the analysis. As an underlying assumption the overall life time of the bushings was taken at 25 years and the most frequent load was assumed to be at the order of 50% of the rated current, which corresponded to the common value of 875A for both bushings and resulted in the transmitted power of 62MVA.

Based on those assumptions the accumulated energy consumption due to the electric losses over 25 years of operation of the bushing was calculated to be of about 72MWh for both of the investigated bushing technologies. This will result in an emission of approximately 4500 kg CO2.

The impact of those losses is shown in Figure 4, together with the CO2 emission equivalent impact of the materials used in both bushings. The electric loss related impact dominates the total value which is for both bushings of below 5000kg CO2. This CO2 emission during 25 years of operation roughly corresponds to 33,000 km driven by a typical car of the emission of 150g/km. In conclusion, both the RIP and the RIS technologies are characterized by the very low environmental impact.



Figure 4: CO2 emission equivalent of the impact from materials and losses (at 50% load) over the lifetime of 25 years compared for the investigated RIP and RIS bushings.

The result of the detailed analysis of the product material impact included in Figure 4 is shown in Figure 5. It can be seen that with the new RIS technology some reduction of the environmental impact of the used materials can be obtained. This is mainly due to the lower amount of materials of significant impact, such as aluminum and epoxy resin, applied in the RIS bushing.



Figure 5: CO2 emission equivalent impact from use of materials in investigated RIP and RIS bushings.

Energy consumption and related emissions during manufacturing, transport, maintenance, and end-oflife treatment were not included in this study. However, we have checked that for a typical 123kV oilair RIP bushing manufactured in ABB MICAFIL factory in Switzerland and transported to a remote area, such as China or Russia, the combined emissions related to transport and manufacturing do not exceed approximately 650kg CO2. The recycling of aluminum at the end of life of the bushing can reduce the total value of the CO2 emission balance by a fraction of the corresponding amount shown in Figure 5.

Thus, the manufacturing, transport and recycling related contributions, taken together, can change the total impact shown in Figure 4 by no more than 15%. Those contributions will not differ much for the RIS technology when compared to the RIP one. The eliminating of the drying process makes the manufacturing cycle of the RIS bushings less energy intensive, but this does not change the overall picture: a very low impact, similar for both the RIP and RIS technologies.

3. DESIGN- AND TYPE TESTS OF RIS BUSHINGS

The new family of the RIS bushings has passed all dielectric type tests required by the relevant IEC and IEEE standards, including power-frequency withstand, full-wave and chopped wave lightning impulse withstand, capacitance and loss factor measurements and partial discharges. As discussed in section 2, with the latter two points much higher requirements are posed in the test than those required by the standard.

Temperature rise type tests have also been done for the RIS bushing family and confirmed the specified current ratings. The RIS technology benefits from the thermal properties of the inorganic powder filled epoxy resin material. The measured thermal conductivity of the RIS insulation material, in the radial direction of the bushing, is more than twice higher than that of the RIP material. The comparison is shown in Figure 6. Measurements for both materials have been done at 95°C. The higher thermal conductivity of the RIS material gives more freedom in the thermal design of the bushings.



Figure 6: Thermal conductivity of RIS bushing insulating material, measured in radial direction, compared to that of RIP material at 95°C. The error bar shows the extreme values of the RIS to RIP thermal conductivity ratio measured.

The limits of the mechanical performance of the material have been tested on a 123kV transformer RIS bushing in a multiple-bending test, in which the cantilever force required to be withstood during 1 minute by the IEC standard (2) was applied up to 700 times to the bushing. After each of the cycles of bending of 100, 300 and 700 cycles in total, a full dielectric test including impulse testing has been applied to check the condition of the bushing. The test has been passed after each cycle without changes of the electrical properties of the bushing.

The structure of the RIS bushing, without parallel application of materials strongly differing in the coefficient of thermal expansion, together with the low-temperature performance characteristics of the materials themselves, results in good performance of the bushings even at extremely low temperatures. The RIS bushings have been tested down to -60°C.

In the performed example test, three temperature cycles from -60° C to $+100^{\circ}$ C have been applied to 36kV RIS bushings. The temperature decrease from $+100^{\circ}$ C down to -60° C was conducted within the time of 16h while the holding time at each temperature level was 38h. The 3 units, shown at test in Figure 7 have passed the full dielectric test, including lightning impulse, after the temperature cycling, demonstrating not changed performance of the samples.


Figure 7: 36kV transformer bushings in climatic chamber after the -60°C to +100°C temperature cycling.

To demonstrate the high performance of the RIS-Technology, the cantilever load and low temperature tests were combined on a 123 kV transformer bushing. The low temperature test consisted of three temperature cycles from -30° C up to $+40^{\circ}$ C. The duration of the complete test was nine days. In the same time, the bushing was bended 25'000 time with a bending load of 60% of the cantilever load according IEC 60137 class II.

After that, the bushing passed successfully the full dialectical type test including lightning impulse test and tightness test.



Figure 8: Test setup for cantilever load test in the climatic chamber (three temperature cycles from - $30^{\circ}C$ up to + $40^{\circ}C$)

To test the interface between the condenser core and the silicone insulator, a water immersion test (boiling water test) was performed on three 24 kV RIS bushings. One bushing was thermo-mechanical pre-stressed acc. IEC 60099-4 (6). The sample was bent to the specified long-term load. The direction of the load changed every 24 h. The temperature cycles have been performed in parallel to the long-term load. Two cycles from -40 °C to +60 °C have been applied with a cycle duration of 48h.

After pre-stressing, all three bushings were kept in a vessel with boiling deionized water with 1 kg/m3 of NaCl for 42 hours. The samples were fully immersed in water during the test.

Thereafter, all three bushings passed the full dielectric test acc. IEC 60137 type test specifications (2), including lightning impulse, capacitance and tan δ measurement. Afterwards the adhesion of the silicone insulator on the condenser core was tested. The testing procedure showed unchanged cohesive bond of the silicone.



Figure 9: Adhesion of silicone after water immersion test to epoxy (left) and to aluminium (right)

4. HUMIDITY ABSORBTION

The main challenge to master the RIP technology is to optimally dry and process the paper during the production, as well as to protect its dry condition during transportation, storage, installation and service. Insufficient measures in any of the mentioned stages can result in an increased dielectric loss factor and reduce the lifetime of the bushing.

In the new RIS bushing technology the paper, and thus cellulose, is eliminated from the insulating material. This drastically reduces its ability to absorb humidity. For the bushing this results in a very low electrical loss factor. Moreover, even though the condenser core is not protected by any humidity barrier such as external porcelain insulator or glass-fiber-epoxy tube, the loss factor is not dependent on the environmental conditions and the storage time prior to operation.

The humidity absorption of the RIS bushing has been tested in a controlled environment of a climatic chamber at 40°C and a relative humidity of 95%. This extremely high humidity conditions correspond to almost 50g/m3 absolute water content in air and is higher than the highest extreme value of 40g/m3, to be encountered anywhere on earth and only for a short time. The average values in the most humid climates are at least twice lower (5).

For the test the oil side of the bushing was protected with a metal cylinder to simulate the humidity penetration into the body only at the air side, as in real operation at a transformer. The value of the loss factor was measured at regular time intervals. For the measurement, the bushing was taken out of the climatic chamber, the metal cylinder was removed and the tan δ values were measured with an Omicron testing bridge as shown in Figure 10, without cooling down the bushing. The test was running for 205 days.

The results are shown in Figure 11. Those results correspond to the RIS condenser core coated by the silicone insulator. Anyway, as the humidity barrier properties of the silicone elastomer are very limited and taking the extremely long time of the measurement, it can be considered valid also for a naked RIS condenser core body. As shown in Figure 11, the loss factor has been very stable during the whole test period. Moreover, as discussed before, the initial room temperature value of tan δ is very low, less than a half of the maximum allowed by the IEC standard (1). The value of tan δ measured later on, during the test, is even lower as the loss factor of the applied RIS material decreases with increasing temperature till its minimum occurring at around 40°C – 60°C.



Figure 10: Testing loss factor of a 123kV oil-air RIS bushing outside the climatic chamber (visible in the back).



Figure 11: Time dependence of loss factor of a 123kV oil-air RIS bushing in extremely high humidity.

5. EXPERIENCE WITH PILOT INSTALLATIONS

Field experience with RIS bushings has been gathered at the Koeberg Insulator Pollution Test Station (KIPTS) in South Africa and with reference installations on transformers under operation in substations.

The test installation at the Koeberg Insulator Pollution Test Station (KIPTS) in South Africa consisted of two 123kV RIS bushings which were energized from April 2009 for one year. The KIPTS station, situated some 20km north from Cape Town, at the coast of the Atlantic Ocean, is often considered as the most severe outdoor pollution test station. It's characterized by very large daily temperature changes frequently exceeding 20°C and very high humidity. The pollution includes saline fog, industrial pollution and dust from agricultural areas. No failure of the electrical insulation was noted in any of the RIS bushings during or after the test.

The first reference installation on a transformer, including three 72.5 kV RIS bushings, was energized in June 2011 in Grynau substation operated by Axpo in Switzerland. Axpo is the second largest Swiss utility. The climatic conditions at the station can be regarded as moderate. The temperature varies between -15°C in winter to maximally 30°C in summer. The altitude is app. 400 meters above sea

level. An on-line monitoring system has been installed to be able to measure and record the characteristics of the bushings. The pictures in

Figure 12 show the installation at KIPTs and in Grynau.

The second reference installation has been installed in South Africa in a substation operated by ESKOM. It includes three 123 kV RIS bushings. The climatic conditions are sub-tropical with intense UV radiation and maximal ambient temperatures above 35°C.

The third reference installation is installed on two parallel transformers installed by BKW in Switzerland. They include two times three 145 kV RIS bushings and one 72.5 kV RIS bushing for neutral point. The climate is moderate with cold and humid conditions in early winter time.



Figure 12: Test installation of two 123kV oil-air RIS bushings at KIPTS test station in South Africa prior to energizing (left); one of three 72.5kV RIS bushings operating at a large distribution transformer at Axpo's substation Grynau in Switzerland (middle) and its connection to the monitoring system (right).

6. CONCLUSIONS AND OUTLOOK

The new resin-impregnated synthetics (RIS) paper-free technology of dry fine-graded condenser bushings has been developed and tested. In RIS bushings the paper is replaced by polymeric fiber fabric which does not attract nor absorb humidity. Climatic chamber test have shown that the RIS material absorbs almost no water and that its dielectric loss is not dependent on long exposure to extremely high humidity. This allows for easy transportation, uncritical storage in the period of installation and reliable performance in service.

The performed design tests have proven that the dielectric, thermal and lifetime properties of the RIS bushings surpass or are at least as good as those of the RIP cores. Thus a new product family of oil-air bushings based on the RIS technology for voltages from 24kV to 170kV has been developed and successfully tested. The developed family of RIS bushings covers oil-air bushings only but the technology can be used for higher voltages and other bushing types as well. Further research and development will be needed to fully explore the limits of this new technology.

Pilot installations with RIS bushings have been commissioned in 2011 to gain field experience. Market introduction has started February 2012.

The worldwide trend to shift from OIP to dry type bushings will be accelerated due to the new features of RIS.

7. LISTING OF REFERENCES

- [1] J.S. Graham, *"High Voltage Bushings"*, High voltage engineering and testing, edited by Hugh M. Ryan, The Institution of Electrical Engineers, London, 2001.
- [2] International Standard IEC 60137, Insulated bushings for alternating voltages above 1000V, Edition 6.0 (2008)
- [3] IEEE Standard C57.19.00-1991, General Requirements and Test Procedure for Power Apparatus Bushings (1991);
- [4] IEEE Standard C75.19.01-2000, Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings (2000).
- [5] International Standard IEC 60815-1, Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles, Edition 1.0 (2008)
- [6] International Standard IEC 60721-2-1, Classification of environmental conditions Part 2-1: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity, Edition 1.1 (2002)
- [7] IEC International Standard 60099-4, Surge arresters Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems, Edition 2.2 (2009-05)
- [8] D. Egger, U. Krüsi, A. Dais, Z. Zic, W. Odermatt, J. Czyzewski, J. Rocks, *"New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings"*, A2-211, CIGRE Session 2012, Paris

8. BIOGRAPHY

Urs Krüsi is heading the Technology Center Switzerland for Transformers with in ABB Switzerland Ltd.

Before assuming this position, Urs Krüsi was leading the R&D and Enineering department of MICAFIL bushings in ABB Switzerland Ltd. Before that, he had various position in the R&D department for Gas Insulated Switchgears in ABB Switzerland, Zurich. In this position he has been a member of CIGRE WG A3.07 Controlled Switching, WG B3.22 Technical Requirements for Substations Exceeding 800 kV and WG C4.306 Insulation Coordination for UHV AC Systems. He is a member of IEC TC36A/MT5.

Urs Krüsi holds a Doctor Degree in Electrical Engineering from the Swiss Federal Institute of Technology.

Ansgar Dais is Technology Manager of ABB Switzerland Ltd., High Voltage Components, MICAFIL bushings. His department is responsible for the development and design of RIP and RIS bushings and the development and improvement of the respective production processes.

Before taking this position, Ansgar Dais was responsible for the R&D team for MICAFIL bushings in ABB Switzerland, Zurich. Ansgar Dais was responsible for various product developments and is author of different patents for RIP and RIS bushings.

Ansgar Dais holds a Master of Science in Electrical Engineering from the University of Stuttgart.

Zoran Zic is Marketing Manager at ABB Transformer Insulation and Components. In this position he is responsible for the worldwide marketing of bushings, tap changers and insulation materials produced by ABB.

Previously he was Business Development Manager at ABB Switzerland, MICAFIL, where he came in 1996. He started his career with high voltage components already in 1989 at Haefely, Switzerland. Before that he was working for Siemens and as Assistant Professor at the Faculty of Electrical Engineering, University of Zagreb, Croatia. He holds Master of Science in Electrical Engineering from the same University.

Daniel Egger is Sales and Marketing Manager for MICAFIL bushings in ABB Switzerland Ltd., Zurich. In his position he has the worldwide responsibility for Sales, Marketing, Service and Order Handling for MICAFIL bushings.

In his previous position Daniel Egger was heading the process engineering team for MICAFIL bushings in ABB Switzerland Ltd., Zurich. In this role he was responsible for production process optimization and quality. Furthermore he was the project manager for launching the RIS technology.

Daniel Egger holds a Master of Science of the Swiss Federal Institute of Technology.

Einsatz umweltfreundlicher Isolierflüssigkeiten unter Berücksichtigung tiefer Temperaturen

Mark Jovalekic, Stefan Tenbohlen Institut für Energieübertagung und

Hochspannungstechnik Universität Stuttgart mark.jovalekic@ieh.uni-stuttgart.de Jörg Harthun*, Tobias Stirl ALSTOM Grid Deutschland *joerg.harthun@alstom.com

KURZFASSUNG

Der sich ständig erhöhende Bedarf an elektrischer Energie verbunden mit der zunehmenden Anwendung umweltfreundlicher Lösungen in der Energieübertragung und –verteilung erfordert neue und innovative Systeme, Produkte und Technologien. Alstom's zukunftsorientiertes Konzept für umweltfreundliche Leistungstransformatoren enthält neben der Verlust- und Geräuschreduzierung, dem hermetischen Abschluss von Transformatoren, einem Monitoringsystem sowie dem verbesserten Korrosionsschutz auch den Einsatz von Bioölen.

Bei Tiefsttemperaturen besitzen Bioöle andere mechanische Eigenschaften im Vergleich zu Mineralöl. Auch die elektrischen Eigenschaften sind unterschiedlich und weitestgehend untersucht. Jedoch ist die Durchschlagfestigkeit von Bioöl bei Tiefsttemperaturen bis -35°C bisher nicht abschließend untersucht worden. Ziel des Beitrags war es, diese Lücke zu schließen.

1 EINLEITUNG

Der weltweite Trend zur Anwendung umweltfreundlicher Systeme, Produkte und Technologien verstärkt sich ständig. Die Kombination aus hermetisch geschlossenen Leistungstransformatoren mit der integrierten Funktionalität der Dehnradiatoren, einem innovativen Korrosionsschutz, neuen Kühl- und Isolierflüssigkeiten, Einsatz von Hybridisolationen sowie intelligenten Zustandsüberwachungssystemen erfüllt diese Anforderungen und sichert gleichzeitig Kundenvorteile, wie höhere Transformator-Lebensdauer sowie geringere Lebenszykluskosten wegen stark reduzierter Wartung.

Das Isoliersystem von Transformatoren ist einer lastabhängiger Alterung ausgesetzt. Der effektivste Weg diese Alterung zu vermeiden oder zu minimieren ist den Transformator in Hermetikbauweise auszuführen und somit Sauerstoff- und Feuchtigkeitskontakt aus der Atmosphäre zu verhindern. Ein Hermetiktransformator hat, wie in Bild 1 zu erkennen, weder ein Ölausdehnungsgefäß noch Luftentfeuchter, sondern Dehnradiatoren zur Kühlung und Kompensation der thermischen Ausdehnung des Isolieröls. Zusammen mit Vakuumstufenschaltern führt dieses zu deutlich reduziertem Wartungsaufwand. Weltweit sind zum jetzigen Zeitpunkt mehr als 150 solcher Hermetiktransformatoren im Einsatz.

Eine neue Perspektive für einen besseren Korrosionsschutz bietet die kathodische Tauchlackierung (KTL). Hierdurch werden wesentlich bessere Resultate beim Korrosionsschutz erzielt, wie beispielsweise eine einheitliche Beschichtungsdicke, sehr glatte Oberflächen sowie kratz- und stoßfeste Kanten. Der KTL-Prozess ist in der Lage, herkömmliche Verfahren wie das Feuerverzinken, die Spritzverzinkung und andere Korrosionsschutzverfahren vollständig und zuverlässig zu ersetzen.

Untersuchungen gemäß der internationalen Norm ISO 20340 wurden erfolgreich durchgeführt, bevor die ersten Transformatoren mit diesem innovativen Korrosionsschutz gebaut und ausgeliefert wurden. Inzwischen erhalten die meisten von Alstom gebauten Transformatoren mit der Forderung nach der Schutzklasse C5M oder Offshore diesen Korrosionsschutz, soweit die Baugröße der Bauteile dieses zulässt. Seit mehr als 4 Jahren wird diese Technologie erfolgreich bei Leistungstransformatoren angewendet.

Kontinuierliches Monitoring ist unumgänglich, um die Leistungsfähigkeit eines Transformators und seiner Komponenten zu bewerten, um einen sicheren Betrieb zu ermöglichen. Intelligente Monitoring Systeme wie z.B. MS3000, die die Steuerung und eine vorausschauende Lebensdauerabschätzung integrieren, werden immer mehr nachgefragt. Solche Systeme können im zukünftigen Smart Grid helfen, die Versorgungsqualität und Netzstabilität im Hinblick verteilter Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen zu verbessern.

Die Reduzierung von Geräuschemissionen von Transformatoren ist das Ziel vieler intensiver Untersuchungen und Entwicklungen. Während zunächst durch die Weiterentwicklung besserer Blechqualitäten Leerlaufgeräusche optimiert werden konnten, liegt der Fokus in den letzten Jahren vornehmlich bei der Reduzierung von Laststromgeräuschen. Hierbei ist die Optimierung der Kühleinrichtung gerade bei großen Leistungstransformatoren durch heutige hohe Kundenanforderungen notwendig und erlangt einen immer höher werdenden Stellenwert. Eine Fremdkühlung mittels Lüftern hat dabei einen großen Einfluss auf Geräuschemissionen. Durch heutzu-

tage verfügbare stufenlos drehzahlregelbare EC-Lüfter kann zum einen eine wesentlich verbesserte Steuerung der Kühlleistung erreicht



Bild 1: Hermetiktransformator 245kV

werden. Zum anderen hat sich gezeigt, dass neben der Erzielung einer der Belastung des Transformators optimierten Kühlleistung, deutliche Reduzierungen bei den Schallemissionen durch den Einsatz von modernen aerodynamischen Hybridflügeln mit Winglets und Abrisskanten erreichbar sind. Zudem liegt der Motorwirkungsgrad bei bis zu 90 % und führt somit zu einer deutlichen Reduzierung der Aufnahmeleistung, wodurch die maximale Effizienz von Transformatoren (Peak Efficiency Index) optimiert werden kann.

Eine Hybridisolation ist ein Beispiel für den optimierten Einsatz von Hochtemperaturisolierstoffen. Diese Hochleistungsmaterialien, wie z.B. Aramidfaserwerkstoffe, sind üblicherweise teurer als Zellulose basierte Materialien. Dies führt zu einem erheblichen Kostenanstieg. Aus diesem Grund sollte ihr Einsatz genau geplant und durch besondere Anforderungen begründet werden. Diese Hybridisoliersysteme sind in drei Klassen unterteilt: Vollhybrid, Halbhybrid und gemischte Hybride. Jedes dieser Systeme verwendet in einem gewissen Maße Hochtemperaturmaterialien, die unterschiedliche Wicklungstemperaturen zulassen und dadurch dem Transformatorbetreiber Vorteile verschaffen. Der IEC 60076-14 Standard definiert zulässige Temperaturen für diese Isoliersysteme.

Generell erlauben solche Systeme, zusammen mit optimiertem Design, Größen- und Gewichtsreduktionen von Transformatoren, den sicheren Betrieb bei sehr hohen Heißpunkttemperaturen und die Verlängerung der Isoliersystemlebensdauer, um nur die wichtigsten Punkte zu nennen. Tabelle 1 zeigt eine Übersicht der zulässigen Übertemperaturen der verschiedenen Isoliersysteme, bei Einsatz von Mineralöl oder Ester.

	Conventional			Hybrid insulation systems					
	insulation system	Semi hybrid	Mixed hybrid	Full hybrid		id	insulation system with ester liquids		
Minimum required solid high-temperature insula- tion thermal class	105	120	130	130	140	155	180		
Top liquid temperature rise (K)	60	60	60	60	60	60	90		
Average winding temper- ature rise (K)	65/70	75	65	85	95	105	125		
Hot-spot temperature rise (K)	78	90	100	100	110	125	150		

Tabelle 1: Zulässige Hotspottemperaturen verschiedener IsoliersystemeQuelle IEC 60076-17 FDIS

Umweltfreundliche Isolieröle, die auf Pflanzenöl basieren (natürliche Ester) und synthetische Ester sind als Alternative zum Mineralöl kommerziell verfügbar. Alle Isolierflüssigkeiten erfüllen die Anforderungen gemäß der IEC Standards. Sie haben eine 20 bis 30-fach höhere Wasserlöslichkeit als Mineralöl und reduzieren nachweislich die Alterung von Zellulose. Weitere Vorteile sind ihre biologische Abbaubarkeit, Nicht-Toxizität, keine Wassergefährdung und ein sehr hoher Flammpunkt. Speziell bei Tiefsttemperaturen haben die natürlichen Ester aufgrund der höheren Viskositäten Nachteile im Vergleich zu Mineralölen.

Um die Spannungsfestigkeiten auch bei Tiefsttemperaturen gewährleisten zu können, wurden umfangreiche Untersuchungen bis zu -35°C durchgeführt. Im Weiteren wird speziell auf diese Untersuchungen eingegangen und der Einfluss auf die Auslegung von Transformatoren betrachtet.



Bild 2: 31,5MVA Hermetiktrafo mit Esterfüllung



Bild 3: Trafowicklung mit Hybridisolation

2 UNTERSUCHCHUNGEN BEI TIEFEN TEMPERATUREN

2.1 Elektrische Festigkeit von Isolierflüssigkeiten unter verschiedenen Bedingungen

Der Einfluss von Wasser auf die elektrische Festigkeit von Isolierölen ist schon seit langem bekannt und verstanden [3]. Kleinste Mengen Wasser im ppm Bereich können große Auswirkungen haben. Diese Tatsache ist bei der Bewertung der Ölqualität mit Hilfe der Durchschlagspannungsmessung im homogenen elektrischen Feld bei kleinen Schlagweiten von Nutzen und kann so auch Rückschlüsse auf die Betriebssicherheit geben.



Bild 4: Durchschlagspannung abhängig vom Wassergehalt und Temperatur von Mineralöl

In Bild 4 wird dieser Zusammenhang aufgezeigt. Mit zunehmendem Wassergehalt nimmt die elektrische Festigkeit ab. Bei höheren Temperaturen nimmt die Wasserlöslichkeit, d.h. Wasseraufnahmefähigkeit zu, folglich reduziert sich die relative Feuchte des Isolieröls und die Durchschlagspannung steigt. Natürliche und synthetische Ester besitzen ein ähnliches Verhalten. Aufgrund der stark unterschiedlichen ölspezifischen Sättigungsfeuchte ist ein Vergleich basierend auf der Gewichtsfeuchte in ppm nicht sinnvoll. Die relative Feuchte ist hierfür besser geeignet. Genauere Details werden in den folgenden Abschnitten diskutiert. In der Literatur sind zahlreiche Untersuchungen zur Festigkeit zu finden, auch die Temperaturabhängigkeit wird stellenweise behandelt [3]. Bei tiefen Temperaturen sind jedoch sehr wenige Informationen verfügbar [1, 2]. Die folgenden Untersuchungen sollen einen Beitrag leisten in diesem Bereich mehr Erkenntnisse zu gewinnen.

2.2 Experimenteller Aufbau

2.2.1 Untersuchte Isolieröle

Die hier hauptsächlich untersuchte Isolierflüssigkeit ist ein natürlicher Ester. Hierbei handelt es sich um einen dreifach Ester, der in der zukünftigen IEC 62770 standardisiert und im Folgenden als NE abgekürzt wird. Ein naphtenisches inhibiertes Mineralöl (IEC 60296) wird als Referenzöl herangezogen. In den Grafiken wird es mit MO bezeichnet. Als drittes Isolieröl wurde ein synthetischer Ester (SE) nach IEC 61099 gewählt. Tabelle 2 zeigt die relevanten Eigenschaften dieser Ölsorten. Auffällig sind der hohe Stockpunkt (engl. pour point) der natürlichen Ester und das 20 bis 30-fache Wasserlösungsvermögen der Ester gegenüber dem von Mineralöl.

Typische Werte	Prüfnorm	мо	NE	SE
Viskosität bei 40°C [mm²/s]	ISO 3104	< 12	< 50	< 35
Stockpunkt [°C]	ISO 3016	< -40	< -10	< -45
Neutralisationszahl [mgKOH/g]	IEC 62021	< 0,01	< 0,06	< 0,03
Wassersättigung bei 20°C [ppm]	Cigre n°436	55	1100	2600
Durchschlagspannung (trocken, 2.5mm)	IEC 60156	> 70	> 70	> 70
Flammpunkt [°C]	ISO 2719	> 135	> 250	> 250

Tabelle 2: Typische physikalische Eigenschaften verschiedener Isolierölarten

2.2.2 Experimenteller Aufbau und Messtechnik

Messequipment

Die Messungen wurden mit einem Gerät zur automatischen Messung der Durchschlagspannung durchgeführt (nach IEC 60156). Bei den Elektroden handelt es sich um Kalottenelektroden aus Messing mit einem Durchmesser von 36mm (VDE-Profil) und einer Schlagweite von 2mm. Der Grund für die Reduzierung des Abstands von 2,5mm auf 2mm ist, dass Spannungen nur bis maximal 100kV erzeugt werden können, die bei Estern im Homogenfeld leicht überschritten werden können. Bei der Spannungsform handelt es sich um eine Wechselspannung von 60Hz. Alle angegebenen Spannungswerte sind Effektivwerte. Die Spannungssteigerungsrate beträgt normgemäß 2kV/s und steigt solange an bis ein Durchschlag auftritt. Es müssen wegen der stochastischen Natur eines Durchschlags mehrere Messwerte aufgenommen werden. Typischerweise ist bei oben genannten Bedingungen mit einer relativen Standardabweichung von 20% bis 25% zu rechnen.

Die Feuchtigkeit wird durch coulometrische Karl-Fischer Titration bestimmt (IEC 60814). Bei höheren Wassergehalten ist die absolute Genauigkeit und die relative Standardabweichung mehrerer Messungen 1% (bei 100ppm). Bei niedrigeren Feuchtigkeitswerten steigt die Streuung. Im besten Fall können 20% erreicht werden, was zum Beispiel bei einer Feuchte von 5ppm eine Unsicherheit von +/- 1ppm bedeutet.

Prüfzellen, Vorbereitungen und Testablauf

Die Prüfzelle besteht aus transparentem Polyacryl (PMMA) mit einem Volumen von 1,5 Litern. Darin befinden sich abstandsverstellbare VDE Elektroden. Die Zelle wird mit Deckel und Dichtung verschlossen, um den Feuchtigkeitseintrag aus der Atmosphäre zu minimieren. Es wurden mehrere zum Prüfgerät passende Messzellen hergestellt. Vor der Prüfung wurden die ölgefüllten Gefäße in einem Vakuumofen entgast, um jegliche vom Füllen herrührenden Gasblasen zu entfernen. Für die Messungen bei niedrigen Temperaturen wurden die Prüfgefäße in einer Kühlkammer aufbewahrt. Ungefähr 10 Stunden sind notwendig, damit die Endtemperatur im ganzen Volumen erreicht wird. Zur Sicherheit wurde mindestens 15 Stunden lang gekühlt.

Es ist wichtig den richtigen Elektrodenabstand einzustellen, da sich die Abstände durch die kältebedingte Kontraktion der Testzelle verändern. Die Schlagweite wurde experimentell bei Raumtemperatur so eingestellt, dass sie bei der gewünschten Prüftemperatur genau 2mm betrug.

Mineralöl war bei allen Temperaturen im flüssigen Aggregatzustand. Der synthetische Ester hatte bei -35°C eine gelartige Konsistenz. Im Fall des natürlichen Esters, der bei -35°C völlig erstarrt war, konnte je nur ein Durchschlag gemessen werden, da die wenigen resultierenden Spaltgase nicht entweichen konnten und die folgende Messung beeinflussen würden. Deshalb wurde nach jedem Durchschlag das Öl gewechselt und wieder gekühlt, um von Neuem zu messen. Die dargestellten Werte in den folgenden Abschnitten sind Mittelwerte von 10 bis 20 Durchschlägen.



Bild 5: Synthetischer Ester bei -35°C



Bild 6: Natürlicher Ester bei -35°C (fest)

3 ERGEBNISSE

3.1 Vergleich der verschiedenen Öle

Die erste Untersuchung zeigt die Temperaturabhängigkeit der Durchschlagspannung trockener Isolieröle (Bild 7). Mineralöl hat einen Wassergehalt von 4,5ppm, natürlicher Ester 45ppm und bei synthetischem Ester beträgt der Wassergehalt 110ppm. Das bedeutet, dass die Proben kleiner oder gleich 10% relative Feuchte bei Raumtemperatur besitzen.



Bild 7: Durchschlagspannung dreier Ölsorten bei verschiedenen Temperaturen

Die Durchschlagspannungen aller Ölsorten sind bei 20°C vergleichbar. Bei Mineralöl sinkt die Festigkeit mit fallender Temperatur. Die Erklärung ist, dass die relative Feuchte bei konstanter Gewichtsfeuchte und sinkender Temperatur steigt. Diese korreliert erfahrungsgemäß mit der Durchschlagspannung. Synthetische Ester verhalten sich sehr ähnlich, wobei für -25°C keine Daten vorliegen. Bei natürlichen Estern ist das Verhalten anders. Bei -25°C verfestigt er sich und die Durchschlagspannung steigt an. Ab einem bestimmten Punkt fällt sie stark ab. Um dieses genauer zu untersuchen wurde der Wassergehalt variiert.

3.2 Einfluss des Wassers bei tiefen Temperaturen

Die Ölproben wurden mit drei verschiedenen Feuchtigkeitsstufen vorbereitet. Ziel war einen trockenen, einem mittleren und einen sehr feuchten Zustand nachzubilden. Da die Öle, wie anfangs schon erwähnt, sehr unterschiedliche Wasserlöslichkeiten aufweisen, ist es nicht sinnvoll die gleichen ppm Werte (µg Wasser pro Gramm Öl) einzustellen, sondern die Ölproben auf die gleiche relative Feuchte bei Raumtemperatur zu bringen. Es wurde festgelegt, dass die Grenzen bei circa 5%, 15% und 25% relativer Feuchte liegen sollten. Die daraus resultierenden Wassergehalte zeigt Tabelle 3.

Tabelle 3: Wassergehalt der untersuchten Ölproben

	Mineralöl (MO)	Natürlicher Ester (NE)
trocken	4.5 ppm	45 ppm
mittel	8,5 ppm	180 ppm
feucht	14,5 ppm	300 ppm



Bild 8: Abhängigkeit der Durchschlagspannung von Feuchtigkeit und Temperatur

Beim Mineralöl ist der Trend eindeutig. Mit fallender Temperatur und höherem Wassergehalt sinkt die Festigkeit. Es zeigt sich wie die relative Feuchte mit der Durchschlagfestigkeit auch bei tiefen Temperaturen korreliert. Der natürliche Ester verhält sich bei 20°C wie erwartet. Bei -25°C tritt wieder die Erhöhung der Durchschlagspannung auf. Das ist unabhängig vom Wassergehalt. Bei -35°C bricht sie erneut ein.

Es scheint also, dass der Wassergehalt kein wesentlicher Faktor für diesen Effekt ist. Aus diesem Grund wurde eine weitere Versuchsreihe mit kleineren Temperaturschritten durchgeführt.

3.3 Detaillierte Untersuchungen an natürlichen Estern

Die folgenden Experimente wurden alle mit natürlichen Estern in trockenem Zustand mit 45 bis 50ppm Wassergehalt durchgeführt. Die Temperaturschritte wurden auf 5 Kelvin reduziert. Wie bei den vorherigen Messungen wurden mindestens 10 Werte aufgenommen. Nach jedem Durchschlag wurde das Öl gewechselt und wieder heruntergekühlt.

Bild 9 zeigt in diesem Bereich detaillierter, dass bis zu einem bestimmten Punkt mit sinkender Temperatur die elektrische Festigkeit zunimmt. Das ist der Fall solange sich das Öl in einem gelartigen Zustand befindet. Bei Unterschreiten von -25°C kehrt sich der Effekt um und das Öl wird fest. Bei -30°C sinkt der Mittelwert bei gleichzeitig großem Anstieg der Streuung. Trotzdem ist der Wert von 81,3kV bei nur 2mm Schlagweite immer noch sehr gut.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014



Bild 9: Temperaturabhängige Durchschlagspannung von trockenem natürlichem Ester

3.4 Reversibilität der elektrischen Festigkeit nach tiefen Temperaturen

Wie in der Einleitung erwähnt, sind besondere Anforderungen an das Kaltstartverhalten notwendig. Das Ziel der folgenden Untersuchung ist es nachzuweisen, ob der natürliche Ester, nachdem er bei -35°C eine reduzierte Durchschlagspannung aufweist, sich nach dem Aufwärmen elektrisch wieder verfestigt. Dieses Experiment gestaltete sich als sehr schwierig, da Luftfeuchtigkeit am Prüfgefäß kondensierte und Feuchtigkeitseintrag und lokale Kondensationskeime die Messwerte negativ beeinflussen.

Die Durchschlagspannung wurde kontinuierlich während des Aufwärmprozesses gemessen. Zwischenwerte waren anfangs sehr niedrig aufgrund der entstandenen Spaltgase, die erst entweichen mussten. Nach mehreren Stunden des Aufwärmens auf Raumtemperatur waren die Durchschlagspannungswerte fast wieder bei den Anfangswerten. Sie wurden nicht exakt erreicht, da ein Feuchtigkeitseintrag nicht vermieden werden konnte. Anschließend wurde der natürliche Ester mit Mineralöl verglichen (siehe Bild 10). Es ist zu erkennen, dass sie das gleiche Verhalten aufweisen, durch langsames Aufwärmen verbessert sich die elektrische Festigkeit wieder.



Bild 10: Durchschlagspannung bei RT nach schneller und langsamer Erwärmung

Wie aus Bild 10 zu entnehmen ist, wird erkannt welchen Einfluss unterschiedliche Aufheizgeschwindigkeiten haben. Bei schnellem Erwärmen wurde die Prüfzelle im Ofen bei 65°C gelagert. Die Aufwärmgeschwindigkeit betrug 30K/h. Beim langsamen Auftauen wurde die Zelle bei Raumtemperatur stehen gelassen (<10K/h). Die Durchschlagspannungswerte scheinen beim schnellen Aufheizen augenblicklich niedriger zu sein als beim langsamen Erwärmen. Der Grund ist, dass sich Wasser an der kältesten Stelle an den Metallelektroden nicht so schnell lösen kann. Dennoch ist kein Nachteil des natürlichen Esters gegenüber Mineralöl zu erkennen. Nach weiteren Stunden sind vergleichbare Werte wie beim langsamen Aufwärmen erreicht.

4 ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurden allgemeine Trends und Entwicklungstendenzen im modernen Transformatorenbau vorgestellt. Im Detail wurde auf die Tieftemperaturproblemstellung und das Kaltstartverhalten eingegangen. Dazu wurde die Durchschlagspannung von unterschiedlichen Isolierölarten bei tiefen Temperaturen untersucht. Die erste Feststellung ist, dass sie sehr stark von der Temperatur abhängt (bei konstanter Feuchte im homogenen elektrischen Feld). Sobald die Temperatur unter den Stockpunkt der natürlichen Ester fällt (im Experiment -25°C) ist das Öl noch nicht fest, sondern in einem sehr dickflüssigen Zustand. Bei dieser Temperatur ist die Durchschlagspannung für natürliche Ester sehr hoch, sogar höher als bei Raumtemperatur. Sobald der Ester fest wird, fällt sie von 72kV (Raumtemperatur) auf 38kV (-35°C). Diese Werte wurden für 2,0mm Schlagweite bestimmt. Bei der normkonformen Schlagweite von 2,5mm wären sie nochmals höher und würden den höchsten Anforderungen der Standards genügen.

Der Wassergehalt hat neben der Temperatur ebenfalls einen Einfluss auf die elektrische Festigkeit. Bei tiefen Temperaturen ist die Durchschlagspannung von Mineralöl, das sich noch im flüssigen Aggregatzustand befindet, genauso vom Wassergehalt abhängig wie bei Raumtemperatur. Bei natürlichen Estern ist die Durchschlagspannung bei tiefen Temperaturen, bei denen sich das Öl noch in einem gelartigen Zustand befindet, durchweg sehr hoch – unabhängig von der Feuchte.

Nach schnellem forciertem Auftauen oder langsamen Erwärmen erreichen beide Ölsorten ihren Ursprungswert.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass natürliche Ester eine hervorragende elektrische Festigkeit im homogenen elektrischen Feld besitzen, bis zu Temperaturen von -30°C. Bei noch extremeren Temperaturen reduziert sich diese, ist aber immer noch ausreichend.

LITERATUR

- Rapp, K.J.; Gauger, G.A.; Luksich, J., "Behavior of ester dielectric fluids near the pour point," Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 1999 Annual Report Conference on , vol.2, no., pp.459,462 vol.2, 1999 doi: 10.1109/CEIDP.1999.807834
- [2] Lick, W.; Muhr, H.M.; Stossl, M.; Schwarz, R.; Pukel, G., "Behaviour of alternative insulating liquids at cold temperatures," Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2012 IEEE International Symposium on , vol., no., pp.487,489, 10-13 June 2012 doi: 10.1109/ELINSL.2012.6251516
- [3] M. Beyer, W. Boeck, K. Möller, W. Zaengl: Hochspannungstechnik: Theoretische und praktische Grundlagen; Springer Verlag, 1986

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Development and Testing of HV Instrument Transformers using Natural Ester Fluid

Entwicklung und Prüfung eines mit natürlichem Ester gefüllten Kombiwandlers

Thomas Judendorfer, Volker Karius Trench France S.A.S France Gernot Adamietz TransnetBW GmbH Germany

Wolfgang Beck Netze BW GmbH Germany Kevin Rapp Cargill USA Rainer Badent Karlsruhe Institute of Technology Germany

ABSTRACT

Natural esters are on the increase concerning the application as insulating liquids for high voltage apparatus as a possible alternative to mineral oil and also to insulation gases like SF_6 . Two main advantages of natural ester fluids are their environmental compatibility and fire safety. Ultimately, the design of high-voltage apparatus which are environmental friendly, safer and which do not pose a hazard to groundwater nor to the urban environment is pursued.

