

# Stuttgarter Hochspannungssymposium 2021

Neue Technologien für die Netze von morgen

2. und 3. März 2021  
Online

Veranstalter:  
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik  
Universität Stuttgart

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

Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



## **Inhaltsverzeichnis:**

<b>Perspektive Stromsystem 2050</b> Gerald Kaendler, Amprion GmbH	<b>5</b>
<b>Aufgabe der Verteilnetze in einer dekarbonisierten Energiewelt</b> Stefan Küppers, Westnetz GmbH	<b>9</b>
<b>Neue Maßstäbe für Robustheit und Zuverlässigkeit in der Energieübertragung durch innovative HGÜ Technologie im Projekt Ultranet</b> Robert H. Renner, Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG	<b>14</b>
<b>Entwicklungen und Herausforderungen in der HVDC Kabeltechnik</b> Roland D. Zhang, TenneT TSO GmbH	<b>15</b>
<b>HGÜ-GIS als Beitrag für zukunftssichere Energiesysteme</b> Maria Kosse, Karsten Juhre, Siemens Energy	<b>16</b>
<b>Dielektrische Prüfung von HGÜ-GIS</b> Phillip Wenger, Michael Beltle, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart Uwe Riechert, Hitachi ABB Power Grids	<b>17</b>
<b>Erste Betriebserfahrung von Hochspannungsanlagen mit alternativen Gasgemischen basierend auf C4F7N</b> Michael M. Walter, Robert Lüscher, Clement Cocchi, GE Grid GmbH Elodie Laruelle, GE Renewable Energy	<b>31</b>
<b>SF6 frei, CO2 neutral und digital vernetzt Erfahrungen und Ausblick</b> Martin Konermann, Marcel Engel, Fred Oechsle, Netze BW Dirk Helbig, Mark Kuschel, Siemens Energy	<b>42</b>
<b>Neue Betriebsmittel für die Energiewende</b> Michael Schäfer, TransnetBW GmbH	<b>64</b>
<b>Innovative Lösungen zur Geräuschreduzierung von Transformatoren mit Hilfe der Analyse von Geräuschen</b> Max Gillet, Filippos Marketos, Francois Devaux, GE Renewable Energy Tobias Stirl, Jörg Harthun, GE Renewable Energy	<b>78</b>
<b>Transformer noise in the future</b> Miha Pirnat, Kolektor Etra d.o.o.	<b>86</b>
<b>Direkte Messung und Überwachung der Hot-Spot Temperatur von Leistungstransformatoren</b> Peter Kropmeier, Fiso Technologies Inc.	<b>94</b>

<b>Verbesserung der dynamischen Überlastfähigkeit von Netztransformatoren durch Netzwerkprognosedaten</b>	<b>97</b>
Karsten Viereck, Michael Heger, Maschinenfabrik Reinhausen Irina Lupandina, TU Wien Erik Herold, PSI Software AG	
<b>Überlegungen bei der Spezifizierung eines DGA Online Monitoring Geräts</b>	<b>109</b>
Andreas Hilgers, Vaisala Oyj	
<b>Funktionsintegration bei Muffen und Freiluftendverschlüssen</b>	<b>128</b>
Tarek Fahmy, Jens Hohloch, Ruben Grund, Pfisterer Daniel Passow, Universität Stuttgart	
<b>Hochfrequente Spannungsqualitäts- und Transientenmessungen an Leistungstransformatoren</b>	<b>138</b>
Christoph Kattmann, BSS Hochspannungstechnik GmbH Adrian Eisenmann, Krzysztof Rudion, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart Reinhold Hauf, Netze BW GmbH	
<b>Zeitoptimiertes Prüfen von Hochspannungskomponenten in Umspannwerken</b>	<b>144</b>
Alexander Kraetge, Michael Freiburg Omicron electronics Deutschland GmbH	
<b>Längsspannungsregler - Spannungsregelung in Netzsträngen mit starken dezentralen Erzeugern</b>	<b>145</b>
Tobias Asshauer, Hitachi ABB Power Grids	

# Perspektive Stromsystem 2050

Gerald Kaendler  
Amprion GmbH  
gerald.kaendler@amprion.net  
Germany

## 1 EINLEITUNG

Im Jahr 2015 einigten sich die Staaten im Rahmen des Pariser Klimaabkommens auf ein langfristiges Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C (möglichst 1,5°C) gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. In Deutschland verankert der Klimaschutzplan 2050 das Leitbild, bis zum Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Das gleiche Ziel verfolgt der Europäische Green Deal: Europa soll im Jahr 2050 der erste klimaneutrale Kontinent werden. Dies bedeutet große Herausforderungen für alle Bereiche und insbesondere für den Energiesektor, der noch an vielen Stellen auf konventionellen Energiequellen basiert. Um diese Ziele zu erreichen, muss der gesamte, sektorenübergreifende Endenergieverbrauch dekarbonisiert werden. Hierfür ist die Betrachtung weiterer Sektoren wie Transport, Wärme oder Industrie über den Stromsektor hinaus erforderlich. Dies macht die Planung der Transformation des Energiesystems bis zum Zieljahr 2050 immer komplexer. Alle diskutierten Entwicklungspfade haben jedoch gemein, dass dem Stromsektor bei dieser Transformation die Schlüsselrolle zukommen wird.

## 2 ELEKTRIZIFIERUNG HAT HÖCHSTE PRIORITÄT

Die Strategie zur Dekarbonisierung der Sektoren besteht im Senken des Endenergieverbrauchs bei gleichzeitiger Erhöhung des Stromanteils, da vor allem Strom in großen Mengen regenerativ erzeugt werden kann und Stromanwendungen sehr effizient sind. Zudem wird so ein Beitrag zur Dekarbonisierung anderer Sektoren geleistet. Einige Studien gehen (in ausgewählten Szenarien) daher von einer Verdopplung des Stromverbrauchs in Deutschland bis 2050 aus [1-2]. Bei gleichzeitigen Effizienzsteigerungen hat dies einen signifikanten Anstieg des Stromanteils am Endenergieverbrauch zur Folge [1-8].

Dieser Strom muss regenerativ erzeugt werden, weshalb die Kapazitäten an PV- und Windanlagen, vor allem Offshore, in Zukunft weiter signifikant steigen werden. Diese haben allerdings gemein, dass sie dargebotsabhängig Strom bereitstellen. Diese regenerativ erzeugten Energiemengen gilt es zu den Verbrauchszentren zu transportieren und in das Energiesystem zu integrieren. Das Fundament hierfür wird ein gut ausgebautes Stromnetz bilden.

### 2.1 Ein starkes Stromnetz ist die Voraussetzung

Neben der steigenden elektrischen Nachfrage wird die Erzeugung, insbesondere von Offshore Anlagen, weiter entfernt von den Lastzentren sein. Dadurch steigen die zu überbrückenden Transportentfernungen als auch die zu übertragenden Strommengen stark an und erfordern weiterhin den kontinuierlichen Ausbau **nationaler** als auch **internationaler Transportkapazitäten**.

Auf **nationaler** Ebene dient das Übertragungsnetz vor allem als direkte Verbindung zwischen Quelle und Senke, also in Deutschland vor allem zur Verbindung der nördlichen Off- und Onshore-Erzeugung mit den Lastzentren in West- und Süddeutschland sowie dem internationalen Energieaustausch. Die bereits beobachtbare Verlagerung von Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkten wird sich in Zukunft noch verstärken. Für das Jahr 2030 wurden, basierend auf dem NEP 2030 B-Szenario [8], bis zu 35 GW Transportbedarf von Nord- nach Süddeutschland prognostiziert.

Auf **internationaler** und überregionaler Ebene ermöglicht das Übertragungsnetz effiziente Standorte für Erneuerbare Energien mit Lastzentren zu verbinden, um zeitliche und regionale Dargebots- und Nachfrageschwankungen auszugleichen sowie teure Speicheranlagen und die gegenseitige Reservestellung bestmöglich zu nutzen. So ist beispielsweise anhand der Windprofile- und Muster im EU-Projekt „e-Highways 2050“, in dem Amprion in einem Konsortium aus Wissenschaft und Industrie einen modularen Entwicklungsplan für das Europäische Übertragungssystem 2050 mit erarbeitet hat, festgestellt worden, dass Wind immer irgendwo in Europa weht – auch wenn die Potenziale und Leistungen zeitlich unterschiedlich verteilt sind. Diesen erzeugten grünen Strom gilt es zu nutzen, was einen hohen Transportbedarf von Norden nach Süden wie von Osten nach Westen oder umgekehrt bedingt. Abbildung 1 verdeutlicht dies exemplarisch. Durch einen überregionalen Ausgleich kann die fluktuierende Erzeugung insgesamt besser in das System integriert werden.

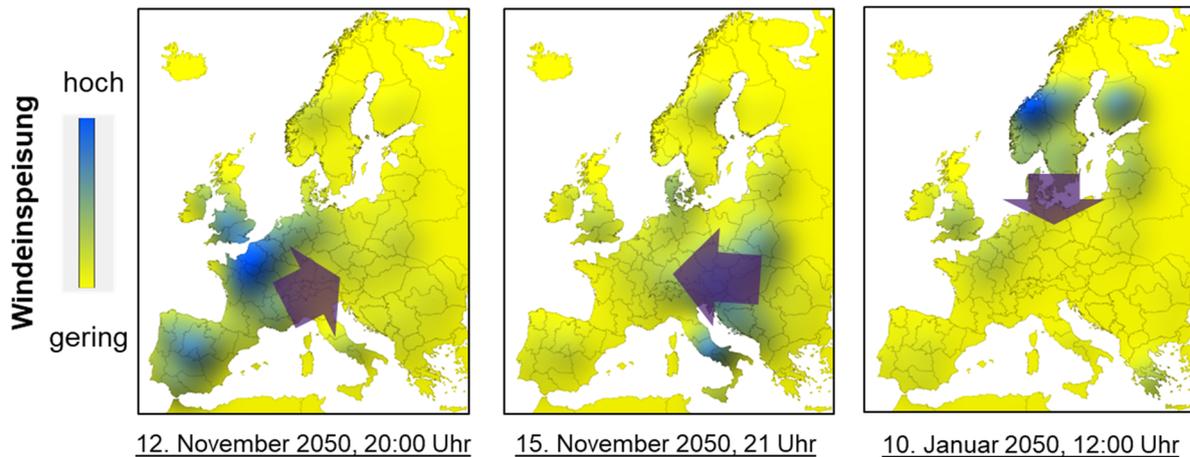


Abbildung 1: Windinspeisung und Transportbedarfe in Europa für exemplarische Zeitschritte im Jahr 2050

Zudem kommt dem Bereich Offshore angesichts der europäischen Offshore Vision von bis zu 450 GW [9] eine besondere Bedeutung zu. Hier kann eine stärkere Vernetzung der Offshore Plattformen zum Anschluss der Windkraftanlagen in Kombination mit internationalen Verbindungen einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und zusätzlich Kostenvorteile für die Infrastruktur bringen. Hierfür sind die Plattformen mit den Netzanbindungskonzepten zu standardisieren. Die von Amprion ins Leben gerufene Initiative „Eurobar“ widmet sich dieser zukünftigen Herausforderungen und leistet hierzu Pionierarbeit.

Das Stromnetz schafft somit durch den regionalen und überregionalen Austausch das Fundament für die nötige Flexibilität im zukünftigen Energiesystem.

## 2.2 Flexibilität wird immer wichtiger

Durch den wachsenden Ausbau an volatiler Erzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen wird der Bedarf an Flexibilität im Stromnetz signifikant ansteigen. Dabei ist die direkte Nutzung des Stroms im Stromsystem stets zu bevorzugen, um weitere verlustbehaftete Umwandlungen zu vermeiden.

Darüber hinaus kann die Sektorenkopplung durch die Nutzung der inhärenten Merkmale der einzelnen Sektoren, wie die Speicherung von großen Energiemengen etwa in Gasen, dem System zusätzliche Flexibilität bereitstellen. Hierfür sind verschiedene Technologien denkbar, die untereinander nicht austauschbar sind und deren Einsatz wann für welchen Zweck noch weiter erforscht werden muss.

Als wichtige Optionen kristallisieren sich jedoch bereits Power-to-Gas (PtG) Anlagen heraus. Diese können mit einer geeigneten Wasserstoffinfrastruktur als saisonaler Puffer für die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und PV-Anlagen dienen und einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, etwa in windstillen und sonnenarmen Zeiten, der so genannten

„Dunkelflaute“. Der Einsatz dieser Anlagen ist jedoch nur sinnvoll, wenn er systemdienlich erfolgt. Dafür sind zwei Aspekte besonders wichtig:

- **Verortung (Location):** PtG-Anlagen sollten in Regionen mit viel Einspeisung aus Erneuerbaren Energien platziert werden. Zudem sollten bestehende Infrastrukturen, wie z.B. Gasleitungen, berücksichtigt werden. Bei angemessener Verortung können PtG-Anlagen das Entstehen stromseitiger Netzengpässe reduzieren, also netzorientiert eingesetzt werden. Aus volkswirtschaftlichen Gründen ist es daher von Vorteil, wenn eine Auslegung und Verortung im Rahmen der Netzplanung erfolgt.
- **Betriebsweise (Operation):** Ein Betrieb ist nur mit nicht-integrierbarem, erneuerbarem Strom sinnvoll, das heißt mit Strom aus regenerativen Quellen, der zu einem Zeitpunkt weder transportiert noch vor Ort direkt im Stromsystem genutzt werden kann. Nur so kann der Einsatz von PtG einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gesamtsystems liefern.