Intensified research activities during the past years have led to an increased knowledge in the fields of electrical, physical and chemical behaviour of natural esters applied in high-voltage apparatus. Recently, power transformers filled with natural esters have been installed and commissioned on the 123 kV and even in the 420 kV level.

For instrument transformers, the situation is a bit different: Due to the very compact insulation system, equipment design and manufacturing processes differs strongly from those of power transformers. This paper investigates some of the challenges during the development and successful testing of combined instrument transformers (123 kV) impregnated and filled with a natural ester.

Keywords: Natural ester fluid, combined instrument transformer, alternative insulating liquids, type testing

1 INTRODUCTION

The oil-paper insulation system has a long history as a proven technology for high-voltage apparatus like transformers and cables. Cellulose in the form of paper and pressboard combined with mineral oil are the typical insulating materials. Thus, although mineral oil has outstanding electrical and physiochemical properties it has also some major disadvantages: Flammability, high environmental impact in case of failures and the raw material being non-renewable.

Natural esters are promising candidates for an alternative insulating fluid due to their performance paired with biodegradability. The high fire point of 360° C and high flash point of $>300^{\circ}$ C even improves equipment safety in case of abnormal operation. By now, natural esters are utilized quite common as insulating fluid for (distribution) transformers; recently several power transformers with natural ester have been commissioned [1], even in the 420 kV level [2]. Currently, there are no reported installations of natural ester filled high-voltage instrument transformers yet. This paper describes some of the challenges of utilizing a natural ester fluid as impregnating and insulating medium in combined voltage transformers for 123 kV (Figure 1).

1.1 Instrument Transformers

Instrument transformers (ITs) are a key component in energy networks and systems. Although they are inconspicuous and require only low maintenance during operation, especially when compared to other key assets, they are nonetheless necessary for the safe and reliable operation of electricity grids. Metering and protection applications throughout all voltage levels would not be possible without them. Historically, mainly oil-paper insulation systems were used for high-voltage instrument transformers [3]; nowadays also gas-insulated ITs (SF₆) are popular.

Similar to power transformers, long operational times of 30 years or more are aspired and exceeded in general for high-voltage ITs. The main insulation of (oil-paper insulated) instrument transformers is completely different from power transformer, as it will be shown later. However, several design challenges at power transformers with alternative insulating liquids [4] are also applying to instrument transformers.

Key characteristics of instrument transformers

- compact insulation system
- hermetically sealed
- low oil volume
- combination of different paper types and thicknesses

large paper/insulation thicknesses

Combined instrument transformers, sometimes referred to as "*metering units*", are quite popular in Europe. Basically, they contain a voltage transformer (VT) and current transformer (CT) in one unit. This is beneficial in terms of infrastructure and space consumption within a substation and they are also more economic in transport and installation when compared to combinations of single CTs and VTs.

1.2 Combined instrument transformers with natural ester

Besides the beneficial physical properties of natural ester the main reason for choosing instrument transformers filled with natural esters is the environment-friendliness of this insulation system. Although natural esters are utilized as insulating fluid in distribution transformers for quite a while now, the application for instrument transformers constitutes a novelty. To specify, design and test this new product, cooperation between the involved parties has been established.

Additionally there is a directive in Germany [5] which prohibits the usage of water hazardous liquids in substations in quantities of above 100 litres without special arrangements. Although the quantities differ from state to state, the regulation is strict to be followed in Germany. Possible arrangements in substations could be special basements to keep liquids from the soil/environment or special sensors for apparatus monitoring. In water protection areas it is not allowed to use any water hazard liquids at all without special permission. Currently, this law is actually in motion and there will be an amendment soon. The water hazard liquids are to be redefined into 4 classes and the allowed quantities may change. Class 1 may be water itself, class 2 for example natural esters, milk or film-forming liquids, class 3 might be for example mineral liquids and class 4 toxic liquids to water. According to the utilized liquid and the according classifications, different arrangements in substations will be required.



Figure 1: Combined instrument transformers Type IVOKT 123 with natural ester



Figure 2: Manufacturing of active parts

2 NATURAL ESTERS

Natural ester insulating liquids are produced from the oil pressed, extracted and purified from vegetables, plants, seeds and animal oils. The most common natural esters used as electrical insulating liquids in transformers are taken from the seeds of soybean, sunflower and rapeseed plants. Each of these natural ester fluids has unique physical and chemical properties. The electrical performance characteristics of EnvirotempTMFR3TM soybean based insulating fluid have been verified to 420 kV as stated previously. The physical and chemical properties are inherent from the molecular composition or chemistry that consists of many different structural types and amounts.

2.1 Chemistry

Natural ester fluids are also known as fats, lipids or triglycerides in the field of chemistry. The properties of natural esters originate from the carbonyl group structure (R-O-C=O) of an ester and the molecular makeup of the three fatty acid chains bonded to the glycerol backbone, which is referred to as the fatty acid distribution (FAD). This distribution of fatty acid chains consists of 10 to 22 carbons (C10-C22) in mostly even-number lengths that can be fully saturated with no double bonds (e.g. C18:0) or can contain unsaturation with one or more double bonds (e.g. C18:1 – C18:3). The FAD creates differences in viscosity, pour point, cold temperature performance, gassing tendency and oxidation stability. The FAD of several more common natural ester fluids is given in Table 1.

Fatty Acids	Capric	lauric	myristic	palmitic	stearic	arachidic	behenic	oleic	gadoleic	linoleic	linolenic
Carbon Chain	C10:0	C12:0	C14:0	C16:0	C18:0	C20:0	C22:0	C18:1	C20:1	C18:2	C18:3
Natural Ester				Saturate	d			Monun	saturated	Polyuns	saturated
Soybean	-	0.2	0.2	9.8	2.4	0.3	0.4	29.3	0.2	50.7	6.5
Rapeseed	-	-	0.1	5.0	1.5	0.7	0.2	65.0	0.5	20.0	7.0
Palm	-	0.3	1.2	42.3	4.7	0.5	0.1	40.0	0.2	10.5	0.2
Sunflower	-	0.1	0.1	6.2	4.5	0.3	0.9	26.5	0.2	61.0	0.2
HO Sunflower	-	-	0.1	3.8	4.5	0.4	_	84.8	0.3	6.0	0.1

Table 1: Fatty Acid Distribution (FAD) of Common Natural Ester Fluids (%)

Note: The data in Table 1 were taken as averages of the FAD ranges given in the CODEX Standard 210-1999 (amended 2005, 2011, 2013).

2.2 Properties

Natural ester properties and performance characteristics are mainly a function of the FAD and the purification level attained after manufacturing of the fluid. For example, the greater the unsaturation level of the fluid, the lower the viscosity and pour point temperature. Increased double bonding improves gassing tendency and cold temperature performance. The properties of new unused natural ester fluids for use in electrical equipment such as transformers are given in standard IEC 62770 [6] which was published in November 2013. Prior to publishing of the IEC standard, users looked to the natural ester standard specifications published in ASTM D6871 [7] and IEEE C57.147 [8]. The IEC 62770 and ASTM D6871 standard specifications and properties of the natural ester fluid used for the instrument transformer development are summarized in Table 2.

	Standard T	est Methods	ASTM D6871	IEC 62770 Ed. 1	Envirotemp™ FR3™ Fluid
			As-Received New Fluid	Unused New Fluid Property	
Property	ASTM	ISO/IEC	Property Requirements	Requirements	Typical Values
Physical					
Celer	D1500	160 2211	<1.0		0.5
COIOF	D1500	150 2211	≤ 1.0	> 250	0.5
	D93	150 2719	> 275	2 200	200 220
Fire Boint $\binom{9}{2}$	D92	150 2592	≥ 2/5	> 200	320 - 330
Price Politic (°C)	D92	150 2592	≥ 500	> 300	10 22
Pour Point (C) Density at 20° C (a (ml)	097	150 3016	≤-10	≤-10 <1.0	-1823
	54300	150 3675	0.00	≤ 1.0	0.92
Relative Density (Specific Gravity) 15 °C/15 °C	D1298		≤ 0.96	l	0.92
Viscosity (mm /sec)	D445	150 3104		1	
100 °C			≤15	≤15	/./-8.3
40°C			≤ 50	≤ 50	32 - 34
0°C			≤ 500	Clear free from andiment	190
Visual Examination	D1E24	IEC 61000 0 2	bright & close	and suspended matter	clear light green
Riodegradation	D1524	OECD 301C B F	blight & clear	Readily biodegradable	Ultimately biodogradable
Flootrical		0200 3010,0,1		riodally blodogradablo	Ortimatery biodegradable
Electrical					
Dielectric Breakdown (kV)	D877		≥ 30		47
Dielectric Breakdown (kV)	D1816	IEC 60156			
1mm gap			≥ 20		28
2mm gap			≥ 35		48 - 75
2.5mm gap				≥ 35	73
Impulse Breakdown (kV)	D3300		> 130		130
(25 °C, neg needle to sphere, 1.0" gap)					
Gassing Tendency (µm/min)	D2300		≤0		-79
Dissipation Factor	D924	IEC 60247			
% @ 25°C			≤ 0.20		0.010 - 0.15
tan δ 90 °C				≤ 0.05	0.02
% @ 100 °C			≤ 4.0		0.41 - 3.85
Chemical					
Corrosive Sulfur	D1275	IEC 62697	non-corrosive	non-corrosive	non-corrosive
Water Content (mg/kg)	D1533	IEC 60814	≤ 200	≤ 200	< 100
Acid Number (mg KOH/g)	D974	IEC 62021.3	≤ 0.06	≤ 0.06	0.013 - 0.042
PCB Content (ppm)	D4059		not detectable	Free from PCB's	not detectable
Performance after oxidation stability	y test in acc	ordance with	IEC 61125C ¹		-
Total acidity (mg KOH/g)		IEC 62021.3		≤ 0.6	0.1
				\leq 30 % increase over the	
Viscosity at 40°C (mm2/sec)		ISO 3104		initial value	17.1
Dissipation Factor at 90°C (tan delta)		IEC 60247		≤0.5	0.1

Table 2: Typical Properties and Standard Specifications of Natural Ester Fluid

Note 1 - oxidation tested per IEC 61125C for 48 hours at 120 $^\circ\text{C}$

ASTM D6871 "Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus'

IEC Standard 62770: Fluids for electrotechnical applications - Unused natural esters liquids for transformers and similar electrical equipment.

2.3 Performance of natural esters compared to other fluids

The technology of using natural ester fluids in electrical transformers has been improving since 1995 and there are currently over a half-million units operating worldwide. The requirement for using natural ester fluid in electrical equipment is that the devices should be sealed with only brief exposures to ambient air. Certain use and maintenance procedures require equipment to be open briefly to the atmosphere, inspected and repaired. Experience has shown that these procedures can be done within a reasonable time period, such as hours to several days with little to no impact on fluid properties or

performance. The main concern of extended air exposure time is oxidation of thin films of natural ester fluid that coat solid insulation surfaces.

Users have learned to work on natural ester devices while minimizing air exposure and high humidity, especially at high ambient temperatures or exposed to direct sunlight. In general, all electrical insulating liquids oxidize with exposures to air, high temperatures and sunlight. However, each of the fluids oxidizes at a different rate depending on chemistry and levels of additives. The higher rate of oxidation of natural ester fluids compared to other insulating liquids must be accepted to benefit from their higher biodegradation rate and environmental benefits. The typical properties of natural ester fluid are compared to other electrical insulating liquids in Table 3.

		ASTM Test	Mineral Oil	Natural Ester	Synthetic Ester	Silicone
Electrical Properties						
Dielectric Breakdown (kV)	2 mm gap	D-1816	62	48 - 75	56	43
	1 mm gap		31	28		
	1 mm gap, 80 °C		23	24		
Dissipation Factor (%)	25 °C	D-924	0.010	0.023 - 0.103	0.040	0.007
	100 °C		0.050	0.67 - 3.86	1.10	0.0015
Volume Resistivity (10 ¹² Ω -cm)		D-1169	200	10 - 50	33	1000
Dielectric Constant		-	2.2	3.2	3.2	2.26
Impulse Strength (kV)	sph-sph, 1" gap	D-3300	269	226	210	223
	point (neg)-sph; 1" gap		145	168	121	>200
Gassing Tendency (µL/min)		D-2300	+6	-79	Gas liberating	
Physical Properties						
Appearance		D1524	clear & bright	clear, light green	clear & bright	clear & bright
Color		D1500	L 0.5	L 0.5	L 1.0	L 0.5
Flash Point (°C)	open cup	D92	150	306 - 330	270	300
	closed cup	D93	> 135	250 - 260	> 250	
Fire Point (°C)		D92	165	356 - 366	306	343
Autoignition Temperature (°C)		E659	225-228	401-404	373-376	399-402
Viscosity (cSt)	40 °C	D445	9.2	32.5 - 34.5	29.0	37.0
	100 °C		2.3	7.9 - 8.3	5.6	15.5
Pour Point (°C)		D97	-50	-1823	-55	-55
Specific Gravity		D1298	0.869	0.92	0.971 @ 68 F	0.96
Specific Heat		D2766	0.39	0.45	0.45	0.36
Heat Capacity (J/g°C)	50 °C	E1269	1.92	2.11	2.05	-
	70 °C		2.08	2.21	2.18	
	100 °C		2.34	2.39	2.40	
Thermal Conductivity (W m ⁻¹ K ⁻¹)	30 °C	D2717	0.119	0.166	0.145	
	50 °C		0.116	0.151		
	75 °C		0.112	0.137		
	100 °C		0.108	0.129		
Thermal Expansion (°C ⁻¹)		D1903	0.000795	0.00074	0.00073	0.00104
Chemical Properties						
Water Content (mg/kg)		D1533B	12	10 - 50	60	
Acid Number (mg KOH/g)		D974	0.01	0.02 - 0.06	0.02	0.002
Interfacial Tension (dynes/cm)		D971	47	20 - 25	29	44.6
Environmental Properties						
Biochemical Oxygen Demand (ppm)		5-Day SM5210B	6	250	24	0
Chemical Oxygen Demand (ppm)		SM5220D	82	560	-	-
aquatic biodegradability (%)		OECD 301B	30 - 35	> 99	63	0

 Table 3: Typical properties of natural ester fluid compared to other fluids

Notes: Mineral oil data from Shell Diala A and Exxon Univolt product brochures. FR3 fluid and synthetic ester values selected from Cooper Power Systems and Cargill data. Silicone data selected from Dow Corning 561 Silicone Transformer Liquid Form No. 10-278C-91.

The fire safety and biodegradability aspects give natural ester fluids a desired advantage over all other electrical insulating liquids as shown in Figures 3 and 4.



Figure 3: Typical flash and fire points of various insulating fluids [9]



Figure 4: Biodegradability of various insulating fluids [9]

3 PECULIARITIES OF INSTRUMENT TRANSFORMERS AND NATURAL ESTERS

The insulation system of modern oil-paper insulated instrument transformers is the result of decades of research and experience gained from practical operations. Nowadays, oil-paper insulated instrument transformers are using comparable low volumes of oil (*"Ölarme Wandler"*) and have a very compact insulation system (Figure 2). In contrast to power transformers, there are no larger free oil gaps within the apparatus. The main insulation of an IT consists of various paper thicknesses and types (Kraft paper, Crepe paper...). It can reach thicknesses of several tens of millimetres, which makes the manufacturing process, especially drying and impregnation a challenge. This is even more the case when using natural esters as impregnating fluid, as for example its viscosity is much higher than that of mineral oil. Therefore, different process parameters have to be defined, most important are a higher impregnation temperature and longer process times [10].

Modern instrument transformers are very efficient and produce very-low and insignificant losses. Therefore, the main task of the insulating liquid here is its electrical insulation duty and not so much of heat transfer for instance. Due to the lower operational temperatures - compared to power transformers - thermal ageing is not a dominant factor¹ for instrument transformers during normal operation. As this is clearly an advantage in terms of ageing, cold-start behaviour is more of an issue here because the self-heating due to thermal losses is much less the case than for power transformers. For example, a typical ambient temperature range for the Black Forest region in Germany can be from -25°C to +35°C, so cold-start behaviour is definitely also a topic for network operators in Central Europe.

4 DESIGN AND TYPE TESTS

Alternative insulating liquids like natural esters differ in several (physical) properties from mineral oil. Some main differences are water solubility and viscosity. Dielectric properties and behaviour have been the subject of innumerable tests within the last years. Some of the key parameters with instrument transformer design in mind are discussed below.

4.1 Relative permittivity of natural esters

In the temperature range from 20 to 105° C, the relative permittivity ε_r of natural ester is around 30% higher [11] when compared to mineral oil. So the electrical field displacement is reduced due to the lower step in relative permittivity between (natural ester impregnated) paper and the natural ester fluid when compared to mineral oil systems.

This is favourable as it reduces the possibilities for discharges on boundary surfaces for instance. However, the field displacement is not reduced in the same or full amount of the permittivity change

¹ Therefore it is not common to use thermally upgraded paper nor inhibited (mineral) oil for instrument transformers

of the above mentioned 30%. Due to a slight, concurrent increase of relative permittivity of natural ester impregnated cellulose, the difference in permittivity between the paper and natural ester is reduced by around 10...15% when compared to mineral oil [11].

4.2 Dielectric design

The electrical behaviour of natural ester can be generally compared to those of mineral oils at AC, even for large(r) oil gaps. At those gaps (10...20 mm [12]; 50...150 mm [13][14]) it seems that there is no significant difference at AC between mineral oil and natural esters. This can be transferred also to impulse voltage, where the dielectric strength of mineral oil and natural ester are more or less equivalent [15]. However, this depends on testing procedure and testing set-up. Under certain conditions, the impulse strength of natural ester fluid can be around 20% lower than mineral oil [16]. Not only the absolute values are different but also the physical behaviour before and during breakdown, e.g. streamers tend to move faster in natural ester [9],[17],[18]. Also, in practical set-ups the dielectric strength may be lower than expected from single material measurements [19], however this strongly depends on test setup.

Testing just the natural ester fluid, e.g. by determining the dielectric strength (=breakdown voltage) does not go far enough but one has to investigate the whole system of oil and paper as well as the complete insulation set-up (active part). Test procedures as defined, for example in IEC 62770 [6] and IEC 60156 [20] respectively, are certainly vital for incoming material testing but for defining design rules, representative set-ups [9] or complete units need to be tested.

Breakdown voltage and field strength respectively of natural ester depends on temperature: Electrical strength at AC at small gaps decreases if temperature drops below the pour point. Recent research of the breakdown voltage at -35°C showed that natural ester fluid decreased more than mineral oil compared to the original strength [21]. In terms of defrosting there is no significant difference between mineral oil and natural ester [21]. However, when comparing these results between mineral oil and natural ester, one has to note that these temperatures are still above the pour point of mineral oil, but at a temperature that water can condense easier from mineral oil.

All in all, higher safety factors are required for insulation system based on natural ester due to the issues discussed above and also due to large(r) scatter of dielectric test data [9].

4.3 Moisture and ageing

The moisture properties and ageing behaviour of natural esters are not critical for the application in instrument transformers. On the one hand, ageing due to oxidation is indeed critical for natural esters but this is strongly hindered in instrument transformers by hermetically sealing the active part.

Temperature as a significant trigger for material ageing on the other hand is also not an issue in instrument transformers as their operational temperature is comparably much lower as for example the ("top-oil") temperature in power transformers.

4.4 Manufacturing and Processing

The paper insulation of the instrument transformer's active part for natural ester impregnated paper was done basically in the same manner as for mineral oil impregnated paper due to the fact, that no internal cooling channels are required in the paper packages. The introduction of venting holes for an improved impregnation from several directions [10] cannot be applied for oil-paper insulated instrument transformers due to their compact insulation system.

The manufacturing process (impregnation) itself differs from "standard" mineral oil processes, due to the physical and chemical behaviour of the natural ester. The processing temperature for degassing and impregnation (autoclave equipment) must be increased, e.g. to 70°C to reach an optimum viscosity of the oil for a good impregnation of the paper insulation [10]. On the contrary to mineral oil applications, vapour pressure characteristics are not critical at typical process pressure/temperature combinations. Material compatibility with natural ester has to be obeyed for all utilized materials [9], but this is generally not an issue for instrument transformers.

Different boundary behaviour between paper and natural ester paired with high viscosity lead to much longer impregnation and rest/soak times after the autoclave process for a thorough impregnation of the entire active part.

Contact of natural ester fluid with moisture and especially ambient (air) has to be reduced to an absolute minimum as thin layers of natural ester tend to polymerize when in contact with oxygen for extended periods of time.

4.5 Type testing

The natural ester filled instrument transformers did undergo the type testing procedure in accordance with IEC 60044 [22]. All conducted tests have passed successfully, which included low-temperature tests down to -35°C at Karlsruhe Institute of Technology [23].

4.5.1 Lightning impulse test

The lightning impulse test was the source for some troubles during development: Two prototype units failed for no apparent reason during lightning impulse voltage test after changing to positive polarity following the 15 negative lightning impulses (-550 kV). Autopsy of the units did not reveal any causes for unit failures but did show correct manufacturing. So it is justified to presume a different failure mode as it seems that the charging behaviour of natural ester is different and that remanent charges reduce the dielectric strength. This can be seen for example in [16] where the electrical strength of natural ester at lightning impulse voltage is significantly lower when compared to mineral oil in the rising voltage tests with 3 applied shots per voltage stage.

However, with a waiting period at polarity reversal and several additional reduced waves (90, 70 and 50%) at both polarities and therefore a charge balancing this test was successfully passed on further apparatus. This is a common practice as described in IEEE C57.13.5 [24] and is also in-line with the IEC 60044 [22] and IEC 61869-1 [25] respectively.

4.5.2 Low-temperature test

Dielectric tests down to -35°C have been carried out on a combined instrument transformer filled with natural ester at Karlsruhe Institute of Technology. Starting from ambient, the IT has been cooled down to -20, -25 and -35°C and has been brought back to ambient through the same temperature steps. At each temperature level several dielectric tests have been carried out. The following tests have been conducted after a waiting period of at least 24 hours at each temperature level to allow temperature adjustment within the unit:

- 1. Capacitance and $tan(\delta)$ measurement at 30, 60, 90, 120 and 135 kV
- 2. Partial discharge measurement $(U = 135 \text{ kV})^2$
- 3. Power-frequency voltage withstand test, U=135 kV, 15 min
- 4. Capacitance and $tan(\delta)$ measurement at 30, 60, 90, 120 and 135 kV
- 5. Partial discharge measurement (U = 135 kV)

The whole test series has been completed successfully. Partial discharge and $tan(\delta)$ results have been within internal specifications and international standards [22].

5 DISCUSSION

When keeping the specific characteristics of natural ester in mind, it is certainly possible to specify design and manufacture instrument transformers filled with natural ester in an efficient and economical way.

In fairness, one has to say that in terms of (operational) experience there is still a big gap to mineral oil-filled insulation systems. This affects especially the fields of electrical and chemical diagnosis like partial discharge measurements and dissolved gas analysis (DGA).

² The maximum applied voltage was limited by the set-up at Karlsruhe University of Technology. To avoid (VT) core saturation at test voltage (U=230 kV), testing needs to be done at higher frequencies, e.g. at f=105 Hz. This was not possible during testing in the low-temperature test cell at Karlsruhe University, therefore the maximum voltage was limited to U=135 kV.

The extension of portfolio to other units and higher voltages needs to be looked upon separately: The utilisation of natural esters for CTs and VTs is feasible as demonstrated with these combined units. However, to bring the technology to higher voltages levels for example 245 kV and 420 kV, one has to solve two main issues: dielectric design and manufacturing process. The latter seems to be tricky due to the comparable high insulation thickness of the active parts which is necessary for such operational voltages. For sure, this will lead to prolonged process times and significantly increased lead time and cost.

A good performing dielectric design seems to be possible, especially also with the successful testing of a 420 kV power transformer filled with natural ester [2] in mind.

6 CONCLUSIONS AND OUTLOOK

The usage of natural esters as impregnation and insulation fluid in high voltage instrument transformers is possible as shown. Due to the environmental compatibility as being not hazardous to waters ("*nwg: nicht wassergefährdend*") it allows the installation of oil-filled high-voltage equipment in environmental sensitive areas and is further a possible alternative to gas-filled units. Also, the high fire point provides a safer operation near dense urban environments.

However, the process is not straightforward as many parameters have to be taken into account: It is not as "simple as just exchanging the impregnating and insulating fluid" but the whole manufacturing process has to be respected. Besides a careful specification and design phase, the investigations need to reach from incoming material inspection to the final electrical tests at the manufacturers test field.

As a next step after the successful type testing, live trial operations are planned for 2014 and beyond with 3 combined instrument transformers (123 kV) in a substation to collect field data and experience.

REFERENCES

- [1] M. Konermann, M. Schäfer: "Einsatz von Pflanzenöl in Leistungstransformatoren" Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 59. Jahrgang, Heft 3, 2009, S. 48-51
- [2] M. Schäfer, I. Atanasova-Höhlein, R. Fritsche, C. Schmied: "Einsatz natürlicher Ester in Leistungstransformatoren Betriebserfahrungen und Stand der Technik" Stuttgarter Hochspannungssymposium, 2014
- [3] CIGRÉ WG07, SC23: "The paper-oil insulated measurement transformer" CIGRÉ, Technical Brochure 57, 1990
- [4] G.J. Pukel, R. Schwarz, F. Schatzl, F. Baumann, A. Gerstl: "Environmental Friendly Insulating Liquids – A challenge for power transformers" CIGRÉ 6th Southern Africa Regional Conference, Capetown, 2009
- [5] Umweltministerium: "Verordnung des Umweltministeriums über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen und über Fachbetriebe (Anlagenverordnung wassergefährdende Stoffe - VAwS)"
- [6] IEC 62770: "Fluids for electrotechnical applications Unused natural esters for transformers and similar electrical equipment" International Electrotechnical Comission (IEC), 1st Edition, 34p, 2013
- [7] ASTM D6871: "Standard Specification for Natural (Vegetable Oil) Ester Fluids Used in Electrical Apparatus" ASTM International, 4p, 2008
- [8] IEEE C57.147: "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers" Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 31p, ISBN 978-0-7381-5426-8, 2008
- [9] G.J. Pukel, R. Schwarz, F. Baumann, H. M. Muhr, R. Eberhardt, B. Wieser, D. Chu: "Power transformers with environmental friendly and low flammability ester liquids" e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, Vol.129, No.7-8, 2012, pp. 472-477
- [10] T. Prevost: "Oil Impregnation Rate of Cooper FR3 Oil" WICOR International Technical Report, 2006
- [11] T. Prevost: "Dielectric Properties of Natural Esters and their Influence on Transformer Insulation System Design and Performance - An Update" IEEE Power&Energy Society General Meeting, 2009, pp.1 – 7, ISSN 1944-9925
- [12] W. Lick, M. Muhr, M. Stössl, R. Schwarz, G. Pukel: "Behavior of alternative insulating liquids at cold temperatures" Electrical Insulation (ISEI), Conference Record of the 2012 IEEE International Symposium on, San Juan, 2012, pp. 487-489, ISBN 978-1-4673-0486-3
- [13] K. J. Rapp, C. P. McShane, J. Vandermaar, D. Vukovic, S. Tenbohlen : "Long Gap Breakdown of Natural Ester Fluid" High Voltage Engineering and Application (ICHVE), 2010 International Conference on, New Orleans, 2010, pp. 104-107, ISBN 978-1-4244-8283-2
- [14] K. J. Rapp, J. Vandermaar, M. A. Franchek: "Switching Impulse of Long Oil Gaps of Natural Ester Fluid" 2012 International Conference on High Voltage Engineering and Application, Shanghai, 2012, pp. 638 – 642, ISBN 978-1-4673-4746-4
- [15] K.J. Rapp, J. Corkran, C. P. Mcshane, T. A. Prevost: "Lightning Impulse Testing of Natural Ester Fluid Gaps and Insulation Interfaces" IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2009, Vol.16, pp. 1595-1603, ISSN: 1070-9878
- [16] Q. Liu, Z.D. Wang, F. Perrot: "Impulse Breakdown Voltages of Ester-based Transformer Oils Determined by Using Different Test Methods" Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2009 (CEIDP 2009) IEEE Conference on, Virginia Beach, 2009, pp. 608-612, ISBN 978-1-4244-4559-2
- [17] V.H. Dang, A. Beroual, C. Perrier: "Investigation on Streamers Phenomena in Mineral, Synthetic and Natural Ester Oils under Lightning Impulse Voltage" Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on, 2012, Vol.19, Issue 5, pp. 1521-1527, ISSN 1070-9878
- [18] S. Tenbohlen, D. Vukovic, M. Jovalekic, M. Schäfer, J. Harthun: "Dielectric Performance and Dissolved Gas Analysis of Natural Esters for Application in Power Transformers" CIGRE SC D1 Colloquium, Budapest, 2009
- [19] S.Tenbohlen et al.: "Application of vegetable oil-based insulating fluids to hermetically sealed power transformers" CIGRÉ Session, Paris, 2008, Paper A2-102

- [20] IEC 60156: "Insulating Liquids-Determination of the breakdown voltage at power frequency-Test method" International Electrotechnical Comission (IEC), 2nd Edition, 21p, 1995
- [21] M. Jovalekic, S. Tenbohlen, C. Perrier, J. Harthun: "Performance of alternative insulating liquids at low temperature" 4. ETG-Fachtagung: Grenzflächen in elektrischen Isoliersystemen, Dresden, 2013
- [22] IEC 60044: "Instrument transformers" Part 1-7, International Electrotechnical Comission (IEC)
- [23] R. Badent, B. Hoferer: "Prüfung eines Kombiwandlers bei tiefen Temperaturen", Technical Report Nr. 2012-149, Karlsruhe Institute of Technology, 2012
- [24] IEEE C57.13.5: "IEEE Standard for Performance and Test Requirements for Instrument Transformers of a Nominal System Voltage of 115 kV and Above" Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2009
- [25] IEC 61869-1: "Instrument Transformers-Part 1: General Requirements" International Electrotechnical Commission (IEC), 1st Edition, 2007

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Einsatz natürlicher Ester in Leistungstransformatoren – Betriebserfahrungen und Stand der Technik

Michael Schäfer TransnetBW GmbH <u>m.schaefer@transnetbw.de</u> Germany Ivanka Atanasova-Höhlein Ronny Fritsche Christian Schmied Siemens AG Ivanka.hoehlein-atanasova@siemens.com ronny.fritsche@siemens.com christian.schmied@siemens.com Germany

KURZFASSUNG

Es wird die annähernd sechsjährige Betriebserfahrung mit einem Leistungstransformator der 110kV Spannungsebene, der mit natürlicher Esterflüssigkeit gefüllt ist, vorgestellt. Der vorliegende Beitrag fasst die bisher gewonnenen Erkenntnisse zusammen und stellt die Besonderheiten bei der Verwendung von Pflanzenöl in Leistungstransformatoren dar. In einem Pilotprojekt wurde ein 300 MVA Großtransformator für die 380kV Spannungebene neu entwickelt und in einem Umspannwerk eingesetzt. Diese Leistungsgröße und der dabei verwirklichte Isolationspegel markieren den derzeit umgesetzten Stand der Technik beim Einsatz von Isolierungen aus natürlicher Esterflüssigkeit und Papier. Abschließend werden die wirtschaftlichen Auswirkungen beim Einsatz von natürlicher Esterflüssigkeit, speziell in Bezug auf die Belastbarkeit der Transformatoren, beleuchtet.

1 EINFÜHRUNG

Die Tauglichkeit von Isolierstoffen aus pflanzlichen Quellen wurde schon früh entdeckt. Pflanzenöle wurden schon bei den ersten Transformatorkonstruktionen als Tränkflüssigkeit eingesetzt. Allerdings hat sich die Alterungsbeständigkeit bei direktem Kontakt mit Luftsauerstoff als nicht ausreichend erwiesen. Deshalb wurden pflanzliche Isolierstoffe durch Mineralölprodukte ersetzt, die bis heute in der überwiegenden Zahl der flüssigkeitsisolierten Transformatoren eingesetzt werden. Seit mehr als 20 Jahren setzen sich Hersteller und Betreiber von Transformatoren wieder verstärkt mit alternativen Isolierölen, auch für Leistungstransformatoren, auseinander. Im Bereich der Bahntransformatoren werden die Eigenschaften von Esterflüssigkeiten schon seit längerem genutzt. In zahlreichen Veröffentlichungen werden die Gründe für den Einsatz von natürlichen Esterflüssigkeiten genannt. Es sind dies:

- Verringerung der Wassergefährdung.
- Besseres Brandverhalten.
- Erhöhte gesellschaftliche Akzeptanz als regenerativer Betriebsstoff.
- Unbegrenzte Verfügbarkeit mit konstanter Qualität.
- Höhere Temperaturbelastbarkeit bei Luftabschluss.

Darüber hinaus sind jedoch auch noch einige Punkte Gegenstand weiterer Untersuchungen:

- Konstruktive Anpassung von Transformatoren an die Eigenschaften von Esterflüssigkeiten.
- Logistik, Handhabung des Öls vor Ort sowie Lagerung und Transport.
- Gewährleistung der Oxidationsstabilität und Wirkungsweise der eingesetzten Additive.
- Mischbarkeit von natürlichen Esterflüssigkeiten verschiedener Hersteller und mit Mineralöl.

Diese Aspekte werden in diesem Beitrag näher erläutert.

Die Isolierflüssigkeit in einem Transformator hat zwei Hauptaufgaben zu erfüllen. Die Isolation der hochspannungsführenden Teile als Imprägnierflüssigkeit im Papier oder als freie Ölstrecke und die Gewährleistung der Wärmeabfuhr aus den aktiven Teilen im Transformator sowie die Aufrechterhaltung eines Kühlmittelkreislaufes mit möglichst kleinen Temperaturgradienten.

Eine weitere wichtige Anforderung für den Betrieb von Transformatoren als langlebige Wirtschaftsgüter ist die Alterungsstabilität des Öls unter kombinierter Beanspruchung durch elektrische Feldstärken und Temperatur.

Die ständige Weiterentwicklung von Transformatoren und weitreichende Veränderungen der zur Verfügung stehenden Materialien und Designwerkzeuge ermöglichen heute den Entwurf von Transformatoren für annähernd jede Anwendung. Gleichzeitig haben sich aber auch die Rahmenbedingungen unter denen Innovationen erfolgreich eingeführt werden können grundlegend geändert. Anfangs war der Bedarf nach technischen Lösungen weit größer als die technischen Möglichkeiten. Jede technische Neuerung wurde vom Markt aufgenommen und bezahlt. Mit steigendem Wettbewerb trat die Kostenoptimierung in den Vordergrund. Mit steigender Marktsättigung und dem gesellschaftlichen Bewusstseinswandel wird schrittweise der Aspekt der ökologischen Verträglichkeit und der Schonung von Rohstoffquellen an die erste Stelle der zu beachtenden Prioritäten treten. Für einen regulierten Netzbetreiber bedeutet dies, dass Netzbauprojekte nur noch bei entsprechender gesellschaftlicher Akzeptanz durchgeführt werden können. Der Einsatz nachwachsender Isolierstoffe kann einen erheblichen Beitrag zu dieser Akzeptanz leisten.



Bild 1. Erweiterung der technischen Möglichkeiten und Änderung der Prioritäten durch die Produkt- und Marktentwicklung bei Transformatoren

Bei der Verfügbarkeit von Grundstoffen zeichnen sich ebenfalls Veränderungen ab. Die Vorkommen naphtenischer Öle sind sehr begehrt und werden zunehmend knapp. Hersteller von Isolierölen weichen deshalb auf andere Verfahren aus bei denen aus Erdgas oder aus anderen fossilen Rohstoffen über zum Teil aufwändige Umwandlungsprozesse synthetische Isolieröle hergestellt werden. Welche dieser Technologien in Zukunft den Markt für Isolierflüssigkeiten beherrschen wird kann noch nicht abgesehen werden und hängt stark von der Preisentwicklung der einzelnen Produkte und der maximalen technischen Ausnutzbarkeit, wie zum Beispiel der Isolationsfähigkeit und der Temperaturklasse, ab. Bild 2 zeigt eine Zusammenstellung der Eigenschaften von vier gebräuchlichen Isolierflüssigkeiten. Über die genannten Eigenschaften hinaus haben diese Isolierflüssigkeiten ein unterschiedliches Verhalten bei langen Isolierstrecken und insbesondere bei Impulsbeanspruchungen wodurch ihre Anwendbarkeit zum Teil eingeschränkt ist. Die ideale Isolierflüssigkeit sollte ein Optimum zwischen Isolier- Kühl- und Brandverhalten bieten. Da keine Isolierflüssigkeit alle positiven Eigenschaften vereint, sind immer Kompromisse einzugehen. Natürliche Esterflüssigkeiten haben gegenüber Mineralölen einen höheren Flamm- und Brennpunkt, gleichzeitig weisen diese eine höhere Viskosität bei entsprechenden Betriebstemperaturen auf. Aus Bild 2 kann auch sehr deutlich der Zusammenhang der biologischen Abbaubarkeit und der Oxidationsstabilität sowie der sich daraus letztlich ergebenden Wassergefährdungsklasse entnommen werden. Eine schnelle biologische Abbaubarkeit bedeutet immer auch eine große Bereitschaft des Öls zur Oxidation mit der Umgebungsluft und den schnellen Zerfall in kleinere und für das Grundwasser harmlosere Produkte bis hin zu Wasser und Kohlendioxid bei vollständigem Abbau.

Eigenschaft	Mineralöl (IEC 60296)	Silikonflüssigkeit (IEC 60836)	Synthetischer Ester (IEC 61099)	Natürlicher Ester (IEC 62770)
Kin. Viskosițăt b. 20°C	22 mm²/s	50 mm²/s	70 mm²/s	85 mm²/s
Kin. Viskosität b. 100°C	2,6 mm²/s	15 mm²/s	5,25 mm²/s	8,3 mm²/s
Brennpunkt (°C)	170	>350	325	360
Flammpunkt (°C)	160	>300	275	325
Dielektrizitätskonstante	2,2	2,7	3,2	3,1
Wassersättigung b. 20°C	50 ppm	200 ppm	2800 ppm	1000 ppm
Biologischer Abbau	langsam	sehr langsam	schnell	sehr schnell
Wassergefährdung	WG 1	WG 3	keine	keine
Oxidationsstabilität	+	++	+	-

Tabelle 1. Eigenschaften unterschiedlicher Isolierflüssigkeiten

2 BETRIEBSERFAHRUNGEN

Das unterschiedliche Betriebsverhalten eines Transformators mit natürlicher Esterflüssigkeit kann durch den Vergleich der Erwärmungsmessungen gezeigt werden. Dazu wurden zwei baugleiche Transformatoren (einer mit Pflanzenöl, der andere mit Mineralöl gefüllt) Erwärmungsprüfungen unterzogen.

In Bild 3 sind die Ergebnisse dieser Erwärmungsprüfungen dargestellt. Sie wurden bei nahezu identischen äußeren Bedingungen durchgeführt. Es fällt auf, dass die Öltemperaturen am Deckel ϑ_{Oel_oben} und am Boden ϑ_{Oel_unten} Unterschiede aufweisen, während die Öltemperaturen in der Mitte der Wicklungen ϑ_{Oel_Mitte} beider Transformatoren im Bereich der Messgenauigkeit beieinander liegen.

Dass die Öl- und Kupfer-Temperaturen in der Mitte der Wicklungen (9_{Oel_Mitte} und 9_{Cu_Mitte}) in etwa identisch sind, zeigt, dass die baugleichen Kühlanlagen für beide Öle annähernd die gleiche Gesamtkühlleistung aufbringen.

Der Temperaturunterschied zwischen den Ölschichten am Kesselboden und am Kesseldeckel $\Theta_{Oel_{ax.}}$ ist bei Pflanzenöl deutlich größer als bei Mineralöl. Es zeichnet sich ab, dass das Pflanzenöl aufgrund seiner höheren Viskosität mit einer geringeren Strömungsgeschwindigkeit fließt als das Mineralöl. Dadurch ist die Verweilzeit in den Wicklungen (Heizung) verlängert, was zu einer stärkeren Erwärmung des Pflanzenöls und somit zu höheren Temperaturen am Transformatordeckel führt. Gleichzeitig ist aber auch die Durchströmungszeit in den Radiatoren (und damit die Abkühlzeit) länger. Nach Verlassen der Radiatoren am Transformatorboden hat die Isolierflüssigkeit deshalb eine niedrigere Temperatur. Im Temperaturdiagramm bedeutet dies eine Drehung der beiden Kurven für den axialen Verlauf der Wicklungstemperatur und der Öltemperatur um den Mittelwert, wie in Bild 3 mit den gestrichelten Linien dargestellt. Dieses Verhalten muss deshalb bei der Auslegung der Kühlkanäle in den Wicklungen berücksichtigt werden.



Bild 2. Vergleich der Temperaturdiagramme zweier 40 MVA Transformatoren mit Mineralöl und Esterflüssigkeit

Nach Auswertung der Erwärmungsmessung des mit natürlicher Esterflüssigkeit gefüllten Transformators wurde der Transformator bezüglich seiner Bemessungsleistung überprüft. Dabei wurden die Ergebnisse aus Alterungsuntersuchungen unter hohen Temperaturen in hermetisch abgeschlossenen Gefäßen berücksichtigt [4], [11]. In diesen Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass natürliche Esterflüssigkeiten unter hermetisch abgeschlossenen Bedingungen eine höhere thermische Festigkeit aufweisen als Mineralöl. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend wurde die thermische Auslegung des Transformators vom Transformatorenhersteller nachgerechnet und die folgenden Grenztemperaturen festgelegt:

Übertemperatur Öl oben	85K
Wicklungsübertemperatur	95K
Heißpunktübertemperatur	110K

Mit diesen festgelegten Werten und den im Prüffeld gemessenen Werten für Kurschlussverluste, Leerlaufverluste und Temperaturen (Wärmefahrt) wurde die neue Bemessungsleistung für den mit natürlicher Esterflüssigkeit gefüllten Transformator zu 48 MVA anstatt der ursprünglich spezifizierten 40 MVA festgelegt. Da die Kurzschlussverluste ungefähr mit dem Quadrat der Belastung ansteigen, kann es sinnvoll sein die erhöhte Belastbarkeit nur für unvorhergesehene Betriebsfälle, die jedoch im Rahmen der n-1 Betrachtungen einzubeziehen sind, zu nutzen. Der Hauptnutzen für den Netzbetreiber entsteht dann nicht dadurch, dass diese Betriebszustände tatsächlich laufend genutzt werden, sondern aus der Tatsache, dass dieser Betrieb im Falle eines Fehlers im Netz ohne Gefahr für den Transformator oder andere betriebliche Einschränkungen genutzt werden könnte. Tatsächlich wird der Transformator nur sehr selten mit erhöhter Last betrieben, so dass diese Fälle aus Sicht der Alterung nicht relevant sind.

Laufende Kontrollen und Ölanalysen ergaben keine signifikanten Änderungen der Öleigenschaften. Es ist bekannt, dass natürliche Ester höhere Konzentrationen an Wasserstoff und Ethan als Mineralöle bilden können. Dies ist eine Folge von Oxidationsprozessen [4]. Im Betrieb erreicht die Ethankonzentration nach ca. 2 Jahren einen konstanten Wert, die Wasserstoffkonzentration dagegen sinkt. Diese Prozesse können mit dem Verbrauch des verfügbaren Sauerstoffs (z. B. in der Papierisolation) verbunden sein. Da keine weiteren Spaltgase in nennenswerten Konzentrationen vorhanden sind, ist die Anwendung von DGA-Auswerteschemata in diesem Fall nicht sinnvoll. Bild 3 zeigt den Verlauf der Wasserstoffkonzentration und der Ethankonzentration seit der Inbetriebnahme des Transformators.



Bild 3. Wasserstoff- und Ethankonzentration der letzten 5 Jahre

Bei den physikalischen Ölkennzahlen war keine Veränderung feststellbar. Bild 4 zeigt den Wassergehalt und die Durchschlagspannung der letzten 5 Jahre. Die Ölfeuchte verläuft nahezu konstant. Die gemessene Feuchte entspricht ca. 1% relativer Sättigung und damit praktisch den Neuwert.

Der bisher mehr als fünfjährige problemlose Betrieb des 40 MVA Pilottransformators zeigt deutlich die Verwendbarkeit von natürlichen Esterflüssigkeiten in Netztransformatoren der 110kV Spannungsebene. Die Verwendung von natürlicher Esterflüssigkeit im Lastschaltergefäß eines Vakuum-Stufenschalters hat sich bisher ebenfalls bewährt. Aufgrund der bisher positiven Erfahrungen wurde ein regelbarer Großtransformator mit einer Leistung von 300 MVA und einem Übersetzungsverhältnis von 405kV +- 11% /115kV / 22kV projektiert und beschafft. Die Auslieferung des Transformators erfolgte Ende 2013, die Inbetriebnahme Anfang 2014.



Bild 4. Verlauf des Wassergehalts und der Durchschlagspannung der letzten 5 Jahre

Die Entwicklung und Konstruktion des Großtransformators stellte eine große Herausforderung dar, letztendlich mussten infolge der physikalischen, elektrischen und chemischen Eigenschaften der natürlichen Esterflüssigkeit grundlegende Änderungen der vorhandenen Design- und Konstruktionsrichtlinien sowie der Fertigungs- und Aufbereitungsprozesse vorgenommen werden.

Für die thermische Auslegung des Großtransformators stellte die wesentlich höhere kinematische Viskosität der Esterflüssigkeit eine Aufgabe dar. Zudem mussten die Forderungen nach einer erzwungenen Kühlung (OD) bei Nennlast und einer natürlichen Kühlungsleistung (ON) bei 60% der Bemessungsleistung in Einklang gebracht werden. Weiterhin galt es die Forderung einer Überlast von 400 MVA zu realisieren. Der Betrieb bei erzwungener Kühlung konnte durch die Anpassung der Kühlanlagenleistung und folglich deren Größe realisiert werden. Verglichen mit einem Großtransformator gleicher Spezifikation konnten die unter Berücksichtigung der Messtoleranz identischen Kühlparameter erzielt werden. Für die Beherrschung der hohen Viskosität im inneren Kühlkreis musste das Kühlungsdesign der Wicklungen und Wicklungsendaufbauten entsprechend modifiziert werden.

Neben dem thermischen Aspekt stellten die elektrischen Eigenschaften der natürlichen Esterflüssigkeit insbesondere in Anbetracht der einzuhaltenden Isolationspegel der Spannungsreihe Um = 420 kV eine entscheidende Herausforderung dar. Wie bereits umfassend publiziert zeigen insbesondere die natürlichen Esterflüssigkeiten signifikant geringere dielektrische Festigkeiten in Abhängigkeit der Beanspruchungsart und –höhe [9, 11, 12]. Um diese Eigenschaften berücksichtigen zu können, mussten bestehende Designrichtlinien modifiziert und zum Teil neue Designrichtlinien geschaffen werden. Ein Hauptaugenmerk wurde auf stark inhomogene Anordnungen gelegt. Wie die erfolgreiche Prüfung der Einheit gezeigt hat, konnten die Ansprüche erfüllt werden.

Auch die Komponenten, wie Durchführungen, Kabelanschlüsse, Stufenschalter und Schutzkondensatoren mussten für den Einsatz im natürlichen Ester qualifiziert werden. So konnte zusammen mit dem Lieferanten der Schutzkondensatoren für die Unterspannung ein Imprägnier- und Aufbereitungsprozess entwickelt werden und anschließend erfolgreich der Prototypentest absolviert werden. Ebenso wurden die Durchführungen für den Anschluss der Mittelspannung erstmals, in einem eigens dafür entwickelten Prüfgefäß, einer Typprüfung unterzogen.

Wie für die Komponenten musste auch der Aufbereitungsprozess für das Aktivteil des Transformators, infolge der hohen Viskosität der Esterflüsskeit, modifiziert werden. Neben speziell spezifizierten Prozessanlagen mussten die Parameter der Prozesse angepasst werden.

Für den Betrieb des Großtransformators spielt das Verhalten bei tiefen Temperaturen sowie der Stockpunkt der natürlichen Esterflüssigkeit eine entscheidende Rolle. Mit etwa -23 °C ist der Stockpunkt der Flüssigkeit, verglichen mit Mineralöl, sehr hoch. Im Fall von lang andauernden sehr tiefen Temperaturen müssen zur Beherrschung dieses Verhaltens gegebenenfalls besondere

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

konstruktive Maßnahmen getroffen werden. Für diese Einheit wurde eine minimale Umgebungstemperatur von -25 °C spezifiziert. In Anbetracht der Jahrestemperaturverlaufes und der daraus resultierenden Dauer der tiefen Temperaturen konnten für diese Einheit einfache konstruktive Maßnahmen getroffen werden, um diese Fälle zu beherrschen. Die Einheit ist so ausgeführt, dass bei vorübergehenden tiefen Temperaturen von bis zu -25 °C und einem Betrieb bei Schwachlast die Temperatur der Flüssigkeit auf minimal -10 °C absinken kann. Das ständige, erzwungene Umwälzen der Flüssigkeit gewährleistet eine gute Durchmischung und somit eine annähernd gleiche Temperaturverteilung. Ist die Temperatur der Flüssigkeit auf kleiner -10 °C abgesunken und der Transformator befindet sich im nicht zugeschalteten Zustand ist das Zuschalten der Einheit nur durch vorheriges Aufwärmen der Flüssigkeit, bis auf einen definierte Grenztemperatur, zulässig. Dieses Aufwärmen ist durch zusätzliche Maßnahmen durchzuführen.

Abgesehen vom Betrieb bei tiefen oder sehr tiefen Umgebungstemperaturen und zusätzlichen Maßnahmen bei der Revision der Einheit gibt es keine weiteren betrieblichen Einschränkungen. Für die kommenden Monate im Betrieb der Einheit wurde ein eigenes Monitoring entwickelt, welches eine ständige Überwachung gewährleisten soll. Der Betrieb dieser Einheit wird sich als richtungweisend für den weiteren Einsatz der Esterflüssigkeiten auch für Transformatoren in HS-Netzen erweisen.



Bild 5. Regelbare Transformatoren, gefüllt mit natürlicher Esterflüssigkeit, links 48 MVA, 110/20 kV Bj. 2008, rechts300 MVA 380/110kV, Bj. 2013.

Bild 5 zeigt die beiden derzeit in Betrieb befindlichen Transformatoren in Netz der EnBW bzw. TransnetBW, die mit natürlicher Esterflüssigkeit gefüllt sind.

3 ZUKÜNFTIGE ENTWICKLUNGEN

Da der jüngste Entwicklungsschritt zu einem 300MVA Transformator im Transportnetz für den Betreiber und den Hersteller relativ groß war, gilt das Hauptinteresse dem Betriebsverhalten des Transformators unter realen Betriebsbedingungen. Eine Vielzahl konstruktiver Neuerungen, die so vorher noch nie eingesetzt wurden, müssen sich dabei erst noch bewähren. Das längerfristige Verhalten der Esterflüssigkeit unter den in diesem Transformator herrschenden elektrischen Beanspruchungen wird engmaschig verfolgt. Da Transformatoren in dieser Leistungsklasse nicht mehr mit demselben Hermetikkonzept wie Verteilnetztransformatoren gebaut werden können, bedarf es noch eingehender Untersuchungen zur Dichtigkeit des gewählten Systems mit Luftabschluss durch einen Gummisack im Ausdehnungsgefäß. Gegenstand weiterer Untersuchungen wird noch eine wirtschaftlich sinnvolle Definition der Bemessungsleitung unter Berücksichtigung der Auslegung der inneren und äußeren Kühlung des Transformators sein. Der 300 MVA Transformator kann mit drei Kühlarten betrieben werden, die eine Vielzahl von Möglichkeiten bieten. Es sind dies KNAN, KDAN und KDAF. Die neu erschienene IEC 60076 Teil 14 gibt nun einen normativen Rahmen vor, wie mit Transformatoren mit Isoloiersystemen für höhere Temperaturen umgegangen werden kann.

Eine Ausweitung der Anwendbarkeit des verwendeten Isoliersystems auf andere ölgefüllte Hochspannungsgeräte erscheint ebenfalls als sinnvoll. Da Öl-Hochspannungswandler ohnehin fast durchweg in Hermetikbauweise ausgeführt werden, bieten sie sich in besonderer Weise als weiteren Anwendungsbereich an. Die Viskosität der Isolierflüssigkeit spielt im Betrieb der Wandler kaum eine Rolle. Der Austausch von Mineralöl durch Pflanzenöl ohne grundlegende Änderungen am Aktivteil und an der Gehäuseform vornehmen zu müssen erscheint möglich. Entwicklungsbedarf gibt es eher beim Fertigungsprozess, speziell beim Imprägnierprozess. Der Nutzen und die Wirtschaftlichkeit für die Anwender ist hauptsächlich bei einer Alternative zu SF6-isolierten Wandlern zu sehen. Diese werden in den höheren Spannungsebenen häufig eingesetzt, da entsprechende Kombi-Ölwandler die Maximalgrenzen für das zulässige Ölvolumen überschreiten und mit Rückhaltesystemen oder Leckage-Überwachungssystemen ausgestattet werden müssten. Dies würde jedoch einen unverhältnismäßigen Aufwand bedeuten. Die Verwendung von natürlichen Esterflüssigkeiten ohne Wassergefährdungspotential könnte schon aus Kostengründen zu einer Renaissance von Ölwandlern führen.

Je mehr Anwendungen für natürliche Esterflüssigkeiten in Frage kommen desto mehr Wünsche bezüglich einer Optimierung der Eigenschaften werden laut. Dies betrifft hauptsächlich die Dichte, die Oxidationsstabilität und die Viskosität. Laufende Entwicklungsaktivitäten befassen sich mit der Herstellung von Esterflüssigkeiten aus natürlichen Rohstoffen mit stark veränderten Eigenschaften. Ob diese zum Teil sehr stark modifizierten Isolierflüssigkeiten noch als natürliche Esterflüssigkeiten bezeichnet werden können, wird sicher noch Gegenstand zukünftiger Diskussionen sein.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Die Verwendung von Pflanzenöl in Transformatoren hat eine Reihe von Vorteilen. Die Klassifizierung von Pflanzenöl als "nicht wassergefährdend" erleichtert die Aufstellung in Wasserschutzzonen. Pflanzenöl ist schwerer entflammbar als Mineralöl und kann als regeneratives Betriebsmittel angesehen werden.

Diesen Vorteilen stehen auch einige Nachteile gegenüber. Durch die höhere Viskosität werden bei natürlich konvektiv gekühlten Transformatoren größere Kühlkanäle notwendig. Ein effektiver Sauerstoffabschluss ist gerade wegen der biologischen Abbaubarkeit unter Atmosphärenbedingungen unabdingbar.

Bei der EnBW Regional AG wurde im März 2008 ein 40 MVA 110/20 kV Transformator und bei TransnetBW im Februar 2014 ein 300 MVA 380/110kV Transformator mit Pflanzenölfüllung in Betrieb genommen. Um das Verhalten des Pflanzenöltransformators optimal bewerten zu können, wurde zeitgleich ein zweiter, baugleicher Transformator mit einer konventionellen Mineralölfüllung eingesetzt. Somit können Leistungstransformatoren, die sich lediglich durch die Isolierflüssigkeit (Pflanzenöl versus Mineralöl) unterscheiden, miteinander verglichen werden.

Die betrieblichen Erfahrungen bei der Analyse von pflanzlichen Isolierflüssigkeiten (Gas-in-Öl Analysen), das Alterungsverhalten, die Kühlungseigenschaften und die Auslegungserfordernisse an Transformatoren werden gemeinsam mit den Universitäten Stuttgart und Karlsruhe wissenschaftlich aufgearbeitet.

Die bisher gesammelten Erfahrungen zeigen eindeutig, dass Isolierflüssigkeiten auf Pflanzenölbasis für die Verwendung in Transformatoren einsetzbar sind.

Die Übertragbarkeit auf andere Höchstspannungsbetriebsmittel wie Wandler und Erdschluss-Kompensationsspulen werden analysiert. Die ersten Ergebnisse sind viel versprechend und es besteht die begründete Hoffnung, dass in Zukunft Pflanzenöl das Mineralöl und auch SF6 ersetzen kann.
LITERATUR

- [1] Experiences in Service with New Insulating Liquids. CIGRE Brochure 436, Working Group A2. 35, October, 2010.
- [2] Julia Hill, Oil reserves, Market Report, 2012
- [3] Heiko Gensior, Chancen, Potentiale, Risiken und Grenzen von biogenen Kraftstoffen, Technology Report, 2012
- [4] Atanasova-Hoehlein, Th. Hammer, M. Schäfer, Diagnostic Markers for Oxidation Condition of Mineral Oil and Ester Insulating Fluids, Cigre Session Paris, D1.213 2010
- [5] IEC 62770 Ed.1: Fluids for electrotechnical applications Unused natural esters liquids for transformers and similar electrical equipment.
- [6] IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers. IEEE C57.147 – 2008.
- [7] ASTM D6871–03: Standard specification for natural (vegetable oil) ester fluids used in electrical apparatus
- [8] R. Frotscher, D. Vucovic, M. Jovalekic, S. Tenbohlen, J. Harthun, C. Perrier, M. Schäfer Behaviour of Ester Liquids under Dielectric and Thermal Stress – From Laboratory Testing to Practical Use, CIGRE Session 2012 Paris, D1-105
- [9] S. Tenbohlen, D. Vukocic, M. Jovalekic, M. Schäfer, J. Harthun Dielectric performance and dissolved gas analysis of natural esters for application in power transformers, CIGRE SC D1 Colloquium, Budapest, 2009, D1-PS1
- [10] M. Konermann, M. Schäfer, Einsatz von Pflanzenöl in Leistungstransformatoren, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 59 Jg (2009) Heft 3
- [11] S. Tenbohlen, M. Koch, D. Vukovic, A. Weinläder, J. Baum, J. Harthun, M. Schäfer, S. Barker, R. Frotscher, D. Dohnal, P. Dyer, Application of vegetable oil-based insulating fluids to hermetically sealed power transformers CIGRE Session 2008, Paris, A2-102
- [12] Pukel G.J., Schwarz R., Baumann F., Muhr H.M., Eberhardt R., Wieder B., Chu D., Power transformers with environmentally friendly and low flammability ester liquids," 2012, CIGRE Session, SC A2-201 Paris, France, 2012-08

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Voltage Regulation Distribution Transformers to Accommodate Distributed Energy Resources in the Grid

M. Sojer, T. Smolka Maschinenfabrik Reinhausen GmbH m.sojer|t.smolka@reinhausen.com Germany

Abstract

Many European nations have defined ambitious goals for the future share of renewable energies in their power generation. The consequent increase in photovoltaic installations and wind mills will also create a paradigm shift in the network infrastructure since renewable energies have a volatile profile, are usually installed in a distributed fashion and thus connected to medium and low voltage networks.

On days when large amounts of distributed renewable resources feed into the distribution network new challenges arise. Voltage band violations are the most frequent problem. In line with the EN 50160 standard, distribution network operators are required to maintain a voltage within a band of ± 10 % around the rated voltage in the distribution network. The more renewable energies are connected to the grid the more challenging this task becomes. Traditional remedies to ensure stable voltages despite a growing proportion of renewable energies are grid expansion measures like deploying additional cables. Common to all these traditional remedies is that they are rather costly.

Voltage regulation distribution transformers are an alternate solution to these traditional measures. This concept is derived from power transformers including on-load tap-changers as they are used in primary substations. In line with this idea, voltage regulation distribution transformers contain an actuator to dynamically control the transmission ratio of the transformer and thus its voltages. The other key component is a controller which includes the necessary algorithms and sensors. The former is the intelligence of the system and uses commands to the actuator to control the voltage of the transformer. It obtains important operating information from the sensors which either access information within the station on the bus bar or can be positioned at a distance at critical points in the network.

A voltage regulation distribution transformer decouples the voltage in the medium voltage network from the voltage in the low voltage network in such a way that the complete voltage band of ± 10 % is available in the low voltage network. This can lead to a capacity increase for the connection of renewable energies by the factor four in the low voltage grid allowing the economic connection of photovoltaic installations. Moreover, as soon as a complete medium voltage ring is equipped with voltage regulation distribution transformers, there is a similar positive effect for the economic connection of wind based renewable energies in the medium voltage network.

1 INTRODUCTION: ENERGY TURNED UPSIDE DOWN

Stopping or at least slowing global warming requires the large-scale integration of renewable energies. As a consequence, many European nations have defined ambitious goals concerning the future share of renewable energies in their power generation in the 20-20-20 targets and have introduced measures to achieve these goals such as incentives and subsidies. Germany is particularly ambitious and plans to double the share of renewable energies in its power generation by 2020, ultimately striving to cover 80 % of its demand for power with renewable energies in 2050. From what can be seen today, most nations have had a successful start with their programs and the share of renewable energies is growing.

However, the resulting paradigm shift in energy generation will also lead to a paradigm shift in the underlying grid infrastructure. Renewable energies have a volatile feed-in profile and are usually installed in a distributed manner. They are thus in stark contrast to traditional sources of energy which used to be placed closely to large loads and which could be controlled in accordance with the loads they supply. The existing grid infrastructure has been optimized for a unidirectional distribution of energy from a few large controllable power plants to many consumers, passing from high voltage grids to low voltage grids. In consequence, the existing grid infrastructure has a hard time coping with the ever growing number of distributed, volatile renewable energies that supply to the grid on all voltage levels available and that cannot be turned on or off in synch with power consumption.

2 VOLTAGE BAND CONSTRAINTS AS THE PRIMARY TECHNICAL CHALLENGE IN DISTRIBUTION GRIDS

Two primary technical challenges result in the grids from the transition to a low carbon power supply: Thermal overload of assets, mainly affecting the transmission network, and maintaining stable voltages within the specified bands, being the key challenge in the distribution network. The traditional and proven, yet costly, remedy for both topics is grid extension. For Germany alone, simulations project between 50,000 and 60,000 additional kilometers of cable in the low voltage grid, between 70,000 and 120,000 additional kilometers of cable for the medium voltage grid, and between 10,000 and 20,000 additional kilometers of cable for the high voltage grid until the year 2030. The financial equivalent to these numbers are investments between 25 and 40 billion Euros over the next two decades [1].

The distribution grid challenge of maintaining stable voltages within the specified bands relates to the respective norms covering which voltages are acceptable at network connection points. For Europe, EN 50160 mandates a voltage within a band of ± 10 % around 230 V. Today, the entire resulting tolerance range of 20% is spread over both medium and low voltage grid since there are no further voltage regulation devices after the primary substation with its transformer equipped with an on-load tap-changer [2, 3]. As Figure 1 shows, this leaves only limited room for voltage rises from the feed in of renewable energies. A large portion of the 20% range is consumed by voltage drops during load, regulation bandwidth of the transformer in the primary substation and imprecision of the transformer in the secondary substation.

Distributing the remainder of 5 % between medium voltage and low voltage grid leaves only very limited headroom for voltage rise from the feed-in of renewable energies into these two voltage levels. In consequence, the thermal capacity of the network assets are usually far from being reached when voltage band concerns constrain the integration of additional renewable energies and necessitate the deployment of additional equipment such as cables or transformers [4].



Figure 1. Voltage band in accordance with EN 50160

Since distribution network operators are often legally obligated on the one hand to connect distributed generation systems to their grid and on the other hand must continue to ensure a reliable supply of voltage, they are forced to invest heavily into their grids.

3 VOLTAGE REGULATION DISTRIBUTION TRANSFORMERS AS AN ALTERNATIVE

Voltage regulation distribution transformers are an alternative solution to such network expansion measures with economic advantages. The underlying technology is known from high voltage grids. It has been industrialized more than 80 years ago by Maschinenfabrik Reinhausen [5] and relies on changing the number of active windings of a transformer with an on-load tap-changer to control its voltage.

Figure 2 shows how this concept can be applied to the distribution grid. A secondary substation connecting the 20 kV grid with the 400 V grid is equipped with a special distribution transformer that comes with an actuator such as an on-load tap-changer that allows changing the voltage of the transformer dynamically under load [6]. The market offers different technological concepts for such actuators. Advanced solutions allow an actuator to be installed without having to change the dimensions of the transformer. This is the only way to ensure that a voltage regulation distribution transformer can be used in all existing secondary substations. Particularly with regard to the large installed basis of compact stations, this requirement is a central point for almost all distribution network operators. In addition, an actuator lifespan that corresponds to that of the transformer with no or only minimum maintenance is usually a primary, economically based requirement. This requirement is frequently hard to fulfil for concepts based on power electronics. Moreover, advantageous concepts facilitate a large regulation bandwidth in that they can significantly alter the voltage of the transformer while at the same time allowing for fine-grained regulation steps in order to avoid network effects such as flicker.

In order for the actuator to facilitate the voltage changes required to stabilize the grid some intelligence needs to determine at which point in time which particular actions are appropriate. This is the role of the controller that relies on algorithms to determine the right reactions given the current state of the grid. To assess the latter it relies on sensors which in the most simple setup measure values on the low voltage bus bar of the secondary substation. In more complex setups there can also be sensors deployed deeper in the low voltage grid, e.g. at the end of the most critical feeders. For most situations classical bus bar control is sufficient. In case of remote sensors being deployed they can communicate with the controller via GSM or Broadband Power Line.



Figure 2. Concept of voltage regulation distribution transformer

In comparison to other conceivable solutions for voltage control in the distribution grid such as distributed energy storage or inverters providing reactive power, voltage regulation distribution transformers seem advantageous since the technology they are based on has proven itself over many decades in the high voltage grids. Moreover, they seem highly economical since they facilitate a high degree of compatibility with existing network infrastructures and the processes of network operators. When a network operator selects an appropriate technical concept there is basically no difference between the operation of a regulated or an unregulated distribution transformer. Figure 3 shows a photograph of a voltage regulation distribution transformer which on the outside is hard to distinguish from a regular distribution transformer. The only visible difference is the blue block between the bushings. It contains a motor unit required to move the on-load tap-changer integrated in the transformer tank.



Figure 3. Voltage regulation distribution transformer

The effect a voltage regulation distribution transformer has on the grid can be seen in Figure 4: It decouples the voltage of the medium voltage grid from that of the low voltage grid in such a way that

the complete voltage band of ± 10 % is available in both voltage levels. This is realized by its functionality to "reset" the voltage in the secondary substation, i.e. no matter what the voltage of the medium voltage grid, the voltage regulation distribution transformer can ensure that the voltage of the low voltage grid is set to a predefined reference value. If the voltage of the medium voltage grid is relatively "too high" it can be regulated down. If it is relatively "too low" it can be regulated up.

In Figure 4 the exemplary reference voltage is set slightly below 400 V, i.e. below 100% of the rated voltage of the grid. In this example there is now headroom of 11% for voltage rise from the integration of renewable energies instead of 3% as depicted in Figure 1. This quadruples the grid capacity for integrating renewable energies in the low voltage grid such as PV systems [7]. As soon as a complete medium voltage ring is equipped with voltage regulation distribution transformers, from a technical perspective the limitation of a maximum voltage rise of 2% in the medium voltage grid can be omitted since each secondary substation now has the capability of the voltage regulation distribution transformer to regulate the voltage back to the range required by the norm. This would facilitate a much larger potential for the integration of renewable energies in the medium voltage grid such as wind energy systems [8].



Figure 4. Voltage band in accordance with EN 50160 with a voltage regulation distribution transformer

4 EFFECTIVENESS

Voltage regulation distribution transformers have been trialled by various distribution network operators in European grids since 2010. By late 2012 the first technical concepts have matured and are available for regular deployment. In early 2014 there are more than 300 installations of voltage regulation distribution transformers with technology from several providers installed in Europe – largely in Germany. The units deployed have proven that voltage regulation distribution transformers can indeed help to maintain stable voltages within the specified bands and are thus an economic alternative to classical grid expansion measures. Secondly, distribution network operators have learned that voltage regulation distribution transformers can be operated reliably with the standard asset processes employed. To fully tap the potential of this technology distribution network operators are currently revising their network planning guidelines to ensure that voltage regulation distribution transformers can be employed whenever possible to accommodate additional renewable energies in the distribution grid.

The additional capacity for renewable energies created by a voltage regulation distribution transformer installed in the distribution grid always depends on the specific characteristics of the grid. In the

following the additional capacity is calculated for two exemplary grids based on public statistical data [9, 10].

The first example shown in Figure 5 is a rural grid with a low population density. The secondary substation of the grid is equipped with a 400 kVA distribution transformer. The grid consists of five feeders with a length of 400 m and seven connection points each. Four feeders are cables (NAYY-4x150), one is an aerial feeder (70-AL1/11-ST1A9). In addition to that feeder one is a pure load feeder. The other four feeders are equipped with PV feed-in which differs between installations in every second household in the first feeder and only one installation in the middle or at the end of the other feeders.

Gı	rid 1: Rural g	rid				
Without VRDT	400kVA 400kVA 20kV 0,4kV 95%107%	rid 40m ← 60m 94.4% NAYY 4x150 1 2 H0 ↓ C1 ↓ 94.6%107.5% NAYY 4x150 1 40 ↓ 94.6%107.5% NAYY 4x150 1 2 H0 ↓ H0 ↓ 94.6%107.3%	400m 93.1%	92.0% 7 H0 92.7%110% 92.7%110% 92.7%110% 92.7%110%	Line utilization / PV power 46% 27%50% P _{PV} = 100kW 27%47% P _{PV} = 97kW	
		ATS0 1 2 H0 H0 H0 94.3%107.3% 70-AL 1/11ST1A 1 2 H0 H0 H0 40m ← 60m	3 4 H0 H0 H0 92.5%108.2%	90.2% 110%	26%12% P _{PV} = 55kW 26%12% P _{PV} = 26kW	Potential P _{PV} [kW] Factor
		94.4% NAYY 4x150 1 2 H0 C1 2	400m 93.1% 3 4 ····	92.0% 7 H0 ♥	46%	Without VRDT
VRDT	630/800kVA 630/800kVA 0,4kV 95%99% VRDT: B=2% U _{st} =2%	94.6%100.1% NATY 4x150 1 2 H0 H0 H0 H0	93.8%102.7%	92.7%105.3%	27%100% P _{PV} = 192kW	F2 1.9
With		94.6%100.1% NAYY 4x150 1 2 H0 ♥ H0 ♥	93.4%105.4%	6 92.7%105.4% По но	27%100% P _{PV} = 197kW	- 2.0
		94.6%100.1% NAYY 4x150 1 2 H0 H0	93.8%103.4% 3 4	92.7%110%	27%96% P _{PV} = 197kW	
	U _{ref} =97%	94.3%100.0% 70-AL1/11STIA 1 H0 H0 H0 H0	92.5%103.3%	90.2%110%	26%44% P _{PV} = 97kW	F5 0 100 200
949	‰ 107% Voltage based ↓ ■ Node with U	1 on U _r = 230V = 1,1* U _r	✓ Node with U > 1, ↓ Load	.1* U _r	PV feed-in Asset with utilization= 100%	Overhead line Overhead line Overhead line

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Figure 5. Effectiveness of voltage regulation distribution transformers - example 1

Without use of a voltage regulation distribution transformer 278 kWp of PV can be integrated with different potentials for each feeder. The limiting factor for each feeder is the maximum voltage rise of 3 % in the feeders. In consequence the utilization of the feeders ranges between 12 and 50 %. With the use of a voltage regulation distribution transformer the PV capacity increases by a factor of 1.9 for feeder number two and by a factor 2 for feeder number three. For feeders number four and five the use of a voltage regulation distribution transformer offers the possibility to integrate 3.6 times and 3.7 times more PV, respectively. Depending on the position of the PV installations in the feeder a voltage regulation distribution transformer can increase the potential for integration of PV by a factor of at least 2 to even 4.

Figure 6 also shows a rural grid. It is generally similar to the grid displayed in Figure 5, but a 1,200 m long extension in the load-only feeder has been added for a consumer like an agricultural business with a load of 14.5 kW. With a voltage drop of 7 % the voltage spread is further raised so that only 1 % instead of the usual 3 % can be used for local feed in. In this configuration the integration of PV installations is limited to 98 kWp and the different line loads are between 5 % and 17 % without using a voltage regulation distribution transformer. The use of a voltage regulation distribution transformer enhances the integration potential in this extreme situation by a factor between 5.7 and 8.

5 CONCLUSION

The continuously growing share of renewable energies in the European energy generation keeps challenging the existing grid infrastructure. In the distribution grid voltage band violations are the primary reason for costly gird expansion measures. Voltage regulation distribution transformers are an economic alternative to such measures. They rely on technology proven over decades in the high voltage grids and by dynamically controlling the voltage of a distribution transformer under load facilitate significant additional headroom in the distribution grid to connect renewable energies without having to deploy additional cables or other additional assets.

The actual potential to be gained from deploying a voltage regulation distribution transformer depends on the characteristics of the particular grid and the distributed energy resources deployed. In constellations where the majority of the renewables is connected closely to the bus bar a voltage regulation distribution transformer can approximately double the grid capacity for renewables. When the feed-in shifts more toward the end of the feeder as is usually the case in real networks the effect of the voltage regulation distribution transformers becomes more pronounced as it increases the grid capacity up to a factor of four. In special cases with particularly long feeders and above usual voltage drops as they can be found when solitary farms are connected to the grid the beneficial effect of a voltage regulation distribution transformer can grow up to a factor of eight of additional grid capacity for renewables.



Figure 6. Effectiveness of voltage regulation distribution transformers – example 2

LITERATURE

- [1] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): dena-Verzeilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetz in Deutschland bis 2030.
- [2] Brückl, O., Bäsmann, R., Hinz, A. (2011): Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) Fit für mehr erneuerbare Energien. Teil 1. ew, Jg. 110 (2011), Heft 25-26, S. 62-64.
- [3] Brückl, O., Bäsmann, R., Hinz, A. (2012): Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) Fit für mehr erneuerbare Energien. Teil 2. ew, Jg. 111 (2012), Heft 1-2, S. 60-65.
- [4] Schmiesing, J. (2011): Das Konzept der dezentralen Spannungsregelung. Handbuch Energiemanagement, Verlag EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt (Main), 33. Ergänzungslieferung, September 2011.
- [5] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, Regensburg: http://powerdistribution.reinhausen.com.
- [6] Sojer, M., Hinz, A. (2012): Regelbare Ortsnetztransformatoren statt Netzausbau. Netzpraxis Jg. 51 (2012), Heft 6, S. 18-22.
- [7] Rohde, M.; Sojer, M.; Smolka, T.; Haslbeck, M.; Brückl, O. (2013): Regelbare Ortsnetztransformatoren: "Mehr Platz" im Spannungsband. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 63 (2013), Heft 10, S. 78-81.
- [8] Schmiesing, J.; Beck, H.-P.; Smolka, T.; Sojer, M. (2013): Avoiding MV-Network Expansion by Distributed Voltage Control. 22nd International Conference on Electricity Distribution, Stockholm, 10.-13. June 2013.
- [9] Kerber, G.; Witzmann, R. (2007): Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Strom aus Photovoltaik. ew, Jg. 106 (2007), Heft 4, S. 50-54.
- [10] Fraunhofer IWES (2011): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung. Kassel.

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

Technische Innovationen bei regelbaren Ortsnetz-Verteiltransformatoren

Ralf-Werner Held SGB-SMIT Group ralf-werner.held@sgb-neumark.de Germany

KURZFASSUNG

Durch das EEG (**Erneuerbare-Energien-Gesetz**) ist der der Anlage nächstgelegene öffentliche Netzbetreiber aufgrund eines gesetzlichen Schuldverhältnisses zum Anschluss der Anlage und zur vorrangigen Einleitung des erzeugten Stromes sowie zur Zahlung der gesetzlich festgelegten Vergütung verpflichtet.

Grundsätzlich muss die DIN EN 50160:2011-02 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen" eingehalten werden.

Die am frühesten und am stärksten auftretende Herausforderung durch das EEG auf Ebene der Verteilernetze ist die Einhaltung des Spannungsbandes nach DIN **EN 50160:2011-02** aufgrund der hohen installierten Leistungen von Photovoltaikanlagen.

Die bis Q3/2012 verwendeten Varianten für eine kundennahe Spannungsregelung erfordern einen Platzbedarf, der dazu führt, dass ein einfacher Austausch eines konventionellen Verteiltransformators gegen einen regelbaren Verteiltransformator (RONT) in einer bestehenden Ortznetz-Verteilstation nicht durchgeführt werden konnte.

Am Beispiel des Gridcon® iTAP® der Maschinenfabrik Reinhausen wird ein zukunftsträchtiger Lösungsansatz zu dieser Problematik beschrieben.







Transformationsfunktion

- Drehstrom Öltransformator
- 250 bis 800 kVA
- 24 kV Spannungsreihe
- 3 Phasen
- In Breite und Tiefe nicht größer als ein ungeregelter Transformator
- Wartungsfrei über die Lebensdauer (bis 700.000 Schaltungen)
- Maximal 9 Betriebsstellungen, alternativ 5 oder 7
- Unter Last schaltbarer Regelbereich frei wählbar, z. B. ±4 x 2,5 Prozent (maximal 600 V Stufenspannung)







Stuttgarter H

2014

7

SMIT

Regelbarer Ortsnetz-Verteiltransformator

Marktanforderungen

Die Transformatorspezifikationen der EVU's beschreiben Abmessungsvorgaben, die grundsätzlich für alle Lieferanten von Verteiltransformatoren einzuhalten sind!