Die Integration solcher Anlagen und weiterer Sektoren im Allgemeinen wird die Komplexität der Systemplanung in Zukunft erhöhen.

### 2.3 Die Planung wird komplexer

Sind für den Stromsektor bisher i.d.R. eine reine Stromnetzplanung- und Auslegung ausreichend gewesen, so werden die weiteren Sektoren in Zukunft in einer integrierten Planung mit betrachtet werden müssen. Nur so können Interaktionen zwischen den Sektoren geeignet abgebildet werden, etwa die Speicherung oder die Transformation von Strom, z.B. durch PtG Anlagen. Dies erfordert in der Systemplanung die Dimensionen der Volkswirtschaftlichkeit, Klimaneutralität und Versorgungssicherheit systemübergreifend zu berücksichtigen. Dies ist entscheidend, da sich das Energiesystem der Zukunft zu volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten unter den Prämissen der Klimaneutralität und Versorgungssicherheit ausprägen soll. Es ist an uns, der Wissenschaft, Politik und Industrie, gemeinsam die volkswirtschaftlich optimale Verknüpfung der Sektoren zur Erreichung der Klimaziele zu finden.

## 3 ANFORDERUNGEN AN DIE WISSENSCHAFT

Es wird damit deutlich, dass für die Energiesystementwicklungsplanung für das Jahr 2050 und darüber hinaus nicht mehr allein auf einen einzelnen Sektor (und dies unter Vernachlässigung der anderen Sektoren) geblickt werden kann. Modelle zur integrierten, systemübergreifenden Betrachtung, insbesondere zur Abbildung der Sektorenkopplung, sollten hierfür (weiter-) entwickelt werden.

Dabei sollte jedoch immer beachtet werden, dass die direkte Nutzung des regenerativen Stroms im Stromsystem die effizienteste Lösung ist und die Dekarbonisierung bestmöglich unterstützt. Entsprechend ist eine wichtige Frage und Anforderung an die Wissenschaft, wie wir das Stromsystem weiterentwickeln können, um möglichst viel grünen Strom direkt und effizient zu nutzen.

Im Hinblick auf das Übertragungsnetz darf dabei zum Beispiel die Stabilität des Systems und die Versorgungssicherheit nicht außer Acht gelassen werden. Dazu wird ein Fokus auf innovativen Lösungen und Ansätzen zum Netzbetrieb und -Planung liegen. Dies umfasst Elemente zur Lastflusssteuerung, neue Methoden zur Sicherung der Spannungsstabilität oder digitaler Schalttechnik.

Insbesondere der geplante Ausbau der Offshore-Kapazitäten bringt große Herausforderungen mit sich. Lösungen sollten weit über einen einfachen Netzanschluss an das Onshore-Netz hinausgehen. Der Stromtransport der Offshore-Kapazität in die Lastzentren erfordert den Ausbau des Onshore-Übertragungsnetzes sowie die Entwicklung neuer Offshore-Grid-Konzepte. Die Eurobar-Initiative widmet sich der Entwicklung derartiger Konzepte und deren Überführung in die Realität. Gemeinsam mit neuen Interkonnektoren werden die Erzeugungszentren auf diese Weise effizient in das europäische Gesamtsystem integriert.

Eine enge Kooperation und ein kontinuierlicher Dialog zwischen Wissenschaft, Politik und Industrie ist für diese Herausforderungen unabdingbar. Nur im Austausch aller Beteiligten kann eine erfolgreiche Energiewende und somit eine vollständige Dekarbonisierung bis 2050 gelingen.

## LITERATUR

- [1] Euroelectric, 2018: *Decarbonisation pathways Full study results*, url: <https://cdn.eurelectric.org/media/3558/decarbonisation-pathways-all-slideslinks-29112018-h-4484BB0C.pdf>
- [2] FZ Jülich, IEK-3, 2019: *Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*, url: [https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/\\_Documents/Downloads/transformationStrategies2050\\_studySummary\\_2019-10-31.pdf.pdf?\\_blob=publicationFile](https://www.fz-juelich.de/iek/iek-3/DE/_Documents/Downloads/transformationStrategies2050_studySummary_2019-10-31.pdf.pdf?_blob=publicationFile)
- [3] European Commission EU Reference Scenario 2016, url: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016>
- [4] Euroelectric, 2018, *Decarbonisation pathways Full study results*, url: <https://cdn.eurelectric.org/media/3558/decarbonisation-pathways-all-slideslinks-29112018-h-4484BB0C.pdf>
- [5] EU Results of the EUCO3232.5 scenario on Member States, url: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical\\_note\\_on\\_the\\_euco3232\\_final\\_14062019.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/technical_note_on_the_euco3232_final_14062019.pdf)
- [6] E2Mlab und IIASA, Dezember 2016, *Technical report on Member State results of the EUCO policy scenarios*, url: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125\\_-\\_technical\\_report\\_on\\_euco\\_scenarios\\_primes\\_corrected.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20170125_-_technical_report_on_euco_scenarios_primes_corrected.pdf)
- [7] Europäische Kommission, 2018, *A Clean Planet for all* url: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com\\_2018\\_733\\_analysis\\_in\\_support\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/docs/pages/com_2018_733_analysis_in_support_en_0.pdf)
- [8] BNetzA und die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2019: *Netzentwicklungsplan Strom 2030 (NEP2030v19)*, url: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>
- [9] Wind Europe, November 2019: *Our Energy, our future*, url: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Our-Energy-Our-Future.pdf>

## **Aufgabe der Verteilnetze in einer dekarbonisierten Energiewelt**

**Dr. Stefan Küppers**  
Westnetz GmbH  
stefan.kueppers@westnetz.de  
Germany



Die Klimaschutzziele 2030-2050 und der Kohleausstieg 2035-2038 sind seitens der Politik getroffene Maßnahmen, um die Dekarbonisierung und somit den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzutreiben. Diese Ziele decken sich mit den klima- und umweltpolitischen Maßnahmen des europäischen „Green Deal“. Der geplante Ausbaupfad wird sektorspezifisch in Abbildung 2 dargestellt. Im Sektor Strom beträgt der Anteil der Erneuerbaren Energien bereits heute ca. 242 TWh (42,1%), wobei ein Großteil dieser Anlagen im Verteilnetz integriert ist. Der Wärme- und Kältesektor mit ca. 1210 TWh stellt den größten Sektor am Endenergieverbrauch dar. Dieser ist maßgeblich durch den Wärmebedarf der Industrie und der Haushalte geprägt. Der geringste Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch ist mit 6 % aktuell im Verkehrssektor zu identifizieren. Lösungswege für den notwendigen Transformationspfad können im Bereich Wasserstoff und der Elektrifizierung von Verbrauchern gesehen werden. Der große Anteil der Sektoren Wärme und Verkehr macht deutlich, dass Verteilnetzbetreiber sektorenübergreifend Lösungen erarbeiten müssen und hier bereits heute aktiv sind.

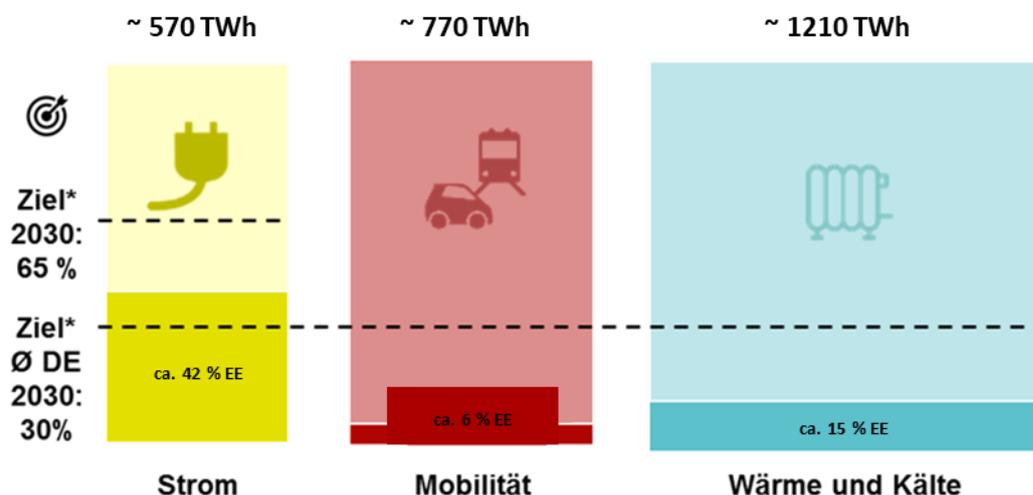


Abbildung 2: Endenergieverbräuche Deutschlands und Ziele\* nach Verbrauchssektoren (2019)  
 Quellen: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#strom>

### 3 ROLLE DER DIGITALISIERUNG IM ENERGIESYSTEM

Automatisierung und Digitalisierung bieten großes Potential zur Effizienzsteigerung für die Netzplanung und den Netzbetrieb. Bisher wurde das Netz durch eine lineare Wertschöpfung, von zentralen Erzeugungsanlagen über Übertragungs- und Verteilnetze bis zu Verbrauchern geprägt. Die Veränderung der Kundenbedürfnisse sowie der Zubau der Erneuerbaren Energien im Verteilnetz führen zu einem integrierten Energiesystem. Durch innovative Kommunikation und digitale Technologien ist das Energiesystem von morgen dezentral, verbunden und flexibel. Dieser Wandel stellt neue Anforderungen an Gesellschaft, Wirtschaft und insbesondere an die Verteilnetzbetreiber. Die Westnetz GmbH baut, plant und betreibt schon heute nicht mehr nur Netze, sondern identifiziert, bewertet, entwickelt und testet dafür Zukunftstechnologien, neue Arbeitsweisen und -prozesse. Der Einsatz von Künstlicher Intelligenz (KI) bietet Potential zur weitgehenden Automatisierung des Netzbetriebes. Schon heute setzt die Westnetz GmbH in Feldtests Datenanalysen und automatisierte Entscheidungsfindung als Arbeitshilfen im Betrieb ein.

### 4 SEKTORENKOPPLUNG

Die Dekarbonisierung erfordert eine sektorenübergreifende Optimierung des Systems. Die Vernetzung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr kann einen wesentlichen Beitrag zum Ausgleich der

schwankenden Einspeisung durch Erneuerbare Energien leisten und trägt damit zur Versorgungssicherheit bei.

Die Sektorenkopplung gibt die Chance den Netzausbau zu optimieren und neue Gestaltungsmöglichkeiten bei der Speicherung sowie in den Sektoren Wärme und Verkehr zu erhalten. Herausforderung ist es, künftig über Sektorengrenzen hinweg Netze zu planen und zu betreiben. Im Rahmen der durch das vom BMWi geförderten Projekte Designetz und Smart Quart demonstriert die Westnetz GmbH gemeinsam mit zahlreichen Partnern den Austausch zwischen den Sektoren Strom und Wärme [3][4].

#### 4.1 Gas-Sektor und Gasnetze

Die fehlenden Speichermöglichkeiten des Stromnetzes werden durch Sektorenkopplung um saisonale (Gasnetze und -speicher) und Kurzzeit-Speicher (Wärme) ergänzt. Strom- und Gasnetze sind ein wesentliches Bindeglied zwischen Erneuerbaren Energien und Kunden. Neben dem Einsatz von Erneuerbaren Energien ist eine Steigerung der alternativen grünen Brennstoffe (grüne Gase) notwendig. Dabei wird vor allem Wasserstoffgasen ein großes Potential zugesprochen.

##### 4.1.1 Rolle des Wasserstoffs

Eine zusätzliche Möglichkeit für die Dekarbonisierung stellt Wasserstoff dar. Mögliche Optionen für die Einbeziehung von Wasserstoff stellen SNG (synthetic natural gas), die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgas und die Verwendung von Wasserstoff in seiner Reinform dar (vgl. Abbildung 3). Für die Erzeugung von SNG wird neben Wasserstoff auch CO<sub>2</sub> benötigt. Aufgrund zukünftig fehlender CO<sub>2</sub>-Senken wird für SNG kein großes Potential erwartet. Die Beimischung von Wasserstoff in das Erdgas bewirkt auf Grund des niedrigen Anteils von Wasserstoff einen zu geringen Dekarbonisierungseffekt, um einen nennenswerten Beitrag zur Erreichung der Pariser Klimaziele zu leisten.