Hinsichtlich Leerlaufverluste (Po) und Kurzschlußverluste (Pk) gehen die Vorgaben über die der DIN EN 50464-1 bzw. DIN EN 60076-1 hinaus! (0%Toleranz)

630kVA	RWE	EON	ENBW
Gesamt (kg)	2300	2480	2500
Länge (mm)	1250	1500	1700
Breite (mm)	850	900	920
Höhe (mm)	1600	1800	1650
		\sim	



SGB

Partners in Po



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014





1.te Generation SBG RONT mit **GRIDCON® iTAP ®**

- = 1 Stück, R65019, DOTUL 630kVA ,20kV +2x1%,0,-6x1% / 0,4kV
- mit MR Grindcon iTAP,(ohne Ausgleichswicklung), Cu/Cu-Wicklung

5 Stück, D57R01, **DOTUL 400kVA, 20kV** +-4x2,5% / 0,4kV

- mit MR Grindcon iTAP, (mit Ausgleichswicklung), Cu/Cu-Wicklung
- 2 Stück D67R01, **DOTUL 630kVA, 20kV** +-4x2,5%/ 0,4kV
- mit MR Grindcon iTAP, (mit Ausgleichswicklung), Cu/Cu-Wicklung



SGB

Partners in Pow

SMIT

1te Generation SBG rONT mit GRIDCON® iTAP ®







1te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®







14



• 1te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®



• 1te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®



15.01.2014 16



• 1te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®



- 2te Generation SBG RONT mit **GRIDCON®** iTAP ®
 - Bewertung 1te Generation

Ausführung mit Ausgleichswicklung

- + verkleinerte Typenleistung der PA's
- Mehraufwand Wickelei
- Zusatzverluste der PA's auf allen Schalter-Stufen
- PA-Design erschwert Aktivteilmontage und OS-Verschaltung

Ausführung ohne Ausgleichswicklung

- große Typenleistung der PA's erforderlich
- + Zusatzverluste der PA's in Grundposition verringert - PA-Design erschwert Aktivteilmontage und OS-Verschaltung



SGB

Partners in Powe

SMIT

Platzverhältnisse zwischen GRIDCON® iTAP ® und PA's



- 2te Generation SBG RONT mit **GRIDCON® iTAP** ®
 - + Vereinfachter Wicklungsaufbau durch RE-Design der Wicklung
 - + Abmessungsoptimierung durch RE-Design der PA's
 - + Verringerung der Zusatzverluste durch RE-Design der PA's
 - + Modulbauweise durch neue Anordnung der PA's unterhalb vom Aktivteil
 - + Alu/Alu -Wicklung



2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®

_			15.01.2014
		Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014	20



• 2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®



• 2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®





• 2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®

AoBk mit 0% Toleranz, 20kV/0,4kV +-4x2,5%, Alu/Alu-Wicklung

250kVA	Länge (mm)	Breite (mm) Höhe (mm)		Gewicht (kg)	
RWE	1080	770	1500	1200	
EON	1180	760	1550	1450	
SBG	1190*	760	1570	1630	
400kVA	Länge (mm)	Breite (mm)	Höhe (mm)	Gewicht (kg)	
RWE	1150	820	1600	1600	
EON	1260	860	1720	1800	
SBG	1190	830	1690	1850	
630kVA	Länge (mm)	Breite (mm)	Höhe (mm)	Gewicht (kg)	
RWE	WE 1250 850 160		1600	2300	
EON	1500	900	1855	2480	
SBG	1250	860	1855	2500	

) Status:

Die 2te Generation mit der Verlustpaarung AoBk und 0% Toleranz erfüllt nahezu alle Abmessungs- und Gewichtsvorgaben der EON!

Ausblick:

Die 2te Generation mit der Verlustpaarung AoBk und 15% Toleranz ermöglicht mit Einschränkungen** die Einhaltung der Abmessungsvorgaben der RWE!

*Länge der 250kVA-Variante wird von den Abmessungen des iTAP bestimmt! ** ohne Fahrrollen Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014	15.01.2014 23
Inhalt	Partners in Power
 Regelbarer Ortsnetz-Verteiltransformator Stand der Technik Marktanforderungen GRIDCON® iTAP ® 1te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ® 2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ® Ecodesign Regulation 	
Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014	15.01.2014 24

169

Regelbarer Verteiltran	Ortsnetz- sformator				SGB Partners in I	Power SMIT			
2te Generation SBC EUROPEAN COMMISSION	ITAP (8) CENCENELEC Eco-CG N N 26 Annex I: Ecodesign requirements for medium cover for the peak Efficiency Index (PE) values given In- and no-load losses or the Peak Efficiency Index (PE) values given In- all Socific requirements for these chase needing mover formers with catel form all socific requirements for these chase needing mover formers with catel form								
COMMISSION REGULATION (EU) No	COMMISSION REGULATION (EU) No/			Table 1.1: Maximum load and no-load losses for three-phase <u>liquid-immersed</u> medium power transformers with the high-oblage winding rated ≤ 24 kV and the other winding rated $\leq 1,1$ kV					
of XXX on implementing Directive 2009/125/EC with regard to small, transformers	medium and large power	RATED POWER (kVA)	Tier 1 (fro Maximum load losses (in Watts) *	m 1 July 2015) Maximum no-load Iosses (in Watts)*	Tier 2 (fron Maximum load losses (inWatts)*	Maximum no-load losses (in Watts)*			
Table 1. Measured parameter Load losses No load losses	Perification tolerances The measured value shall not be greater than the declared value by more than 5 %. The measured value shall not be greater than	25 50 100 160 250	Ck (900) Ck (1100) Ck (1750) Ck (2350) Ck (2350)	Ao(70) Ao(90) Ao(145) Ao(210) Ao(300)	Ak(600) Ak(750) Ak(1250) Ak(1750) Ak(2350)	Ao-10% (63) Ao-10%(81) Ao-10%(130) Ao-10%(189) Ao-10%(270)			
1.3)	the declared value by more than 5 %.	315 400 500 630 vith rated power	Ck (3900) Ck (4600) Ck (5500) Ck (6500) ≤ 3150kVA	Ao(360) Ao(430) Ao(510) Ao(600) Ao(650)	Ak(2800) Ak(3250) Ak(3900) Ak(4600) Ak(6000)	Ao-10%(324) Ao-10%(387) Ao-10%(459) Ao-10%(540) Ao-10%(585)			
equi bad inclu The r incre losser	ped with tapping connections suitable for operatio for voltage adaptation purposes. Voltage Regulation ded in this category. naximum allowable levels of losses set out in Tables I used by 20% for no load losses and 5% for load losses in Tier 2.	n while being ener Distribution Trans .1 and I.2 of this for in Tier 1 and by 109 3150	gised or on- sformers are mean from be % for no load	Ao(770) Ao(950) Ao(1200) Ao(1450) Ao(1750) Ao(2200)	Ak(7600) Ak(9500) Ak(12000) Ak(15000) Ak(18500) Ak(23000)	Ao-10% (693) Ao-10%(855) Ao-10%(1080) Ao-10%(1305) Ao-10%(1575) Ao-10%(1980)			
Regelbarer	"Maximum losses for KVA ratings that fall in between the ratings given in Table I.1 shall be obtained by linear interpolation. 24.01.2014 Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014								
Verteiltransformator 2te Generation SBG RONT mit GRIDCON® iTAP ®									
Die kommende Ecodesign Re +10% Aufschlag für Po bei Re +5% Toleranz auf Po und Pk!	gulation beinhaltet: DNT's!	PEO201 (A		,					
<u>beispiel 400kVA</u> <u>Ak(3250W) zuzügl. 5% Toleranz = 3412W</u> <u>Ao-10%(387W) +10% = 425W zuzügl. 5% Toleranz = 446W</u> *Nennstufe = Grundposition GRIDCON ® iTAP ®			*Pk = 3793W *Po = 421W						
Zielstellung: -Bestehende Abmessungsvorgaben der EVU's auch für die zukünftige Ecodesign Regulation einhalten zu können. Lösungssansatz: - Verwendung von Kernblechmaterial (0,18mm-0,68W/kg) - Definition größerer Ovalitäten für Aluminium-Design									





Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014

New system level EMC performance check for MV power substations under switching transients

Dennis Burger / Christian Suttner / Stefan Tenbohlen Universität Stuttgart christian.suttner@ieh.uni-stuttgart.de Germany Werner Ebbinghaus ABB AG werner.d.ebbinghaus@de.abb.com Germany

ABSTRACT

Currently, there is a strong demand for cost effective and compact medium voltage (MV) switchgear to turn existing distribution grids into smart energy networks with enhanced capability and sustainable functionality.

This results in switchgear designs continuing to shrink in size while simultaneously operating at increasing voltage levels. From the electromagnetic compatibility (EMC) point of view, this leads to a significantly higher stress on the intelligent electronic devices (IEDs). In other words, the IEDs are increasingly exposed to disturbances well beyond their formerly (type-) tested levels. Therefore, although the IEDs still pass all of their specified EMC type tests, there is a growing risk of electromagnetic interference during their service life.

This paper compares the real-life disturbances due to switching operations with the applied EMC stress during the type tests in the time and frequency domain. It shows the main shortcomings and gives information about their root causes. A practical recommendation for a new and effective approach to EMC performance testing at the system level is provided.

1 INTRODUCTION

In some cases primary and secondary switchgear installations can have an insufficient EMC performance even though they have been tested according to the relevant standards without regard to a specific manufacturer or a product. Since it is especially important to prevent the unintended tripping of protection functions, this paper is focused on the measurement circuits of the IEDs. In particular, the current transformer circuits are investigated because they are used more frequently than voltage transformers.

This paper is based on a large number of site and laboratory experiences, identifying worst case scenarios. These are used as the rudimentary basis for the definition of a new approach for testing the system EMC of MV power substations.

2 ORIGIN OF SWITCHING TRANSIENTS

Switching transients are due to arcing phenomena during switching operations. The arcing itself is characterized by the functional principle of the switch.

For typical vacuum circuit breakers (CB), it is generally known that the level of occurrence as well as the correlating EMC stress of restrikes depends mainly on the load. However, single prestrikes at the CB contacts can also be found during any closing operation independently of the load condition.

Regarding disconnectors, capacitive loads with values of a few tens of picofarads up to some nanofarads are always switched. These values correlate to short lengths of primary conductors inside the switchgear or to power cables of some tens of meters in the case of special bus coupler panels.

Practical experiences have proved the theory that slowly moving disconnectors within bus coupler panels (both longitudinal and transverse couplers) generate the most severe EM disturbances, except for very special and unusual constructions.





Figure 2 - Voltages during disconnector opening in a bus coupler panel. An expanded view of the transients of a single reloading event is shown later in figure 3.

In this paper, the usual case of a disconnector switching bus coupling MV parts is investigated. Figure 2 shows the voltage signals on both sides of the disconnector according to the equivalent circuit diagram of figure 1.

Every recharging process of the parasitic capacitance causes two travelling waves on the primary conductors, one in each direction. Due to the capacitive coupling in the instrument transformers, the steep edges of the travelling waves cause conducted EM disturbance at the IED inputs. The amplitude of the transient overvoltage at the IED is linearly proportional to the rise time and the peak value of the wave front at the primary terminals of the instrument transformer. In summary, the amplitude of the transient disturbance at the analog measurement inputs of the IED is primarily depending on:

• the operating voltage of the switchgear

A higher operating voltage leads to higher ignition voltages at the switch contacts, higher wave fronts and higher disturbance amplitudes. For opening operations, the maximum ignition voltage is twice the peak value of the applied line-to-ground voltage.

- the type of switchgear panel Practical experiences at different sites have shown that bus coupler panels generate the most severe disturbance. Feeder panels are much less critical, the reasons are given in chapter 5.
- the insulating medium of the disconnector

Generally, a higher breakdown field strength of the insulation medium causes steeper wave fronts and thus, more spectral contributions at higher frequencies. But, more detailed investigations have shown only small differences between air and SF_6 insulated disconnectors. For comparison, two measurements (with air and SF_6) made under the same ancillary conditions are plotted in figure 3. The rise times of the travelling waves measured at the current transformer's primary clamps have almost the same value of about 15 ns.



Figure 3 - Comparison of the wave front characteristics due to ignitions at disconnector contacts in air and SF6

The reason for this unexpectedly small deviation could be the poor wave guide characteristics of the substation at higher frequencies.

• the parasitic capacitance of the CT / VT

Figure 4 shows the equivalent circuit diagram of an analog measurement circuit. It is obvious that larger coupling capacitances cause stronger electromagnetic coupling between the primary and secondary components and result in higher disturbance voltages U_d at the IED inputs.



Figure 4 - Disturbance propagation on the primary and secondary parts of a typical switchgear panel.

• the secondary wiring and the IED input

Assuming that the secondary wires can be described as transmission lines, varying the line lengths or the IED input circuit essentially changes the impedance conditions of the system. Other impedances lead to other disturbance voltage distributions. As a result, the secondary wiring as well as the input impedance of the IED must be taken into account when the interference between the primary side and the IED is considered.

3 EMC REQUIREMENTS FOR IEDS

The market launch of new protection or control units for use in the harsh electromagnetic environment in switchgear assumes that at least the EMC requirements defined in the international standards IEC 62271-1 and IEC 60255-26 are met. For all signal ports (i.e. also for measurement ports) the following immunity requirements are defined:

- Electrical fast transient ("burst") test:
 - level 2 (2 kV), for class B products
 - level 3 (4 kV), for class A products
 - coupled by capacitive coupling clamp (CCC)
 - according to IEC 61000-4-4
- Damped oscillatory wave (DOW):
 - Test level: 1,0 kV common mode (CM)
 - 2,5 kV differential mode (DM)
 - Frequencies: 100 kHz and 1 MHz
 - Coupled via coupling/decoupling network (CDN)
 - According to IED 61000-4-18

The listed tests must be passed without any temporary or permanent degradation of the protection, command or control functions.

Regarding these standard test routines, one very essential point has to be considered:

The disturbance voltage occurring at the terminals of the device under test (DUT) is definitely much lower than the specified test voltages (level) in the standards.

Independent of if the test is executed in CM or DM, the test voltage is always divided into three parts, the voltage drops at the generator's internal resistance, at the coupling device (CDN or CCC) and at the DUT. Figure 5 shows the equivalent circuit diagram of a typical burst test as well as the splitting of the test voltage.



Figure 5 - Voltage drops at an electrical fast transient/burst test.

Since DM disturbance plays a minor role for CT inputs of IEDs, the measurements in figure 6 and 7 show the applied CM test voltages of both burst and DOW immunity testing.



The burst test itself can be considered as a broad-band stimulation of the input under test. In this case, a resonance circuit of parasitic elements starts oscillating with its natural frequency of about 3 MHz. Even if such dominant resonances appear, the other frequency contents of the burst waveform are also tested, because they are still present in the rise time of the first voltage edge.

The rise time of the DOW is 75 ns. The DOW test can be regarded as a narrow-band test with one dominating frequency (100 kHz or 1 MHz). Therefore, in this case the measurement of the disturbance voltage at the IED shows mainly the 1 MHz oscillation of the test generator. Natural resonance frequencies are not stimulated due to the limited spectral frequency content in the long rise time of the test signal.

Finally, both measurements show significant differences between the nominal IEC test levels (load voltage of the test generator) and the measured voltage levels at the CT terminal of the IED (much lower). Thus, a burst or DOW test can always confirm only the immunity levels which are measured at the IED inputs.

4 TYPE-TEST VERSUS REAL-LIFE DISTURBANCE

It is a fact that (independent of the IED and switchgear manufacturer) some sites can show electromagnetic interference (EMI) at the IEDs during switching operations in the primary circuits of the medium voltage switchgear. Therefore, there is just one valid explanation:

Today, the electromagnetic stress in service of an IED can be much higher than the previously type tested disturbance levels (higher frequency and/or amplitude).

In order to identify the gaps between real-life and the type-test EMC disturbance a research setup was constructed at the high voltage laboratory at the University of Stuttgart. The setup consists of three switchgear panels, a 90 kVA test transformer for feeding and a power cable of 10 m in length. The switchgear for the test was used in a configuration to simulate the most severe case of a bus coupler panel. One phase of the busbar is energized with 10 kV_{L-GND} by connecting the feeding transformer to the left panel. The disconnector in the mid panel is used for the switching of the primary parts representing the busbar interconnection. The right panel is not used in this test, its disconnector is closed and a dummy plug mounted in the power cable socket. Figure 8 shows the single line diagram of the test setup as well as the disturbance propagation paths and measurement points.



Figure 8- Single line diagram of the installed test setup at the high voltage laboratory at the University of Suttgart.

In the mid panel the protection device (IED) and the current transformers (CTs) are installed. The CTs used are 2000 A types to get close to the worst case of a high coupling capacitance (32 pF) due to the high turns ratio and the large secondary winding.

The characterization of the EMC performance was carried out using the disturbance voltage at the IED's CT terminal. Further, the CM disturbance current into the CT port was measured to provide more future possibilities for verification. Figure 9 and figure 10 show the disturbance pulses at the IED due to an opening operation of the mid panel's disconnector.

Viewing the measured voltage signal in Figure 9 without knowing the applied values during the type test, it is seen that the disturbance voltage is just a little bit higher than the nominal burst test of 2 kV defined by the standard. Therefore, the situation spuriously seems to be under control.



Executing the electrical fast transient/burst type test according to the standards will show that the applied test voltage at the CT terminal is just about 500 V_{Pk} (see figure 6). As a consequence, the real-life disturbance in service can exceed the tested level by a factor of approximately 4.

The gaps between the real-life and the type-test disturbance can be explored in more detail by transforming the signals into the frequency domain and comparing the amplitude density spectra of the disturbance records. Figure 11 shows there are frequency ranges, where the real-life disturbance is up to 50 dB higher (a factor of 316) than the measured values during the type tests.



Figure 11 - Comparison of the real-life and typetest disturbance signals in frequency domain.

Remark: For the real-life disturbance in the frequency range above 60 MHz, there is only background noise visible due to the limited vertical resolution of the measurement device (8 bit). The dynamic range was enhanced in the case of the burst and DOW pulses by repeatedly applying and averaging the pulses before transforming them to the frequency domain.

Ultimately, two major problems need to be addressed when relying on the results of the standard EMC type tests:

- 1. The disturbance levels applied to the IED terminals during the type tests are not known.
- 2. The expected disturbance, occurring at the IED in service cannot be estimated.

As a conclusion, a new testing method has to be found which takes the two unknown parameters into account. Otherwise, the EMC behavior of switchgear (i.e. combination of any primary and secondary equipment) can neither be estimated nor validated.

5 SUBSTATION EMC TESTS

Based on the findings above, a new approach for a substation EMC test must be derived. The goal of the new test should be to obtain reliable predictions about the internal EMC behavior of the complex electromagnetic system known as switchgear.

Principally, there are different solutions to reach this basic objective:

A. The standardized IEC solution

The first solution is published in the Annex J of the IEC 62271-1 standard. There, an on-site evaluation method for the system EMC of switchgear panels is described. This test is based on real switching operations under high voltage and no load conditions (i.e. equal to the worst case of a bus coupler). The pass/fail criterion is that "the recorded or calculated peak value of induced common-mode voltage, due to switching in the main circuit, should not exceed 1,6 kV for interfaces of the auxiliary and control circuits."

This test is an excellent approach for an on-site estimation of the system EMC. But for a watertight validation, the type-tested disturbance levels should be taken into account in addition to the fixed value of 1,6 kV. Further, this test is time and cost-intensive so that it is rarely applied by manufacturers. Especially as a pre-compliance test during the development stage of a new product it is principally unsuitable.

B. The "sure-fire" approach

To achieve a 100 % EMC validation, the practice is to compare the real switching disturbance of a worst case panel (no load or bus coupler) with the measured susceptibility levels during the type tests in the frequency domain. If the type tested disturbance spectra are above the spectrum of the disturbance due to the worst service case, this test is passed. Recording the different spectra can be realized in the frequency domain by test receivers or spectrum analyzers in the peak detect mode, or in the time domain by adequate probes and oscilloscopes with a minimum bandwidth of 100 MHz (but typically with a reduced dynamic range).

C. The new system level EMC performance test

This new substation EMC test provides the possibility for a time and cost effective evaluation of the EMC performance of medium voltage switchgear. Further, the use of simple methods and the applicability as a pre-compliance test during the development stage of new secondary equipment (or even some kinds of primary products) is provided.

The test is based on the sure-fire approach, but uses some simplifications to reach a high degree of practicability:

• Use of just one panel

The highest amplitude value of the disturbance at the IED measurement ports due to ignitions at the switch contacts is determined by the highest wave front hitting the instrument transformer. Typically the first wave front due to an ignition is also the highest one, its rise time has maximum values of 15 nanoseconds. Therefore, only reflections in the close electrical vicinity of the instrument transformer can increase the first transient voltage edge. 15 ns correlate to a maximum distance of

$$L = \frac{C_0}{t_r} = \frac{3 * 10^{\circ}8\frac{m}{s}}{15ns} = 4,5m$$

assuming C_0 (speed of light in vacuum) as the propagation speed for transients inside the panel.

4,5 m is mostly in the range of the own panel, so the neighboring panels are expected to have no influence on the maximum value of the disturbance on the secondary wiring.

• Artificial stimulation of primary parts

The transient wave front due to the ignition process at the disconnector is replaced by a fast transient/burst pulse. Burst pulses have a similar rise time (5 ns) compared to the dielectric breakdown between the disconnector contacts. Coupling the burst pulses to the primary parts of the switchgear increases their rise times in the same way as for wave fronts from disconnector ignitions (e.g. due to stray capacitance in the CT).



Figure 12 - Comparison of different wave fronts measured at the CT.

Hence, the transient wave front measured at the instrument transformer is very comparable for injected burst pulses and real ignitions at the disconnector. Major differences are just in the amplitudes. The maximum wave front amplitude due to disconnector ignitions is proportional to the operating voltage of the switchgear, the amplitude of injected burst pulses is adjustable at the test generator, and thus, well known.

• Neglecting substation earthing conditions

Regarding the common mode noise at analog measurement terminals, the reference ground for the IED is the switchgear chassis potential. For that reason, the connection of the panel to the substation's earthing system has no influence on the EM disturbance values at these ports. The substation grounding has no influence on DM-Dist. due to the same reasons.
• Interpretation of max-values in the time domain

Presuming that the burst pulses of the EMC type test and the disturbance pulses due to real switching operations have a similar spectrum, the test procedure is going to take over the simplification of the IEC solution and uses just the maximum values of the measured disturbances. This simplification leads to a faster evaluation process (because of measuring in the time domain) but keeps the same reliability of the results. Similar to Annex J of the IEC 62271-1 standard, the "Instrumentation for recording induced voltages should be connected as outlined in IEC 60816".

6 DESCRIPTION OF THE TEST PROCEDURE

The new test procedure is divided into 4 parts. Before starting the test, any existing circuit breaker has to be closed and each disconnector must be in an open position. The cable exits of the panel have to be open, i.e. no loads (even no free-running power cable) are connected.

Step 1: Identification of the tested immunity level

Select a port to be tested and carry out the fast transient/burst test according to the relevant standard (e.g. level 3 / 2 kV for class B devices). Record the peak value of the disturbance voltage at the selected port by adequate instrumentation (minimum bandwidth of 100 MHz) as shown in figure 13 and according to IEC 60816.



Figure 13- Measurement of the actually applied test level

Step 2: Burst injection on the primary side

Apply 4 kV (level 4) burst pulses on the power cable exit of the switchgear panel. Again, record the peak value of the disturbance voltage coupled to the IED port under test. Figure 14 graphically illustrates this step of the test procedure.



Figure 14- Measurement of the disturbance voltage at the IED during artificial stimulation of the primary side using burst pulses

Step 3: Calculation of the scaling factor

The recorded peak value of the coupled common mode voltage at the port under test has to be multiplied with the disturbance scaling factor

$$k_{d} = \frac{U_{step,max}}{U_{Burst}} = \frac{U_{m} \cdot 2 \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}}{U_{Burst}}$$

 $U_{\text{step,max}}$ represents the voltage step of the highest transient wave front hitting the instrument transformer for an operating line to line voltage of the switchgear of U_m .

Remark: The highest voltage step is calculated on the basis of the maximum ignition voltage between the disconnector contacts as well as on the propagation laws for travelling waves. Due to an ignition at the maximum possible voltage between the switch contacts (U_{Pk-Pk}) two travelling waves start propagating, one in each direction. Both waves start travelling with amplitudes of half the ignition voltage, but with different polarities. The wave which runs into the direction of the instrument transformer will be reflected at the open (unloaded) cable exit. Thus, the first wave front gets doubled (reflection factor = 1) and the transient wave front U_{step} reaches an amplitude equal to the voltage value which had triggered the ignition between the switch contacts.

$$U_{ign,max} = U_{step,max} = U_m \cdot 2 \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}$$

U_{Burst} represents the burst voltage applied to the primary side.

Table 1 gives some examples for scaling factor values for the most usual operating voltages of medium voltage switchgear:

rated	maximum	injected burst	disturbance
voltage	voltage step	amplitude	scaling factor
U_m	U _{step,max}	U _{Burst}	k _d
10 kV	16,3 kV	4 kV	4,1
17 kV	28,3 kV	4 kV	7,1
24 kV	39,1 kV	4 kV	9,8
36 kV	58,8 kV	4 kV	14,7
40,5 kV	66,1 kV	4 kV	16,5

Table 1 – scaling factors for different operating voltages.

Step 4: Interpretation

The interpretation starts with the calculation of the disturbance voltage expected under worst case (bus coupler panel) conditions in service:

 $U_{d,exp} = k_d \cdot U_{B,prim}$

The main pass/fail criterion for this test is that the expected disturbance voltage $U_{d,exp}$ does not exceed the tested immunity value $U_{B,sec}$, recorded during the fast transient/burst type test.

Further, the expected disturbance voltage $U_{d,exp}$ should not exceed the maximum tolerated disturbance limit of 1,6 kV defined by the IEC 62271-1 standard.

Only if both criteria are fulfilled, is the test passed.

Remark: Failing this test does not explicitly imply that the IED will have malfunctions in service, but it is an indicator that disturbances can occur outside of the tested range. So, the first approach if this test is failed should always be to increase the burst test level and to check if the IED has a higher immunity level as already tested.

7 VERIFICATION OF THE NEW APPROACH

A. Verification 1:

The first verification of this new approach was done using the above introduced test setup. The operating voltage of the switchgear test setup was 10 $kV_{L\text{-}GND}$.

From figure 11 it is already known that this setup is not sufficient in terms of the system EMC performance. Over a wide frequency range the spectral density of the real switching disturbance is

much higher than the spectra measured during the type tests. Thus, the new system EMC performance test for this laboratory setup should clearly show up the mismatches.

For an even higher degree of verification, the approach is additionally applied to the CM disturbance current into the tested CT port of the IED.

The results of the new system EMC performance test for the above introduced test setup are as following:



Comparing the expected disturbance level $\hat{U}_{d,exp} = 2244 \text{ V}$ to the measured disturbance ($\hat{U}_{d,meas} = 2058 \text{ V}$) during the switching operation of figure 9 shows that the disturbance estimation works very well. The deviation of the disturbance voltages is 9 %.

The calculation of the CM disturbance current results in an expected value of $\hat{I}_{d,exp} = 7,1 \cdot 1,86$ A = 13,21 A. The measured value during the real switching operation of figure 10 was almost the same (13,28 A).

Both, the disturbance voltage and current estimation fit really well to the measurement during the real disconnector operation. Further the test interpretation "failed" is absolutely correct for this switchgear setup, because the gap between the expected and the tested disturbance is very high.

In order to get an idea of how far the compliance limit is fulfilled or not (i.e. the test is passed or failed), the compliance index $\hat{U}_{B,sec} / \hat{U}_{d,exp}$ can be defined. Here, the compliance index has a very small value of 22 % indicates that the test is clearly failed.

In summary, the new test method supplies absolutely representative results for the case of this first verification.

B. Verification 2:

For the second verification again the above introduced test setup was used, but the current transformer was changed to a screened type. All the other equipment was the same. The screened CT has the same turns ratio of 2000, but the parasitic capacitance is reduced to about 2 pF between the primary and secondary winding.



The following values are determined using the new test:

Once again the calculated values $\hat{U}_{d,exp} = 401$ V and $\hat{I}_{d,exp} = 7,1 \cdot 0,52$ A = 3,69 A fit very well the following measurements (figure 19 and figure 20) of the disturbance values during an opening operation of the disconnector. Thus, the estimation algorithm for the real switching disturbance is again proved.



Figure 19 - Measurement of the disturbance voltage during disconnector opening operation and use of a screened current transformer.



Figure 20 - Measurement of the CM disturbance current during disconnector opening operation and use of a screened current transformer.

As a result the switchgear passes the new EMC test with a compliance index of $\hat{U}_{B,sec}$ / $\hat{U}_{d,exp}$ = 459 V / 401 V = 114 %. So, EMC problems due to the analog CT inputs are not expected within the service life, but the safety buffer of 14 % is not that large.

The correctness of this interpretation can be discussed after transforming the different disturbance pulses into the frequency domain and viewing their amplitude density spectra:



Figure 21 - Comparison of real life and type-test disturbance values in the frequency domain (using a screened CT)

Over the major frequency ranges, the disturbance due to a disconnector operation under high voltage conditions is now within the tested area. But, exceptions can still be found for 2 spot frequencies between 10 MHz and 20 MHz as well as for the frequency range from 30 MHz up to 100 MHz.

Basically, the measurement shows that the screen of the CT works effectively in the frequency range up to about 30 MHz, above that there is no significant disturbance mitigation effect.

Finally, the outcome (based on the comparison in the time domain) that the realistic disturbance is completely covered by the EMC type tests cannot be maintained. Also, an interpretation that there is absolutely no risk of interference is not proved by the frequency domain analysis (figure 21). If the IED has weak points in the frequency range of the exceptions, interferences can also appear. But, having some experience with the compliance index, it should be clear that a value of 114 % is not at all an indication of a high safety margin.

C. Limitations of the new system EMC performance test

The new test method can only work as long as the system has a linear nature. That means, no nonlinear components like voltage limiters (varistors, suppressor diodes, etc.) are installed. Even flashovers on the secondary side can be seen as voltage limiters and should be prohibited.

Further, common mode chokes based on ferrite (or similar) materials can also show a non-linear behavior due to saturation effects of the cores. Therefore, the method is not usable for the verification of disturbance mitigation measures where ferrites are used. The verification of the mitigation effects of ferrites needs comparative measurements under real-life conditions, i.e. switching operations at nominal operating voltage.

8 SUMMARY / CONCLUSION

In order to minimize the risk of damaging medium voltage equipment, the proper functioning of all control and protection units should be assured at all times during the service life of MV substations. This includes that, even during switching operations in the main circuits, no unacceptable electromagnetic interference (like protection over- or under-functioning) appears.

It is shown that fulfilling today's normative requirements cannot fully ensure these functional demands. For IED interfaces of the analog measurement circuits, there can be wide gaps between the applied EM stress of type tests and the real-life disturbances during switching operations in service.

In order to close the identified gaps a system level EMC performance test is introduced. The new test method is based on simple means and is highly cost and time efficient. Thus, it can be used

- as an on-site EMC evaluation of switchgear installations.
- as a functional pre-compliance test for switchgear equipment under development.
- for the estimation of transient CM voltages on the auxiliary circuits during switching operations on the primary side.

As the major result, the system level EMC performance test provides information that indicates if the maximum value of the transient overvoltage at the IED terminals is higher or smaller than the type tested level. Further, a compliance index can be indicated which gives an idea for the reliability of the pass/fail interpretation of this test.

In the end, failing this test does not necessarily lead to malfunctions of the IED in service, but it should be understood as an impulse for further EMC activities. For example, higher test levels for the IEDs (level 4 instead of level 3 burst test) could be chosen. If a level 4 burst test does also not cover the expected real-life disturbance values, an optimized voltage or current transformer should be chosen. From the EMC point of view, not every instrument transformer is qualified for use in any kind of switchgear (i.e. especially for higher rated voltages).

REFERENCES

- [1] IEC technical subcommittee 17A, 2007, "High-voltage switchgear and controlgear Part 1: Common specifications", International Standard IEC 62271-1 Edition 1.0.
- [2] IEC technical committee 95, 2008, "Measuring relays and protection equipment Part 26: Electromagnetic compatibility requirements", International Standard IEC 60255-26 Edition 2.0.
- [3] IEC technical committee 95, 2008, "Measuring relays and protection equipment Part 26: Electromagnetic compatibility requirements", International Standard IEC 60255-26 Edition 2.0.
- [4]
- [5] ABB AG, Hennig Gremmel, Gerald Kopatsch, 2006, "Schaltanlagen Handbuch", Cornelsen, Berlin, 233-252.
- [6] Adolf J. Schwab, Wolfgang Kürner, 2007, "Elektromagnetische Verträglichkeit", Springer, Berlin / Heidelberg, Germany, 88-91.
- [7] Edgar Dullni, Wenkai Shang, Dietmar Gentsch, Ingmar Kleberg, Kaveh Niayesh, 2006, "Switching of Capacitive Currents and the Correlation of Restrike and Pre-ignition Behavior", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation vol. 13, 65-71.
- [8] A. Müller, O. Noldner, 2012, "*Electromagnetic compatibility A vital issue for medium-voltage switchgear*", Petroleum and Chemical Industry Conference Europe 2012, Praque, CZ.
- [9] John T. Tengdin, 2012, ""Survival of the fittest" EMC in electric power substations", IEEE Electromagnetic Compatibility Magazine Volume 1, 104 106.
- [10] A. Tavakoli, A. Gholami, A. Parizad, H.M. Soheilipour, H. Nouri, 2009, "*Effective factors on the very fast transient currents and voltage in the GIS*", Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Seoul, KOR.
- [11] P. Montignies, B. Jover, 2008, "Electromagnetic compatibility of digital protective relays installed in medium voltage switchgear", PCIC Europe 2008, Weimar, GER.
- [12] B.W. Jäkel, A.B. Müller, 1999, "Switching transient levels relevant to medium voltage switchgear and associated instrumentation", EMC York 99, York, GB.

Verwendung alternativer Gase für metallgekapselte Hochspannungsschaltanlagen

D. Gautschi, F. Meyer ALSTOM Grid AG david.gautschi@alstom.com falko.meyer@alstom.com Switzerland Y. Kieffel ALSTOM Grid yannick.kieffel@alstom.com France

KURZFASSUNG

 SF_6 wird heute im grossen Stil in Gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (GIS) als Isolations-, Schalt- sowie als Unterbrechungsmedium eingesetzt. Die positiven Eigenschaften von SF_6 hinsichtlich dieser drei Anwendungsbereiche sind bekannt. Ihnen gegenüber steht das hohe relative Treibhauspotential. Obwohl Hersteller die benötigte SF_6 -Masse und die SF_6 -Emissionen (Leckraten) ihrer Anlagen in den letzten Jahrzehnten stark senken konnten, besteht aus Umweltschutzgründen ein Bestreben über einen längeren Zeithorizont SF_6 zu ersetzen. Deshalb wird an Universitäten, aber auch bei Herstellern von GIS-Anlagen seit mehreren Jahrzehnten intensiv geforscht, um mögliche Alternativen zu SF_6 zu finden.

Bereits heute sind SF₆-freie Produkte technisch realisierbar und für den Spannungsbereich bis 170 kV sind von einigen Herstellern auch Produkte auf dem Markt verfügbar. Als Isoliermedium wird bei diesen Schaltanlagen oder Komponenten heute meist CO₂, N₂ oder trockene Luft eingesetzt. In den Leistungsschaltern werden dabei oft Vakuumkammern verwendet. Diese Lösung ist zwar technisch machbar, die Nennstromtragfähigkeit solcher Schalter ist aber begrenzt und die Serienschaltung von Schaltkammern für die Applikation in höheren Spannungsebenen über 170 kV ist nur mit sehr hohem Aufwand möglich. Aufgrund der niedrigeren dielektrischen Festigkeit der obgenannten Gase im Verhältnis zu SF₆ sind entweder sehr hohe Betriebsdrücke notwendig oder die Gehäuse werden grösser, was sich in höheren Investitionskosten niederschlägt. Obwohl diese Lösungen bereits heute existieren, sind sie für den Anwender meist nicht wirtschaftlich interessant.

Deshalb wurde in den letzten Jahren intensiv an synthetischen Gasen und Gasgemischen geforscht. Einige Kandidaten wurden bereits gefunden, die Applikationen werden aber begleitet von anderen Einschränkungen wie z.B. toxische Abbrandprodukte (z.B. von CF_3I), immer noch sehr hohem Treibhauspotential (z.B. PFC) oder Einschränkungen im Temperatur-Anwendungsbereich (z.B. CF_3I oder $C_6F_{12}O$ -Luftgemisch).

Das vorliegende Paper vergleicht die Performance verschiedener alternativer Gase und Gasgemische hinsichtlich der verschiedenen Einsatzgebiete. Untersucht wird die Anwendung der Gase als reines dielektrisches Isolationsmedium, im Einsatz bei Schalthandlungen und als Löschgas in Leistungsschaltern. Zudem werden die thermischen Eigenschaften betreffend Erwärmung bei Nennstrom miteinander verglichen.

Die Untersuchungen zeigen, dass bis heute kein alternatives Gas mit vergleichbaren Eigenschaften wie SF_6 gefunden werden konnte. Für einzelne Anwendungen in GIS-Anlagen z.B. beim Einsatz als reine dielektrische Isolation sieht die Perspektive jedoch vielversprechend aus. Es kann angenommen werden, dass in Zukunft ein entsprechendes Gas für solche Anwendungen zur Verfügung steht, um SF_6 abzulösen.

1 EINLEITUNG

 SF_6 ist heute das dominierende Isolations- und Schaltmedium sowie Lichtbogenlöschgas in Leistungsschaltern von Gasisolierten Hochspannungsschaltanlagen (GIS). SF_6 ist vollkommen farbund geruchlos, chemisch sehr stabil und weist neben der hohen dielektrischen Festigkeit sehr gute Lichtbogenlöschfähigkeiten auf. SF_6 besitzt eine tiefe Siedetemperatur und trägt nicht zum Ozonabbau in der Atmosphäre bei. Leider besitzt es aber ein sehr hohes relatives Treibhauspotential mit einem Faktor von ca. 22.800 verglichen mit CO₂.

Aufgrund dieser Tatsache besteht aus Umweltschutzgründen ein Bestreben, SF_6 über einen längeren Zeithorizont gesehen zu ersetzen. In den vergangenen Jahren wurde viel in die Forschung investiert und verschiedenste Gase und Gasgemische hinsichtlich des möglichen Einsatzes in GIS-Anlagen untersucht. Dabei muss hinsichtlich verschiedener Einsatzgebiete unterschieden werden:

- Einsatz als reines Isoliermedium
- Einsatz als Schaltmedium für Trenner und Erder
- Einsatz als Lichtbogenlöschmedium in Leistungsschaltern

In den folgenden Kapiteln wird der Einsatz von verschiedenen alternativen Gasen hinsichtlich dieser drei Einsatzgebiete untersucht. Zudem werden die thermischen Eigenschaften betreffend Wärmeleitfähigkeit bei Nennstrom miteinander verglichen.

2 EINSATZ VON ALTERNATIVEN GASEN ALS REINES ISOLATIONSMEDIUM

2.1 SF₆/N₂-Gasgemisch

Bei vielen Anwendungen wird SF_6 als reines Isolationsmedium eingesetzt. So wird der Hauptteil der Gasisolierten Leitungen (GIL) auch heute noch mit reinem SF₆ in Betrieb gesetzt. Als Alternative können auch SF₆/N₂-Gemische eingesetzt werden. Als Beispiel kann die in 2004 in Betrieb genommene 420 kV-GIL-Anlage Hams Hall von National Grid in der Nähe von Birmingham erwähnt werden (4000 A, 63 kA). Diese Anlage mit einer Gesamtlänge von 1645 m wird mit einem Gemisch von 20% SF₆ und 80% N₂ betrieben. Aufgrund des geringeren SF₆-Anteils wurde der minimale Fülldruck dieser Anlage auf 0,8 MPa angehoben, damit die dielektrische Performance bei gleichbleibenden Dimensionen wie bei einer reinen SF6-GIL erreicht werden konnte. Wie dieses Beispiel zeigt, muss entweder der Betriebsdruck erhöht oder die Dimension der Anlage bei Verwendung von diesem Mischgas vergrössert werden, um dieselbe dielektrische Performance zu erreichen. Sowohl der höhere Betriebsdruck, der eine Erhöhung der Wandstärke der Gehäuse erfordert, als auch die Vergrösserung der Dimensionen führen zu einem erhöhten Materialaufwand. Je nachdem wie man Faktoren wie das zusätzliche Handling-Prozedere beim Einsatz von Mischgasen oder eventuelle zusätzliche Abgaben auf SF6 in der Berechnung berücksichtigt, fällt das Resultat zugunsten von reinem SF₆ oder zugunsten einer SF₆/N₂-Mischgaslösung aus. Ob eine GIL-Anlage mit reinem SF₆ oder mit einem SF₆/N₂-Gemisch betrieben werden soll, muss deshalb von Fall zu Fall beurteilt werden. Im Beispiel konnte das relative Treibhauspotential der Anlage dank dem Einsatz des Gasgemisches um mehr als 50% reduziert werden.