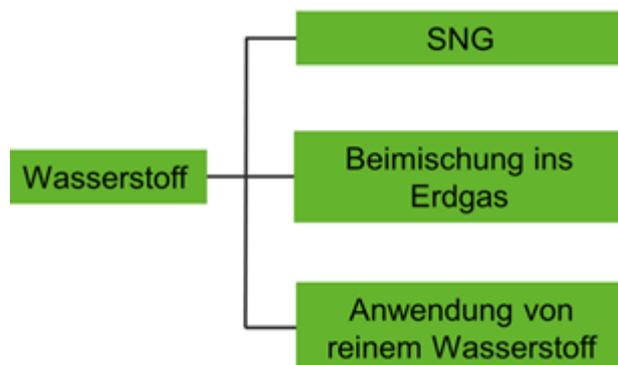


Abbildung 3: Wasserstoffanwendungen

Die Anwendung von reinem Wasserstoff stellt aufgrund der CO<sub>2</sub>-neutralen Umsetzung von Wasserstoff in Wärme, Kälte, elektrischen Strom und Mobilität sowie der Erhaltung der vorhandenen Erdgas-Infrastruktur eine vielversprechende Lösung dar, die u. a. zur Erreichung der Pariser Klimaziele beitragen kann. Die Westnetz GmbH setzt sich in Projekten genauer mit dieser Thematik auseinander und analysiert, inwiefern es technisch möglich ist, das bestehende Netz auf Wasserstoff umzustellen. In einem Pilotprojekt soll eine vorhandene Erdgasleitung zunächst vom Erdgasnetz getrennt und anschließend an einen Wasserstoffspeicher angeschlossen werden. Über diese Leitung erfolgt die Versorgung mit Wasserstoff von Gewerbekunden, deren Anlagen entsprechend umgerüstet werden. Das gesamte Projekt wird seitens der Westnetz GmbH bis Ende 2023 umgesetzt und ausgewertet.

## 5 VERKEHRSSSEKTOR DEUTSCHLAND

Aufgrund der bisher geringen CO<sub>2</sub>-Einsparungen im Verkehrssektor stellt die Dekarbonisierung hierbei eine große klimapolitische Herausforderung dar. Die Anzahl der Kraftfahrzeuge hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Am 1. Januar des Jahres 2020 erreichte die Anzahl der in der Bundesrepublik gemeldeten Pkw mit rund 47,7 Millionen Fahrzeugen den höchsten erfassten Wert [5]. Die Elektrifizierung findet auch in diesem Sektor statt. Die Anzahl der Neuzulassungen von E-Fahrzeugen stieg im Jahr 2020 im Vergleich zu 2019 um 64,3% [5][6]. Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, dass bis 2030 die Anzahl der zugelassenen Elektrofahrzeuge in Deutschland 7 bis 10 Millionen beträgt [7]. Für diese Fahrzeuge muss eine geeignete Ladeinfrastruktur aufgebaut werden. Dabei fördert die Westnetz GmbH bereits heute den Aufbau einer privaten Ladeinfrastruktur für E-Mobilität. Die im Rahmen dieses Prozesses gewonnenen Daten über den Aufbau der Ladepunkte werden für einen optimierten Netzausbau genutzt und ermöglichen eine netzdienliche Steuerung der Ladeinfrastruktur.

Neben E-Fahrzeugen werden in Zukunft Wasserstofffahrzeugen großes Potential zugeschrieben. Besonders die Anwendung von Wasserstoff im Schwer- und Fernlastverkehr könnte hierbei einen signifikanten Beitrag zur Dekarbonisierung leisten. Der damit verbundene Netzinfrastukturausbau zur Sicherstellung einer flächendeckenden Wasserstoffversorgung kann durch die Verteilnetzbetreiber realisiert werden.

## LITERATUR

- [1] dena Leitstudie : [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf)
- [2] Kosteneffiziente Sektorenkopplung für das Land NRW (MWIDE) : [https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi\\_ERS\\_Kosteneffiziente\\_Sektorenkopplung\\_Web\\_Langfassung.pdf](https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2018/05/ewi_ERS_Kosteneffiziente_Sektorenkopplung_Web_Langfassung.pdf)
- [3] <https://www.designetz.de/>
- [4] <https://smartquart.energy/>
- [5] Kraftfahrt-Bundesamt : [https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand\\_node.html](https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html), abgerufen am 25.02.2021
- [6] Verband der Automobilindustrie : <https://www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet/elektromobilitaet-in-deutschland.html>, abgerufen am 25.02.2021
- [7] Bundesregierung: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>, abgerufen am 25.02.2021

# **Neue Maßstäbe für Robustheit und Zuverlässigkeit in der Energieübertragung durch innovative HGÜ Technologie im Projekt Ultranet**

**Robert H. Renner**

Siemens Gas and Power GmbH & Co. KG  
renner.robert@siemens-energy.com  
Germany

## **KURZFASSUNG**

Durch die Anpassung der Erzeugungsstruktur in Deutschland, von Atom- und Kohlekraftwerken zu Kraftwerken welche Erneuerbare Energien nutzen, wird eine Anpassung des Übertragungsnetzes nötig. Diese Anpassung resultiert aus der Tatsache, dass Kraftwerke welche Erneuerbare Energien nutzen nur da ökonomisch betrieben werden können, wo die entsprechende primär Energie zur Verfügung steht. Somit sind z.B. Windkraftanlagen in Deutschland vorrangig im Norden zu finden, wo es statistisch ein höheres Windangebot gibt. Um die so gewonnene elektrische Energie zu den Lastzentren in West- und Süddeutschland zu transportieren, steht mit der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) eine Option zur Verfügung, welche es ermöglicht große Leistungen, über lange Distanzen, mit geringen Verlusten, auch über Kabelverbindungen, geregelt zu transportieren.

Das erste HGÜ Projekte in Deutschland welches Nord-, West- und Süddeutschland verbinden wird ist Ultranet. Um eine möglichst hohe Robustheit und Zuverlässigkeit zu erreichen, wird die Verbindung als Bipol mit Dedicated Metallic Return (DMR) ausgelegt. Dieses ermöglicht einen Betrieb, auch wenn sich einzelne Teilbereiche der Anlage in Wartung befinden. Weiterhin werden die Konverter mit Vollbrückenmodulen ausgestattet, um Fehler auf der DC Strecke zu beherrschen und somit temporäre Fehler zu durchfahren und die Auswirkungen von permanenten Fehlern möglichst gering zu halten. Weiterhin wird der Ausbau zu einem Multi-Terminal System den Einfluss auf jede einzelne Station reduzieren und der Einsatz eines DC Netzreglers gibt die Möglichkeit der automatischen Leistungsflusskompensation, im Falle einer Leistungsflussänderung auf Grund eines Betriebsmittelausfalls.

# Entwicklungen und Herausforderungen in der HVDC Kabeltechnik

**Dr. Roland D. Zhang**  
TenneT TSO GmbH  
Dongping.Zhang@tennet.eu  
Germany

## KURZFASSUNG

Der Vortrag gibt einen Überblick über Entwicklungen und Herausforderungen in der HVDC Kabeltechnik. Der erste Abschnitt stellt unterschiedliche Kabeltypen dar. Diese sind zu unterscheiden durch Isolierungsmaterialien, massimprägniert oder extrudiert, sowie durch die Anwendungsgebiete See- oder Land einschl. Garnituren. Anschließend ist eine kurze Historie über HVDC Kabel zusammengefasst. TenneT betreibt momentan, als einer der Top 5 Netzbetreiber in Europa, zahlreiche HVDC-Kabelanbindungen für Offshore-Windparks und in Form von Interconnector-Verbindungen. Viele neue Projekte, z.B. DolWin6, BorWin5, NordLink, SuedLink, SuedOstLink, Ijmuiden Ver etc., befinden sich heutzutage im Bau- bzw. Ausschreibungsverfahren.

Basierend auf den Erfahrungen sind die Herausforderungen in der HVDC-Kabeltechnik auch im Hinblick auf Legung und Installation erwähnenswert.

Zum Schluss wird eingegangen auf Fehlerstatistiken bei Typprüfungen, Haltung zu Normen und transparenten Umgang mit neuen Technologien zwischen unterschiedlichen Stakeholdern.

# HGÜ-GIS als Beitrag für zukunftssichere Energiesysteme

**Maria Kosse**  
Siemens Energy  
maria.kosse@siemens-energy.com  
Deutschland

**Karsten Juhre**  
Siemens Energy  
karsten.juhre@siemens-energy.com  
Deutschland

## KURZFASSUNG

Gesellschaftliche Trends, wie Digitalisierung, künstliche Intelligenz, Konnektivität, Globalisierung und Elektrifizierung, lassen einen wachsenden Bedarf an elektrischer Energie erwarten. Im Kontext der global notwendigen Reduktion von Treibhausgasemissionen bedeutet dies vor allem eine Steigerung der Energieeffizienz und die Nutzung des durch regenerative Energien erzeugten Stroms, insbesondere auch übergreifend für den Wärme- und den Verkehrssektor, um unabhängig von der Volatilität von Sonne und Wind zu werden. Um die dazu erforderlichen Energiesysteme zukunftssicher zu gestalten, müssen diese nicht nur nachhaltig und zuverlässig, sondern auch wirtschaftlich und letztlich gesellschaftlich akzeptiert sein. Der Technologie der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) kommt dabei eine besondere Rolle zu, da sie die Integration der in großer Entfernung vom Festland erzeugten Windenergie ermöglicht und den Austausch hoher Energiemengen über große Entfernungen innerhalb eines Landes oder über Ländergrenzen hinweg gewährleistet.

Die im Rahmen der HGÜ erforderlichen Umrichter- und Übergabestationen können, insbesondere bei hohen Übertragungsspannungen, erhebliche Dimensionen erreichen. Bestehen Anforderungen an eine kompakte Bauweise, um den Flächenverbrauch zu minimieren und eine ästhetische Stationsplanung zu ermöglichen, so kann eine gasisolierte Ausführung (GIS) von HGÜ-Komponenten Vorteile gegenüber luftisolierten Anlagen haben. Jahrzehntelange Betriebserfahrungen im AC-Bereich weisen GIS allgemein eine hohe Zuverlässigkeit bei geringem Wartungsbedarf, sowie die weitgehende Unabhängigkeit von äußeren Bedingungen nach.

Zur Netzanbindung in der Nordsee hat sich bis 900 MW die Spannungsebene  $\pm 320$  kV etabliert. Erstmals wird dabei für DolWin6 eine HGÜ-GIS im *DC switchyard* zwischen Umrichterrosseln und DC-Kabeln eingesetzt, um die Größe der Offshore-Umrichterstation zu reduzieren. Zur Erhöhung der Nachhaltigkeit zukünftiger  $\pm 320$ -kV-Projekte wurde in einer Machbarkeitsstudie die grundsätzliche Eignung von Clean Air anstelle von Schwefelhexafluorid in HGÜ-GIS untersucht und bestätigt.

Um entfernt liegende Gebiete mit Windparks zu erschließen, wird die Spannungsebene  $\pm 500$  kV genutzt, sodass bis zu 2000 MW mit nur einem DC-Kabelsystem übertragen werden können. Unter Berücksichtigung der Schlagweiten ist eine Ausführung der Offshore-Umrichterstation im Bipolbetrieb mit luftisolierten Komponenten sehr raumfordernd. Wird dann eine HGÜ-GIS nicht nur im *DC switchyard*, sondern bereits zwischen den Umrichtertransformatoren und den Gleichrichtern eingesetzt, so muss das Isoliersystem für die Mischspannungsbelastung aus AC- und DC-Anteilen geeignet sein.

Im Leistungsbereich von 2000 MW liegen auch die geplanten deutschen HGÜ-Übertragungsstrecken SuedLink und SuedOstLink. Entsprechend des gesetzlich geregelten Erdkabelvorrangs sind lange DC-Kabelstrecken in Planung. Die DC-Kabel werden dabei in Abschnitte bestimmter Länge geteilt, um eine Inbetriebnahme mit AC-Spannung, eine Kabelfehlerortung sowie die klare Trennung zwischen unterschiedlichen Kabellieferanten zu ermöglichen. Diese Kabelabschnittsstationen umfassen eine Funktionalität, die auch mit HGÜ-GIS abgedeckt werden kann, um den Flächenverbrauch zu reduzieren. Das erforderliche Schnittstellenelement zum DC-Kabel, der gasisolierte DC-Kabelanschluss, wurde erfolgreich typgeprüft und steht damit bis  $U_0 = \pm 525$  kV zur Verfügung.

Gasisolierte Anlagen für den Einsatz unter hoher Gleichspannung leisten demnach als kompakte und zuverlässige Betriebsmittel einen Beitrag zu zukunftssicheren Energiesystemen.

## **Dielektrische Prüfung von HGÜ-GIS**

**Philipp Wenger**

Universität Stuttgart

Philipp.wenger@ieh.uni-stuttgart.de  
Germany

**Stefan Tenbohlen**

Universität Stuttgart

Stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de  
Germany

**Michael Beltle**

Universität Stuttgart

Michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de  
Germany

**Uwe Riechert**

HITACHI ABB Power Grids

Switzerland  
Uwe.rieichert@ch.abb.com  
Schweiz

### **KURZFASSUNG**

Der zuverlässige und sichere Einsatz von Hochspannungsbetriebsmitteln erfordert ein fehlerfreies Isolationssystem. Für Wechsellspannungskomponenten existiert seit Jahrzehnten ein umfangreiches Normenwerk, welches angelegte Spannungsform und Prüfpegel, sowie Mess- und Auswerteequipment festlegt, um etwaige Defekte frühzeitig während Abnahmeprüfungen oder bei laufendem Betrieb zu erkennen. Für HGÜ-GIS gibt es aktuell lediglich Empfehlungen zur Durchführung von dielektrischen Prüfungen einzelner Komponenten im Werk und des Gesamtaufbaus im Feld.

Als besonders kritisch für die Isolationsfestigkeit gilt der Gas-Feststoff-Übergang an Stütz- und Schottisolatoren, sowie metallische Störstellen, die unter dem Einfluss des elektrischen Gleichfelds in Bewegung geraten und Teilentladungen und in der Folge Durchschläge verursachen können.

Diese Arbeit gibt einen Überblick über den aktuellen Stand verschiedener HGÜ-Projekte:

Es wird zum einen auf dielektrische Prüfungen von Epoxid-Verbundstoffisolatoren eingegangen. Zum anderen wird eine Langzeituntersuchung einer Prototypen-Installation vorgestellt, die alle Schlüsselkomponenten einer HGÜ-GIS enthält. Der Test simuliert den langfristigen, unterbrechungsfreien Betrieb bei Gleichspannung mit regelmäßiger transients Überspannung und kontinuierlichem Teilentladungsmonitoring. In einem dritten Forschungsgebiet werden frei bewegliche Partikel hinsichtlich ihres Bewegungsverhaltens und ihrer TE-Aktivität untersucht. Durch die Kombination von Hochgeschwindigkeitskamerabildern und zeitsynchroner UHF-TE-Messung kann zwischen verschiedenen Bewegungsmustern unterschieden werden, die sich unterschiedlich auf die Isolationsfestigkeit der Anlage auswirken.

# 1 EINLEITUNG

Der steigende Energiebedarf und die notwendige Anbindung dezentraler Erzeuger aus erneuerbarer Energie erfordert die Erhöhung der Übertragungskapazität des elektrischen Transportnetzes, sowie punktuelle Anbindungen an das Übertragungsnetz. Gleichzeitig treiben angestrebte Kostensenkungen und der Einsatz umweltfreundlicherer Technologie die Entwicklung neuer gasisolierter HGÜ-Systeme voran. Die notwendige Infrastruktur der Energiewende soll teilweise durch den Einsatz von Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)-Technologien bereitgestellt werden. SF<sub>6</sub>-isolierte metallgekapselte Schaltanlagen (GIS) und Leiter (GIL) gelten aufgrund ihrer dielektrischen Eigenschaften, Robustheit gegenüber äußeren Einflüssen und langen Betriebserfahrung in Wechselspannungsnetzen als zuverlässige Komponenten der Energieversorgung. Durch Kombination der beiden Schlüsseltechnologien kann eine kompakte Bauform realisiert werden, die dem Einsatz in urbanem Gebiet und auf Offshore-Konverterplattformen entgegenkommt. Die Isolator- und Elektrodengeometrien von Wechselspannungsanlagen sind entsprechend der zu erwartenden kapazitiven Feldverteilung und transienten Überspannungen optimiert. Um GIS und GIL auch bei der HGÜ einsetzen zu können, müssen Dimensionierung und Materialzusammensetzungen angepasst werden. Bei Gleichspannungsbeanspruchung wird die resistive Feldverteilung von der temperaturabhängigen Leitfähigkeit des Isoliersystems beeinflusst. Dadurch kann es zu einer Erhöhung des elektrischen Felds in Bereichen kommen, in denen die Temperatur geringer ist. Der Übergang von kapazitiver zu resistiver, stationärer Feldverteilung, die bei HGÜ-Komponenten im Betrieb erwarten werden, kann Tage bis Monate beanspruchen [1]. Darüber hinaus beeinträchtigen Raum- und Oberflächenladungen, die während der Übergangsphase oder durch Teilentladungen (TE) entstehen, die dielektrische Festigkeit der Anlage. Nach Erreichen des stationären Zustands muss der Einfluss transientser Überspannung auf das Isolationsvermögen berücksichtigt werden. Mit Hilfe von Multiphysik-Simulationswerkzeugen ist die Analyse der Temperatur- und elektrischer Feldverteilung mit hoher Genauigkeit möglich, wobei folgende Parameter berücksichtigt werden: temperatur- und feldabhängige Eigenschaften der Isoliermaterialien, Akkumulation von Raum- und Oberflächenladungen und die Überlagerung von Gleich- und Impulsspannungen [2].

Neue Schott- und Stützisolatoren für gasisolierte HGÜ-Systeme werden durch geometrische Optimierung und vergossene Steuerelektroden angepasst. Mit zusätzlichen Modifikationen an den Schnittstellenkomponenten, wie z.B. dem Kabelabschluss und mit der Entwicklung spezieller Strom- und Spannungswandler ist es möglich, gasisolierte HGÜ-Systeme sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Anwendungen einzusetzen [3]. Die HGÜ-GIS-Technologie umfasst eine Reihe von Schaltanlagenkomponenten, die in Abbildung 1 dargestellt sind, wie z.B. Sammelschienen in koaxialer Elektrodenanordnung (A), Trenn- und Erdungsschalter (B), Durchführungen (C) und Kabelabschlüsse (D), Strom- (E) - und Spannungswandler (F); und Überspannungsableiter (G). Diese Komponenten können in verschiedenen HGÜ-Anwendungen unter anderem in HGÜ-Konverterstationen, HGÜ-Schaltanlagen, gasisolierten Übertragungsleitungen und Kabelüberführungsstation eingesetzt werden.

Auf der Grundlage von Studien zur Isolationskoordination wurden Prüfwerte und -abläufe definiert, die alle technischen Aspekte berücksichtigen. Um die Zuverlässigkeit der Anlagen zu demonstrieren werden spezielle Prüfprozedere und aufwändige Langzeitstudien erstellt. In diesem Beitrag werden, die im Rahmen des europäischen Projekts PROMOTIoN gemäß Tabelle 1 durchgeführten Abnahme- und Langzeitprüfungen vorgestellt. Das geprüfte gasisolierte HGÜ-System wurde erstmals im Jahr 2013 vorgestellt [2]. Basierend auf den Entwicklungs- und Forschungsergebnissen wurden folgende dielektrische Prüfungen durchgeführt:

- Gleichstrom-Stehspannungsprüfung (Dauer 2 Stunden)
- Blitz- und Schaltstoßspannungsprüfung
- Überlagerte Blitzstoßspannungsprüfungen (bipolare und unipolare Überlagerung)
- Überlagerte Schaltimpulsspannungsprüfungen (bipolare und unipolare Überlagerung)
- Tests zur Polaritätsumkehrung

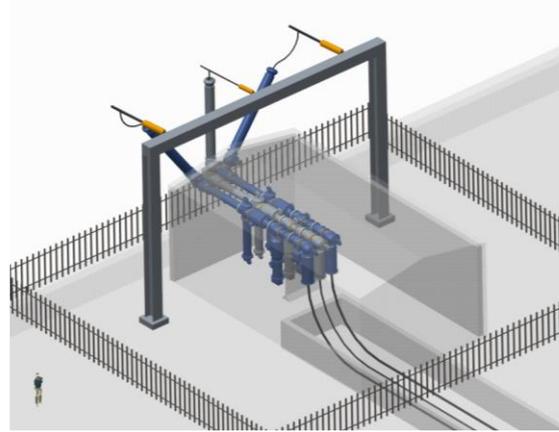
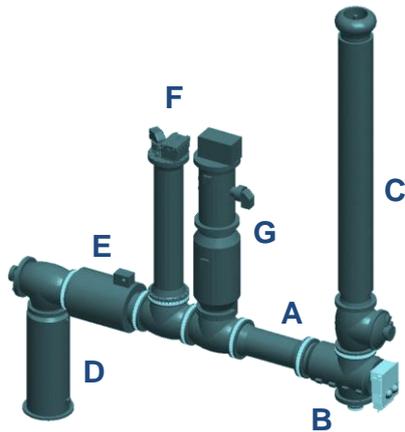


Abbildung 1. Links: HGÜ-GIS Komponenten  
Rechts: Exemplarischer Aufbau einer Kabelüberföhrungsstation

Tabelle 1 Spezifikation der von HITACHI ABB POWER GRIDS entwickelten Hochspannungs-Gleichstrom-GIS

Rating	320 kV / 350 kV	Unit
Nennleichspannung $U_r$	$\pm 320$	kV <sub>dc</sub>
Bemessungleichspannung $U_m$	$\pm 350$	kV <sub>dc</sub>
Bemessungs-Stehblitzstoßspannung	$\pm 1050$	kV
Überlagerte Bemessungs-Stehblitzstoßspannung		
Blitzstoßspannungsanteil	$\pm 1050$	kV
Gleichspannungsanteil	$\pm 350$	kV <sub>dc</sub>
Bemessungs-Stehschaltstoßspannung	$\pm 950$	kV
Überlagerte Bemessungs-Stehschaltstoßspannung		
Schaltstoßspannungsanteil	$\pm 950$	kV
Gleichspannungsanteil	$\pm 350$	kV <sub>dc</sub>
Bemessungs-Kurzzeit-Stehgleichspannung $U_{DC}$	$\pm 610$	kV <sub>dc</sub>

Neben Fehler in Feststoffisolatoren stellen vor allem frei bewegliche Partikel eine Fehlerquelle in GIS dar. Metallpartikel können während der Herstellung, Transport und Montage, aber auch während des Betriebs, z.B. durch Abrieb bei Schaltheandlungen in die Anlage gelangen. Bewegliche Metallpartikel, die entsprechend ihres Bewegungsmusters Teilentladungen (TE) emittieren, stellen eine große Gefahr für die Isolationsfestigkeit dar, da diese zu einer Überbrückung der Isolationsstrecke und damit zum Durchschlag innerhalb der Anlage führen können. Teilentladungsquellen emittieren elektrische, elektromagnetische, optische und akustische Signale, die zur Identifikation und gegebenenfalls zur Ortung des Fehlers herangezogen werden können [4]. Oft treten Teilentladungen vor dem vollständigen Versagen des Isolationssystems auf. Mit Hilfe der Teilentladungsmessung ist es somit möglich, die Qualität des Isolationssystems zu beurteilen. Die messtechnische Erfassung und Charakterisierung von TE in HDÜ-GIS ist in der IEC 60270 normativ verankert [5]. Die für Wechselspannung gültigen Messmethoden und Auswerteverfahren lassen sich jedoch nur bedingt auf Gleichspannungsanwendungen übertragen. Für gasisolierte HGÜ-Systeme existieren bis heute keine standardisierten Methoden, um unterschiedliche Teilentladungsquellen zu messen, zu detektieren und zu analysieren. In diesem Beitrag werden die Bewegungsmuster frei beweglicher Partikel anhand von Aufnahmen einer Hochgeschwindigkeitskamera und zeitsynchronen UHF-TE-Messungen untersucht. Partikelbewegungen und TE-Signale stehen in einem gegenseitigen Abhängigkeitsverhältnis. Bei Partikelbewegungen nahe den Elektroden kommt es aufgrund der Felderhöhung zu TE. Gleichzeitig bilden sich aufgrund der TE Raumladungszonen im Gasraum aus, die wiederum die Kräfte und damit die Bewegung der Partikel beeinflussen [6].

Bei Beanspruchung von Gas-Feststoff Isolation mit Gleichspannung ergeben sich Feldverteilungen, die bei Wechselspannung nicht auftreten. Die zugrundeliegenden physikalischen Phänomene müssen je nach Betriebsfall separat betrachtet werden. Bei Wechselspannung- oder direkt nach Anlegen einer Gleichspannung, wie zum Beispiel nach Zuschalten einer HGÜ-Leitung, Umpolung oder transienten Ausgleichsvorgängen bilden sich dielektrische Verschiebungsfelder aus, die von den materialspezifischen Permittivitäten und Kapazitäten abhängen. Zusätzlich werden Ladungsträger durch die wirkenden Polarisationsmechanismen  $P(t)$  im elektrischen Feld ausgerichtet und verschoben [7]. Die Änderung des elektrischen Felds hat eine Verschiebungsstromdichte gemäß

$$\vec{J}(t) = \vec{D}(t) + P(t) = \epsilon_r \epsilon_0 \frac{\partial \vec{E}(t)}{\partial t} + \frac{\partial P(t)}{\partial t}$$

Bei langer Zeit anliegender Gleichspannung stellt sich ein stationäres Strömungsfeld ein, das im Wesentlichen von den temperatur- und feldstärkeabhängigen Leitfähigkeiten  $\kappa(T)$  des Isolationssystems bestimmt wird. Die angelegte Spannung resultierend in einen resistivem Leitungsstrom, dessen Leitungsstromdichte bestimmt sich zu:

$$\vec{J} = \kappa(T) \vec{E}$$

Abhängig von externen Faktoren wie Materialtemperatur und elektrischer Feldstärke kann der Übergang von kapazitiver zu resistiver Feldverteilung Tage bis Monate benötigen. Während des Übergangszustands kommt es aufgrund von Materialinhomogenitäten und Felderhöhungen zu Polarisationsvorgängen und Ladungsträgerdrifts, die zur Bildung von Flächen- und Raumladungszonen im Gas, Feststoff und an den Grenzflächen beitragen. Vor allem die im Gas erzeugten freien Ladungsträger werden durch die aufgrund des elektrischen Felds hervorgerufener Coulomb Kraft entlang der elektrischen Feldlinien bewegt. Durchlaufen diese Feldlinien die Oberfläche von Feststoffisolationen, wie Stütz- und Schottisolatoren, kann durch die Ladungsträgeransammlungen die Durchschlagsspannung signifikant herabgesetzt werden. Feldemissionen und Teilentladungen, wie sie bei festen und freibeweglichen Störstellen auftreten, erzeugen zusätzliche Ladungsträger, die auch lange nach Erreichen der quasistationären Bedingung die Feldverteilung in den Isoliermedien lokal ändern können. Entscheidend für die Ladungsträgerdichte auf Isolatoroberflächen ist die Position und die TE-Aktivität der Störstellen. Bei frei beweglichen Partikeln ist die TE-Aktivität stark von der Bewegungsform und damit mit der vorherrschenden makroskopischen Feldverteilung abhängig.