2.2 Trockene Luft, Komponenten von trockener Luft oder künstliche Gemische aus Bestandteilen von Luft

Trockene Luft oder reine Bestandteile von Luft wie z.B. CO_2 , N_2 oder O_2 können ebenfalls für Isolationszwecke eingesetzt werden. Mehrere Hersteller bieten bereits heute solche Systeme auf dem Markt an. Die auf dem Markt verfügbaren Geräte sind bis heute aber meist auf die 145 kV-Spannungsebene beschränkt. Da die dielektrische Festigkeit dieser Gase in reinem Zustand rund 2,5-mal geringer ist als bei SF₆, müssen die Geräte entsprechend überdimensioniert werden [1]. Dies lohnt sich nur beschränkt in den tieferen Spannungsebenen.

Der Faktor 2,5 legt nahe, dass beispielsweise eine 145 kV SF₆-GIS-Anlage mit einem der obengenannten Gase gefüllt, die Ratings einer 72,5 kV-Anlage erreichen könnte. Verschiedene Komponenten einer F35-145kV-Anlage wurden in ALSTOM-Labors mit trockener Luft und unterschiedlichen Druckkonzepten gefüllt und dielektrisch geprüft. In Abbildung 1 ist ein Spannungswandler vom Typ F35-VT4 mit Nennspannung von 145 kV (bei Verwendung von reinem SF₆) bei der dielektrischen Prüfung nach IEC dargestellt. Der Wandler hat die Blitzstossprüfungen mit 325 kV Peak ohne technische Änderung bei Befüllung mit 0,65 MPa_{abs} trockener Luft bestanden. Dies entspricht dem IEC-Rating für 72,5 kV-Equipment. Beispiele von Prüfungen an weiteren Komponenten sind in [2] erwähnt.

Es ist also bereits heute möglich, entsprechende Komponenten zu entwickeln, die mit Elementen aus Luft gefüllt betrieben werden. Die Kosten solcher Anlagen sind aber höher als ihre SF_6 -Geschwister und deshalb nur bedingt wirtschaftlich einsetzbar.



Abbildung 1: Metallgekapselter 145kV GIS-Spannungswandler vom Typ F35-VT4 gefüllt mit trockener Luft bei der dielektrischen Prüfung

In der letzten Zeit zeigt sich eine Tendenz zur Verwendung von Gasgemischen ab. An verschiedenen Universitäten und Hochschulen wird an diesem Thema geforscht. Dabei werden neben N_2 und CO_2 auch weitere Bestandteile von Luft wie z.B. Argon untersucht [3]. Es wird dabei versucht, durch geeignete Kombination und Mischverhältnissen von Luftbestandteilen höhere dielektrische Festigkeiten zu erreichen, als dies bei Einzelkomponenten oder bei Verwendung von trockener Luft der Fall ist. An die dielektrische Festigkeit von SF_6 wird man allerdings auch im besten Fall nicht herankommen, sodass eine Überdimensionierung notwendig wird, was sich in den Kosten der Geräte wiederspiegeln würde.

2.3 Trifluoriodmethan CF₃I

Vor einigen Jahren wurde Trifluoriodmethan (CF₃I) als neues Isolationsmedium vorgeschlagen [4]. Dieses Gas ist farblos und nicht entflammbar und das relative Treibhauspotential gegenüber CO_2 beträgt nur ca. 5 anstelle von rund 22.800 bei SF₆. Die dielektrische Festigkeit des reinen Gases liegt sogar um den Faktor 1,2 höher als diejenige von SF₆. Trotzdem ist der Einsatz dieses Gases nur beschränkt möglich. CF₃I wird bei -25°C bereits bei einem Druck von 0,08 MPa flüssig (siehe Abbildung 2).

Da die dielektrische Festigkeit von CF_3I jedoch höher ist als die von reinem SF_6 , bietet es sich an, das Gas nicht in reinem Zustand zu verwenden, sondern mit einem anderen Gas z.B. Stickstoff zu mischen. Dieselbe dielektrische Festigkeit wie SF_6 wird bei einem Mischverhältnis von 60% CF_3I und 40% N_2 bei einem Druck von 0,3 MPa bereits erreicht [5]. Gemäss Abbildung 2 liegt die minimale Betriebstemperatur mit diesem Mischverhältnis und Druck allerdings bei +7°C, was für den Betreiber nicht akzeptabel ist. Selbstverständlich kann das Mischverhältnis nun angepasst werden, sodass tiefere

Betriebstemperaturen zulässig sind. Der tiefere Gehalt an CF₃I macht sich dann aber in einer tieferen dielektrischen Performance bemerkbar, was wiederum zu einer Vergrößerung der GIS-Komponenten und zu einem Kostenanstieg führen würde.

Ein weiterer Nachteil von CF_3I ist dessen Toxizität. Das Gas wurde in der CMR^1 -Skala unter Kategorie 3 eingestuft und sollte deshalb nicht in industriellen Anwendungen verwendet werden.



Abbildung 2: p-T-Diagramm von CF_3I und SF_6 aus [5] (die Betriebspunkte bei 0,08 und 0,3 MPa wurden von den Autoren ergänzt)

2.4 Perfluorierte Verbindungen (PFC)

Als Perfluorierte Verbindungen werden Kohlenstoffverbindungen genannt, die vollständig mit Fluor substituiert sind also z.B. C_2F_6 , C_3F_8 etc. Auch solche Gase wurden bereits für den Einsatz als dielektrisches Isoliermedium untersucht [6]. Die Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wichtigsten Eigenschaften dieser Gase. Zum Vergleich sind auch SF₆ und CF₃I aufgeführt. Alle untersuchten PFC-Gase weisen allerdings immer noch ein sehr hohes Treibhauspotential auf und bei einigen Kandidaten liegt die dielektrische Festigkeit weit unterhalb von derjenigen von SF₆. Die Substitution von SF₆ durch ein solches Gas ist deshalb wenig interessant.

Molekül	Molmasse (g/mol)	Dielektrische Festigkeit verglichen mit SF ₆ (ca.)	Siedepunkt bei 0,1 MPa (°C)	Treibhaus- potential verglichen mit CO ₂	Toxizität
CF_4	88	0,46	-128	5700	keine
C_2F_6	138	0,78	-78	11900	keine
C_3F_8	188	0,96	-37	8600	keine
$c-C_4F_8$	200	1,25	-6	10000	keine
CF ₃ I	196	1,2	-22,5	5	hoch
SF_6	146	1	-63	22800	keine

Tabelle 1: Eigenschaften von PFC-Gasen gegenüber CF₃I und SF₆

2.5 Fluorierte Ketone

Prinzipiell liegt der Einsatz von Gasen, die in anderen Applikationen wie z.B. in Feuerlöscheinrichtungen bereits erfolgreich eingesetzt werden, auf der Hand. Ein Beispiel dafür ist das fluorierte Keton $C_6F_{12}O$. Es ist unter dem Handelsnamen NovecTM 1230TM als

¹ CMR : krebserzeugende, erbgutsverändernde oder fortpflanzungsgefährdende Stoffe (franz. : substances <u>c</u>ancérigènes, <u>m</u>utagènes et <u>r</u>eprotoxiques)

Brandbekämpfungsmittel für automatische Löscheinrichtungen erhältlich. Die dielektrische Festigkeit dieses Gases ist ungefähr um den Faktor 1,7 höher als diejenige von SF₆. Sein Treibhauspotential liegt bei 1, es entspricht also demjenigen von CO₂. Die Lebensdauer ist in der Atmosphäre ist mit einer Woche sehr kurz. Es ist geruchlos und nicht giftig. Obwohl die dielektrische Festigkeit bereits bei einem Mischverhältnis von 10% C₆F₁₂O und 90% Luft mit derjenigen von SF₆ vergleichbar ist, würde der Einsatz dieses Gases zu einer zu starken Betriebstemperatureinschränkung führen. Der Siedepunkt von NovecTM 1230TM liegt mit 49°C leider relativ hoch. Der minimale Temperatureinsatzbereich liegt bei einem Druck von 0,13 MPa beim Gemisch von 10%/90% bereits bei 0°C. Für einen Einsatz in den aktuellen GIS-Anlagen ist dieses Gas deshalb nicht geeignet.

2.6 Weitere mögliche Kandidaten

Eine vollständige Substitution von SF₆ als dielektrisches Isolationsmedium in GIS-Anlagen durch ein einziges Gas scheint zum heutigen Zeitpunkt eher unwahrscheinlich. Forschungsarbeiten zielen heute vermehrt auf die Verwendung von Gasgemischen. ALSTOM Grid hat in den letzten Jahren grosse Anstrengungen zur Untersuchung von verschiedensten Gasen unternommen. In den letzten Jahren wurden verschiedenste GIS-Komponenten oder ganze Anlagentypen mit verschiedenen Gasgemischen dielektrisch geprüft. Einige Ergebnisse sind in [2] publiziert.

THERMISCHE EIGENSCHAFTEN ALTERNATIVER GASE 3

Neben den dielektrischen Eigenschaften von Gasen muss auch das thermische Energieabgabevermögen eines geeigneten Kandidaten untersucht werden. Die Verlustleistung muss bei Nennstrom vom Innenleiter auf die Kapselung abgegeben werden können. Dies geschieht einerseits über Konvektion und andererseits über Strahlung. Der Strahlungsanteil wird nicht von der Art des Gases sondern nur von den Oberflächen, dem Farbaufbau, den Abständen und Temperaturen der Teile beeinflusst.

Das Gas selber beeinflusst aber den konvektiven Anteil der Wärmeabfuhr. Die Effizienz der Wärmeabfuhr durch Konvektion kann durch den Konvektionskoeffizienten C berechnet werden. Für reine Gase kann er anhand der Berechnungsformel nach Vermeer [7] hergeleitet werden:

$$C = 0,1683 \cdot \left(\frac{\rho^2 \lambda^2 c_p}{\eta}\right)^{1/3}$$
 (Formel 1)

Dichte in kg/m^3 λ: C_p : Spezifische Wärmekapazität in J/(kg·K) η: Dynamische Viskosität in Pa-s

Thermische Leitfähigkeit in W/(m·K)

Für Gasgemische existieren ebenfalls entsprechende Formeln [8]. In Tabelle 2 sind die

Konvektionskoeffizienten verschiedener Gase und Gasgemische aufgelistet.

Gas	SF_6	N_2	<i>SF</i> ₆ / <i>N</i> ₂ (20%/80%)	O_2	CO_2
Konvektions- koeffizient C	11,3	5,89	8,19	6,1	6,23

Tabelle 2: Konvektionskoeffizienten verschiedener Gase und Gasgemische bei 20°C und 0,1 MPa

Gemäss der Formel 1 nimmt die thermische Wärmeabfuhr bei Erhöhen des Druckes zu, da die Dichte bei gleichbleibendem Volumen und Erhöhen des Fülldruckes ebenfalls zunimmt. Experimentelle Nachweise dieses Verhaltens sind vorhanden und beispielsweise in [2] publiziert. Sie zeigen, dass bei Verwendung von alternativen Gasen wie zum Beispiel einem SF₆/N₂-Gasgemisch dieselben stationären Endtemperaturen an den Leitern und Kapselungen erreicht werden wie bei reinem SF₆, sofern ein Gemisch eingefüllt wird, das dieselbe dielektrische Festigkeit aufweist wie reines SF₆. Dies ist beispielsweise der Fall bei 0,4 MPa reinem SF₆ und 0,7 MPa 20%/80% SF₆/N₂-Gasgemisch.

Durch die Möglichkeit der Vorhersage des Konvektionskoeffizienten und möglichen Gegenmaßnahmen an den GIS-Gehäusen und Leitern (z.B. Oberflächenvergrößerung an kritischen Stellen, Verbesserung des Strahlungskoeffizienten etc.) wird die thermische Wärmeabfuhr bei Verwendung von alternativen Gasen als nicht kritisch angesehen [2].

4 EINSATZ VON ALTERNATIVEN GASEN ALS SCHALTMEDIUM

Beim Einsatz von alternativen Gasen bei Schalthandlungen müssen verschiedene Schaltfälle untersucht werden.

4.1 Schalten von induzierten induktiven und kapazitiven Strömen bei Erdern

Die beim Schalten von induzierten Strömen auftretenden Spannungen liegen im Bereich von einigen zehn Kilovolt. Dabei fließen Ströme im Bereich von einigen hundert Ampere. Dies führt selbst bei langsam fahrenden Kontakten zu einer geringen Schlagweite und einer kleinen Lichtbogenzeit. Aufgrund der niedrigen thermischen und dielektrischen Belastung über den Kontakten stellt dieser Schaltfall beim Einsatz von alternativen Gasen kein Problem dar. Eine SF₆-Erderkomponente kann ohne Designanpassung mit alternativem Gas verwendet werden, sofern mit dem alternativen Gas dieselbe dielektrische Festigkeit wie beim Einsatz von reinem SF₆ erreicht wird.

4.2 Kommutierendes Schalten von Trennern

Beim Kommutieren von Strömen von einer Sammelschiene auf eine andere müssen Ströme im Bereich von 1600A oder mehr beherrscht werden. Aufgrund der niedrigen Impedanz der GIS entlang des Strompfades beträgt die Spannung über den sich öffnenden Kontakten allerdings nur ein paar Volt. Obwohl die Ströme bereits relativ hoch sind, führt die tiefe Spannung zu einer sehr kurzen Schlagweite und damit zu einer kurzen Lichtbogenzeit. Auch diese Schaltfälle stellen für aktuelle GIS-Trennerkomponenten keine besondere Herausforderung dar, sofern beim Einsatz des alternativen Gases dieselbe dielektrische Festigkeit wie bei SF₆ erreicht wird.

4.3 Schalten von kapazitiven Lasten mit Trennern

Beim Zu- oder Abschalten von nicht geerdeten Anlagenteilen fließen sehr kleine Ströme im Bereich von einigen Ampere. Die Spannung kann aber im Extremfall den doppelten Peakwert der auf einer Seite anliegenden Spannung erreichen - je nachdem, wie hoch die Restladung auf dem nicht geerdeten Anlagenteil ist. Dies führt zu großen Schlagweiten und einer langen Lichtbogenzeit.



Abbildung 3: Schrittweises Vorwachsen eines Entladungskanales beim langsamen Schalten von Trennerkomponenten gemäss [9]

Das langsame Vorwachsen eines Entladungskanals ist druckabhängig und ebenfalls abhängig von der Elektronegativität des Gases [9]. SF₆ ist ein stark elektronegatives Gas und weist deshalb gegenüber N_2 oder CO₂, die nur schwach elektronegativ sind, Vorteile auf. In der Folge ist die Wahrscheinlichkeit eines Überschlages auf die geerdete Kapselung bei SF₆ bereits bei einem niedrigen Druck sehr gering.

	41mm	51mm	41mm
Druck in MPa	0,4	0,4	0,61
Schlagweite in mm	41	51	41
Angelegte Wechsel- spannung in kV (RMS)	420	430	427
Überschläge auf die Kapselung	Nein	Ja	Nein

Abbildung 4: Kapazitives Trennerschalten in reinem SF₆

	31mm	41mm	21mm	41mm
Gasgemisch SF ₆ /N ₂ in %/%	20/80	20/80	10/90	10/90
Druck in MPa	0,7	0,7	0,85	1,05
Schlagweite in mm	31	41	21	41
Angelegte Wechsel- spannung in kV (RMS)	375	435	343	430
Überschläge auf die Kapselung	Ja	Ja	Ja	Nein

Abbildung 5: Kapazitives Trennerschalten in einem SF₆/N₂-Gemisch

In den Abbildungen 4 und 5 sind Aufnahmen von Laboruntersuchungen dargestellt. Mit einem einphasig gekapselten 245 kV GIS-Trenner wurde die Kontaktdistanz des Trenners bei verschiedenen Distanzen blockiert und die Spannung schrittweise erhöht, bis Überschläge beobachtet werden konnten. Mit einer Kamera wurden die Überschläge über die Kontakte durch ein im Trennergehäuse

integriertes Sichtfenster aufgenommen. Die Abbildung 4 fasst einige Resultate bei Verwendung von reinem SF₆ als Isoliermedium bei verschiedenen Drücken und Öffnungsdistanzen zusammen. Die Abbildung 5 zeigt die Resultate bei Verwendung von verschiedenen N_2/SF_6 -Gemischen, unterschiedlichen Öffnungsdistanzen und Gasdrücken.

Es ist zu bemerken, dass die bei den Versuchen gemäss Abbildung 4 angelegten Spannungen höher liegen als diejenigen, die bei kapazitiven Schaltfällen im Betrieb auftreten. Die bei den Versuchen eingesetzte Trennerkomponente funktioniert bei Verwendung von SF₆ einwandfrei. Wird nun aber ein SF₆/N₂-Gasgemisch eingefüllt, so treten bereits bei relativ tiefen Spannungen und Schlagweiten Überschläge auf die Kapselung auf und dies obwohl das eingefüllte Gasgemisch dieselbe dielektrische Festigkeit wie SF₆ erreicht. Aktuelle SF₆-GIS-Trennerkomponenten müssen deshalb für diese Anwendung modifiziert werden. Die Modifikationen können zum Beispiel durch eine Anpassung des Trennerkolbens, der Gegenkontakte oder dem Einsatz von Felddeflektoren ausgeführt werden und werden die Kosten der Komponenten nur unwesentlich beeinflussen.

5 EINSATZ VON ALTERNATIVEN GASEN ALS UNTERBRECHUNGSMEDIUM

Bereits heute sind auf dem Markt Unterbrechereinheiten basierend auf alternativen Gasen erhältlich. Dabei kommen verschiedene Technologien zum Einsatz.

5.1 Vakuumschaltkammern

Diese Technologie basiert auf einer Vakuum-Unterbrechereinheit. Innerhalb der Unterbrechereinheit wird Vakuum zur Isolation verwendet. Die dielektrische Festigkeit gegenüber der GIS-Kapselung wird mit einem alternativen Gas erreicht (oft basierend auf Luft oder Bestandteilen von Luft). Die Systemspannung dieser Geräte ist heute beschränkt auf die Spannungsebenen bis 170 kV und zum Teil werden auch nur reine Lastschalter und keine Leistungsschalter angeboten.



Abbildung 6: Vakuumschaltkammern eines dreipoligen SF₆-freien 72,5kV-GIS-Leistungsschalters

Aufgrund der Charakteristik von Vakuumschaltern nimmt die Komplexität bei höheren Spannungen überproportional zu. Bei Serienschaltung von mehreren Schaltkammern müssen die einzelnen Kammern sehr präzise synchron geschaltet werden und die Spannungsverteilung über den einzelnen Kammern muss durch Zusatzhilfsmittel gesteuert werden. Hinzu kommt die relativ geringe Stromtragfähigkeit von Vakuumschaltkammern, die heute meist auf 2500A oder gar 2000A beschränkt ist. Weitere Nachteile dieser Schaltertechnologie sind: Mögliche Rückzündungen beim kapazitiven Schalten (Non-sustained disruptive discharges – kurz NSDD's) und emittierende Röntgenstrahlung bei geöffneten Schaltkontakten.

Die obgenannten Gründe machen die Applikation von Vakuumschaltern insbesondere in höheren Spannungsebenen nicht sehr attraktiv, obwohl solche Systeme z.B. bei den zulässigen Anzahl Schaltspielen den konventionellen SF₆-Schaltkammern überlegen sind.

5.2 Verwendung von alternativen Gasen als Unterbrechungsmedium

Die Mehrheit heute verfügbarer Unterbrechereinheiten, die auf alternativen Gasen basieren, basieren auf der in Kapitel 5.1 beschriebenen Vakuum-Unterbrechereinheit. Selbstverständlich kann aber auch eine konventionelle SF₆-Schaltkammer auf die Verwendung eines alternativen Gases optimiert werden. Untersuchungen von verschiedenen alternativen Gasen zeigen, dass sich CO₂ aufgrund der niedrigeren thermischen Zeitkonstante für die Anwendung in einer modifizierten Schaltkammer besser eignet als N_2 [5]. Trotzdem liegt das thermische Ausschaltvermögen von reinem CO₂ tiefer als dasjenige von reinem SF₆. Aufgrund des niedrigeren Ausschaltvermögens und zudem der um ca. den Faktor 2,5 tieferen dielektrischen Festigkeit gegenüber SF₆ muss die Schaltkammer bei Verwendung von CO₂ mit sehr hohem Druck betrieben werden, um eine vergleichbare Performance zu erreichen. Dies wirkt sich negativ auf die Kosten einer solchen Schaltkammer und deren Antrieb aus. Zudem müssen bei Verwendung von alternativen Gasen auch deren Zersetzungsprodukte betreffend Toxizität beurteilt werden. Darüber hinaus können sich Zersetzungsprodukte an ungeeigneten Stellen anlagern und die dielektrische Festigkeit der Schaltstrecke negativ beeinflussen. Bei Verwendung von CO2 als Löschmedium kann sich zum Beispiel Grafit an der Düse ablagern. Bei CF₃I wird bei der Unterbrechung von großen Strömen Iod freigesetzt [10] und unter Umständen können sogar feste Partikel entstehen, die sich über Stunden in einem feldstarken Raum akkumulieren und die dielektrische Festigkeit stark reduzieren [11].

In Bezug auf das Unterbrechungsvermögen respektive die Lichtbogenlöscheigenschaften ist heute kein alternatives Gas bekannt, das ohne Einschränkungen oder Mehrkosten als Ersatz für SF_6 eingesetzt werden kann.

	SF_6	N_2	CO_2	SF ₆ /N ₂ - oder SF ₆ /CO ₂ - Gemisch	CF ₃ I	Vakuum
Thermische Wiedemuerfestigung	+++	+	++	++	++	++++
wiederverlestigung						
Dielektrische						
Festigkeit	++++	++	++	+++	++++	++++
Skalierbarkeit auf höhere	++++	+++	+++	++++	++++	+
Spannungsebenen						
Baugrösse / Kosten	++++	+	+	+++	++	++
Toxizität der						
Abbrandprodukte	++	++++	++++	++	+	++++
Lebensende	+++	++++	++++	++	++	++++
Relatives Treibhauspotential	22.800	0	1	12.000 (20%/80%)	5	0

5.3 Überblick über alternative Gase als Unterbrechungsmedium

In Tabelle 3 sind einige Vor- und Nachteile von alternativen Gasen bei Verwendung als Löschmedium in Schaltkammern zusammengestellt.

Tabelle 3: Eigenschaften alternativer Gase beim Einsatz als Unterbrechungsmedium

6 ZUSAMMENFASSUNG

Bis heute wurde kein perfekter Ersatz für SF_6 als reines dielektrisches Isolationsmedium gefunden. Ein tiefes Treibhauspotential erfordert normalerweise einen höheren Betriebsdruck oder der Siedepunkt liegt so tief, dass die dielektrische Festigkeit oder der Anwendungsbereich eingeschränkt wird. Die Suche nach besser geeigneten Gasen, die der Performance von SF_6 nahe kommen und das Bauvolumen der GIS-Anlagen sowie deren Anwendungsbereich nicht einschränken, wird weitergeführt.

Die thermische Wärmeabfuhr alternativer Gase bei Nennstrom wird gegenüber SF_6 als unkritisch beurteilt. Mit geeigneten konstruktiven Massnahmen kann einer höheren Erwärmung von Anlagenteilen entgegengewirkt werden.

Alternative Gase können als Schaltmedium bereits heute in GIS-Trennern und -Erdern verwendet werden, ohne dass die Dimensionen oder Kosten der existierenden Komponenten sich wesentlich verändern. Anpassungen an SF_6 -GIS-Komponenten sind nur beim kapazitiven Schalten von Trennern notwendig. Die Anpassungen sind aber technisch beherrschbar und werden keinen erheblichen Einfluss auf die Komponentenkosten haben.

Ein Gas mit ähnlichen dielektrischen Eigenschaften und zusätzlich vergleichbar positiven Lichtbogenlöscheigenschaften wie SF_6 wurde bisher nicht gefunden. Der Einsatz von alternativen Gasen in Leistungsschaltkammern ist zwar bereits heute technisch möglich, führt aber zu erheblichen Mehrkosten für die Schaltkammer und den Antrieb.

LITERATUR

- M. Hairbour et al.: "Dielectric Withstand of N₂, CO₂ and SF₆ in GIS", Cigré SC B3, Publication No. 203, Berlin, 2007
- [2] D. Gautschi, K. Pohlink, R. Lüscher, Y. Kieffel: "Limitations, trends and potentials in the design of modern gas-insulated high voltage switchgear", Cigré Paper B3-112, Paris, 2014
- [3] D. A. Dahl: "Measurements and evaluation of electron transport in electronegative gas mixtures", Diss. ETH No 21285, ETH Zürich, 2013
- [4] New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO) Report: "Feasibility Study on Application of SF_6 Alternative Gas (CF₃I) to the Market of Electric Equipment for Power Transmission, Transformation and Substation System (FY2004) final Report", Japan, 2005
- [5] M. Taki et al.: "Interruption Capability of CF₃I Gas as a Substitution Candidate for SF₆ Gas", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 14, No. 2, April 2007
- [6] M. Hikita et al.: "Insulation Characteristics of Gas Mixtures including Perfluorocarbon Gas", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 15, No. 4, August 2008
- [7] Vermeer: "A simple formula for the calculation of the convective heat transfer between conductor and sheath in compressed gas insulated cables", Electra No 87, 1983
- [8] CIGRE WG23/21/33-15: "Gas Insulated Transmission Lines (GIL)", Brochure No 218, CIGRE, Paris, 2003
- [9] CIGRE WG D1/03/10: "N₂/SF₆ Mixtures for Gas Insulated Systems", Brochure No 260, CIGRE, Paris, 2004
- [10] H. Katagiri et al.: "Investigation of the Performance of CF₃I Gas as Possible Substitute for SF₆", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 15, No. 5, October 2008
- [11] M. Nguyen Ngoc et al.: "Electrical Breakdown of CF₃I and CF₃I-N₂ Gas Mixtures", CEIDP, 2009

Moderne Methoden der Hochspannungserzeugung und TE Messung bei der Prüfung gasisolierter Schaltanlagen

Alexander Kraetge HIGHVOLT Prüftechnik kraetge@highvolt.de Germany Enrico Bilinski HIGHVOLT Prüftechnik bilinski@highvolt.de Germany Stefan Hoek OMICRON electronics stefan.hoek@omicron.at Austria

KURZFASSUNG

Gasisolierte Schaltanlagen (GIS) sind eine platzsparende Alternative zu klassischen Freiluftanlagen. Für den verlässlichen Betrieb einer GIS ist der perfekte Zustand der Isolierung entscheidend. Wechselspannungsprüfungen mit empfindlichen Teilentladungs (TE) -Messungen sind eine weltweit akzeptierte Methode zur Zustandsbestimmung von Isolierungen geworden und ermöglichen eine Qualitätskontrolle von Hochspannungs-Isolationssystemen.

Um aufwendige Blitzspannungsprüfungen bei Vor-Ort Inbetriebnahmen von GIS zu vermeiden, werden üblicherweise TE-Messungen im UHF-Bereich durchgeführt. Als besonders empfindlich haben sich hierbei schmalbandige Messungen mit rauscharmen Vorverstärkern erwiesen, welche auf die Schaltanlagenresonanzfrequenzen eingestellt werden. Der Nachteil dieser Messmethode ist der - im Vergleich zu breitbandigen Messmethoden - relativ hohe Zeitaufwand durch die manuelle Einstellung und Überprüfung der Messfrequenzen. Eine Weitere UHF-TE-Messmethode verwendet verschiebbare mittelbreite Messbereiche (Bandbreite von 50 bis 150 MHz) im Frequenzbereich von 100 bis 2000 MHz. Der Vorteil des Verfahrens besteht somit in der Kombination aus vereinfachter Bedienbarkeit und der höheren Empfindlichkeit durch die Unterdrückung von frequenzfesten Störungen.

Für die Werksprüfung von GIS und Stützern werden TE Messungen mit Koppelkondensator nach IEC 60270 durchgeführt. Dabei kommen unter anderem SF₆ isolierte Prüftransformatoren mit einer Nennspannung von bis zu 1050 kV zum Einsatz. Immer häufiger wird das Prüfsystem dabei an eine gasisolierte Sammelschiene angeflanscht, welche mehrere Abgänge für Prüflingsanschlüsse besitzt. Während an einem Anschlußpunkt geprüft wird, können so an weiteren Anschlußpunkten andere Prüfungen vorbereitet werden, um die Pausenzeiten zwischen den einzelnen Prüfungen zu verkürzen. Durch die reduzierten Pausenzeiten und erhöhte Anzahl an Prüfungen pro Tag, kommen typische SF₆ isolierte Prüftransformatoren an ihre Leistungsgrenze. Aus diesem Grund hat HIGHVOLT leistungsstärkere SF₆ isolierten Prüftransformatoren entwickelt, welche zudem durch die Messung der Wicklungstemperatur an keine fixen Betriebszyklen gebunden sind. Außerdem zeichnen sich diese durch einen sehr geringen TE Pegel und eine hohe Resistenz bezüglich transienter Vorgänge aus.

1 EINLEITUNG

Die Messung von Teilentladungen (TE) ist ein anerkanntes Verfahren zur Qualitätskontrolle von Hochspannungsisolationssystemen während der Herstellung und bei der Inbetriebnahme vor Ort [1]. Teilentladungen sind lokal begrenzte, elektrische Entladungen, die zu Teildurchschlägen in der Hochspannungsisolation führen [2]. Speziell in gasisolierten Systemen (GIS) mit SF6-Isolation erzeugen diese Teilentladungen elektromagnetische Wellen mit hoher Flankensteilheit und einem dadurch bedingten sehr breitbandigen Frequenzspektrum [3]. Kleine Spitzen z.B. am Innenleiter und Partikel auf den Isolatoren können Teilentladungen mit niedrigen Pegeln erzeugen, die jedoch mittels Blitzstoßspannungsprüfungen leicht nachweisbar sind (Versagen der Isolation). Um die Blitzstoßspannungsprüfung bei der Vor-Ort-Prüfung von GIS zu ersetzen, ist eine sehr empfindliche TE-Messung erforderlich [4].

Da vor Ort normalerweise erheblich höhere Störpegel herrschen als in dem vergleichsweise optimalen Umfeld im Herstellerwerk oder einem Labor, wird die TE-Messung vor Ort üblicherweise im UHF-Frequenzband durchgeführt. Gewöhnlich liegt die Bandbreite für TE-Messungen im UHF-Bereich bei ca. 100 MHz bis 2 GHz. Für den am häufigsten vorkommenden Defekt (sich bewegende Teilchen) wird dabei eine hohe Empfindlichkeit erzielt. Insbesondere die variable, schmalbandige Messung ermöglicht die Auswahl von Frequenzfenstern, die störungsfrei sind. Durch die zugrunde liegenden physikalischen Gesetzmäßigkeiten ist eine Kalibrierung dieses Verfahrens im Gegensatz zu dem Verfahren gemäß IEC 60270 nicht möglich. Die CIGRE empfiehlt eine Prüfung der Empfindlichkeit, um zu verifizieren, ob genügend UHF-TE-Sensoren in einer GIS verbaut wurden um für eine bestimmte Defektart eine Mindestempfindlichkeit von z.B. 5 pC zu erreichen [5]. Die Einzelheiten zur Umsetzung einer solchen Empfindlichkeitsprüfung werden derzeit in der CIGRE WG D1.25 diskutiert. Für die Inbetriebnahmeprüfung von GIS vor Ort haben sich UHF-Verfahren als Standardmethode für die TE-Messung etabliert.

Für die Werksprüfung von GIS und Stützern im Werk erlaubt die IEC 60694, 62271-203 und 60060-3 einen Frequenzbereich von 45 Hz bis 65 Hz. Dabei muss die Prüfspannung so sinusförmig wie möglich sein. Zur TE Messung nach IEC 60270 wird ein SF6 isolierter Koppelkondensator verwendet. Abhängig von der Kapazität des Prüflings, der Dauer der Prüfung, sowie der Art der Prüfung bieten sich dabei unterschiedliche Prüfsysteme an. Üblicherweise werden zur Hochspannungserzeugung SF₆ isolierte Prüftransformatoren mit einer Nennspannung von bis zu 1050 kV eingesetzt.

Die typische Betriebszeit von SF_6 isolierten Prüftransformatoren beträgt 15 Minuten pro Tag bei Nennparametern. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, dass diese Betriebszeit oftmals nicht ausreicht und mehrere SF_6 isolierte Prüftransformatoren parallel betrieben werden mussten. Vor allem wenn im 3 Schichtsystem geprüft wird.

Für sehr lange Prüfzyklen, in denen die Parallelschaltung mehrerer SF₆ isolierter Prüftransformatoren nicht ausreichend ist, müssen ölisolierte Prüftransformatoren mit Öl-SF₆-Durchführung eingesetzt werden. Zwischen der Typleistung von ölisolierten und SF₆-isolierten Prüftransformatoren existiert ein sehr großer Bereich, der bisher nicht sinnvoll abgedeckt werden konnte. Darum hat HIGHVOLT SF₆ isolierte Prüftransformatoren entwickelt, die eine verhältnismäßig größere Typleistung als bisher übliche SF₆ isolierte Prüftransformatoren besitzen, um einen entsprechend großen Lastbereich abdecken zu können. Mit der Neuentwicklung wird dem Betreiber außerdem eine höhere Flexibilität bei der Gestaltung der Prüfzeiten ermöglicht, ohne dass sich dieser an fixen Zeitvorgaben orientieren muss. Dies wird dem Betreiber durch ein Monitoring der Wicklungstemperaturen ermöglicht.

Neben der thermischen Auslegung, musste bei der Entwicklung im gleichen Maße die Verteilung des elektrischen Feldes, die Beanspruchungen durch transiente Vorgänge und mechanische Kräfte bezogen auf erhöhte Transportbeschleunigungen berücksichtigt werden. Auf die einzelnen Schwerpunkte wird im Abschnitt 3 "Entwicklungsschwerpunkte des SF_6 Prüftransformators" näher eingegangen.

2 ZUSTANDSBEWERTUNG MITTELS UHF-TE-MESSUNG

2.1 Ausbreitung von Teilentladungssignalen

Die extrem kurze Anstiegszeit der TE-Signale in GIS ergeben ein Frequenzspektrum, welches sehr hohe Frequenzanteile beinhaltet. Für durch scharfkantige Strukturen verursachte TE-Signale wurden Anstiegszeiten von unter 35 ps nachgewiesen [6].



Abb. 1: Übertragungspfad von Quelle zum Sensor und Messsystem [7]

Das Signal der Quelle wird im Weiteren durch Abstrahlung, Übertragung und Sensorik weiter verändert bzw. sein Spektrum wird bandbegrenzt, gedämpft oder z.T. durch Resonanzen überhöht (Abb. 1). Für höhere Frequenzen arbeitet die leitende Struktur mehr und mehr als elektromagnetischer Wellenleiter, dessen Grenzfrequenz von den Dimensionen und dem inneren Aufbau der GIS abhängig ist. Bei Unstetigkeiten werden die Wellen reflektiert, was zu Interferenzmustern und Stehwellen (Resonanzen) führt. Aus Sicht der Hochfrequenztechnik kann die GIS als ein sogenannter "heavily overmoded waveguide", also als Wellenleiter mit sehr vielen Ausbreitungsmodi beschrieben werden.



Ein Beispiel für das resultierende Spektrum ist in Abb. 2 gezeigt. Man sieht viele einzelne Frequenzbänder mit schmalbandigen Resonanzen.

Abb. 2: Beispiel für eine Spekturm bei Verwendung einer abgestimmten UHF-Schmalbandmessung mit variabler Mittenfrequenz

Abbildung 2 zeigt ein Signalspektrum wie es am UHF-Sensor in der GIS gemessen werden kann. Die Frequenz ist darin linear, die Amplitude logarithmisch dargestellt. Die untere Linie des Spektrums zeigt das Grundrauschen, inklusive kontinuierlicher (CW), externer Störer. Die obere Linie zeigt jeweils den maximalen Wert der aufgenommen Signale, mit TE-Impulsen oder anderen, impulsförmigen Signalen. Die rot eingefärbten Flächen zeigen Bereiche mit externen Störern. Die blau eingefärbten Flächen sind Bereiche mit impulsförmigen Signalen, also Bereiche in denen TE vermutet werden kann und somit potentielle TE-Messfrequenzfenster.

2.2 Derzeit verwendete UHF-Verfahren für die TE-Messung

Vor Ort werden mehrere UHF-Verfahren angewendet, wie z.B.:

- UHF-Breitbandmessung mit fester Bandbreite
- Abgestimmte UHF-Schmalband- (z.B. 1,5 MHz) oder Mediumbandmessung (z.B. 70 MHz) mit variabler Mittenfrequenz

Diese und weitere Methoden werden ausführlich in der Literatur [8] und [9] dargestellt und werden hier nur gekürzt beschreiben.

2.2.1 UHF-Breitbandmessung mit fester Bandbreite

Die UHF-Breitbandmessung mit fester Bandbreite wird u.a. häufig für Monitoringapplikationen eingesetzt. Abb. 3 zeigt eine schematische Darstellung des über eine Bandbreite von einigen hundert MHz gemessenen TE-Signalspektrums.



Abb. 3: Bandbreite für UHF-Breitbandmessung mit fester Bandbreite (schematische Beispieldarstellung) und PRPD Pattern eines beweglichen Partikel in GIS

Hier wird die Hüllkurve des Amplitudensignals der Breitbandmessung mit fester Bandbreite direkt an das TE Messsystem gegeben und als phasenaufgelöste TE-Muster dargestellt (vgl. Abb. 3 rechts). Ein Nachteil dieses Breitbandverfahrens ist der oft geringere Signal-Störabstand, denn bei einem solchen Messsystem führen selbst schmalbandige Störungen im Messbereich bereits zu einer Reduzierung der Empfindlichkeit. Die Vorteile dieses Verfahrens liegen in der relativ einfachen, technischen Realisierbarkeit und dem geringen Einstellaufwand im Vergleich zu dem vorher beschriebenen, schmalbandigen Verfahren.

2.2.2 UHF-Schmalband oder Mediummessung

Das Prinzip der abgestimmten UHF-Schmalband oder Mediumbandmessung mit variabler Mittenfrequenz wird in Abb. 4 gezeigt. In der Praxis wird für ein empfindliches Messsystem das Signal idealerweise direkt am UHF-TE-Sensor verstärkt und via Konverter (z.B. Spektrumanalyzer) dem TE-Messsystem zugeführt. Das geeignete Messfrequenzfenster verhilft der Methode zu einem großen Signal-zu-Störabstand (SNR) was eine hohe Messempfindlichkeit ergibt.



Abb. 4: Beispiel für eine abgestimmte UHF-Schmalbandmethode mit variabler Mittenfrequenz und (rechts) ein UHF-Messsystem mit unterschiedlicher Messbandbreite.