## 2 DIELEKTRISCHE PRÜFUNG

Die Fehlermechanismen von HDÜ-GIS sind aufgrund langjähriger Betriebs- und Herstellungserfahrungen hinreichend bekannt. Durch Qualitätssicherung während der Fertigung und Montage wird versucht, potentielle Fehlstellen zu vermeiden oder zu eliminieren. Um mögliche Defekte frühzeitig erkennen zu können, werden verschiedene dielektrische Prüfungen und Diagnosemessungen vor der Inbetriebnahme und während des Betriebs eingesetzt. Neben den bereits in der IEC-Norm 62271-1 verankerten Anforderungen, an sowohl Wechsel- als auch Gleichspannungs-GIS, wie mechanische Belastungstest und Dichtigkeitsprüfungen, fehlen aktuell Standards, die ein Prüfprozedere der dielektrischen Eigenschaften von HGÜ-GIS definieren. Aktuell können sich Anlagenhersteller und Betreiber an der Empfehlung der CIGRE JWG D1/B3.57 orientieren, die auf Basis von Laborversuchen und Betriebserfahrung eine Abfolge von dielektrischen Prüfungen erarbeitet hat, um eine Abnahmeprüfung für Prototypen zu definieren [2]. Bevor die einzelnen GIS-Komponenten an ihren Einsatzort transportiert werden, können viele Komponenten bereits im Werk vormontiert und Qualitätsprüfungen unterzogen werden. Stütz- und Schottisolatoren werden typischerweise hinsichtlich ihres Isolationsvermögens geprüft. Nichtsdestotrotz ist eine finale Abnahmeprüfung im Feld unabdingbar.

### 2.1 Spezielle Isolations-Prüfung für HGÜ-Feststoffisolatoren

Bei angelegter Gleichspannung bestimmt die vergleichsweise geringe effektive Leitfähigkeit der mit Aluminiumoxid gefüllten Epoxid-Verbundfeststoffisolation die Übergangszeit von kapazitiver zu ohmscher Feldverteilung im System mit der Zeitkonstante  $\tau_{RC}$ . Temperaturgradienten zwischen dem aktiven Innenleiter und der Kapselung, die im Betrieb auftreten, bedingen dabei lokale Unterschiede bei den Zeitkonstanten. In Bereichen höherer Temperatur geschieht die Feldumwandlung schneller als in

den kühleren Regionen im Bereich der Kapselung. Diese Unterschiede müssen bei den Prüfungen berücksichtigt werden. Während der Übergangsphase unterliegt das elektrische Feld an den Isolatoroberflächen starken Schwankungen über der Zeit. Deshalb werden aufgrund fehlender Betriebserfahrung mit HGÜ-GIS spezielle Prüfzyklen für Isolatoren vorgeschlagen, um die dielektrische Festigkeit unter Betriebsbedingungen nachzuweisen. Im Rahmen der CIGRE JWG D1/B3.57 wird eine Prüfung, mit besonderem Schwerpunkt auf Feststoffisolatoren, der sogenannte Isolationssystemtest vorgeschlagen. Beim Isolationssystemtest werden typischerweise mehr als 10 Isolatoren in realistischer Anordnung getestet, siehe Abbildung 2. Eine dielektrische Routineprüfung oder Vorkonditionierung wird vor Beginn der Prüfung des Isolationssystems durchgeführt. Das vollständige Prüfprozedere ist in Tabelle 2 dargestellt.

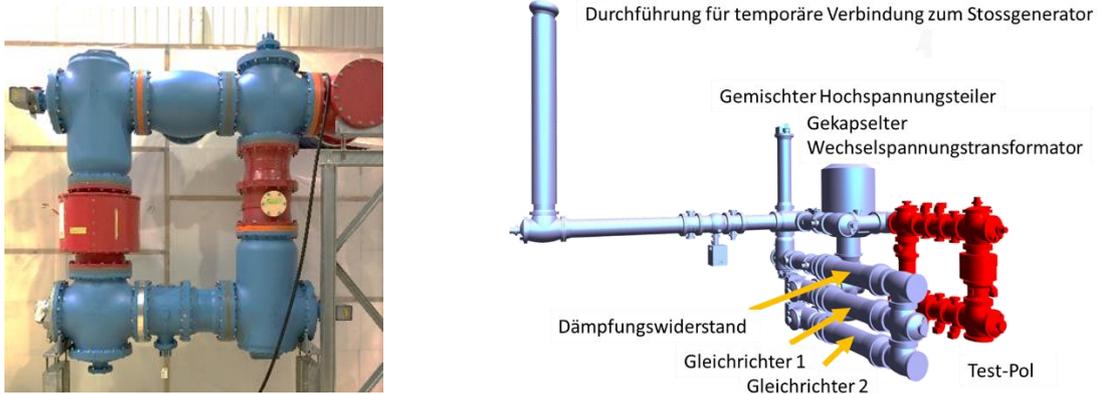


Abbildung 2. Links: Gleichspannungsisolationssystem - Prüfaufbau zur Prüfung verschiedener Isolatoren (Schott- und Stützisolatoren, Antriebstangen)  
Rechts: Gasisolierte Versuchsanordnung (rechts)

Tabelle 2 CIGRE JWG D1/B3.57 Vorschlag eines Isolationstest für HGÜ-Isolatoren

Prüfung	Bedingung		
	Prüfwerte	Lastzyklus	Bemerkung
Vortest	Erwärmung Dielektrische Vortests		
Langzeitprüfung mit Stehgleichspannung	Maximal zulässige Dauerbetriebsspannung (-)	HL	Prüfzeit $t_{DC}$
Blitzstoßüberlagerungsprüfung (bipolare und unipolare Überlagerung) Schaltstoßüberlagerungsprüfung (bipolare und unipolare Überlagerung)	Bemessungsspannung	HL	
Polaritätswechsel		HL	
Langzeitprüfung mit Stehgleichspannung	Maximal zulässige Dauerbetriebsspannung (+)	HL	Prüfzeit $t_{DC}$
Blitzstoßüberlagerungsprüfung (bipolare und unipolare Überlagerung) Schaltstoßüberlagerungsprüfung (bipolare und unipolare Überlagerung)	Bemessungsspannung	HL	

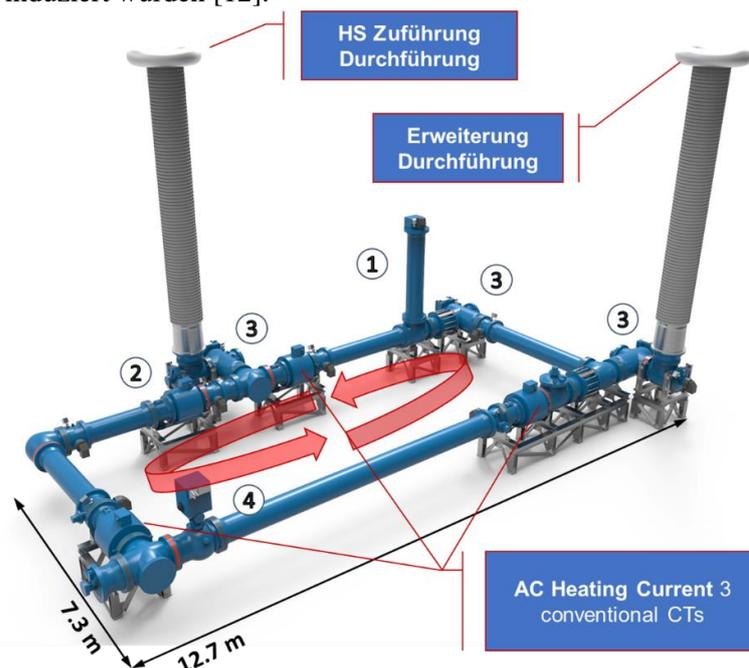
Die Zeitdauer  $t_{DC}$  der Langzeit-Gleichspannungsprüfung hängt von der Übergangszeit  $\tau_{RC}$  von kapazitiver zu ohmscher Feldverteilung ab und wird vor Beginn der Prüfung bestimmt. Der Übergang selbst hängt von der lokalen Temperaturverteilung, die auf der Isolatoroberfläche ermittelt wird. Entscheidend zur Bestimmung der Prüfzeit sind dabei niedrigsten Temperaturen, da sich der Übergang zur ohmschen Feldverteilung sehr langsam vollzieht. Dabei ist es möglich, durch eine erhöhte Umgebungstemperatur die Prozesse zu beschleunigen und damit die Prüfzeit zu verkürzen. Basierend auf einer vollständigen Simulation der Spannungsfestigkeit auf der Isolatoroberfläche und dem Einfluss

der Umgebungstemperatur wird die Testzeitdauer  $t_{DC}$  dann bestimmt. Die Prüfzeit  $t_{DC}$  so gewählt, dass an jeder Position der Isolatoroberfläche mindestens 90% des stationären Endwertes der Feldstärke bei Gleichfeldbeanspruchung erreicht werden [8]. Für die hier verwendeten Isolatoren auf Epoxidharzbasis ergibt sich eine Prüfzeit  $t_{DC}$  von 30 Tagen [9].

Der Test des Isolationssystems wird unter voller thermischer Last, d.h. bei maximaler Temperatur am Innenleiter durchgeführt. Nach einer Aufheizphase wird die maximale Leitertemperatur und der maximale Temperaturgradient entlang der Isolatoroberfläche erreicht und über die gesamte Dauer der Prüfung beibehalten. Der induzierte Strom ist während des Tests typischerweise etwas höher als der Nennstrom von  $I = 4000$  A und wird während des Tests aufgrund der sich ändernden Umgebungstemperaturbedingungen angepasst, um die Leiter- und Gehäusetemperatur auf den vorher definierten Sollwerten zu halten. Während des gesamten Tests werden Teilentladungen (UHF-TE-Überwachung), Temperatur (Umgebung und Prüfling), Prüfstrom und Prüfspannung überwacht und die Messdaten aufgezeichnet. Die gemessenen Temperaturen werden mit den Daten aus Kalibrierungsmessungen früherer Dauerstromtests verglichen.

## 2.2 Abnahme- und Langzeitprüfung einer HGÜ-GIS im Rahmen des Projekts „PROMOTIoN“

PROMOTIoN war ein Projekt der Europäischen Union im Rahmen von HORIZON 2020, das darauf abzielte, vermaschte HGÜ-Hochsee-Netze auf Basis kosteneffizienter und zuverlässiger technologischer Innovationen zu entwickeln [10]. Im Rahmen des Projekts wurde auch eine HGÜ-GIS einer Abnahmeprüfung unter realen Bedingungen unterzogen. Um Langzeiteffekte zu berücksichtigen, die im Betrieb auftreten könnten, wurde die Prüfung um eine Langzeituntersuchung erweitert. Ziel der durchgeführten Entwicklungs- und Typprüfungen war es, den Technologie-Reifegrad (Technology Readiness Level = TRL) von HGÜ-GIS in einem unabhängigen Prüflabor auf Stufe 8 von 9 (System vollständig und qualifiziert) zu erhöhen [11]. Der Prüfaufbau bestand aus einer 350-kV-HGÜ-GIS, die in Abbildung 3 dargestellt ist. Um einen realistischen Prüfaufbau zu gewährleisten, enthielt der Prüfpol alle Schlüsselkomponenten eines gasisolierten HGÜ-Systems, wie z.B. mehr als 30 m Leitung, Gleichspannungswandler (RC-Teiler) ①, Gleichstromwandler (Zero-Flux Stromwandler) ②, Trenn- und Erdungsschalter ③ und kurzschlussfeste Schnellerdungsschalter ④, sowie verschiedene Monitoringsysteme (vgl. Abbildung 3 und Abbildung 4). Aus dielektrischer Sicht waren alle Feststoff-Isolationssysteme (Schott- und Stützisolatoren, Schaltstangen, R- und C-Elemente im RC-Teiler) enthalten und waren den Belastungen im Betrieb ausgesetzt. Die Gleichspannung (420 kV für die Langzeitphasen, um 20% gegenüber der Bemessungsgleichspannung erhöht) war an eine Gas-Luft-Durchführung angelegt, während Heizströme von bis zu 4000 A über Stromwandler in den Sammelschienenring induziert wurden [12].