Die Einstellung der Messfrequenzen sollte auf Basis der einzelnen Resonanzfrequenzen der TE-Sensoren vorgenommen werden, die vorher entsprechend der durch die CIGRE empfohlenen Empfindlichkeitsprüfung [5] vor Ort ermittelt wurden. Dafür werden Impulse an den Nachbarsensoren eingespeist, welche die Anlagenresonanzen anregen.



Abb. 5: Beispiel für eine abgestimmte UHF-Schmalbandmessung mit variabler Mittenfrequenz

Die mediumbandige Messung berücksichtigt mit hoher Wahrscheinlichkeit auch diejenigen Resonanzfrequenzen der Anlage, die aufgrund der unterschiedlichen Orte der tatsächlichen TE-Quelle gegenüber des für die CIGRE-Empfindlichkeitsprüfung verwendeten Signaleinspeisepunkt verschoben wurden. Die Medium-Bandbreite erlaubt nun die Festlegung der Messfrequenzen für den HV-Test [8], wogegen bei der Schmalbandmethode oft eine spätere Anpassung der Messfrequenz während dem HV-Test durchgeführt wird.

Nachdem ein solches Fenster gefunden ist, wird die der abstimmbare Messbereich durch dessen Mittenfrequenz entsprechen plaziert. Dieses Signal kann dann auf einem herkömmlichen TE-Messsystem, das auf die Kurvenform des Hochspannungs-Testsignals synchronisiert ist, als phasenkorreliertes Muster angezeigt werden.

Der Hauptvorteil des vorgestellten mediumbandigen Messbereiche (ca. 70 MHz) ist die Kombination einer hohen Empfindlichkeit und Selektivität mit der Fähigkeit, den Einfluss von Resonanzverschiebungen in einem weiteren Bereich zu tolerieren (siehe Abb. 5). Ein weiterer Vorteil liegt darin, dass während der Hochspannungsprüfung weniger Zeit für die visuelle Auswahl von geeigneten Messfrequenzen benötigt wird. Währende der Messung können so aus vorausgewählten Messfrequenzbändern verwendet werden, was paralleles Messen und daher auch ökonomisches, gleichzeitiges Prüfen sehr TE-Sensoren ermöglicht.

Das Ergebnis ist ein optimiertes Systemdesign für die TE-Messung sowohl zur Vor-Ort-Prüfung als auch zur Überwachung, das auch in schwierigen Umgebungen mit starken Störquellen hochempfindliche Messungen ermöglicht.

3 ENTWICKLUNGSSCHWERPUNKTE DES SF6 PRÜFTRANSFORMATORS

3.1 Verteilung des elektrischen Feldes

 SF_6 isolierte Prüfsysteme müssen einen TE Pegel von < 1 pC besitzen. Um diese Anforderung zu erfüllen, muss das Design des Prüftransformators optimal bemessen sein.

Der grundsätzliche Aufbau eines solchen Prüfransformators, entspricht dem eines Messwandlers. Das Aktivteil besteht aus einem geschlossenen Eisenkern (UI Profil) mit einem bewickelten Schenkel. Der bewickelte Schenkel trägt die Unterspannungswicklung (innen) und die Hochspannungswicklung (außen). Der Eisenkern befindet sich auf Erdpotential und ist gegen die Hochspannungswicklung mit Plattenelektroden abgeschirmt, um Feldverzerrungen an inhomogenen Bereichen zu verhindern. Zur Reduzierung der elektrischen Höchstfeldstärke besitzt die Hochspannungswicklung ebenfalls eine Elektrode mit entsprechend großem Radius. Die Hochspannungswicklung ist trapezförmig aufgebaut und als Lagenwicklung ausgeführt. In Abbildung 6 (links) ist ein solches Aktivteil dargestellt.



Abb. 6:Aktivteil eines SF₆ isolierten Prüftransformators (linkt) und charakteristische Darstellung
der elektrischen Feldstärkeverteilung (rechts)

In der Abbildung 6 (rechts) ist die Feldstärkeverteilung in einem solchen Aktivteil charakteristisch dargestellt. Die Plattenelektroden des Eisenkerns und die Abschirmelektrode der Hochspannungswicklung werden üblicherweise aus Aluminium gefertigt. Durch die Beschichtung dieser Aluminiumelektroden mit einer Lackierung können die zulässigen Höchstfeldstärken weiter vergrößert werden.

Maßgebend für das Erreichen eines geringen TE Pegels ist außerdem die Bemessung der Lagenisolation der Hochspannungswicklung, da hier durch den Einsatz besonders dünner Runddrähte ein entsprechend geringer Homogenitätsgrad und damit sehr hohe elektrische Feldstärken auf der Wicklungsflanke vorliegen.

3.2 Transiente Beanspruchung

Durch Schalthandlungen und Überschläge initiierte transiente Vorgänge (VFTO; "very fast transient overvoltages") stellen sehr hohe elektrische Beanspruchungen für SF_6 isolierte Anlagen dar. Sie werden durch sehr schnelle Anstiegszeiten der Spannung mit hoher Amplitude und sich überlagernden Wanderwellen charakterisiert.

Vor allem Prüftransformatoren werden überdurchschnittlich oft durch VFTO belastet. Sei es durch das Versagen einzelner Prüflinge oder durch das erzwungene Zünden von Funkenstrecken.

In der Abbildung 7 ist der Prüfaufbau der Typprüfung eines SF₆ isolierten Prüftransformators zu erkennen. In der Mitte des Aufbaus befindet sich ein Kreuzstück mit einer Sperrimpedanz integrierten und einem Dämpfungswiderstand. Auf der rechten Seite des Kreuzstücks ist der zu prüfende Prüftransformator mit einer Nennspannung von 750 kV (effektiv) angeflanscht. Oberhalb des Kreuzstücks befindet sich ein Koppelkondensator, welcher zur regelmäßigen TE-Kontrolle nach IEC 60270 eingesetzt wird. Auf der linken Seite des Kreuzstücks ist eine verstellbare Funkenstrecke angeflanscht, welche im Inneren des SF₆ Raums eine Spitze-Platte-Anordnung darstellt. Mit Hilfe eines Gewindestabes kann die Spitze dabei verstellt und so die Durchschlagsspannung variiert werden.



Abb. 7: Aufbau der Typprüfung eines 750 kV Prüftransformators

In der Abbildung 8 ist die Beanspruchung der Prüfanordnung mit Hilfe einer Pspice Simulation dargestellt. Bei einem Überschlag mit einer Scheitelspannung von 1060 kV beträgt das Überschwingen 2958 kV.



Abb. 8: Überschwingverhalten beim Zünden der Funkenstrecke bei 1060 kV (Scheitelwert)

Die schnellen Anstiegszeiten haben zur Folge, dass im Gegensatz zur Spannungsverteilung im Normalbetrieb, die kapazitiven Anteile der Isolieranordnung zum Tragen kommen und als dominante Größe die Spannungsverteilung bestimmen. Um das elektrische Design entsprechend widerstandsfähig zu gestalten ist es deshalb notwendig, die innere Isolieranordnung des Prüftransformators in seine

kapazitiven Bestandteile zu zerlegen und diese so zu dimensionieren, dass dabei eine möglichst gleichmäßige Spannungsverteilung entsteht.

In Abbildung 9 ist der typische Spannungsabfall über eine Hochspannungswicklung dargestellt. Aufgrund der Streukapazitäten (C_s) der Wicklungsflanke zum Erdpotential, fällt bei Stoßspannung im radial äußeren Bereich der Wicklung ein größerer Teil der Spannung ab als im inneren Bereich.

Im Gegensatz zur rechteckigen Wicklungsgeometrie erweist sich eine trapezförmige Wicklungsgeometrie von Vorteil bezüglich transienter Vorgänge und der daraus resultierenden Spannungsverteilung. Durch den größeren Abstand der radial äußeren Wicklungslagen zum Erdpotential, ergeben sich kleinere Streukapazitäten (Cs) zum Erdpotential als im radial inneren Bereich der Wicklung. Dies hat eine gleichmäßigere Spannungsverteilung zur Folge. Ferner tragen ein optimales Verhältnis des Durchmessers der einzelnen Windungslagen und deren Wickellänge zur Vergleichmäßigung des Spannungsabfalls bei, weil damit die Kapazität der einzelnen Wicklungslagen (C_W) zueinander entsprechend eingestellt werden kann.



Abb. 9: Spannungsverteilung in Hochspannungswicklungen [10]

Um einen störungsfreien Betrieb des Transformators zu gewährleisten, war es ein Bestandteil der Typprüfungen VFTO zu untersuchen. Dabei wurde ein Prüfprogramm durchgeführt, in welchem die zu erwartenden Beanspruchungen aus 10 Betriebsjahren nachgebildet wurden.

Mit Hilfe einer Funkenstrecke wurden u.a. 30 aufeinanderfolgende Durchschläge bei Nennspannung gezündet. Die Pausenzeit zwischen den einzelnen Durchschlägen betrug 5 Minuten. Anschließend wurde eine Versuchsreihe ohne eingebaute Sperrimpedanz mit 10 aufeinanderfolgenden Durchschlägen bei Nennspannung und einer Pausenzeit von 5 Minuten durchgeführt. Damit sollte der Betrieb ohne bzw. mit defekter Sperrimpedanz nachgebildet werden.

Die anschließende TE Kontrolle nach einer Vielzahl weiterer Durchschläge zeigte, dass der SF₆ isolierte Transformator bei 110 % der Nennspannung bei einer Prüfdauer von 60 Minuten weiterhin einen TE Pegel von < 1 pC zeigte und damit als TE frei deklariert wurde. Auch die Minutenprüfung bei 120 % der Nennspannung wurde als TE frei bestanden.

3.3 Thermische Beanspruchung

 SF_6 isolierte Prüftransformatoren werden üblicherweise für eine zulässige Betriebszeit von 15 Minuten pro Tag bei Nennparametern spezifiziert. In Abbildung 10 ist die zeitliche Veränderung der Wicklungstemperatur eines solchen Transformators dargestellt, wenn dieser fortlaufend bei Nennparametern betrieben wird (vereinfachte Annahme).

Am Temperaturverlauf kann man erkennen, dass die Wicklung erst am 6. Tag die maximale Temperatur erreicht. Grund ist die sehr große Zeitkonstante des Transformators, die sich aus der verhältnismäßig geringen Wärmeabfuhr in SF_6 ergibt. Theoretisch wäre somit eine längere Betriebsdauer am ersten Tag möglich. Dies lässt sich mittels Spezifikation oder Leistungsschild nicht beschreiben.

Mithilfe eines Monitorings der Wicklungstemperatur können solche Reserven ausgeschöpft werden. Außerdem können Prüfzeiten flexibler gestaltet und gleichzeitig in Summe verlängert werden.



Abb. 10: Erwärmung einer Hochspannungswicklung bei einer Tagesmitteltemperatur von 25 °C und einer Betriebsdauer von 15 Minuten pro Tag

In der Abbildung 11 ist eine typische Temperaturverteilung in einer trapezförmigen Lagenwicklung zu sehen. Zum Zeitpunkt der Aufnahme beträgt die maximale Heißpunkttemperatur ca. 88 °C.

Die Messung der Temperatur wird mithilfe von LWL durchgeführt, da diese auf Hochspannungspotential erfolgt. Der Temperaturfühler wird dafür im thermischen Zentrum der Wicklung positioniert. Dabei müssen elektrische Beanspruchungen des LWL im Normalbetrieb und bei transienten Vorgängen berücksichtigt werden.

Neben weiteren Messverfahren kann für die Temperaturmessung z.B. ein LWL mit Galliumarsenid - Spitze verwendet werden. Die Messeinrichtung sendet einen Lichtimpuls in den LWL, welcher an dessen Spitze reflektiert wird und so zur Messeinrichtung zurück gelangt. Abhängig von der Temperatur der Spitze wird dabei die Charakteristik des Lichts verändert. Anhand dieser Änderung wird die Temperatur an der Spitze bestimmt und an die Steuereinheit weitergeleitet.



bb. 11: Temperaturvertettung in einer trapezförmigen Lagenwicklung

3.4 Mechanische Beanspruchung

 SF_6 isolierte Prüftransformatoren müssen für den gelegentlichen Transport an verschiedene Standorte und dabei für alle Transportarten geeignet sein. Neben den Berechnungen zur Druckfestigkeit des Gehäuses, müssen deshalb auch Beschleunigungskräfte berücksichtigt werden. In Tabelle 1 ist eine Übersicht zu verschiedenen Transportarten und die sich daraus ergebenden Transportbeschleunigungen ersichtlich.

	Vertikalbeschl. nach oben [g]	Vertikalbeschl. nach unten [g]	Beschl. nach vorn [g]	Beschl. nach hinten [g]	Horizontal- beschl. seitlich [g]
Straßenverkehr					
LKW	1	1	1	0,5	0,7
Schienenverkehr					
Komb. Verkehr*	0,3	0,3	1	1	0,5
Rangierverkehr:					
Normalpuffer	0,3	0,3	4	4	0,5
Langhubdämpfer	0,3	0,3	2	2	0,5
Seeverkehr	1	1	0,4	0,4	1
Luftverkehr	3	3	1,5	1,5	

Tabelle 1:Übersicht zu Transportbeschleunigungen verschiedener Transportarten [11]

Die SF₆ Transformatoren werden für Transportbeschleunigungen von 5g in alle Richtungen bemessen. In folgender Abbildung 12 ist eine mechanische Berechnung mittels FEM Simulation zu den Beschleunigungskräften bei gleichzeitiger Druckbeanspruchung zu sehen.



Abb. 12: FEM Simulation der Beschleunigungskräfte bei 5g in alle Richtungen und Betriebsdruck

In der Abbildung 12 ist der Ausschnitt eines Druckgefäßes zu sehen. An der inneren Wand dieses Druckgefäßes befinden sich die Aufhängungspunkte des Aktivteils. Die Aufhängungen sind in der Berechnung über definierte Randbedingungen mit der entsprechenden Masse des Aktivteils und den wirkenden Beschleunigungskräften in alle Richtungen belastet.

Neben den mechanischen Berechnungen zu den Beschleunigungskräften mussten auch praktische Untersuchungen durchgeführt werden. Beispielsweise musste die Verbindung zwischen der verbackenen Isolierfolie der Wicklung mit den Drahtlagen überprüft werden, um sicher zu stellen, dass sich kein Verrutschen der Wicklung in sich selbst ergibt. Dafür wurde eine Versuchswicklung gebaut und mit der erforderlichen mechanischen Kraft in axialer Richtung beansprucht. Dabei wurde bei einer mechanischen Beanspruchung, die im Praxisfall einer Beschleunigung von 5g entspricht, keine geometrische Veränderung der Wicklung bewirkt und die Prüfung damit als bestanden abgeschlossen.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Unter den vorhandenen UHF-Messverfahren erlaubt die schmalbandige Messung mit visueller Auswahl der Messfrequenz in Verbindung mit einem direkt am TE-Sensor angebrachten Vorverstärker die empfindlichsten Messungen. Durch die manuelle Auswahl des Frequenzfensters (Messfrequenz) sind jedoch sowohl der Aufwand als auch die Anforderungen an Erfahrung bei diesem Verfahren hoch. Die vorgestellte, abstimmbare, mediumbandige UHF-Messung bietet durch eine passenden Bandbreite die Möglichkeit, störende Frequenzen selektiv zu vermeiden, und Resonanzfrequenzverschiebungen (Abhängigkeit von der Lage des Defekts bzw. TE-Quelle) weitgehendes toleriert werden können.

Für die Erzeugung hoher Spannungen bei Werksprüfungen von GIS und Spacern wird HIGHVOLT zukünftig SF_6 isolierte Prüftransformatoren einsetzen, die den aktuellen Forderungen nach höheren prüfbaren Lasten und einer größeren Anzahl an Prüfungen pro Tag entsprechen. Dabei wird ein Monitoring der Wicklungstemperaturen zum Einsatz kommen, um die Leistungsreserven der Prüftransformatoren besser auszuschöpfen und den zeitlichen Ablauf von Prüfungen flexibel gestalten zu können.

Neben der größeren Typleistung zeichnen sich diese SF_6 isolierten Prüftransformatoren außerdem durch einen sehr geringen TE Pegel, ein kompaktes Design und eine hohe Widerstandsfähigkeit gegen VFTO aus [12].

LITERATUR

- [1] König, D. und Rao, Y.N.: "Partial Discharges in Electrical Power Apparatus", VDE 1993
- [2] IEC 60270, "High-voltage test techniques Partial discharge measurement", Version 2000, 3rd Edition
- [3] Judd, M.D., Meijer, S. und Tenbohlen, S.: "Sensitivity check for RF PD detection for power transformers," IEEE Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Peking, China, 21. - 24. April 2008, Paper No. K1-03
- [4] CIGRE Joint Working Group 33/23.12 Insulation co-ordination of GIS; return of experience on site tests and diagnostic techniques; Electra No 176, Februar 1998
- [5] CIGRE task force 15/33.03.05, "Partial discharge detection system for GIS: Sensitivity verification for the UHF method and the acoustic method", Electra No 183, S. 75 - 87, April 1999,
- [6] Reid, A.J., Judd, M.D.: "High Bandwidth measurement of Partial Discharge Pulses in SF₆"; 14. ISH Peking, China, G-012; 25. 29. August 2005
- [7] Hoek, S.M., Koch, M. und Heindl, M.: "Propagation Mechanisms of PD Pulses for UHF and Traditional Electrical Measurements" IEEE Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD), Tokyo, Japan, Paper No. C2-02, 06. - 11. September 2010
- [8] Neuhold, S.M.: "On site tests of GIS", High-Volt Kolloquium '11, Dresden, Deutschland, Mai 2011
- [9] Hoek, S.M., Neuhold, S.M.: "Tuned Medium-Band UHF PD Measurement Method for GIS" CIGRE-Main Session, Paris, Frankreich, Paper No: D1-304, August 2012
- [10] Küchler, A.: "Hochspannungstechnik; Grundlagen-Technologie-Anwendungen" 3. Auflage; Springer 2009
- [11] GDV/TIS: Die Deutschen Versicherer / Transport-Informations-Service (Fachinformationen der Deutschen Transportversicherer)
- [12] HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH: "WPG G New solution for switchgear testing", Produktflyer; HVD 2014

VLF-MWT Anwendungen einer neuen Methode zur Kabelprüfung

Martin Jenny BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH m.jenny@baur.at Austria Alexander Gerstner BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH a.gerstner@baur.at Austria

KURZFASSUNG

Weltweit stehen Betreiber von Mittelspannungs- bzw. Verteilnetzen vor ähnlichen Herausforderungen: Vorhandene Kabelanlagen sollen kostenoptimal instandgehalten werden, Investitionen in neue Strecken gesichert und zugleich die Netzqualität gehalten oder gesteigert werden. Um in diesem Zielkonflikt aus technischer und wirtschaftlicher Sicht optimal agieren zu können, ist die systematische Überprüfung des Zustands von Kabelanlagen erforderlich. Dazu gibt es verschiedene Möglichkeiten. Eine mittlerweile weit verbreitete Methode ist die einfache VLF-Kabelprüfung, um die Montagequalität nach Reparaturen oder nach der Installation von neuen Kabelstrecken überprüfen zu können. Eine Weiterentwicklung der einfachen Kabelprüfung ist der Monitored Withstand Test (MWT), welcher aus einer intelligenten Verknüpfung der einfachen VLF-Kabelprüfung und der tandelta-Messung besteht. Der MWT liefert dem Netzbetreiber nützliche Hinweise über mögliche Qualitätsmängel an der Kabelstrecke nach Reparaturen oder vor der Inbetriebnahme von neuen Kabelstrecken. Dadurch können kostspielige ungeplante Ausfälle minimiert- und Qualitätsmängel noch während der Garantiephase in Anspruch genommen werden.

Der folgende Artikel zeigt:

- Funktion und Vorteile des MWT gegenüber der einfachen Kabelprüfung
- Anwendung des MWT
- Fallstudie: Warum vermeidet der MWT Kosten im Netzbetrieb
- Verfügbarkeit von Normen und Grenzwerten

1 EINLEITUNG

Weltweit stehen Betreiber von Mittelspannungs- bzw. Verteilnetzen vor ähnlichen Herausforderungen: Vorhandene Kabelanlagen sollen kostenoptimal instandgehalten werden, Investitionen in neue Strecken gesichert und zugleich die Netzqualität gehalten oder gesteigert werden. Um in diesem Zielkonflikt aus technischer und wirtschaftlicher Sicht optimal agieren zu können, nutzen viele Netzbetreiber heute Prüf- und Diagnoseverfahren. Die einfache Kabelprüfung ist eine weit verbreitete Methode und wird in verschiedenen Normen (IEC, IEEE, CENELEC, VDE) beschrieben. Dabei werden je nach Spannungsform (DC, VLF, 50/60 Hz) verschiedene Prüfpegel und Prüfzeiten festgehalten. Durch das Anlegen einer erhöhten Prüfspannung ($x*U_0$) werden Fehlerstellen zum Durchschlag gebracht.

Die breite Akzeptanz und die über Jahre gesammelten Erfahrungen mit der Kabelprüfung haben aber auch die Grenzen dieser Methode aufgezeigt. Das einfache Ergebnis ("Kabel OK" oder "Kabel defekt") bietet nur die Aussage, dass das Kabel zum Zeitpunkt der Kabelprüfung in Ordnung bzw. betriebsbereit oder geschädigt war. Es kann aber keine Einschätzung darüber vorgenommen werden, wie lange das Kabel noch im Betrieb verbleiben kann bzw. wann die nächste Überprüfung stattfinden soll.

Dieser Umstand hat zu einer vermehrten Anwendung der Kabeldiagnose geführt, da nützliche Informationen über den Kabelzustand geliefert werden.

Obwohl die Kabeldiagnose weit mehr entscheidungsrelevante Informationen liefert als eine einfache Kabelprüfung fehlt bei der Kabeldiagnose die Information über das Verhalten der Kabelstrecke, wenn über einen längeren Zeitraum (15-60 min) eine erhöhte Prüfspannung angelegt wird.

Bei der Kabelprüfung fehlte bisher die Möglichkeit, die Prüfdauer an den Zustand des Kabels anzupassen und somit die Überbelastung durch erhöhte Prüfspannungen zu reduzieren und Zeit- und Kosten einzusparen.

Um diese Nachteile der einzelnen Methoden zu umgehen, wurde der VLF Monitored Withstand Test (MWT) in Nord-Amerika von der Organisation NEETRAC (National Electric Energy Testing, Research and Applications Centre) entwickelt. Durch die Kombination der VLF-Kalbelprüfung und der tan-delta-Messung können die beschriebenen Einschränkungen der Messmethoden optimal ausgeglichen werden. Bei angepasster Zeitdauer der Prüfung wird ein wesentlicher Mehrwert durch zusätzliche Aussagen generiert.

2 VLF-KABELPRÜFUNG MIT TRUESINUS® – EINE BEWÄHRTE TECHNOLOGIE

Die Kabelprüfung mit VLF (Very Low Frequency) wird zur Überprüfung der Isolation von Mittelspannungskabeln und der Montagequalität nach der Verlegung von neuen Kabelstrecken oder nach Reparaturen eingesetzt. Gründe für die Anwendung der Kabelprüfung sind:

- Aufdecken von Schwachstellen im Isolationsmaterial
- Vorantreiben oder Umwandlung von Water Trees in Electrical Trees
- Vorantreiben von Electrical Trees, damit diese während der VLF Kabelprüfung zum Durchschlag gebracht werden.



Abb.. 1: Entstehung eines sog. "Electrical Tree" durch einen sog. "Water Tree"

Vor allem die VLF-Sinus-Technologie hat sich für die Kabelprüfung bewährt, weil der VLF-Sinus alle folgenden Voraussetzungen erfüllt:

- Vergleichbare PDIV (TE-Einsetzspannung) mit der PDIV von 50 Hz
- Hohe "Channel growth rate" bzw. Water Trees werden effektiv vorangetrieben und in Electrical Trees umgewandelt
- Der VLF-Sinus eignet sich sowohl für die Teilentladungsmessung als auch für die tan-delta-Messung

Bevor der MWT in Kapitel 3 beschrieben wird, soll nochmals auf die Nachteile einer einfachen Kabelprüfung eingegangen werden. Wie in [1] beschrieben wird, gibt es im Wesentlichen drei Nachteile:

- Vor dem Anlegen der Prüfspannung kann keine Abschätzung über die Qualität der Kabelstrecke abgegeben werden.
- Die Prüfdauer kann dem Zustand der Kabelstrecke nicht angepasst werden.
- Es kann keine Einschätzung darüber abgegeben werden, wie gut die Kabelprüfung bestanden wurde bzw. darüber, ob das Kabel in einer Stunde oder in 10 Jahren ausfällt.

3 DER MONITORED WITHSTAND TEST (MWT) – EINE GENIALE KOMBINATION

Durch die Kombination von VLF-Kabelprüfung und VLF-tan-delta-Messung können diese Nachteile umgangen werden. Dabei wird der MWT in zwei Phasen unterteilt:

- Ramp-up-Phase
- MWT- oder auch Hold-Phase

Im Folgenden werden die beiden Phasen genauer beschrieben.

3.1 Die Ramp-up-Phase

Vor der eigentlichen MWT-Phase, wird eine zerstörungsfreie tan-delta-Messung durchgeführt. Eine kontinuierliche Überwachung der Messwerte hilft dabei, eine erste Einschätzung über den Kabelzustand vorzunehmen. Wie in **Abb. 2** dargestellt, werden dabei tan-delta-Messungen bei $0.5 \times U_0$, $1.0 \times U_0$ und $1.5 \times U_0$ durchgeführt.



Abb. 2 Ablauf der Ramp-up-Phase

Bei jeder Stufe werden verschiedene tan-delta-Messgrößen ermittelt und ausgewertet:

Ramp-up-Phase		
Messgröße	Berechnung	Informationsgehalt [3]
Tan δ stability (SDTD)	Standardabweichung der 6-10	• Teilentladungen (TE)
	Messungen bei U ₀	• Feuchte Muffen
Delta tan δ (Δ TD)	Differenz der Mittelwerte zwischen	Water Trees
	$1.5 U_0$ und $0.5 U_0$	Teilentladungen
		 Vaporisationseffekte
Mean tan δ (MTD)	Mittelwert der 6-10 Messungen bei	Water Trees
	U ₀	• Alterungseffekte (thermisch, chemisch)

Tabelle 1: Messgrößen während der Ramp-up-Phase

Die kontinuierliche Ermittlung der in **Tabelle 1** beschriebenen Messgrößen erlaubt eine erste Zustandsbewertung der Kabelstrecke.

Die Vorteile der Ramp-up-Phase sind offensichtlich:

- Eine erste Zustandsbewertung der Kabelstrecke wird ermöglicht.
- Überhöhte Belastungen durch hohe Prüfspannungen für gealterte Kabelstrecken können durch eine erste Zustandsbewertung verhindert werden.
- Es handelt sich bei der tan-delta Messung um eine bereits etablierte und weit verbreitete Methode. Erfahrungen und Grenzwerte sind vorhanden.

3.2 MWT- bzw. Hold-Phase

In der MWT-Phase (eigentliche Prüfphase) werden die Kabelprüfung und die tan-delta Messung miteinander kombiniert.

Nach [1] kann ein MWT nur dann als bestanden gelten, wenn:

- kein Durschlag während der MWT-Phase stattgefunden hat,
- die ermittelten tan-delta Werte sich als stabil erweisen (geringe Standardabweichung) und
- der tan-delta-Mittelwert gering ist.



In Abb 3 ist der Ablauf der MWT-Phase dargestellt. Während der Beaufschlagung mit der Prüfspannung werden ebenfalls verschiedene tan-delta-Messwerte ermittelt und ausgewertet. (siehe Tabelle 2)

MWT-Phase		
Messgröße	Berechnung	Informationsgehalt [3]
Tan δ stability	Standardabweichung der 6-10 Messungen	• Teilentladungen
(SDTD)	bei U ₀	• Feuchte Muffen
Mean tan δ (MTD)	Mittelwert der 6-10 Messungen bei U ₀	Water Trees
		• Alterungseffekte (thermisch, chemisch)
Änderung tan δ vs.	Änderung des tan-ô-Wertes zwischen 0 &	Konditionierung einer defekten Stelle
Zeit (t Δ TD)	10 Minuten.	Vaporisationseffekte

Tabelle 2 Messgrößen während der MWT Phase

Durch die kontinuierliche Auswertung der Messdaten der Ramp-up- und MWT-Phase kann während der Messung die optimale Prüfdauer für die Kabelstrecke ermittelt werden. Anhand der vorliegenden Messergebnisse kann der Anwender selbst die Prüfdauer dem Kabelzustand anpassen oder das Prüfsystem schlägt eine optimale Prüfdauer vor (siehe Kapitel 4). Kürzere Prüfzeiten haben neben der Zeiteinsparung den Vorteil, dass ein Kabel nur während der tatsächlich benötigten Zeit der erhöhten Prüfspannung ausgesetzt werden muss. Der Benutzer kann während der Messung die Prüfdauer aber auch erweitern, um vorhandene Schwachstellen in der Isolierung zum Durchschlag zu bringen. Die Vorteile der MWT-Phase können wie folgt zusammengefasst werden:

- Die Prüfdauer kann dem Zustand des Kabels angepasst werden.
- Der Einfluss der erhöhten Prüfspannung auf das Kabel kann beurteilt werden.
- Eine Zustandsbewertung der Kabelstrecke kann vorgenommen werden bzw. wertvolle Informationen für die Zustandsbewertung der Kabelstrecke werden generiert.

4 ANWENDUNG

Für die Akzeptanz des VLF-MWT ist es wichtig, dass die Messung einfach und automatisiert durchgeführt werden kann. Voraussetzung dafür ist eine VLF-Sinus-Spannung, weil nur mit dieser Spanungsform eine präzise und kombinierte tan-delta-Messung durchgeführt werden kann. Wie aus Kapitel 2 und 3 ersichtlich, ist es sinnvoll den MWT in zwei Phasen aufzuteilen (Ramp-up und MWT).

Wichtig ist dabei, dass diese zwei Phasen automatisiert ablaufen können.

Ein Beispiel dafür, wie diese Anforderungen umgesetzt werden können, ist der VLF-Sinus-Generator mit integrierter tan-delta-Messung frida TD von BAUR (Abb. 4).



Abb. 4: MWT-Anwendung mit BAUR frida TD

Eine integrierte tan-delta-Messfunktion ermöglicht dabei, dass für die Kabelprüfung und tan-delta-Messung die gleiche Anschlusstechnik verwendet werden kann. Die Messung kann dadurch ohne die Verwendung von weiteren externen Geräten komplett automatisiert ablaufen.

Zusätzlich ist es wichtig, dass die verschiedenen Messergebnisse kontinuierlich und übersichtlich dargestellt werden, damit der Anwender Entscheidungen (z.B. Dauer des MWT) während der Messung fällen kann.

Ein Beispielscreenshot ist in **Abb. 5** zu sehen. Neben der detaillierten Anzeige der einzelnen Messergebnisse, wird auch laufend die Ergebnisauswertung (mit Smiley-Symbolen) ausgegeben.



Abb. 5: Screen während MWT-Messung mit frida TD von BAUR

5 CASE STUDY

Anhand eines praktischen Beispiels soll beschrieben werden, warum der MWT eine wichtige Weiterentwicklung der bisher verfügbaren Prüf- und Diagnosemessungen darstellt. Das untersuchte Kabel (11 kV) verfügt über eine Gesamtlänge von 234 m und besteht aus

verschiedenen Kabeltypen (gemischte Kabelstrecke).



Abb. 6: Aufbau der untersuchten Kabelstrecke vor der ersten Reparatur im Juni 2010

Im Juni 2010 gab es einen Kabelfehler in einer XLPE-isolierten Kabelstrecke aus dem Jahre 1989 (erste Generation), welche besonders anfällig für Water-Trees sind. In diesem Bereich wurde eine Strecke von 11 m durch ein XLPE-Kabel neuerer Bauart ersetzt.



Abb. 7: Aufbau der untersuchten Kabelstrecke nach der ersten Reparatur im Juni 2010

Nach der Reparatur wurden Diagnosemessungen (VLF tan-delta und Teilentladungsmessung) durchgeführt.

Die tan-delta Messung ergab, dass es sich um eine stark betriebsgealterte Kabelstrecke handelt. (Abb. 8).

Obwohl die Messwerte unterhalb der TD-Grenzwerte für Mischkabelstrecken lagen, wurde für den Bereich der Water-Tree-gefährdeten Kabelstrecke die Delta-tan-delta (DTD) Grenzwerte für XLPE-Kabel herangezogen. (DTD > 1,0E-3...Highly Operating Risk). L2 und L3 zeigten hier einen starken Anstieg bei zunehmender Spannung, was ein Hinweis auf Water-Tree geschädigte Kabel ist.



Abb. 8: tan-delta-Messung nach der Reparatur

Zusätzlich wurde die TD-Standardabweichung (SDTD) von L1, L2, L3 zur Beurteilung der Situation herangezogen. (Bild 6)

TD Stability Trend:



Abb. 9 SDTD - tan-delta Standardabweichung der 3 Leiter L1-L3

Aus Abb. 9 ist erkennbar, dass es bei L2 und L3 bei der tan-delta-Standardabweichung einen Trend nach oben gibt. Dies ist ein Indikator für das vorhanden sein von Water-Trees. Im Anschluss daran wurde eine TE-Messung durchgeführt. (Abb. 10)

1	10 m	Of a	366 m	1
XL1; 6.5K	v		199 0 m 4	
L3, 6 6K	ý.		(TANK LA THE	
			1	
			1	
			[1
				T
			X	×
				*
				*
				1
			1	1

Abb. 10: Ergebnis der TE-Messung

Die TE-Messung zeigt Teilentladungen an den Übergangsmuffen (auf der PILC-Kabelstrecke) bei 199 m und 224 m. Die Auswertung der TE-Messung und der tan-delta-Messung zeigten, dass die hohen tan-delta-Werte durch Water-Trees verursacht wurden. Dies kann dadurch begründet werden, dass bei Spannungen $<1,0xU_0$ die TD Standardabweichung bei L2 und L3 erhöht ist und ein positiver tandelta-Trend erkennbar ist, aber keine TE existieren. Zusätzlich sind die Pegel der Teilentladungen in einer Größenordnung, die sich nicht auf den Delta-tan-delta auswirkt.

Im Anschluss daran wurde eine VLF-Kabelprüfung von 15 Minuten bei $2xU_0$ durchgeführt. Das Ergebnis war, dass alle 3 Leiter trotz der hohen tan-delta-Werte den Test bestanden haben. Und somit wurde das Kabel wieder in Betrieb genommen.

Vier Tage später gab es einen Kabelfehler bei 125 m, also im Bereich der Water-Tree-gefährdeten Kabelstrecke. In diesem Bereich wurde eine schwerwiegende Schädigung durch Water-Trees festgestellt. (Abb. 11).



Abb. 11: Stark Water-Tree geschädigte Kabelstrecke

Das Beispiel zeigt sehr anschaulich, warum ein VLF-Monitored-Withstand-Test an dieser Stelle hilfreich gewesen wäre, einen Kabelfehler kurz nach der Wieder-Inbetriebnahme zu vermeiden.

- Die VLF Pr
 üfung von 15 Minuten hat zwar die Water-Trees weiter vorangetrieben, aber am Ende des Tests konnte nicht festgestellt werden, wie weit diese vorangeschritten waren. Ein VLF-Sinus-MWT h
 ätte hier durch den Verlauf des tan-delta-Mittelwertes und der tan-delta-Standardabweichung aufgezeigt, dass die Fehler vorangetrieben werden (ansteigende TD-Werte).
- 2) Die Prüfzeit hätte während der Messung verlängert werden können (z.B. auf 30 Minuten). Die Schwachstellen (hier Water-Trees) wären weiter vorangetrieben worden und hätten schlussendlich zum Durchschlag geführt.
- 3) Der MWT hätte somit auch den Einfluss der Prüfspannung auf das Kabel gezeigt.
- 4) Die sog. "Pass Margin", also eine Einschätzung über den Kabelzustand am Ende des MWT, wäre möglich gewesen.
- 5) Die tan-delta-Messung und die Kabelprüfung wie im Beispiel beschrieben, hätten mit einem einzigen automatisierten Ablauf durchgeführt werden können.

6 ZUSAMMENFASSUNG

Es wurde im vorliegenden Paper gezeigt, dass der Monitored Withstand Test (MWT) einige Vorteile gegenüber der einfachen Kabelprüfung aufweist:

- Der Zustand der Kabelstrecke kann während der normalen Kabelprüfung ermittelt werden.
- Die Prüfdauer kann auf den Zustand der Kabelstrecke angepasst bzw. verkürzt werden, wenn der Zustand der Kabelstrecke in Ordnung ist.
- Der Einfluss der Prüfspannung auf die Kabelstrecke kann ermittelt werden.
- Der MWT ist eine Kombination von bereits akzeptierten Prüf- und Messmethoden.

Mit Hilfe eines praktischen Beispiels wurde erläutert, warum der MWT ungewollte Fehler während des normalen Netzbetriebs vermeiden kann. Dadurch können erhebliche Reparaturkosten eingespart werden. Zusätzlich stehen dem Netzbetreiber nach einem MWT wertvolle Informationen über den Zustand der Kabelstrecke zur Verfügung. Diese Daten können für eine optimierte Wartungs- und Investmentstrategie des Netzes herangezogen werden.

Schlussendlich wurde aufgezeigt, welche Prüf- und Messgeräte für eine einfache Anwendung des MWT zur Verfügung stehen.

Die Voraussetzungen für den Einsatz des MWT sind geschaffen. Sowohl das notwendige Equipment, als auch erste Normen und Grenzwerte (IEEE 400, IEEE400.2) [2], [3] und somit auch erste Erfahrungswerte sind verfügbar.

LITERATUR

- [1] Fletcher, Hampton, Hernandez, Hesse, Pearman, Perkel, Wall, Zenger: First practical utility implementations of monitored withstand diagnostics in the USA, Jicable 11, A.10.2
- [2] IEEE400-2012 IEEE Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above
- [3] IEEE 400.2-2013 IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF) (less than 1 Hz)
Moderne Vor-Ort Prüfung und Zustandsbestimmung von Mittel- und Hochspannungskabeln mit gedämpften Wechselspannungen

Rogier Jongen, Edward Gulski

Gregor Cejka

onsite hv solutions ag r.jongen@onsitehv.com e.gulski@onsitehv.com onsite hv international ag g.cejka@onsitehv.com Schweiz

Schweiz

KURZFASSUNG

Für die Inbetriebnahmeprüfung nach Erstmontage einer neuen Kabelanlage oder für die Qualitätskontrolle nach einer Reparatur stehen heute verschiedene Arten von Vor-Ort-Prüfungen zur Verfügung. Eine besondere Herausforderung für die Prüftechnik stellt dabei die Prüfung großer Kabellängen von Kabelanlagen mit Nennspannungen bis zum Beispiel 220 kV dar.

Gleichzeitig wird die Möglichkeit zusätzlicher Aussagen beispielsweise hinsichtlich der Diagnose des Alterungszustandes (tan δ) oder der Kontrolle einer Muffenmontage (Te-Messung) vor Ort für Betreiber, Kabelhersteller und Montageunternehmen immer wichtiger.

Der vorliegende Beitrag berichtet über Aspekte der Vor-Ort-Prüfung und Diagnosemessungen die heute für Mittel- und Hochspannungskabelanlagen verfügbar sind. Basierend auf Untersuchungen in unterschiedlichen Stromnetzen, an Kabeln unterschiedlicher Hersteller und den Erkenntnissen aus der Arbeit von Cigré, IEEE gibt dieser Beitrag grundlegende Hinweise und Anwendung Beispiele für die Vor-Ort-Prüfung und Diagnose von Energiekabelanlagen mit gedämpften Wechselspannungen.

1. INTRODUCTION

It is known, that an insulation failure of a power cable can occur as a result of the normal operational voltage or during a transient voltage due to lightning or switching surges, figure 1. Most failures can occur if localized electrical stresses are greater than the dielectric strength of dielectric materials in the area of the localized stress or if the bulk dielectric material degrades to the point where it cannot withstand the applied voltage. Therefore, together with type testing and routine testing makes on-site testing (including diagnostic measurements such as partial discharges), part of the reliability improvement of power cables [1-29]. In particular, the on-site tests, figure 2 are applied to assess two characteristics of a cable circuit.

2. Availability / reliability of the cable circuit.



Figure 1: Examples of insulation defects in power cables:

Distribution cables: (a) bad positioning of field grading, (b) large crack in the centre of a epoxy resin joint, (c) interfacial problems in a termination, (d) connector sharp edges inside mass insulated cable termination

Transmission cables: (e) termination of 132kV XLPE cable with un-sealed bottom resulting in contamination and moisture ingress in side insulator, (f, h) cable movement due to expansion of oil due to high temperatures. Directly resulting in cracks and voids in joint insulation with final breakdown, (g) electrical treeing in 150kV gas pressure cables resulting in long term insulation degradation and finally cable breakdown.



Figure 2: Example of on-site testing using sinusoidal damped AC voltages, (a) after-laying testing by DAC system 28kV of a 13km long 10kV XLPE insulated cable (b) diagnostic testing by a DAC system 150kV of a 8km long 150kV oil-filled service aged cable (c) after-laying testing by a DAC system 250kV of a 6km long 150kV XLPE cable.

In general, for on-site acceptance test for newly installed or repaired circuits one of the two following approaches is typically followed:

- 1. Potentially destructive withstand tests by over-voltage stresses applied to the test object, e.g. for 1 hour, or
- 2. Alternatively a voltage test of 1xUo (nominal voltage) as applied for 24 hrs.

The first approach is based on the assumption that a healthy (defect-free and/or non-aged) insulation can withstand higher levels of voltage stress above the nominal stress and that in case of present insulation defects or ageing defects should have a lower level of withstand voltage which should produce a breakdown under over voltage during the designated test time. The outcome of the test is a simple pass or fail.

It is known that the application of the overvoltage withstand test without monitoring of other parameters such as partial discharges, is not always sufficient to identify all manufacturing and installation problems. Moreover it has to be considered that:

- 1. Due to the applied test voltage stresses which are higher than the operational stresses, the test may be destructive even if no failure occurs,
- 2. Although the duration of the over-voltage test is developed from test experiences (e.g. 1 hour) it cannot be excluded that after e.g. 1 hour and 10 minutes a failure will occur.

It has been observed that after the cable successfully passed the over voltage withstand tests, failures have occurred during the initial operation (up to several months), [13, 14]. It has been found that insulation defects in the cable insulation and cable accessories are responsible for these failures. Therefore to detect the weak spots in the cable insulation and cable accessories following the installation or repair of the cables, the insulation condition assessment during on-site testing (so-called monitored testing) is becoming nowadays more and more common practice, see for example figure 3. It is known that *monitored* testing consists of a voltage withstand test combined with a diagnostic test, e.g. partial discharge measurement.



Figure 2. On-site DAC testing procedures for power cables [15]

In the field of diagnostic testing, where over-voltages (stresses higher than U_0), can have a significantly destructive influence on the remaining service life of a particular cable circuit. Therefore it becomes crucial to apply sensitive diagnostics at stresses up to and above U_0 . The practical realization of such tests becomes more attractive if modern on-site testing methods are available, especially if they are characterized by:

- 1. Lightweight and high level of mobility of the test system,
- 2. Test system compactness versus output voltage,
- 3. Easy system assembly and low voltage erecting effort,
- 4. Low power demand for testing long cable lengths,
- 5. Possibility of sensitive standardized PD detection and dissipation factor measurement.

In this paper, the use of damped sinusoidal AC voltages (DAC) for *monitored* testing of power cables will be discussed based on general considerations and practical examples. Examples of different types of DAC test systems are shown in figure 2.

2. ON-SITE ENERGIZING METHOD AT DAMPED AC VOLTAGES

DAC testing can be used as simple withstand test or in combination with partial discharges (PD) and dissipation factor (DF) measurements. As a result the use of damped AC voltages for testing power cables is in compliance with the following international standards:

- IEC 60060-3: High Voltage test techniques Part 3: Definitions and requirements for on-site testing;
- IEEE 400: Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems;

- IEC 60840: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 30 kV up to 150 kV Test methods and requirements;
- HD 632 S2 (CENELEC): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36kV (Um=42kV) up to 150kV (Um= 170kV)
- IEC 62067: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 150 kV up to 500 kV, Test methods and requirements;
- IEEE 400.3: Guide for PD Testing of Shielded Power Cable Systems in a Field Environment;
- IEEE 400.4 Guide for Field-Testing of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above with Damped Alternating Current Voltage (DAC) (draft under preparation)
- IEC 60270: Partial discharges measurements;
- IEC 60885-3: Test methods for partial discharges measurements on lengths of extruded power cable;
- IEC 60141: Tests on oil-filled and gas-pressure cables and their accessories;
- IEC 60502: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV (Um = 1,2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV).

An international survey showed that in the majority of the cases where DAC has been applied so far, voltage withstand tests have been combined with advanced diagnostic measurements (e.g. partial discharges and dielectric losses). For a voltage withstand test, a predetermined number of DAC excitations is applied, see figure 4-5. Due to the shorter duration of the excitation and decaying characteristics of the voltage, DAC test results obtained can be different from those obtained by continuous AC withstand voltage testing.



Figure 4. Schematic overview of one DAC excitation. The maximum DAC voltage level is determined by the voltage peak values (V_{DAC}) and respective RMS-values ($V_{DAC}/\sqrt{2}$) of the 1st DAC cycle [15].



Figure 5. Schematic overview of withstand test by damped sinusoidal AC voltage excitations. The duration of the test is determined by the number of DAC excitations which are applied to the power cable at a selected DAC test voltage. The maximum DAC withstand voltage level is determined by the voltage peak values V_{DAC} and respective RMS-values V_{DAC} of the 1st DAC cycle [15].

To generate damped AC voltages with duration of a few tens of cycles of AC voltage at frequencies up to a few hundreds of Hz, a test system has been developed [1, 2]. This method is used to energize and to test on-site power cables with sinusoidal AC frequencies. In addition this method can easily be used to measure and to locate on-site partial discharges in power cables in accordance with IEC 60270 recommendations. The system consists of a digitally controlled HV power supply to charge capacitive load of power cables with large capacitance (e.g. $10 \,\mu$ F), figure 6. With this method, the cable under test is energized during a time $t_{charge}=U_{max} C_{cable}/I_{load}$ with continuously increasing voltage. The typical energizing time needed is dependant on the total cable capacitance, the test voltage and the energizing current of the power source and lies in the range of several seconds to several tens of seconds. During this phase the test object is stressed with a

increasing uni-polar voltage. The energizing time depends on the maximum available load current of the voltage supply the test voltage and the capacitance of the test object As a result and conform to [27, 28] due to AC field distribution no DC stress are applied to the test object and the DAC stress as applied to the test object can be considered as similar to factory testing conditions. Also due to continuous voltage increase and immediate switching after the maximum voltage is reached, no steady-state condition will occur. Moreover due to the applied E-field (< 20kV/mm) and relatively short durations (range of tens of seconds) of bi-polar stresses no space charge accumulation will be initiated.



Figure 6. Schematic diagram of damped AC systems for on-site testing and PD detection of distribution and transmission power cables [15].

Then a specially designed solid-state switch connects an air-core inductor to the cable sample in a closing time of <1 μ s. Due to relatively low cable inductance no transient over-voltages will occur in the test object. At this moment the series of AC voltage cycles starts with the resonance frequency of the circuit $f_{DAC} = 1/(2\Pi\sqrt{(L \cdot C_{cable})})$ where L represents the fixed inductance of the air core and C_{cable} represents the capacitance of the cable sample, figure 6. The air core inductor has a low loss factor and design, resulting in a slowly decaying AC waveform of test voltage applied to the cable sample. During a number of AC voltage cycles the PD signals are initiated in a way similar to 50(60) Hz inception conditions [12].

The dissipation factor DF can be measured with the decay characteristics of the damped AC voltage wave, as shown in [29, 30]. Evaluation of the dissipation factor can be especially valuable for finding insulation ageing development in paper-oil insulated cables.

3. DAMPED AC VOLTAGE WITHSTAND TESTING

The application of withstand tests can be divided into two classes:

- 1. Non-monitored DAC hold test a number of DAC excitations is applied and the ability to hold the maximum DAC voltage (i.e. no breakdown occurs) is recorded, the blue the dotted lines in figures 7a and 7b. The intent of a simple DAC withstand test is to cause weak points in the cable insulation to fail during voltage application (with minimal fault current) at a time when the impact of the failure is low (no systems or customers affected) and repairs can be made more cost effectively. If a failure occurs during the test, see the dotted lines in figures 7c and 7d then the failure should be located through a fault location process, repaired and the circuit retested. The results of these tests are described as either Pass or Fail.
- 2. Monitored DAC hold test a number of DAC excitations is applied and one or more additional attributes are measured and used to determine whether the cable passes or fails the DAC test. In the graphs of figure 7 the blue dotted lines for the applied DAC voltage and the dashed green lines for the PD detection. These additional attributes are advanced diagnostic properties such as partial discharge detection. The development in time of the measured property can also be used to monitor the effect of the test on the cable system during voltage application.

Due to additional information as provided by PD detection the monitoring insulation properties during a DAC withstand test and the effect of the test voltage during its application can improve the evaluation of the insulation condition.



Figure 7. Schematic overview of four different situations of DAC voltage withstand test: (a), (b) during selected number of N_{DAC} excitations (dotted lines) no breakdown has occurred and alternatively above the PD background noise PD has been observed or not; (c), (d) before the selected number of N_{DAC} excitations for the DAC withstand test has been applied or during the voltage increase step phase respectively during voltage hold phase breakdown has occurred, and above the PD background noise PD has been observed [15].

For all types of tests, voltage levels and the number of DAC excitations should be consistent with the purpose of the test. From the point of view of a shielded power cable system quality and reliability, two aspects are important for field tests and results evaluation:

- 1. The DAC test parameters like the maximum test voltage levels, see Table 1 as well as the duration of an over-voltage application shall be chosen in such a way as to prevent or minimize the shortening of service lifetime due to the field test. In the case of withstand tests the impact on a defective insulation needs to be high enough to cause a breakdown or to exceed a critical level of a monitored property.
- 2. The voltage level and number of DAC excitations (which has an impact on the test duration) are important and inseparable elements of the test and after-test performance of the cable circuit. The recommended test voltages and durations for tests (given in this document for DAC testing) are based on literature [1], international recommendations [31-35] and several years of collection field-experiences as obtained by different users of the DAC technology. Arbitrarily increasing the voltage or extending the test duration from the recommended values can potentially increase the probability of an early failure in service.

Table 1: DAC test voltages levels (20 Hz...500 Hz) as used for DAC testing (50 DAC excitations) of new installed power cables [IEC 60502, IEC 60840, IEC 62067].

Power cable rated voltage [kV] Phase-to-phase	Uo [kV]	DAC test voltage level VT [kVpeak]
3	3	6
6	4	12
10	6	17
15	9	26
20	12	34
25	15	43
30	18	51
35	21	60
45-47	26	74
60-69	35	99
110-115	64	181
132-138	77	187
150-161	87	212
220-230	127	254
275-287	159	296

4. TRANSSMISION NETWORK PRACTICAL EXAMPLES

The application of damped AC voltages for testing and diagnosis of transmission power cables up to 230 kV has a history of more than 6 years [5, 6, 8-26]. In this section, five examples are presented and discussed to highlight the importance of monitored testing.

Example 1: A newly installed 3.5km km long, 64/110 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested in accordance to the IEC 60840 recommendation. This standard recommends voltage withstand testing using sinusoidal AC voltage up to 2Uo. It has been decided to perform monitored withstand testing by using DAC resonant circuit with damped sinusoidal AC voltages at 78 Hz for 1 hour testing at 2.0Uo (approximately 110 DAC excitations). During the whole time of withstand test standardized PD detection has been applied. As a result of 1 hour DAC over-voltage no breakdown has been observed, figures 8 and 9. Also no internal PD activity has been registered (except external corona). It has been concluded that up to 1.7Uo the complete cable system was PD–free (background noise level at 1Uo < 25 pC) and the test has been considered successful.



Figure 8. After-laying testing of a 64/110kV 3.5km long XLPE cable section. The DAC system OWTS HV250 is connected to one of the cable section phases.



Figure 9. Monitored voltage withstand testing of a 110 kV XLPE cable underground circuit (3.5 km): a) example of PD pattern at 2.0Uo, b) DAC voltage withstand test 1hr 2.0Uo

Example 2: A newly installed 13.3 km long, 220 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested using DAC resonance system at 49 Hz, applying up to 1.3xUo, see Figures 10-12. It has been decided to perform a monitored withstand testing. As the DAC test voltage was increased, and starting from 0.2Uo, PD activity has been observed in phase L1. An increase in the test voltage has resulted in an increase of PD activity and at 0.4xUo test voltage, a breakdown in the discharging site has occurred. Using PD mapping the PD concentration at 5.3km has indicated the breakdown position in the cable. As a result the after-laying testing using damped AC voltage proved to be effective for monitored testing of a long length 13.3 km newly installed 220 kV cable. The defect produced PD before an actual breakdown occurred, and with TDR analysis the PD defect location could be determined. The other 2 phases have fulfilled the after laying conditions and successfully passes the test. No internal PD activity in the cable insulation and accessories and No breakdown occurred during the complete test. The measurement was repeated from the other side of the cable. Again the PD activity occurring before the breakdown could be localized at 8 km, which is the same location seen from the other side (13.3 - 8 = 5.3 km).



Figure 10. On-site testing of a 220kV 13.3km long XLPE cable circuit. The DAC system OWTS HV250 is connected to one of the cable section phases.



Figure 11. DAC voltages and PD patterns as observed during DAC monitored voltage withstand testing of a 220 kV XLPE cable underground circuit (13.3 km): a) example of PD pattern at 0.2Uo of phase L1, b) example of PD pattern at breakdown voltage of 0.4Uo of phase L1, c) PD pattern at 1.3Uo of phases L2 and L3



Figure 12. PD mapping as made up to 1.3Uo during DAC on-site testing of a 220kV 13.3km long cable circuit. The PD concentration at 5.2km distance indicates the breakdown site of phase L1(left).Measurement from the other side confirmed this location at 8.1km seen from the other side (right)

Example 3: Maintenance testing was performed on a service-aged 35-year old 2.2km long 66kV XLPE insulated underground circuit, see figures 13 and 14 (DAC frequency 62 Hz). Starting from 1.1Uo, PD activity up to 100 pC has been registered in one of the joints. Increasing the DAC test voltage up to 1.5Uo has resulted in concentrated PD activity in three joints. Based on this test it has been concluded that this cable section can be energized for network operation with a possible risk of a failure during operation. Due to the fact that PDIV was very close to Uo and increased network stresses may result in an inception and increase of PD activity, the risk of a failure depends on the over-voltage stresses during operation. Replacement of the joint was recommended. However, if this wasn't done, it was recommended to perform the next maintenance tests within approximately 6 months in order to evaluate the progress of degradation at the above mentioned locations by comparing the change of PD activity over time.



Figure 13. PD patterns as observed at 1.5Uo during maintenance testing of a 30-year old 66kV XLPE insulated 2.2km long underground circuit.



Figure 14. PD mapping as made up to 1.5Uo during maintenance testing of a 30-year old 66kV XLPE insulated 2.2km long underground circuit.

Example 4: Maintenance testing was performed on a service-aged 40-year old 8.5km long 150kV EGP insulated underground circuit, see figure 15. Starting below 1.0Uo, PD activity up to 200 pC has been registered in phase L2. Increasing the DAC test voltage (DAC frequency 61 Hz) up to 1.2Uo has resulted in non-concentrated PD activity up to 1200pC. The TDR analysis of the PD activity in phase L2 has demonstrated that the PD occurrence is dispersed throughout the whole length of the cables. As compared to phase L1 and L3 the dissipation factor estimation in phase L2 has shown values twice as high. Based on this test it has been concluded that this cable section can be energized for network operation with a possible risk of a failure in phase L2 during operation. Due to the fact that PDIV was significantly below Uo and increased network stresses may result in an inception and increase of PD activity, the risk of a failure depends on the over-voltage stresses experienced during operation. Further investigation on phase L2 has been recommended, as well as performing the next maintenance tests within approximately 6 months in order to evaluate the progress of degradation at the above mentioned locations by comparing the change of PD activity over time.



Figure 15. PD mapping as made up to 1.2Uo during maintenance testing of a 40-year old 150kV EGP insulated 8.5km long underground circuit.

Example 5: Maintenance testing was performed on a service-aged 28-year old 27.5km long 230kV HPFF insulated underground circuit, see figures 16 and 17. The test voltage level has been selected in accordance with the recommendation in IEC 62067: maintenance voltage withstand testing using sinusoidal AC test voltage at 20 Hz applied at 1.36xUo. It was decided to perform *PD monitored* withstand testing for 50 DAC excitations (IEEE 400). Dissipation factor estimation was important to assess the insulation degradation [IEC 60141, IEEE 1425]. As a result of 50 DAC excitations at 1.36Uo of DAC over-voltage no breakdown has been observed and no PD activity has been observed. At 1.33Uo the maximum value of tan δ was between 0.8% and 0.9% and the Δ tan δ was between 0.35% and 0.4%. As a result and referring to the [IEC 60141, IEEE 1425] it could be concluded that the Δ tan δ was twice as recommended for non-aged insulation, which means that this particular cable circuit needs further investigation and asset management decisions about maintenance and operation policies.



Figure 16. Maintenance testing of a service aged, 28-year old 230kV 27.5km long HPFF cable circuit. The DAC system OWTS HV350 is connected to one of the cable section phases.



Figure 17. Diagnostics data as obtained during maintenance test up to 1.36Uo of a 230kV HPFF cable circuits (27.5km): a) PD patterns, b) dissipation factor

5. DISTRIBUTION NETWORK PRACTICAL EXAMPLES

The application of damped AC voltages for testing and diagnosis of distribution power cables up to 33 kV has a history of more than 12 years [5, 6, 8-26]. In this section, five examples are presented and discussed to highlight the importance of monitored testing.

Example 6: A newly installed 2.1km km long, 10 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested in accordance to the IEC 60502 recommendation which recommends voltage withstand testing using sinusoidal AC voltage up to 2Uo. It has been decided to perform monitored withstand testing by using DAC resonant circuit with damped sinusoidal AC voltages at 224 Hz for 50 DAC excitation at 2.0Uo. During the whole time of withstand test standardized PD detection has been applied. As a result of DAC over-voltage no breakdown has been observed. It follows from figures 18 and 19 that internal PD activity has been registered in a joint in phase L3. The joint has been investigated and the PD source (in crimping tube) has been identified. After the repair the complete the complete cable system was PD–free and the test has been considered successful.



Figure 18. PD results of an after-laying testing of a 10kV 2.1 km long XLPE cable section.



Figure 19. Investigation of the joint at 955 m location having PD up to 800pC at 2Uo.



Figure 20. PD results of an after-laying testing of a 10kV 2.2km long XLPE cable section.

Example 7: A newly installed 2.2km km long, 10 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested in accordance to the IEC 60502 recommendation which recommends voltage withstand testing using sinusoidal AC voltage up to 2Uo. It has been decided to perform monitored withstand testing by using DAC resonant circuit with damped sinusoidal AC voltages at 224 Hz for 50 DAC excitation at 2.0Uo. During the whole time of withstand test standardized PD detection has been applied. As a result of DAC over-voltage no breakdown has been observed. It follows from figures 20 and 21 that internal PD activity has been registered in all terminations at 0m. The terminations have been investigated and the PD sources (wrong selection of the termination type, dry spots) have been identified. After the repair the complete cable system was PD–free and the test has been considered successful.



Figure 21. Investigation of the terminations at 0 m location having PD up to 3500pC at 2Uo.

Example 8: Maintenance testing was performed on a service-aged 2.0 km long 30 kV XLPE insulated underground circuit. Starting from 0.6Uo, PD activity up to 9000 pC has been registered in one of the joints. Increasing the DAC test voltage up to 1.7Uo has resulted in concentrated PD activity in this particular joint, figure 22. Due to the fact that PDIV was below Uo and increased network stresses may result in an inception and increase of PD activity. Recommended replacement of the joint was followed and the investigation has confirmed a PD source, figure 23.



Figure 22. PD results of a maintenance testing of a 10 kV 2.0 km long XLPE cable section.



Figure 23. Investigation of the joint at 415 m location having PD up to 9000 pC at 1.7Uo.

6. CONCLUSIONS

Based on the above presented results the following can be concluded:

- 1. According to the most recent developments, *monitored* voltage withstand testing is becoming more and more a common practice. The use of PD measurement helps to detect and to localize discharging defects in the insulation and in accessories of power cables.
- 2. For testing of transmission and distribution power cables, damped AC voltages in combination with PD detection can be applied as an alternative to continuous AC test voltages.
- 3. Regarding breakdown and as compared to *non-monitored* continuous AC voltage testing in case of non-homogeneous defects (PD occurrence), *monitored* testing using damped AC voltages can be less destructive and more sensitive (in case there is no breakdown observed) to detect and to localize discharging defects in the accessories.
- 4. The use of damped AC voltages is applicable for after-laying testing of newly installed cables, maintenance testing of repaired cables as well as for diagnosis and condition assessment of service aged cables.
- 5. The application of DAC voltage testing in combination with standardized PD measurements, can provide PD-pattern information, advanced PD pulse analysis (TDR) to localize single or multiple PD sites and estimation of the dielectric dissipation factor.

REFERENCES

[1] Aucourt C., Boone W., Kalkner, W., Naybour R.D. Ombello, F., Recommendations for a New After Laying Test Method for High Voltage Extruded Cable Systems, CIGRE Paper No. 21-105, August, 1990.

- [2] Seitz P.P., Quak B., Gulski E., Smit J.J., Cichecki P., de Vries P., Petzold F., Novel Method for On-site Testing and Diagnosis of Transmission Cables up to 250kV, Proceedings JiCable '07, 7th Intern. Conf. Insulated Power Cables, Versailles, France, Paper 16, 2007
- [3] Wester F.J., Gulski E., Smit J.J., Detection of PD at Different AC Voltage Stresses in Power Cables, IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. 23, No. 4, pp. 28-43, 2007
- [4] Gulski E., Lemke E., Gamlin M., Gockenbach E., Hauschild W., Pultrum E., Experiences in partial discharge detection of distribution power cable systems, CIGRE, Vol 208 Electra, pp. 34-43, 2003
- [5] Gulski E., Cichecki P., Groot E.R.S, Smit J.J., de Vries F., Slangen J., Groot E.R.S., Pellis J., van Houwelingen D., Hermans T.J.W.H., Wegbrands B., Lamballais L., Conditon Assessment of Service Aged HV Power Cables, CIGRE, Paper D1-206, 2008
- [6] Popma J., Pellis J., Diagnostics for high voltage cable systems, proceedings ERA conference on HV plant life extension, Belgium, 23-24 November, 2000.
- [7] Densley J., Ageing Mechanisms and Diagnostics for Power Cables An Overview, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 17 Nr. 1 pp. 14-21, Jan/Feb 2001
- [8] Gulski E., Wester E.F.J., Wester P., Groot E.R.S., van Doeland J.W., Condition assessment of high voltage power cables. Proceedings CIGRE 2004 Session, paper D1-103.
- [9] Gulski E., Smit J.J., Cichecki P., Seitz P.P., Quak B., de Vries F., Petzold F., Insulation Diagnosis of HV Power Cables, Proceedings Jicable'07, 7th International Conference on Insulated Power Cables, France, Versailles, June 2007, paper 51.
- [10] Gulski E., Cichecki P., Smit J.J., de Vries F., Bodega R., Hermans T., Seitz P.P., Dielectric loss diagnosis of service aged HV power cables, Proceedings of CIGRE D1 Colloquium, Hungary Budapest, 2009
- [11] Cichecki P., Jongen R.A., Gulski E., Smit J.J., (2008). Statistical approach in power cables diagnostic data analysis. IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation, 15(6), 1559-1569
- [12] Gulski E., Cichecki P., Wester F.J., Smit J.J., Bodega R., Hermans T.J.W.H., Seitz P.P., Quak B., de Vries F., On-site testing and PD diagnosis of high voltage power cables, IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation, 2008
- [13] Gulski E., Cichecki P., Jiankang Z., Rong X., Jongen R., Seitz P.P., Porsche A., Huang L., Practical aspects of on-site testing and diagnosis of transmission power cables in China, CMD2010
- [14] CIGRE Technical Brochure 502 On-site testing and PD measurements
- [15] Gulski E., Patterson R., Importance of On-site Testing and Diagnosis of Power Cables, NETA PowerTest 2011 Conference, Washington DC, USA.
- [16] Rakowska A., Noske S., Siodła K., Partial Discharge Measurements as a Data Source Supporting Power Cable Network Management, Proceedings International Conference CIRED 2009, Prague, Czech Republic, 8-11.06.2009, paper 492
- [17] Rakowska A., Domke K., Grzybowski A., Nadolny Z., Siodła K., Wyznaczanie temperatury żyły roboczej kabla elektroenergetycznego wysokiego napięcia, Przegląd Elektrotechniczny, 11/2010, s. 202-204
- [18] Gulski, E, Cichecki, P, Smit, JJ, Vries, F de, Pellis, J, Houwelingen, D van, Wester, F, Bodega, R (EWI Ch. High-Voltage Technology) & Hermans, TJWH, Condition assessment of transmission power cables. *Cigre* 2011, Paris
- [19] Chmura, LA, Morshuis, PHF, Gulski, E (EWI-ESE-HTM High-Voltage Technology and Management) & Smit, JJ. Identification and treatment of outliers in failure datasets practical aspects of statistical analysis. In *17th International Symposium on High Voltage*. Hannover, Germany
- [20] Chmura, LA, Morshuis, PHF, Gulski, E, Smit, JJ (EWI-ESE-HTM High-Voltage Technology and Management) & Janssen, A Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers. In *EIC 2011 Proceedings* (pp. 216-220). Annapolis, Maryland.
- [21] Chmura, LA, Morshuis, PHF, Gulski, E, Smit, JJ (EWI-ESE-HTM High-Voltage Technology and Management) & Janssen, A The application of statistical tools for the analysis for power transformer failu. In *17th International Symposium on High Voltage*. Kyoto
- [22] Chmura, LA, Morshuis, PHF, Gulski, E, Smit, JJ, Jongen, RA, Janssen, ALJ, The application of statistical tools for the analysis of power transformer failures. In Cigre SC A2&D1 Joint Colloqium 2011 Proceedings. Hannover, Germany
- [23] Gulski, E, Smit, JJ, Cichecki, P, Vries, F de, Pellis, J & Wester, FJ, Condition assessment of transmission power cables. In 8th International Conference on Insulated Power Cables. Versailles, Frankrijk
- [24] Gulski, Smit, JJ, E, Cichecki, P, Rakowska, A, Siodla, K & Pots, LD, Implementation of modern methods of on-site testing and diagnosis of hv power cables. In 8th International Conference on Insulated Power Cables. Versailles, Frankrijk
- [25] Gulski, E, Smit, JJ, Vries, F de & Cichecki, P, Modern methods of installation and diagnostic testing of distribution. In 8th International Conference on Insulated Power Cables. Versailles, Frankrijk
- [26] Smit, JJ, Chen, X, Meijer, S, Gulski, E Monitoring facilities for failure rate reduction of 380 KV power cables. In 8th International Conference on Insulated Power Cables. Versailles, Frankrijk
- [27] F.H. Kreuger, Industrial High DC Voltage, ISBN9-=407-1110-0, 1995
- [28] R. Jongen, P.P. Seitz, B. Quak, F. de Vries, P. Cichecki, New Generation of On-site Testing Technology for Transmission Power Cables, paper A.8.3, 8th Jicable 2011
- [29] IEEE 1425: Guide for the evaluation of the Remaining Life of Impregnated Paper Insulated Transmission Cable Systems
- [30] R. Houtepen, L. Chmura at al, Estimation of Dielectric Loss using Damped AC Voltages, IEEE EI magazine Vol, 27 No.3 pp 14-19, May/June 2011
- [31] IEEE 400: Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above;
- [32] IEEE 400.4: Guide for Field-Testing of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above with Damped Alternating Current Voltage (DAC) (draft under preparation)
- [33] HD 632 S2 (CENELEC): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36kV (Um=42kV) up to 150kV (Um= 170kV)
- [34] IEC 60840: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 30kV up to 150kV Test methods and requirements;
- [35] IEC 62067: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 150kV up to 500 kV Test methods and requirements

A New Approach for In-situ Calibration of Voltage Transformers

Yvo Langnaese, OMICRON electronics Michael Freiburg, TU Dortmund University Dr. Michael Krüger, OMICRON electronics

1. Introduction

To date the accuracy of conventional voltage transformers have mostly been obtained by applying rated voltage at the primary side and measuring the resulting secondary voltage, while rated load is applied. Due to the high voltage needed for such tests, this method has its practical limits, especially when it comes to on-site testing, respectively commissioning testing.

A new approach for measuring the voltage and load depending voltage ratio error and phase displacement is the so called "modeling approach". Such an approach is used by the VOTANO device from OMICRON.

This paper discusses this alternative approach and points out the information needed for calculating the voltage ratio error and phase displacement. Furthermore, some case studies from conducted field tests are presented.

2. Accuracy requirements for voltage transformers

International standards specifying the accuracy definition and its limitation for conventional voltage transformers such as

- IEC 60044-2 for inductive voltage transformers
- IEC 60044-5 for capacitive voltage transformers
- IEC 61869-3 additional requirements for inductive voltage transformer (reworked version of IEC 60044-2)
- IEC 61869-5 additional requirements for capacitive voltage transformers (reworked version of IEC 60044-5)
- IEEE C57.13 standard requirements for instrument transformers
- ANSI C93.1 requirements for power-line carrier coupling capacitors and coupling capacitor voltage transformers (CCVT)

Above standards require a certain amount of operating points where the voltage transformer has to fulfill the specified accuracy requirements.

For metering windings the voltage ratio error and phase displacement is specified in between 80% to 120% of the rated primary voltage and from 25% to 100% of the rated secondary burden. In addition for class 0.1 and 0.2 having a rated burden of 10VA or lower, the current ratio error and phase displacements is defined even for 0VA, representing an open circuit.

For protection windings the voltage ratio error and phase displacement is specified even from 2% up to $100\%^*F_v$ of the rated primary voltage, whereas F_v is the rated voltage factor and can be specified up to 1.9 times of rated primary voltage.

The burden range is specified from 25% to 100% of rated burden.

Furthermore for voltage transformers having more than one secondary winding the class specification has to be fulfilled while other windings have to be treated as both, as open circuit (0VA) and loaded with 100% rated burden under consideration of the defined total simultaneous burden.

3. VOTANO measurement method

For a proper modeling approach the total losses of a voltage transformer have to be determined. The losses are separated into

- Primary and secondary leakage reactance (secondary stray losses)
- Primary and secondary winding resistance (primary stray losses)
- Excitation losses (iron core losses)

In addition the VOTANO measures the turns ratio correction for considering a possible turns ratio compensation. A turns ratio compensation is a common practice for compensating the voltage ratio error towards a more positive ratio error. Using this method it can be achieved that the voltage transformer will stay within the tolerances defined by its accuracy class.

Figure 1 indicates the equivalent circuit diagram of an inductive voltage transformer with five secondary windings, whereas the fifth winding is a residual voltage winding (da-dn). All voltages, currents and impedances are referred to the secondary winding 1a-1n.



Fig. 1 Equivalent circuit diagram of an inductive VT

Up"	primary voltage referred to the secondary winding 1a-1n
Uc	core voltage (EMF – Electro-Motive Force)
Us1	secondary voltage at winding 1a-1n
lp"	primary current referred to secondary winding 1a-1n
lexc	exciting current
lb1	burden current at winding 1a-1n
lb2' – lb5'	burden current at winding xa-xn referred to winding 1a-1n
Rp"	winding resistance of primary winding referred to secondary winding 1a-1n
Xp"	leakage reactance of primary winding referred to secondary winding 1a-1n
R1	winding resistance of secondary winding 1a-1n
R2' – R5'	winding resistance of winding xa-xn referred to secondary winding (1a- 1n)
X1	leakage reactance of secondary winding 1a-1n
X2' – X5'	leakage reactance of winding xa-xn referred to secondary winding 1a-1n
Xm	main inductivity of the core
Rm	magnetic losses of the core

Figure 2 indicates the equivalent circuit diagram of a capacitive voltage transformer with five secondary windings whereas the fifth winding is a residual voltage winding (da-dn). The capacitive divider consists of C1 and C2. All voltages, currents and impedances are referred to the secondary winding 1a-1n.



Fig. 2 Equivalent circuit diagram of a CVT

In addition to the equivalent circuit diagram of an inductive voltage transformer the equivalent circuit diagram of a CVT has following additional parameters

```
Xc1" impedance of top capacitor of the 
capacitor stack referred to secondary 
winding 1a-1n
```

- Xc2" impedance of bottom capacitor of the capacitor stack referred to secondary winding 1a-1n
- Xc" impedance of compensation reactance referred to secondary winding 1a-1n

For the determination of the individual losses several test have to be conducted. Therefore the measurement procedure of VOTANO is as follows:

- 1. Measurement of short-circuit impedances
- 2. Measurement of secondary winding resistances
- Measurement of secondary short-circuit impedance (in case of more than one secondary winding)
- 4. Measurement of the initial magnetization curve and separation of frequency dependent core losses
- 5. Measurement of the turns ratio correction

With the information of above tests the load dependent voltage ratio error and phase displacement can be calculated accordingly.

3.1 Measurement of short-circuit impedances

For the short-circuit impedance test the primary winding will be short-circuited. At the secondary

winding an AC current signal is injected and the resulting voltage drop across the terminals is recorded. The measurement has to be repeated for every secondary winding. The resulting impedance (Z_{sc_x}) is a combination of primary and secondary stray losses.

$$\underline{Z}_{sc_x} = R_p^{\prime\prime} + iX_p^{\prime\prime} + R_x + iX_x$$

whereas

x index of secondary winding where current signal is injected

Figure 3 shows the test setup on an inductive VT and figure 4 indicates the test setup on a CVT. On CVTs the NHF (carrier) needs to be grounded.



Fig. 3 Setup for short circuit impedance measurement on inductive VTs



Fig. 4 Setup for short circuit impedance measurement on CVTs

3.2 Measurement of winding resistances

This measurement is done by utilizing a DC current signal which will be injected on the secondary winding, while the primary winding remains open circuited. For CVTs, the NHF (carrier) needs to be floating, e.g. disconnected from ground. Otherwise, a possible ripple on the DC signal would be shortcircuited against ground via C2. As soon as a core saturates and constant signals are detected, the winding resistance can be obtained. This measurement is repeated on every secondary winding of the VT under test.

Figure 5 indicates the test setup on inductive VTs and CVTs.



Fig. 5 Setup for winding resistance measurement on inductive VTs and CVTs

3.3 Measurement of secondary short-circuit impedance

In case the VT under test has more than one secondary winding, an additional short-circuit impedance test is conducted. An AC current signal is injected at the first secondary winding 1a-1n, while the second secondary winding 2a-2n is short-circuited. The obtained short-circuit impedance will consists of below stray losses.

$$Z_{sc \ sec} = R_1 + iX_1 + R_2' + iX_2'$$

The information of this measurement allows separating between the primary and secondary leakage reactance.

In figure 6 the basic test setup is illustrated. For CVTs it is important to lift NHF (carrier) from ground, otherwise C2 will cause an additional parallel impedance on the primary.

Additionally, a second voltage sense is connected at the shorting link directly. The reason for this is to compensate for possible contact resistances caused by the clamps of the shorting link and as well as the impedance itself of the shorting link. The secondary short-circuit impedance is expected to be very low, thus a possible contact impedance would drastically influence the test results obtained.



Fig. 6 Setup for secondary short-circuit impedance measurement on inductive VTs and CVTs

3.4 Measurement of initial magnetization curve

The initial magnetization curve is obtained by applying an AC voltage signal on the first secondary winding, whose voltage-time area equals the induced magnetic flux in the core. The secondary terminal voltage, the resulting exciting current and also the phase angle between exciting voltage and exciting current is measured. The excitation is done at low frequencies in order to suppress any influences caused by the primary stray capacitance. In order to transform low frequency data back to rated frequency, the frequency dependent losses have to be separated for calculating the core losses at rated frequency.

The initial magnetization curve has to be measured for the first secondary winding only, since multi winding VTs have one iron core where the individual windings are attached. The initial magnetization curve will be rescaled for all other secondary windings accordingly.

In figure 7 the test setup is illustrated. The NHF (carrier) has to be floating in order to prevent any influence from C2, which would behave in the same way as a primary parasitic stray capacitance. Since very low frequencies are used for this measurement, the needed voltage level can be reduced significantly, which makes the measurement itself save in terms of induced primary voltages. Furthermore, it has to be ascertained that the induced primary voltage won't be higher than 3kV for CVTs as the NHF (carrier) terminal insulation is designed to withstand 4kV according to IEC and 3.5kV according to IEEE. If the induced primary voltage would be higher than these limits it will possibly harm the insulation of the NHF (carrier) terminal.



Fig. 7 Setup for initial magnetization curve measurement on inductive VTs and CVTs

3.5 Measurement of turns ratio correction

The procedure for the turns ratio correction measurement is slightly different in between inductive VTs and CVTs.

3.5.1 Measurement of turns ratio correction on inductive VTs

A VT can have a turns ratio correction, in order to compensate the voltage ratio error. Physically, the voltage ratio error is always negative, unless the VT has a turns ratio correction, which will shift the voltage ratio error towards a positive voltage ratio error.

For the turns ratio correction measurement a voltage of maximum 4kV will be applied on the primary winding, while the induced secondary voltage is measured on each winding successively. This measurement represents a no load voltage ratio measurement at rather low primary voltages. At the same time the theoretical voltage ratio error is calculated using the mathematical model, assuming no turns ratio correction. The difference between the measured no load voltage ratio error and the calculated voltage ratio error is caused by the turns ratio correction of the VT.

3.5.2 Measurement of turns ratio correction on CVTs

On CVTs the turns ratio correction is measured in two sub-steps. First of all the overall voltage ratio is measured by applying a voltage (U_{primM1}) of maximum 4kV on the primary winding, while the induced secondary voltage (U_{secM1}) is measured on the first secondary winding (1a-1n). This result delivers the voltage ratio of the complete CVT, consisting of the voltage ratio caused by the capacitive divider (N_c) and the intermediate inductive VT (N_{VT}).

$$\frac{U_{primM1}}{U_{secM1}} = N_c * N_{VT}$$

The test setup for this measurement is shown in figure 8 below.



Fig. 8 Setup for CVT total voltage ratio measurement

As a second step the NHF (carrier) terminal is disconnected from ground and connected to HV terminal A. The primary voltage (U_{primM2}) is applied between A and NHF (carrier) against ground, while the induced secondary voltage (U_{secM2}) is measured on the first secondary winding 1a-1n, see figure 9.