*Abbildung 3. Prüfaufbau des Prototyps der HGÜ-GIS im Rahmen des Projekts PROMOTIoN*

Die eigentliche Langzeitprüfung, des Prototypen-Installationstest bestand aus sechs 60-Tage-Blöcken mit konstanter Strombelastung und zwei zusätzlichen 15-Tage-Blöcken mit definierten Lastzyklen mit erhöhter Gleichspannungsbelastung, die jeweils durch Schaltstoß- bzw. Blitzstoßspannungsüberlagerungen abgeschlossen wurden (Abbildung 5). Somit wird der Prüfaufbau insgesamt mehr als ein Jahr mit Gleichspannung belastet. Der in der Abbildung 5 dargestellte Test begann Ende 2018 und konnte im Sommer 2020 erfolgreich abgeschlossen werden.



*Abbildung 4. GIS-Prototyp-Installationstest: Foto vom Aufbau*

Der Prototypen-Installationstest simuliert dabei den langfristigen, unterbrechungsfreien Betrieb bei Gleichspannung mit regelmäßiger transienter Überspannung durch Schaltvorgänge oder Blitzeinschläge. Alle Kombinationen von Spannungspolarität und Lastzyklen (Maximale Last; HL bei Betriebstemperatur und Null-Last; ZL mit Isolationssystem bei Umgebungstemperatur) wurden durch Wiederholung von Zyklen und anschließend kürzeren Teillastzyklen (LC) geprüft.

Um der deutlich unter der typischen GIS-Lebensdauer von 40 Jahren liegenden Prüfzeit Rechnung zu tragen, wurde das Gleichspannungsniveau in der Langzeitphase auf 20% über dem Nennwert erhöht. Mechanische Schaltungen der Trenner und Leistungsschalter wurden nach jedem Block vorgesehen. Kompensationszeiten für kurzzeitige (max. drei Tage) Spannungsunterbrechungen aufgrund von Stromausfällen im Labor oder der Handhabung der Geräte im Labor waren definiert. Um die Lastfälle (HL, LC) zu prüfen und die entsprechenden Temperaturdifferenzen auf den Isolatoren in der GIS zu erreichen, wurde konventionelle Stromwandler genutzt, um einen Wechselstrom im Prüf-Ring zu erzeugen.

Mit dem erfolgreichen Abschluss des Langzeittestes in einem unabhängigen Labor mit Begutachtung von externen Beratern konnte nachgewiesen werden, dass eine HGÜ GIS in der Lage ist, allen betriebsnahen Belastungen zu widerstehen. Dem erfolgreichen Einsatz von HGÜ gasisolierten Systemen steht damit aus technologischer Sicht nichts mehr entgegen.

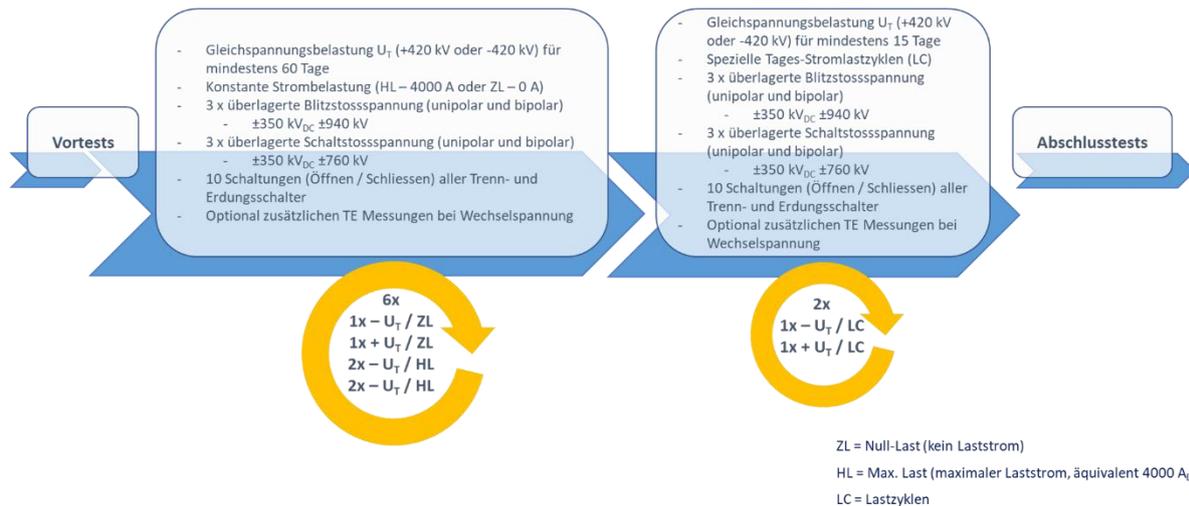


Abbildung 5. GIS-Prototyp-Installationstestverfahren, Spannungs- und Stromwerte, die für den Test des HGÜ-GIS von HITACHI ABB POWER GRIDS verwendet werden; Langzeit-Spannungstest: min. 390 Tage bei der Prüfung Gleichspannung  $U_T = 420 \text{ kV}$

### 2.3 Teilentladungsmessung an HGÜ-GIS

Für HGÜ-Systeme existieren bis heute keine standardisierten Methoden, um unterschiedliche Teilentladungsquellen zu detektieren und zu identifizieren. Die für Wechselspannung gültigen Messmethoden und Auswerteverfahren lassen sich nur bedingt auf Gleichspannungsanwendungen übertragen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3 Qualitative Abschätzung der TE- Defekterkennung bei Abnahmeprüfungen im Werk (FAT) und vor Ort (SAT) in GIS [13]

Defekttyp	FAT		SAT	
	WS	GS	WS	GS
	IEC 60270	IEC 60270	UHF	UHF
Feste Störspitze	+ ... -/+ <sup>o</sup>	-	+ ... -/+ <sup>o</sup>	-
Freies Potential	+	-	+	-
Lunker	-/+	-	-/+	-
Partikel auf Isolator	+ ... -/+ <sup>o</sup>	-	-/+	-
Freibewegliches Partikel	+	-/+	+	-/+

+ / - ... effektiv / nicht effektiv  
 FAT ... Werksabnahmeprüfung (Factory Acceptance Test)  
 SAT ... Vor-Ort Abnahmeprüfung (Site Acceptance Test)  
 ° ... sehr kleine, aber kritische Größe der Fehlstelle

Neben der bereits früh etablierten elektrischen Teilentladungsmessung stehen weitere unkonventionelle Messsysteme zur Verfügung:

- Akustische Messung mit piezoelektrischen Beschleunigungssensoren
- Optische Erfassung durch Photomultiplier und Kamerasysteme
- Messung des Stromsignals mittel Stromzangen
- Auswertung der Gaszersetzungsprodukte durch Gaschromatographie
- UHF Messung mit eingebauten Sensoren und Antennen

#### 2.3.1 Bewegung und TE-Aktivität frei beweglicher Partikel

Frei bewegliche Partikel können in Wechselspannungs-GIS mit akustischen Sensoren gut detektiert werden, da das Partikel hauptsächlich auf der Kapselung springt [14]. In Kombination mit konventioneller, elektrischer TE-Messtechnik gemäß IEC 60270 und nachfolgender Signalverarbeitung kann darüber hinaus die Partikelmasse und –geometrie abgeschätzt werden [15]. Unter dem Einfluss des elektrischen Gleichfeldes neigen Partikel jedoch dazu, Fireflybewegungen vor allem am Innenleiter

auszuführen, wenn dieser mit Spannung negativer Polarität beaufschlagt wird. In diesem speziellen Fall kann eine Bewegung meistens nicht mit akustischen Sensoren erfasst werden. Grund hierfür ist die hohe Dämpfung des akustischen Signals entlang des Ausbreitungsweges durch das Gas oder der Isolatoren. UHF-Messtechniken hingegen sind geeignet, um alle Variationen der Bewegungsmuster unter Gleichspannung von wenigen Millimeter großen Metallpartikel aufgrund des guten Signal-Rausch-Verhältnis (SNR) zu erfassen. Die Bewegung von Partikeln kann hinsichtlich der Sprungamplitude und des TE-Signals in verschiedene Muster unterteilt werden. Partikelgeometrie, Masse und Materialzusammensetzung sowie externe Parameter wie Gasdruck, angelegte Spannung und Polarität, sowie lokale Ladungsträgeransammlung / Raumladungszonen beeinflussen das Abheben und die Bewegung der Partikel.

### 2.3.2 Partikelbewegung bei Gleichspannung

Auf der Oberfläche eines leitfähigen, freibeweglichen Partikels, das auf der Kapselung liegt, sammeln sich Ladungsträger, abhängig von dem auf das Partikel wirkende elektrische Feld und der Partikelgeometrie. Übersteigt die auf das Partikel wirkende Coulombkraft  $F_{el}$  die Gravitationskraft  $F_G$ , beginnt es sich aufzurichten, hebt vom Boden der Kapselung ab und bewegt sich in den Gasraum hinein. Bei angelegter Wechselspannung oszilliert das Partikel mit einer Frequenz von 50/60 Hz über lange Zeiträume (bis zu einigen hundert Millisekunden) in der Nähe des Gehäuses und überquert den Gasraum nur selten vollständig [16]. Abbildung 6 zeigt das Bewegungsmuster freibeweglicher Partikel unter Wechsel- bzw. Gleichspannungsbelastung in einer GIS.

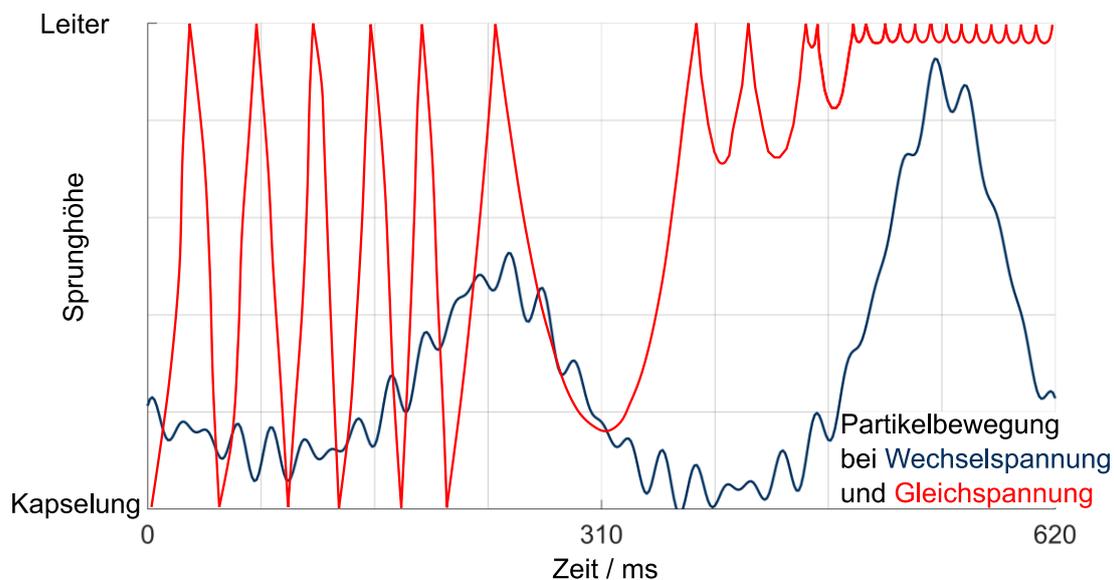


Abbildung 6. Vergleich der Partikelbewegung unter dem Einfluss des elektrischen Felds  
 Rot: aufgezeichnete Partikelbewegung unter Gleichspannung  
 Blau: exemplarisch dargestellte Partikelbewegung unter Wechselspannung

Das Bewegungsverhalten frei beweglicher Partikel unter Gleichspannungsbelastung kann in drei grundsätzliche Arten unterteilt werden: Springen zwischen den Elektroden, Schweben im Elektrodenzwischenraum und das Springen an einer Elektrode (Firefly).

Bei angelegter Gleichspannung durchqueren Partikel unmittelbar nach dem Abheben den Gasraum und treffen auf den Innenleiter (Abbildung 7). Das Partikel hebt bereits während der Aufrichtbewegung ab, da sich das Partikel durch die exponiertere Position bereits im Bereich höherer Feldstärke befindet. Dadurch werden weitere Ladungsträger auf der Oberfläche akkumulieren und die Kraftwirkung auf das Partikel größer. Die Feldstärke, die notwendig ist, um die Partikelbewegung zu initialisieren, ist um bis zu 2-3-mal höher als die Aussetzfeldstärke, bei der die Partikelbewegung zum Erliegen kommt [17]. Entsprechend groß ist der Unterschied zwischen TE-Einsatzspannung und TE-Aussatzspannung. Kurz vor dem Kontakt des Partikels mit der Innenelektrode kann zum ersten Mal ein TE-Signal mit der UHF-Methode detektiert werden. Während der Durchquerung des Gasraums können mit keiner Messmethode Signale detektiert werden. Nach dem Aufschlagen am Innenleiter bewegt sich das umgeladene Partikel zurück zur Kapselung, wo es erneut umgeladen und abgestoßen wird, siehe Abbildung 7. Während sich

das Partikel in unmittelbarer Nähe zum Innenleiters befindet, können die TE-Pulsamplituden bis zu einer Magnitude größer sein als bei Partikel Aufenthalt an der Kapselung. Daher kann der Aufenthaltsort des Partikels anhand der TE-Signalamplitude abgeschätzt werden.

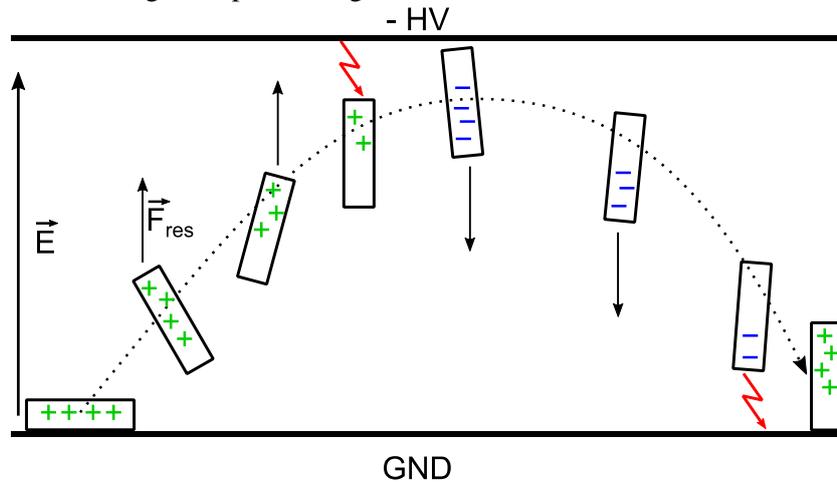


Abbildung 7. Bewegungseinsatz und Sprungbewegung bei angelegter Gleichspannung

Neben der Bewegung von einer Elektrode zur anderen, können weitere Bewegungsformen, wie beispielsweise Firefly auftreten. Der Übergang zwischen den einzelnen Bewegungsarten ist fließend und wird im Wesentlichen von der Höhe und Polarität der angelegten Gleichspannung bestimmt. Bei Firefly bewegt sich das Partikel mit schnellen, oszillierenden Sprüngen in kleinem Abstand an einer Elektrode und emittiert Licht und TE-Impulse mit hoher Repetitionsrate [6]. Wenn Startelektronen durch das lokal erhöhte elektrische Feld beschleunigt werden und auf  $\text{SF}_6$ -Moleküle treffen, werden Elektronen und positiv geladene Ionen erzeugt. Aufgrund der hohen Elektronenaffinität des  $\text{SF}_6$  binden sich die freien Elektronen wieder an ein neutrales  $\text{SF}_6$ -Molekül und bilden ein angeregtes, instabiles  $\text{SF}_6^-$ -Ion (Abbildung 8 b)). Wird nach einer kurzen Verweilzeit (im Bereich von  $t < 10^{-5}$  s) eine bestimmte Energiemenge entweder als Lichtquantum oder in Form von kinetischer Energie abgegeben, entsteht ein stabiles  $\text{SF}_6^-$ -Ion [18]. Durch das Abwandern der negativen  $\text{SF}_6^-$ -Ionen in Richtung Kapselung entsteht vor der der Anode zugewandten Partikelspitze ein positiv geladener Feldbereich (Abbildung 8 c)). Dichte und Ausdehnung dieser Raumladungszone hängt von der Partikelgeometrie, der Spannungspolarität und vom Isoliergasdruck ab. Die längliche Form der Zylinderpartikel mit spitzen Enden führt zu einer stark inhomogenen Feldverteilung und begünstigt dadurch die Bildung der Raumladungszone [19]. Bewegt sich das Partikel auf seinem Weg in Richtung der Gegenelektrode in diese Raumladungszone, wird es umgeladen und wird in entgegengesetzte Richtung beschleunigt. Firefly tritt normalerweise unabhängig von der Polarität, der am Innenleiter angelegten Spannung an der negativen Elektrode auf. In seltenen Fällen kann diese Bewegungsform auch am positiv geladenen Innenleiter beobachtet werden [20].

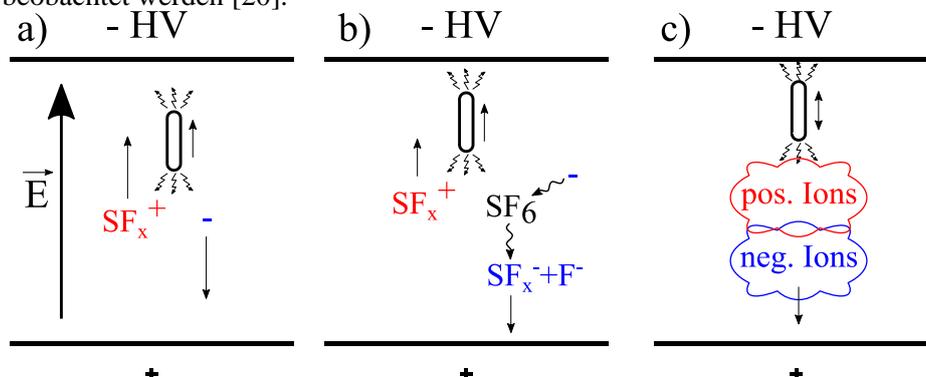


Abbildung 8. Generation der positiven Raumladungszone vor der elektrodenabgewandten Partikelspitze

- a) Elektronenablösung von  $\text{SF}_6$  Molekülen
- b) Generation von metastabilen  $\text{SF}_6^-$  Ionen durch Elektronenanlagerung an neutrale  $\text{SF}_6$  Moleküle
- c) Ausbildung der Raumladungszonen

Anhand des maximalen Abstands, der sich bei der Oszillation zwischen Partikel und Elektrode einstellt, können verschiedene Arten von Firefly unterschieden werden. Abbildung 9 zeigt die Korrelation der Partikelposition und des UHF-TE-Signalmusters während der Fireflybewegung. Wenn sich das Partikel dem Innenleiter nähert, treten V-förmige Pulsfolgen auf. Je näher das Teilchen der Elektrode kommt, desto kleiner werden die TE-Pulsamplituden und desto höher ist die Pulsfrequenz. Während das Partikel die Elektrode berührt, werden keine TE-Impulse gemessen. Die TE-Pulse treten wieder mit zunehmender Amplitude und abnehmender Repetitionsrate auf, sobald sich das Partikel von der Elektrode entfernt. Bei einem bestimmten Abstand von Partikel zu Elektrode setzt die TE erneut aus. Im Allgemeinen ist die Bewegung der Firefly stabiler, je kleiner die Sprungamplituden sind. Die Sprungamplitude ist eng mit der Generierung von Elektronen und Ionen, sowie der Dichte der Raumladungszone verknüpft. Vor allem Partikel mit geringer Masse und länglicher Geometrie entfernen sich oft nur wenige zehntel Millimeter von der Elektrode. Bei dieser Bewegung weist das TE-Signal keine pulsfreien Zeitabschnitte zwischen den V-förmigen Clustern auf. Firefly mit kleinen Sprungamplituden tritt vermehrt bei hoher Feldstärke auf.

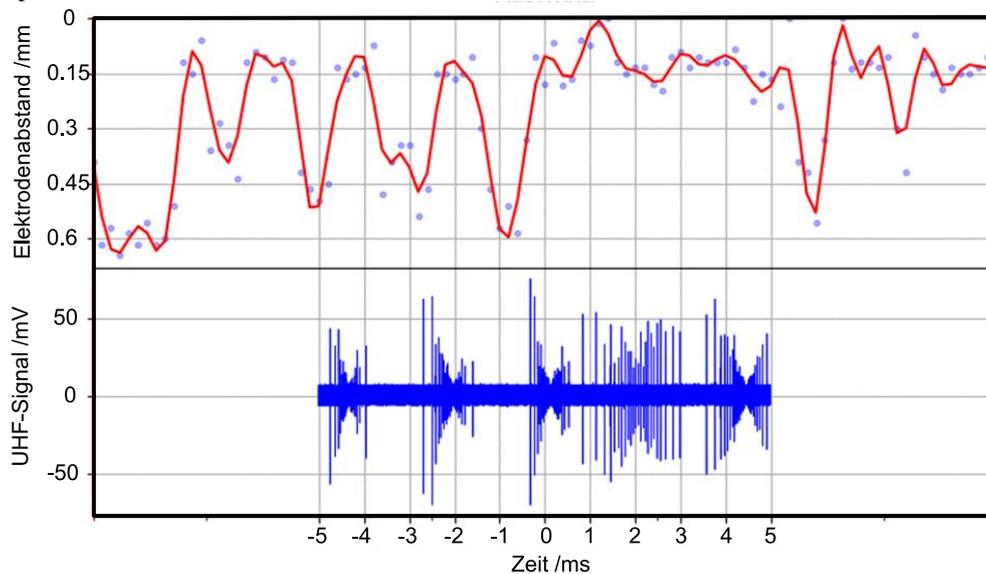


Abbildung 9. Korrelation von Partikelbewegung und UHF-TE-Signal eines 4 mm Zylinderpartikels während Fireflybewegung bei  $U_{DC} = -230 \text{ kV}$

In seltenen Fällen absorbiert das Partikel während es sich in der Raumladungszone befindet so wenig Ladung, dass sich die Coulombkraft und die Gravitationskraft in einem fragilen Gleichgewicht befinden und das Partikel vor der Elektrode schwebt. Schweben kann entweder ohne Partikelbewegung oder mit langsamer vertikaler Bewegung im Gasraum unter der Elektrode ohne Elektrodenkontakt erfolgen [21]. Das Schweben ist die am wenigsten stabile Form der Bewegung, die immer sowohl mit einer Sprung- als auch einer Fireflybewegung einhergeht. Findet das Schweben unmittelbar an der Elektrode statt können TE-Signale mit konstanter Amplitude und gleichbleibendem Pulsabstand detektiert werden. Befindet sich das Partikel im Gasraum in einiger Entfernung zu den Elektroden, kann kein TE-Signal detektiert werden.

### 2.3.3 Deformation der Partikel

Der sich stetig wiederholende elastische Stoß auf die Elektroden und der thermische Abbrand aufgrund von Teilentladungen an der Partikelspitze verformen das Partikel und vergrößern die Radien der Spitze geringfügig (Abbildung 10). Die Beweglichkeit von zylinderförmigen Partikeln ändert sich aufgrund der Ungleichmäßigkeit der Verformung, wodurch das Isolationsvermögen von Wechselspannungs-Anlagen insbesondere bei Stoßspannungsbelastung verringert wird [22]. Darüber hinaus ändert sich der Aufprallwinkel und damit die Energiemenge, die von kinetischer Energie in Rotationsenergie umgewandelt wird. Aufgrund der abgeschrägten Spitze kann sich mit fortschreitender Zeit auch das Bewegungsmuster bei Wechselspannung ändern. Unter Gleichspannungsbelastung wird jedoch keine signifikante Änderung des Bewegungsmusters des zylinderförmigen Partikels über der Zeit beobachtet. Das Bewegungsmuster komplexerer Partikelgeometrien, wie spiral- und lamellenförmiger Partikel wird stärker durch die Abrundung der Ecken beeinflusst. Spiralförmige Partikel werden komprimiert und

brechen auseinander. Dünne rechteckige und quadratische Lamellenpartikel werden zu elliptischen und kreisförmigen Geometrien verrundet. Auch bei kreisrunden Partikel und Kugeln kann Firefly beobachtet werden.

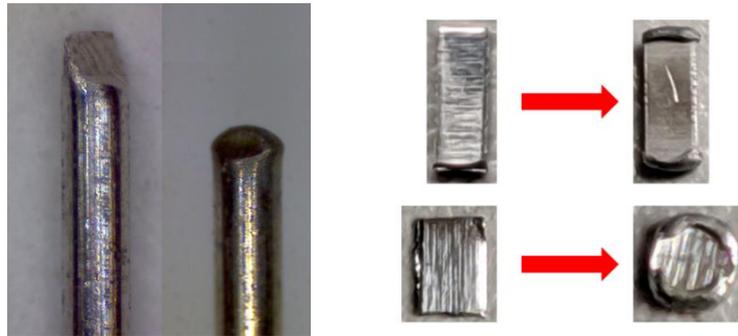


Abbildung 10. Partikelspitze vor Bewegungseinsatz (jeweils links), Spitzendeformation nach Springen und Firefly (jeweils rechts)

#### 2.3.4 Übergang zu fester Störspitze durch Anschweißen an die Elektrode

In seltenen Fällen schweißen sich frei bewegliche Partikel während der Fireflybewegung an die Elektrode und bilden temporär eine feste Störstelle (Abbildung 11). Die dafür notwendigen Rahmenbedingungen sind noch nicht vollständig bekannt. Das Phänomen kann unter Wechsel- und Gleichspannungsbelastung beobachtet werden. Es wird angenommen, dass die Form der Partikelspitze, die Oberflächenrauheit der Elektrode und die Amplitude des Entladungsstroms von Bedeutung sind. Die Variation des Defektyps verändert die elektrische Feldverteilung, die Bildung von Raumladungszonen und die Entladungsentwicklung und damit die TE-Aktivität. Die Änderung des Defektyps ändert die Anforderung an das TE-Messsystem hinsichtlich des Dynamikbereichs, was zu fehlerhaftem Ablesen und Fehlinterpretationen führen kann.