It has to be ensured that the intermediate inductive VT is now operated at the same working point as for the CVT total voltage ratio measurement, since the inductive part is non-linear with the applied voltage. This approach allows separating between the voltage ratio of the capacitive divider and the inductive divider. The measured voltage ratio is equal to the voltage ratio of the inductive intermediate VT.

$$\frac{U_{primM2}}{U_{secM2}} = N_{VT}$$

As a last step the primary voltage is raised up to 3kV as a maximum in order to measure the voltage ratio error of the intermediate VT at a higher test voltage for a more accurate calculation of the turns ratio correction.

The measurement of the CVT inductive voltage ratio at maximum 3kV has to be repeated successively for every secondary winding, since the turns ratio correction has to be derived for every secondary winding.



Fig. 9 Setup for CVT inductive voltage ratio measurement

3.6 Calculation of the load dependent voltage ratio error and phase displacement

At this stage all parameters for the mathematical model are known, thus the load depending voltage ratio error and phase displacement can be calculated for every desired operating point of the VT defined in the selected standard.

The burden current causes a voltage drop across the secondary stray impedance. This voltage drop is added to the terminal voltage in order to calculate the core voltage. At the obtained core voltage the resulting exciting current and its phase angle related to the core voltage is known. The information about the exciting current is needed for calculating the total primary current (Ip"). Depending on the load condition of the other windings, their burden current is added to the total primary current. The primary current causes and additional voltage drop across the primary stray impedance. The primary voltage drop is added to the core voltage in order to derive the primary voltage. The voltage ratio error can be derived from the primary voltage and secondary terminal voltage. As the turns ratio correction is known, the offset caused by the turns ratio correction is added to the calculated voltage ratio error. As the calculation itself is done in complex plane the phase displacement can be derived as well.

4. Case Studies

4.1 Measurement on a 66kV reference VT

The first case study is about an onsite measurement on a 66kV to 132kV reference VT. The secondary winding has two taps for adapting the voltage ratio between $132kV/\sqrt{3}:110V/\sqrt{3}$ and $66kV/\sqrt{3}:110V/\sqrt{3}$. The nameplate information about the VT is indicated on figure 10. The accuracy of this reference VT is defined as $\pm 0.03\%$ in voltage ratio error and $\pm 1.5min$ in phase displacement at a rated load of 1VA with a power factor of 1.0 and for a voltage range from 50% to 125% of rated primary voltage. The accuracy of the VT is specified for a frequency range of 50Hz to 60Hz.



Fig. 10 Nameplate of reference VT

The picture below (figure 11) shows the terminal box of the secondary winding. The VT was tested several times in order to prove the stability of the test results for 50Hz, 60Hz and even for both possible voltage ratios.



Fig. 11 Secondary terminal box

The test results below are an example for the full tap ($66kV/\sqrt{3}$:110V/ $\sqrt{3}$) at 50Hz. It can be seen (figure 12 and figure 13) that the voltage ratio error is within the required limits of ±0.03% from 80% up to 120% of rated primary voltage and from 0VA up to 1VA load condition.

Power			Voltage ratio error in % of rated voltage			
VA	VA [%]	cos phi	80% 100% 120%			
1,0000	100,0%	1,0000	-0,0064%	-0,0038%	-0,0019%	
0,0000	0,0%	1,0000	-0,0052%	-0,0025%	-0,0006%	

Fig. 12 Voltage ratio error table



Fig. 13 Voltage ratio error diagram

The obtained phase displacement was slightly outside the required limits of ± 1.5 min, see figure 14 and figure 15. The highest variance was at 80% rated primary voltage and 1VA load with an absolute value of -1.07min. This discrepancy would be acceptable for verification measurements on class 0.1 metering VTs.

Power			Phase displacement table (min)			
VA	VA [%]	cos phi	80%	100%	120%	
1,0000	100,0%	1,0000	-2,5727	-2,5655	-2,5576	
0,0000	0,0%	1,0000	-2,3296	-2,3225	-2,3146	

Fig. 14 Phase displacement table



Fig. 15 Phase displacement diagram

The results itself have proven to be very stable over the frequency range of 50Hz to 60Hz and for all successive measurements conducted. The biggest absolute variance between all successive tests was $\pm 0.001\%$ in regards to the voltage ratio error and ± 0.03 min in regards to the phase displacement.

This proves that the modeling concept works in a reliable and repeatable way.

4.2 Measurement on a 4kV reference VT

The second case study is about a comparison measurement on a 4kV cast resin VT. The VT has been calibrated at an independent calibration laboratory in Austria which is traceable to national standards, which realize the physical units of measurement according to the International System of Units (SI). The extended measurement uncertainty U_{Fu} for the voltage ratio error is 0.006%, respectively $U_{\delta u}$ for the phase displacement is 0.4min.

Figure 16 shows the nameplate information of the reference VT and figure 17 illustrates the obtained voltage ratio error and phase displacement obtained at the laboratory.

Kenndaten: Characteristic values	
Bemessungs-Isolationspegel in kV Rated Insulation level in kV	7,2 / 20 / 60
Bemessungsfrequenz in Hz Rated Frequency in Hz	50 / 60
Primäre Bemessungsspannung in V Rated primary Voltage in V	4000
Sekundäre Bemessungsspannung in V Rated secondary voltage in V	100
Bürde in VA cosβ=1 Burden in VA cosβ=1	1
Genauigkeitsklasse Accuracy class	0,1
Wicklungsbezeichnung Winding marking	a - n

Fig. 16 Nameplate information

Ergebnisse der Kalibrierung: Results of calibration

Die Ergebnisse gelten für die Messwicklung(en) a - n bei einer Frequenz von 50Hz und 60Hz. The results are valid for the measuring winding(s) a - n at the frequency 50Hz and 60Hz.

Primäre Bemessungsspannung/ Reted primary voltage		Sek. Bürde / sec. Burden: 10 kΩ (=1VA cosβ=1) Messwicklung / measuring winding: a - n				
	U/U _N [%]	J/U _N [%] Sekundäre Bernessungsspannung / Rated secondary voltage 100 [V]				
		F _u [%]	δ _u []	F _u [%]	δ " [′]	
	120	- 0,019	+ 2,7	- 0,011	+ 1,3	
	100	- 0,016	+ 2,1	- 0,012	+1,1	
4 [14] /1	80	- 0,016	+ 1,8	- 0,017	+ 0,9	
4 [KV]	60	- 0,023	+ 1,7	- 0,025	+ 0,8	
	40	- 0,045	+ 1,6	- 0,048	+ 0,9	
	20	- 0,093	+ 2,1	- 0,101	+ 1,3	
		Mess	Sek. Bürde / se wicklung / mea	ec. Burden: 0 Ω suring winding: a	a - n	
Primäre Bemessungsspannung/ Rated primary voltage	11/11. [%]	Sekundäre Bemessungsspannung / Rated secondary voltage			1	
	0/0N[/0]	100 [V]				
		50 Hz		60 Hz		
		F _u [%]	δ "[′]	F _u [%]	δ _υ [΄]	
4 [kV]	100	0,000	+ 2,5	+ 0,005	+ 1,6	

Fig. 17 Voltage ratio error and phase displacement

The obtained test results by VOTANO in regards to the voltage ratio error and phase displacement are shown in figure 18 to figure 21. The test had been conducted at 50Hz and 60Hz.

At 100% of rated primary voltage and 100% of rated load the absolute difference in regards to the reference is 0.0042% in voltage ratio error and 0.75min in phase displacement.

At 100% rated primary voltage and 0VA load the absolute difference is 0.0062% in regards to the voltage ratio error and 0.703min in phase displacement.

Power			Voltage ratio error in % of rated voltage			
VA	VA [%]	cos phi	80% 100% 120%			
1,0000	100,0%	1,0000	-0,0101%	-0,0118%	-0,0178%	
0,0000	0,0%	1,0000	0,0063%	0,0046%	-0,0014%	

Fig. 18 Voltage ratio error table



Fig. 19 Voltage ratio error diagram

Power			Phase displacement table (min)			
VA	VA [%]	cos phi	80%	100%	120%	
1,0000	100,0%	1,0000	1,0573	1,3540	1,7354	
0,0000	0,0%	1,0000	1,4998	1,7966	2,1781	

Fig. 20 Phase displacement table



Fig. 21 Phase displacement diagram

5. Conclusion

This paper discusses a new methodology for mobile testing of inductive voltage transformer and capacitive coupled voltage transformers by using a modeling approach. This concept of modeling is utilized by the VT Analyzer VOTANO 100. In order to calculate the load dependent voltage ratio error and phase displacement all parameters according to the equivalent circuit diagram of a voltage transformer needs to be obtained.

The selected case studies have proven that the approach is resulting in quite accurate test results which are fairly close to the reference. Therefore the device can be used for testing VTs during the manufacturing process and as well for on-site verification of the voltage transformer's accuracy.

Nevertheless, voltage transformers should be tested once with high primary voltages before putting in service, since insulation faults for instance might not be detected by a modeling concept using low voltage and low frequency signals.

6. Literature

- [1] VOTANO preliminary user manual
- [2] IEC 60044-2 Edition 1.2 / 2003-02 "Instrument Transformers, Part 2: Inductive voltage transformers", Reference number CEI/IEC 60044-2:1997+A1:2000+A2:2002
- [3] IEC 60044-5 First Edition / 2004-04
 "Instrument transformers, Part 5: Capacitor voltage transformers" Reference number CEI/IEC 60044-5:2004
- [4] IEC 61869-3 Edition 1.0 / 2011-07 "Instrument transformers, Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers"
- [5] IEC 61869-5 Edition 1.0 / 2011-07 "Instrument transformers, Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers"

- [6] IEEE "Standard Requirements for Instrument Transformers" IEEE Std C57.13TM-2008
- [7] ANSI C93.1 1999 Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)

About the Author



Yvo Langnaese (22. September 1978) works for OMICRON electronics as an Area Sales Manager. After having been product manager of CT-Analyzer, he kept his focus on instrument transformer applications since 2009. He graduated in 2005 at the University Stuttgart.



Michael Freiburg (born in 1985) is currently working as a research assistant at the Technical University of Dortmund, Germany. His research interests include Diagnostics of High Voltage Equipment and Material Science. He received the engineering degree in 2010 and he is currently working towards the PhD degree at the Technical University of Dortmund in cooperation with Omicron electronics, Austria.

Kalibrierbarkeit verschiedener TE-Messverfahren für Leistungstransformatoren

Martin Siegel Universität Stuttgart martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de Germany Stefan Tenbohlen Universität Stuttgart stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de Germany

KURZFASSUNG

Regelmäßige Zustandsprüfungen und dauerhafte Überwachung von Leistungstransformatoren werden immer häufiger angewandt um Schäden in der Isolation frühzeitig erkennen zu können und damit Ausfälle zu vermeiden. Dabei gewinnt neben der elektrischen Teilentladungsmessung die elektromagnetische Messmethode zunehmend an Bedeutung. Sie eignet sich vor allem zur Diagnosemessung vor-Ort und auch als Teilentladungs-Monitoringsystem, da sie im Gegensatz zur elektrischem Messung unempfindlicher gegenüber externen Störern ist.

Für die elektrische Teilentladungsmessung existiert ein Verfahren mit dem bis an den Anschlusspunkt an den Transformator kalibriert werden kann. Die damit mögliche Vergleichbarkeit beliebiger elektrischer Messsysteme hat dazu geführt, dass sich trotz unbekannter tatsächlich umgesetzter Ladung ein Abnahmepegel für Transformatoren etabliert hat. Eine vergleichbare Kalibrierung der UHF Messung ist bisher noch nicht umgesetzt, ist jedoch eine zwingende Bedingung zur weiteren Standardisierung der Methode.

Dieser Beitrag zeigt eine Gegenüberstellung beider Messmethoden und bewertet die diagnostische Aussagekraft der elektrischen Messung anhand der Abhängigkeit der gemessenen scheinbaren Ladung von der Teilentladungsposition entlang einer Wicklung und abhängig vom verwendeten Frequenzbereich.

Für die Kalibrierung der UHF Methode wird ein Verfahren vorgestellt, dass die Charakterisierung anhand des gemessenen Antennenfaktors der UHF Antenne unter realitätsnahen Bedingungen ermöglicht. Dazu wird konzeptuell ein Prüfstand entwickelt, der mit Hilfe einer ölgefüllten Gigaherz-TEM Zelle eine standardisierte Bestimmung des Antennenfaktors im UHF Frequenzbereich ermöglicht.

1 EINLEITUNG

Um lokale Schäden der Isolation an Leistungstransformatoren frühzeitig erkennen zu können und dadurch die Ausfallgefahr zu minimieren, eignet sich die Teilentladungs- (TE) Messung. Neben der konventionellen TE-Messung nach IEC 60270 [1], die elektrisch den Ladungsumsatz der TE bestimmt, gewinnt die elektromagnetische Messmethode zunehmend an Bedeutung. Hierbei wird mit einer in den Transformatorkessel eingebrachten Antenne im ultrahochfrequenten Bereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) die Abstrahlung von TE gemessen. Diese Methode eignet sich auch für eine dauerhafte Überwachung von Transformatoren (Monitoring), da sie durch die elektromagnetische Schirmwirkung des Transformatorkessels weniger empfindlich gegenüber externen Störern ist [2], [3], [4]. Die Cigre Working Group WG A2-27 empfiehlt in ihrer Broschüre 343 an neuen Transformatoren, die als systemrelevant für das Netz eingestuft werden, Einrichtungen für die Installation von UHF Sensorik vorzusehen [5].

Außer dem Ladungsumsatz, der über den Nachladestrom aus einem Koppelkondensator oder bspw. mit einer Stromzange gemessen werden kann und der elektromagnetischen Abstrahlung, emittieren TE auch akustische Signale und UV Licht. Zusätzlich entstehen durch chemische Prozesse während des Energieumsatzes Fehlergase, die sich im umgebenden Isolieröl lösen. Die optische Detektion von TE wird prinzipiell nicht für TE im Transformator angewandt. Die akustische Messung wird weitestgehend nur zur Lokalisierung von TE über Laufzeitdifferenzen verwendet [6], [7]. Da die UHF Methode immer häufiger angewandt wird, stellt sich häufig die Frage nach der Kalibierbarkeit der UHF Methode, um – wie bei der konventionellen Methode – eine Vergleichbarkeit einzelner Messungen zu erreichen. Oft wird bei der UHF Methode unter der Kalibirerung die Herstellung des Zusammenhangs aus gemessener Antennenspannung (mV) zur scheinbaren Ladung (pC) der elektrischen Messung verstanden, was allerdings grundsätzlich nicht möglich ist. Aus diesem Grund soll in diesem Beitrag die Kalibirerbarkeit der konventionellen elektrischen Messung mit der UHF Methode verglichen werden. In Abbildung 1 sind diese zwei Messprinzipien an einem Transformator dargestellt.



Abbildung 1 Elektrische und elektromagnetische TE Messung an Transformator

Neben der aus Betriebssicht kritischen, internen TE, die gemessen werden soll, ist auch eine externe TE (Korona) dargestellt. Die elektrische Messmethode kann bei der Messung des Nachladestroms nicht unterscheiden, ob es sich um interne oder externe TE handelt. Die UHF Methode ist hier im Vorteil, da theoretisch mit der Antenne im Transformatorkessel nur Signale von internen TE empfangen werden. Die Schirmwirkung des geerdeten Kessels und die Filterfunktion von Hochspannungsdurchführungen verhindern feldgekoppelte als auch ultrahochfrequente galvanische

Einkopplungen externer TE oder anderer Störer. Wird die Kalibrierbarkeit von Messmethoden untersucht, müssen alle Einflussfaktoren berücksichtigt werden, die auf den gesamten Signalpfad einwirken. Dabei stellt sich die grundsätzliche Frage, welche Teile der Messkette überhaupt kalibrierbar sind.

2 TATSÄCHLICHER TE PEGEL

Ein grundlegender Unterschied der beiden Messverfahren ist die Messgröße. Bei der elektrischen Messung wird durch Integration des gemessenen Nachladestroms die sogenannte scheinbare Ladung bestimmt, die in pico Coulomb (pC) gemessen wird. Bei der UHF Methode erzeugt die elektromagnetische Abstrahlung der TE an der UHF Antenne eine Spannung, die in Millivolt (mV) gemessen wird. Da sowohl bei der elektrischen als auch bei der UHF TE Messung nicht direkt an der Fehlstelle gemessen werden kann, bleibt der tatsächliche Pegel der TE beim Leistungstransformator immer unbekannt. Eine Kalibrierung kann nur bis zum Anschlusspunkt des Sensors an den Transformator erfolgen. Das heißt für die elektrische Messung, dass eine TE direkt an den Durchführungen nahezu mit ihrem eigentlichen Pegel gemessen werden kann. TE Signale, die weiter entfernt vom Kalibrierpunkt entstanden sind, werden durch den Ausbreitungsweg im Transformator beeinflusst. Dieser ist nicht genau bekannt und kann nicht kalibriert werden. Bei der UHF Messmethode verhält es sich prinzipiell gleich, allerdings handelt es sich um einen anderen Ausbreitungsweg. Auch bei der UHF Messung können TE in der direkten Nähe zum Sensor nahezu mit ihrem eigentlichen Signalpegel gemessen werden. Bei entfernten Quellen durchläuft die elektromagnetische Welle ein beliebig komplexes System, bevor sie gedämpft am Sensor gemessen werden kann. Aus diesem Grund kann bei beiden Messverfahren kein Rückschluss auf die tatsächlich umgesetzte Energie an der Fehlstelle gezogen werden. Daher ist es bei jeder TE Messung schwierig nur durch den gemessenen Pegel eine Aussage zu treffen, ob es sich um einen kritischen oder tolerierbaren Fehler handelt.

Ein linearer Zusammenhang zwischen scheinbarer Ladung und Antennenfußpunktspannung kann bei gleich bleibendem Aufbau nachgewiesen werden [8], daher enthalten beide Messgrößen theoretisch den selben Informationsgehalt. Aus Laborexperimenten kann eine grobe Abschätzung abgeleitet werden: mehrere 10 mV UHF Signal entsprechen mehreren 100 pC scheinbare Ladung. Allerdings gibt es TE, die im UHF Bereich nicht abstrahlen und nur konventionell gemessen werden können. Andererseits können elektrische Signale von TE, die tief in der Wicklung liegen, sehr stark gedämpft werden und an der Messstelle fälschlicher Weise zu sehr kleinen scheinbaren Ladungen führen oder sogar vollständig im Rauschen verschwinden.

3 DÄMPFUNG IM AUSBREITUNGSWEG

Die Ausbreitungsmechanismen der elektrischen und elektromagnetischen Messung sind von Grund auf unterschiedlich und damit sind auch die Dämpfungen der Signale verschieden. Bei der elektrischen TE Messung dient der Wicklungsleiter als Ausbreitungsweg. Gleichzeitig stellt die Wicklung ein RLCM Netzwerk mit Tiefpassfilterfunktion dar [9], [10], siehe Abbildung 2 links.



Abbildung 2 Links: Die Transformatorwicklung als Filter für elektrische TE Impulse. Rechts: Interne Kapazitätsverhältnisse (unbekannt)

Hinzu kommt, dass bei der elektrischen Messung die internen Kapazitätsverhältnisse an der Fehlerstelle unbekannt sind. Beispielhaft kann dies an einem Lufteinschluss im Isolationssystem erklären werden. In Abbildung 2 rechts ist ein Lufteinschluss mit umgebenden intakten Isolationssystem vereinfacht dargestellt. Bricht im Lufteinschluss die Spannung aufgrund einer TE zusammen, wird diese Ladung zum Teil aus den dargestellten inneren Kapazitäten und zum Teil aus dem außen angeschlossenen Koppelkondensator nachgeladen. Da sowohl der Ort und die Ausmaße der Fehlstelle nicht bekannt sind, kann auch das Verhältnis zwischen den Kapazitäten C_1 , C_2 und C_3 nicht bestimmt werden. Gemessen wird nur der Anteil des Nachladestroms aus dem angeschlossenen Koppelkondensator.

Bei der UHF Messung findet die Ausbreitung der elektromagnetischen Signale nicht in der Wicklung selbst sondern im kompletten Transformator, bzw. hauptsächlich im Öl und Pressboard statt. Dabei wird die elektromagnetische Welle gedämpft und kann auch an metallischen Teilen reflektiert werden. Die Dämpfung im elektromagnetischen Ausbreitungsweg ist vergleichsweise gering. Sie beträgt etwa 2 dB pro Meter für Transformatoröl [8].

4 NACHWEIS DER SENSITIVITÄT

Wichtig bei einer TE Messung ist der Nachweis der Sensitivität. Bei der elektrischen TE Messung kann der Kalibrierimpuls nur direkt an den Durchführungen oder den Koppelkapazitäten eingespeist werden, nicht etwa direkt in die Wicklung. Damit wird der Ausbreitungsweg im Transformator nicht berücksichtigt und somit auch keine Sensitivität für interne TE nachgewiesen. Hingegen kann bei der elektromagnetischen Messung bei mehreren UHF Sensoren ein UHF Impuls an einem Sensor eingespeist und an einem anderen gemessen werden. Falls diese, wie in Abbildung 3, auf den gegenüberliegenden Seiten des Transformators liegen, kann Sensitivität für den kompletten Transformator gezeigt werden [11], [12]. Allerdings ist es auch hier nicht möglich einen UHF Impuls direkt in der Wicklung zu erzeugen und somit bleibt die Sensitivität für TE direkt in Wicklungen ebenfalls ohne Nachweis.



Abbildung 3 Sensitivitätsnachweis von elektrischer und elektromagnetischer TE Messung

5 KALIBRIERUNG DER ELEKTRISCHEN TE MESSUNG

Durch das Einspeisen eines bekannten Ladungsimpulses q_0 möglichst nahe am Prüfling wird das Verhältnis der messbaren Ladung q_m zur scheinbaren Ladung q_s bestimmt und durch einen Kalibrierfaktor angepasst. Durch die Kalibrierung wird das Verhältnis zwischen Koppelkapazität C_K

und Prüflingskapazität C_T ermittelt und ausgeglichen. Abbildung 4 stellt einen typischen TE Messkreis bestehend aus Prüfling, Koppelkapazität, Ankoppelvierpol, Messsystem und Kalibrator dar.



Abbildung 4 Kalibrierung des elektrischen TE Messkreises

Obwohl der tatsächlich umgesetzte Ladungspegel trotz Kalibrierung nicht bekannt ist, hat sich vor allem in Norm-orientierten Werksabnahmeprüfungen ein üblicher Abnahmepegel $q_{s,Abnahme} < 100 \text{ pC}$ bei einer Prüfspannung $U_{prüf} = 1,2 \text{ U}_m/\sqrt{3}$ für Transformatoren durchgesetzt [13]. Kann der Größe der scheinbaren Ladung bei elektrisch einfachen Signalausbreitungswegen einer GIS oder eines Kabels noch eine Bedeutung beigemessen werden, so verliert sie an Aussagekraft bei elektrisch komplexen Betriebsmitteln, wie Leistungstransformatoren [14].

6 ABHÄNGIGKEIT DER SCHEINBAREN LADUNG VON TE ORT UND FREQUENZBEREICH

Der Einfluss der Position auf TE Signale wird anhand eines Laboraufbaus untersucht. Als Messobjekt wird ein runder, etwa 1,2 m hoher Tank verwendet, der mit einer Wicklung und einer von außen in der Höhe verstellbaren TE Quelle ausgestattet ist. Die Wicklung liegt auf Hochspannungspotential, das untere Wicklungsende ist nicht geerdet. In Abbildung 5 ist der Versuchsaufbau dargestellt.



Abbildung 5 Versuchsaufbau mit verstellbarer künstlichen TE Quelle

Die TE Quelle ist auf einer Seite mit Masse verbunden und besteht aus zwei Kupferplättchen, die durch einen Kondensator und einen gasgefüllten Überspannungsgasableiter (ÜsAg) verbunden sind. Diese künstliche TE Quelle wird verwendet, da sie einen reproduzierbaren, konstanten Ladungsumsatz erzeugt. Dieser kann aus dem Produkt der Kapazität und der Ansprechspannung des verwendeten ÜsAgs berechnet werden. Die TE Quelle ist an einer gemassten Gewindestange befestigt, über die von außen die Position entlang der Wicklung präzise verstellt werden kann. Abbildung 6 zeigt ein mit dieser TE Quelle erzeugtes PRPD und den konstanten Pegel der Quelle über der Zeit (Trend).



Abbildung 6 Links: PRPD, rechts: Trend der pegelstabilen, künstlichen TE Quelle

Das PRPD in Abbildung 6 zeigt zwei einzelne, phasenstabile Punkte bei konstantem Pegel und den dazugehörigen Trend, bei dem zunächst die Spannung etwa eine Stunde über TE Einsatzspannung gehalten wird und danach durch Verfahren der Spannung die TE Quelle aus und wieder zugeschalten wird, womit die Reproduzierbarkeit der Quelle bestätigt ist.

Mit dieser TE Quelle wird am gezeigten Versuchsaufbau eine breitbandige elektrische TE Messung durchgeführt. Der verwendete Ankoppelvierpol weißt eine obere Grenzfrequenz von etwa 15 MHz auf. Abbildung 7 zeigt das Amplitudendichtespektrum an vier verschiedenen Messpunkten entlang der Wicklung.



Abbildung 7 Amplitudendichtespektrum der elektrischen TE Messung an verschiedenen TE Positionen

Zu erkennen ist eine zunehmende Tiefpassfilterwirkung des Aufbaus mit zunehmender Einschubtiefe der TE Quelle. Markiert sind drei Frequenzbereiche. Dabei wird normgerecht nach IEC 60270 jeweils breitbandig und schmalbandig gemessen. Der dritte Frequenzbereich wird beispielsweise häufiger bei vor-Ort TE Messungen verwendet, um störunempfindliche Messungen durchführen zu können. Dieser ist jedoch nicht konform zur IEC Norm. In Abbildung 8 ist die scheinbare Ladung gemessen in den drei Frequenzbereichen abhängig von der TE Position entlang der Wicklung zu sehen. Für diese Messungen wird nach jedem Wechsel des Frequenzbereichs an der Durchführung des Versuchsaufbaus neu kalibriert.

 $\Delta f = 300 \, kHz$

 $\Delta f = 30 \, kHz$



Die verwendeten Frequenzbereiche sind:

Breitbandig IEC:

•

Schmalbandig IEC:

Erhöhter Frequenzbereich: $f_M = 4,5 MHz$ $\Delta f = 1 MHz$

 $f_M = 300 \, kHz$ $f_M = 1 MHz$

Abbildung 8 Scheinbare Ladung in Abhängigkeit der TE Position entlang der Wicklung und des eingestellten Frequenzbereichs

Trotz Kalibrierung und reproduzierbarer, zeitlich stabiler TE Quelle werden bereits bei geringer Einschubtiefe deutlich unterschiedliche Pegel gemessen. Im Rahmen einer Abnahmeprüfung mit einem zugelassenen Prüfpegel von q_{s.Abnahme}< 100 pC würde bei einer schmalbandigen IEC Messung in 5 von 9 Fällen (TE Positionen) die Prüfung als bestanden gelten. Die breitbandige IEC Messung würde hingegen in allen 9 Fällen nicht bestanden werden. Die Messung im erhöhten Frequenzbereich zeigt, dass ab einer TE Position von etwa 30 cm kaum noch ein Signal messbar ist. Diese Frequenzerhöhung unterdrückt demnach nicht nur Störungen bei vor-Ort Messungen, sondern lässt die Messung auch für TE in der Wicklung "blind" werden. In der breitbandigen Messung ist ein Sprung im Pegel bei 50 cm zu erkennen, der zunächst als Messfehler angenommen werden könnte, jedoch durch eine erhöhte Anzahl an Messpunkten im Umfeld bestätigt wird. Der Grund für die Pegeländerung speziell bei dieser Position ist noch nicht bekannt.

7 KALIBRIERUNG UHF VORSCHLAG ZUR DER **METHODE** BZW. **CHARAKTERISIERUNG DER UHF SENSORIK**

Die Kenntnis der Empfangseigenschaften von UHF Sensoren ist wichtig, um eine Aussage treffen zu können, wie empfindlich ein Sensor in einem bestimmten Frequenzbereich ist. Mit bekannten Empfangseigenschaften kann der Einfluss der Antenne auf die gemessene Spannung herausgerechnet werden, was eine bessere Beurteilung einer gemessenen TE ermöglicht. Zudem ist die Vergleichbarkeit von Messungen mit unterschiedlichen UHF Sensoren gegeben. Zur Charakterisierung der Empfangseigenschaft von Antennen eignet sich der Antennenfaktor (AF). Mit der Kenntnis des Antennenfaktors kann ähnlich wie bei der Kalibrierung der elektrischen TE Messung der Messkreis bis an den "Anschlusspunkt" am Transformator beschrieben werden.

7.1 Antennenfaktor

Der Quotient aus dem Betrag, der am Antennenkopf anliegenden elektrischen Feldstärke $|\vec{E}|$ und der sich daraus ergebenden Spannung U_{ANT} am Antennenfußpunkt, wird als Antennenfaktor definiert:

$$AF = \frac{\left|\vec{E}\right|}{U_{ANT}}$$
 , $[AF] = \frac{1}{m}$

Dieser beschreibt die Empfangseigenschaften einer Antenne. Je kleiner der Antennenfaktor, desto empfindlicher ist eine Antenne.

Die durch TE entstehenden elektromagnetischen Wellen breiten sich in Transformatoren im Isoliermedium Öl aus. Da die Ausbreitungsgeschwindigkeit der Wellen in Öl um den Faktor $1/\sqrt{\varepsilon_r}$ geringer gegenüber der Ausbreitung in Vakuum bzw. Luft ist, führt dies zu einer Frequenzverschiebung des Antennenfaktors hin zu niedrigeren Frequenzen. Bisher wurde der Antennenfaktor von UHF Sensoren für Leistungstransformatoren nur in luftgefüllten TEM Zellen bis etwa zu einer Frequenz von 1 GHz bestimmt, was nach der Umrechnung für Öl noch etwa 670 MHz entspricht [15]. Der vorgesehene Frequenzbereich von 300 MHz bis 3 GHz kann auf diese Weise demnach mit TEM Zellen nur teilweise charakterisiert werden.

7.2 GTEM Zelle

Um UHF-Sensoren für Transformatoren unter realen Bedingungen zu vermessen, geschieht dies direkt in einer mit Transformatoröl gefüllten GTEM-Zelle. UHF Sensoren für GIS wurden bereits mit einer luftgefüllten GTEM Zelle vermessen [16]. Aufgrund ihres größeren nutzbaren Frequenzbereichs im Vergleich zu TEM Zellen können Sensoren bis in den GHz-Bereich vermessen werden. In Abbildung 9 ist eine mögliche Anordnung zur Bestimmung des Antennenfaktors von UHF-Sensoren zu sehen.



Abbildung 9 Ölgefüllte Anordnung zur Antennenfaktorbestimmung von UHF Sensoren

Eine GTEM-Zelle ist wie die TEM-Zelle ein rechteckförmig aufgeweiteter Koaxialleiter mit einem flachen Innenleiter [17]. Sie besitzt jedoch kein Mittelteil mit konstanten Querschnitts und auch kein zweites Tor. In Abbildung 10 ist der prinzipielle Aufbau einer GTEM-Zelle dargestellt.



Abbildung 10 Aufbau einer GTEM Zelle

Die Wellenausbreitung findet vom koaxialen Einspeisepunkt hin zum pyramidenförmigen Ende, der Zellenrückwand, statt. Dort erfolgt der reflexionsarme Abschluss durch eine Kombination aus verteilten Abschlusswiderständen für die galvanische Kopplung, sowie Pyramiden-Absorbern für TEM-Wellen höherer Frequenzen. In einer GTEM-Zelle ist der Innenleiter asymmetrisch im Inneren angeordnet. Zwar wird die Feldhomogenität durch die Verschiebung des Septums gegenüber der Mitte geringfügig negativ beeinflusst, doch vergrößert sich dadurch deutlich das Prüfvolumen.

Soll eine TEM-Wellenausbreitung ermöglicht werden, müssen alle Verhältnisse, die die Zelle in ihrer geometrischen Form beschreiben, entlang der Zelle konstant bleiben. Es ist daher wichtig die Proportionalität der Querschnittsgeometrie über der gesamten Länge der GTEM-Zelle beizubehalten. Eine solche Leitung wird als homogen bezeichnet. Die TEM-Wellen breiten sich, aufgrund der sich konisch aufweitenden Pyramidenform, leicht kugelförmig aus. Jedoch kann das elektrische Feld dieser elektromagnetischen Wellen infolge der relativ kleinen Öffnungswinkel als nahezu senkrecht zur Zellenwand und ohne Krümmung betrachtet werden. Damit herrschen in der Zelle nahezu Fernfeldbedingungen. Das erzeugte Feld ist bei gutem rückseitigem Abschluss, mit sehr kleinem Reflexionsfaktor, homogen. Außerdem müssen Knickstellen und Kanten in der Leitergeometrie vermieden werden.

7.3 50 Ω Design für Transformatoröl

Für einen Leitungswellenwiderstand von 50 Ω wird die Septumsbreite *w* als einziger Parameter für das jeweilige Dielektrikum angepasst. Eine luftgefüllte Zelle besitzt beispielsweise eine Septumsbreite von w = 63,6% der Außenleiterbreite *a*. In diesem speziellen Fall wird das Verhältnis *w/a* für das Dielektrikum Öl mit $\varepsilon_r = 2,2$ ausgelegt. Da das Septum eine konstante Dicke *u* aufweist, wird das Verhältnis *u/d* über der Zellenlänge immer geringer. Dies wird ausgeglichen, indem das Verhältnis der Septumsbreite zur Außenleiterbreite über der Zellenlänge erhöht wird. Abbildung 11 zeigt diesen Zusammenhang [18].



Abbildung 11 Querschnittsverhältnisse über der Zellenlänge

Da im vorderen Bereich, dem sogenannten Apex der GTEM Zelle, die Innenleiterhöhe aus der koaxial aufgebauten N-Buchse an das h/d Verhältnis der restlichen Zelle angepasst werden muss, wird in diesem Bereich über eine weitere Veränderung der Septumsbreite der Wellenwiderstand auf 50 Ω angepasst [18]. Mit diesen Anpassungen wird simulativ ein Wellenwiderstand über der gesamten Zellenlänge erreicht, der weniger als 0,07 Ω (1.4‰) von 50 Ω abweicht. In Abbildung 12 ist der Wellenwiderstand entlang der GTEM Zelle dargestellt.



Abbildung 12 Wellenwiderstand über der Zellenlänge

8 ZUSAMMENFASSUNG

Wird die Kalibrierbarkeit der elektrischen und elektromagnetischen TE Messmethode verglichen, bleiben in beiden Fällen Unbekannte im Signalpfad unausweichlich. Der Vorteil der elektrischen gegenüber der elektromagnetischen Messung ist eine Kalibrierung bis an den Anschlusspunkt am Leistungstransformator. Die transformatorinterne Signalausbreitung ist jedoch weiter unbekannt. Daher lässt die gemessene, kalibrierte scheinbare Ladung keinen eindeutigen Rückschluss auf den tatsächlichen Ladungs- bzw. Energieumsatz der internen TE Quelle zu. Eine Charakterisierung bzw. Kalibrierung der UHF Methode muss noch erfolgen. Der in diesem Beitrag präsentierte Vorschlag ermöglicht es, mit Hilfe des Antennenfaktors, UHF Messsysteme ähnlich wie elektrische Messsysteme, untereinander vergleichbar zu machen. Dies ist eine wesentliche Voraussetzung, um eine Standardisierung der UHF Methode zu ermöglichen und um Abnahmepegel definieren zu können. In Tabelle 1 ist abschließend eine Zusammenstellung der gezeigten Einflüsse auf die Kalibrierbarkeit der zwei Messmethoden ausgelistet.

	IEC 6027	70	U	HF
Tatsächlicher TE Pegel	pC unbekannt		mV	unbekannt
Dämpfung im Ausbreitungsweg	Tiefpassfilterwirkung der Wicklung & Verhältnis der internen Kapazitäten		Dämpfung der elektro- magnetischen Wellen	unbekannt (jedoch klein)
Nachweis der Sensitivität	Kalibrierimpuls	Nur direkt an Durchführung	UHF Impuls	An mehreren installierten Sensoren
Kalibrierung	Verhältnis zwischen Koppelkapazität und Prüflingskapazität	kalibriert	Antennenfaktor	bisher nicht kalibriert
Abnahmepegel Prüffeld	@ 1,2 U _m /√3	< 100 pC	?	?

Tabelle 1 Vergleich der elektrischen und elektromagnetischen TE Messmethoden



Universität Stuttgart





Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Pr
 üfungen

Schwerpunktthemen:

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Schaden- und Ausfallanalyse
- 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
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung

Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik

LITERATUR

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC), "IEC 60270 High Voltage Test Techniques -Partial Discharge Measurements," Geneva, Switzerland, IEC International Standard 60270 2000.
- [2] M. Judd, "Partial Discharge Monitoring for Power Transformers Using UHF Sensors Part 1: Sensors and Signal Interpretation," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, March 2005.
- [3] M. Judd, "Partial Discharge Monitoring for Power Transformers Using UHF Sensors Part 2: Field Experience," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, May/June 2005.
- [4] M. Siegel, S. Kornhuber, M. Beltle, A. Müller, S. Tenbohlen, "Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren," in *Stuttgarter Hochspannungssymposium*, Stuttgart, 2012.
- [5] CIGRE WG A2.27, "Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers," in *Cigre Brochure 343*.
- [6] S. Coenen, A. Müller, M. Beltle, S. Kornhuber, "UHF and Acoustic Partial Discharge Localisation in Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering* (*ISH*), Hannover, Germany, 2011.
- [7] M. Siegel, S. Tenbohlen, S. Kornhuber, "Neue Methoden zur Ortung mehrerer TE-Quellen mittels akustischem Sensorarray," in *ETG Diagnostik Elekterischer Betriebsmittel*, Fulda, 2012.
- [8] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. Markalous, T. Strehl, "Sensitivity Limits of UHF PD Measurements on Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Cape Town, South Africa, 2009.
- [9] S. Okabe, G. Ueta, H. Wada, "Partial discharge signal propagation characteristics inside the winding of gas-filled power transformer study using the equivalent circuit of the winding model," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2011, pp. 1668-1677.
- [10] S. Coenen, M. Reuter, S. Tenbohlen, S. Markalous, "Influence of PD Location in Transformer windings on IEC60270- and UHF-Measurements," in *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Tokyo, Japan, 2010.
- [11] S. Meijer, E. Gulski, J. Smit, H. Reijnders, "Sensitivity Check of UHF PD Detection on Power Transformers," in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Indianapolis, 2004, pp. 58-61.
- [12] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. Markalous, T. Strehl, "Attenuation of UHF signals regarding the Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers," in *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Beijing, China, 2008.
- [13] International Electrotechnical Commission (IEC), "IEC 60076-3 Power transformers Part 3: Insulation levels, dielectric tests and external clearances,".
- [14] S. Tenbohlen, M. Heindl, M. Jovalekic, A. Müller, M. Siegel, "Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln," in *ETG Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel*, Fulda, 2012.
- [15] S. Coenen, S. Tenbohlen, T. Strehl, S. Markalous, "Fundamental Characteristics Of UHF PD Probes And The Radiation Behavior Of PD Sources In Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Cape Town, South Afrika, 2009.
- [16] M. Judd, O. Farish, "A Pulsed GTEM System for UHF Sensor Calibration," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement Volume:47, Issue: 4.*
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC), "IEC 61000-4-20 ed2.0 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-20: Testing and measurement techniques - Emission and immunity testing in transverse electromagnetic (TEM) waveguides," 2010.
- [18] 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, 2013.