Abbildung 11. Während der Fireflybewegung an den blanken Innenleiter angeschweißte 4 mm Zylinderpartikel

### 3 ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag werden Ergebnisse verschiedener Untersuchungen vorgestellt, die zur Qualitätsbeurteilung der dielektrischen Eigenschaften von HGÜ-GIS herangezogen werden können. Dazu gehört die Langzeit-Prüfung von HGÜ-Feststoffisolatoren, die in GIS hauptsächlich als Stütz-, bzw. Schottisolatoren eingesetzt werden. Der zeitlich lang andauernde Übergang von kapazitiver zu resistiver elektrischer Feldverteilung ist wesentlich von der lokalen Temperaturverteilung, Ladungsträgerakkumulation und Feldüberhöhungen an der Gas-Feststoff-Grenzfläche abhängig. Der von der CIGRE JWG D1/B3.57 vorgeschlagene Isolationstest für HGÜ-Isolatoren sieht ein zyklisches Prüfverfahren vor, bei dem die Prüflinge abwechselnd mit Nenngleichspannung und überlagerter Stoßspannung beaufschlagt werden. Durch Erwärmung des Prüfaufbaus kann die resistive Feldverteilung deutlich schneller erreicht und die Prüfzeiten entsprechend verkürzt werden.

Im Rahmen des Europäischen Verbundprojekts „PROMOTIoN“ wurde eine Abnahmeprüfung und eine Langzeituntersuchung an einer HGÜ-GIS durchgeführt. Dieser sogenannte Prototyp-Installationstest simuliert den unterbrechungsfreien Betrieb bei Gleichspannung mit regelmäßiger transientser Überspannung durch Schaltvorgänge oder Blitzeinschläge. Nach über einem Jahr Dauerbelastung konnte der Versuch im Sommer 2020 erfolgreich abgeschlossen werden. Damit ist die Technologie gasisolierte Anlagen für den Einsatz in Gleichspannungsverbindungen qualifiziert.

Die dritte vorgestellte Untersuchung befasst sich mit der Detektion und dem Bewegungsverhalten von frei beweglichen Metallpartikel im koaxialen Gleichfeld. UHF-TE Muster korrelieren mit den

zeitsynchronen optischen Aufzeichnungen der Partikelbewegung. Die Auswertung beider Messverfahren ermöglichen eine Unterteilung in verschiedene Fireflybewegungen, die hauptsächlich an der Kathode (sowohl am Innenleiter, als auch an der Kapselung) auftreten. In seltenen Fällen kann es auch zu Firefly am positiv geladenen Innenleiter kommen. Partikel, die sich an den Elektroden festschweißen oder an Isolatoroberflächen anhaften emittieren TE mit geringeren Amplituden und anderen Pulsrepetitionraten. Die Detektion der unterschiedlichen Defekte erfordert ein Messsystem mit hohem Dynamikbereich.

## LITERATUR

- [1] Cigré Working Group B1.32, CIGRE TB 496, „Recommendations for Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission at a Rated Voltage up to 500 kV“, 2012.
- [2] U. Riechert, F. Blumenroth, U. Straumann, B. Kaufmann, M. Salzer und P. Bergelin, „Experiences in Dielectric Testing of Gas-insulated HVDC Systems“, CIGRE Session, Paris, Frankreich, 2018.
- [3] U. Riechert und U. Steiger, „Switchgear and Circuit-Breaker for HVDC Applications“, in *Stuttgarter Hochspannungssymposium 2014*, Stuttgart, 2014.
- [4] S. Hoek, M. Koch, A. Kraetge und P. Winter, „Emission and Propagation Mechanisms of PD Pulses for UHF and Traditional Electrical Measurements“, in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, San Juan, USA, 2012.
- [5] IEC 60270, „High-voltage test techniques - Partial discharge measurements“, Genf, Schweiz, 2016.
- [6] P. Wenger, M. Belte, S. Tenbohlen, U. Riechert und G. Behrmann, „Combined Characterization of Free-Moving Particles in HVDC-GIS Using UHF PD, High-Speed Imaging, and Pulse-Sequence Analysis“, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 34, Issue: 4, pp. 1540-1548, Aug. 2019.
- [7] M. Hering, „Überschlagsverhalten von Gas-Feststoff-Isoliersystemen unter Gleichspannungsbelastung“, Dissertation, TU Dresden, Dresden: addprint AG, 2016.
- [8] E. Sperling und U. Riechert, „HVDC GIS RC-dividers in new GIS substations with increased dielectric requirements“, in *CIGRÉ SC A3 & B3 Joint Colloquium*, Nagoya, Japan, 2015.
- [9] U. Riechert, „Compact High Voltage Direct Current Gas-insulated Systems“, *The 7th IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application*, Beijing, China, 2020.
- [10] H. He, U. Riechert, A. R. Mor, P. V. Yash Audichya, T. Vu, A. Girodet und K. Korman, „D15.2 Document on test requirements, procedures and methods“, <https://www.promotion-offshore.net/results/deliverables/>, 2018.
- [11] U. Riechert und M. Gatzschke, „Dielectric Long-term Behaviour and Testing of Gas-insulated HVDC Systems“, in *International Colloquium on Power Transformers & Reactors, Overhead Lines*, New Delhi (India), 2019.
- [12] M. Gatzsche, U. Riechert, H. He, Y. Audichya, A. R. Mor, L. C. Heredia und F. Munoz, „Prototype Installation Test of HVDC GIS for Meshed Offshore Grids“, in *48th CIGRE Session 23 - 28 August 2020, Paris / France*, Paris, 2020.
- [13] A. Abbasi et.al, „Progress on Partial Discharge Detection under DC Voltage Stress“, in *International Colloquium on Power Transformers Reactors*, Neu Delhi (India), 2019.
- [14] S. M. Hoek, U. Riechert, T. Strehl, K. Feser und S. Tenbohlen, „New Procedures for Partial Discharge Localization in Gas-Insulated Switchgears in Frequency and Time Domain“, in *International Symposium on High Voltage Engineering*, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [15] H.-D. Schlemper und K. Feser, „Estimation of Mass and Length of Moving Particles in GIS by Combined Acoustical and Electrical PD Detetion“, in *Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, San Francisco, USA, 1996.

- [16] N. Kenichi, X. Zhang, M. Sato, T. Yasuoka, M. Shiiki, M. Takei und S. Boggs, „Forces Affecting Metallic Particles Motion in GIS“, in *International Symposium on Electrical Insulating Materials*, Niigata, Japan, 2014.
- [17] K. Asano, K. Anno und Y. Higashiyama, „The Behaviour of Charged Conduction Particles in Electric Fields“, in *IEEE Transaction on Industry Applications*, Vol. 33, No. 3, 1997.
- [18] W. Mosch und W. Hauschild, „Hochspannungsisolierungen mit SF<sub>6</sub>“, Berlin: VEB Verlag Technik, 1979.
- [19] H. You, Q. Zhang, J. Ma, C. Guo, Y. Qin und T. Wen, „Firefly and Standing Still Phenomena of Free Conducting Wire-type Particles in SF<sub>6</sub> under DC Voltage“, in *IEEE CEIDF*, Toronto, Kanada, 2016.
- [20] P. Wenger, M. Beltle, S. Tenbohlen und U. Riechert, „UHF-PD Measurement and High-Speed-Imaging of Firefly Motion at the Positive Electrode in HVDC-GIS“, in *IEEE Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena*, Richland, USA, 2019.
- [21] C. Cooke, „Particle Contamination in Compressed Gas Insulation, Limitations and Control“, in *International Symposium on Gaseous Dielectrics*, Knoxville, USA, 1978.
- [22] M. Leijon und A. Vlastós, „Time Dependence of AC Flahover Characterisites for Particle-initiated Breakdown in GIS“, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, 1989.

# Erste Betriebserfahrung von Hochspannungsanlagen mit alternativen Gasgemischen basierend auf C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N

M. M. Walter [michael.m.walter@ge.com](mailto:michael.m.walter@ge.com)  
R. Lüscher [robert.luescher@ge.com](mailto:robert.luescher@ge.com)  
Clement Cocchi [clement.cocchi@ge.com](mailto:clement.cocchi@ge.com)

E. Laruelle [elodie.laruelle@ge.com](mailto:elodie.laruelle@ge.com)

GE Grid (Switzerland) GmbH  
Carl-Sprecher-Strasse 3  
CH-5036 Oberentfelden - Schweiz

GE Renewable Energy  
21, Rue Cyprian  
69611 Villeurbanne - France

## KURZFASSUNG

Im August 2014 hatte GE das Isoliergasgemisch g<sup>3</sup> (Green-Gas-for-Grid) vorgestellt, den technologischen Durchbruch zum Ersatz von SF<sub>6</sub> in Hochspannungsanwendungen. Das Gasgemisch g<sup>3</sup> besteht aus drei Komponenten, Novec 4710 3M™ (C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N), Sauerstoff O<sub>2</sub> sowie dem Trägergas CO<sub>2</sub>. Seither wurden mehrere Hochspannungsprodukte, GIL, GIS, AIS-CT, AIS-CB basierend auf g<sup>3</sup> entwickelt und in zahlreichen Ländern erfolgreich installiert und in Betrieb genommen.

Die Lebenszyklus Analysen zeigen den grossen Vorteil der g<sup>3</sup> Technologie zur Reduktion des ökologischen Fussabdrucks der Hochspannungsanlage. Das Treibhausgaspotential (GWP) wird um >99% reduziert im direkten Vergleich zu den bestehenden SF<sub>6</sub> Lösung, der gesamte ökologische Fussabdruck der Anlage sinkt um >70% unter Berücksichtigung von Materialeinsatz und Anlagengebäude. Insbesondere die GIS Schaltanlagen mit dem alternativen Gasgemisch stellen die umweltfreundlichste Alternative zu SF<sub>6</sub> am Markt dar auf Grund der kompakten Bauweise (gleiche Abmessungen wie bei SF<sub>6</sub>) in Kombination mit dem sehr niedrigen GWP der g<sup>3</sup> Gasmischung. Die Technologie erlaubt es unabhängig von der Spannungsebene Anlagen mit denselben technischen Kenndaten, minimalen Anwendungstemperaturen und Baumassen zu fertigen, wie die traditionellen SF<sub>6</sub> Anlagen. Die Anlagen unterscheiden sich nur sehr geringfügig im Handling des Gasgemisches zur Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung im Vergleich zu den klassischen SF<sub>6</sub> Anlagen.

Der Beitrag gibt einen Überblick der Erfahrungen aus den realisierten Projekten mit dem Gasgemisch g<sup>3</sup> seit der Verfügbarkeit der typgeprüften Hochspannungsprodukte auf dem Markt im Jahre 2016. Insgesamt wurden mit 18 verschiedenen führenden Netzbetreiber in Europa die ersten 26 Gesamtprojekte konzipiert, ausgeführt, geprüft und erfolgreich in Betrieb genommen. Der Fokus des Reports liegt auf den zahlreichen Erfahrungen der Installationen in GIS / GIB Technologie.

Die praktischen Aspekte im Umgang mit der g<sup>3</sup> Gasmischung im Betriebs- und Servicefall sowie die dazu notwendigen Werkzeuge wie Servicegeräte und Gasanalyser werden erläutert.

## 1 EINLEITUNG

Während mehr als 50 Jahren bildete das SF<sub>6</sub> Gas das Rückgrat in der Hochspannungsindustrie und dem Gerätebau aufgrund seiner überragenden Lichtbogenlöseigenschaften und der hohen dielektrischen Festigkeit. Der sich intensivierende Klimaeffekt bewirkt aber, dass heute viel stärker Wert auf eine ökologische verträgliche Technologie gelegt und Alternativen zu SF<sub>6</sub> vom Markt gefordert werden. Aufgrund des hohen Treibhausgas Potentials (GWP) von SF<sub>6</sub> und dessen aussergewöhnlich langen Lebensdauer in der Atmosphäre stellt das Gas eines der am stärksten wirkenden Treibhausgase dar. Trotz zahlreicher technischer Verbesserungen an Dichtungssystemen, Reduktion der Gasmenge pro Anlage und umfangreichen Massnahmen zur Verlustreduktion beim Gashandling sahen wir in den letzten fünf Jahren immer noch einen Anstieg von 20% der SF<sub>6</sub> Konzentration in der Atmosphäre.

Es ist daher Zeit für die Hersteller Alternativen zu SF<sub>6</sub> zu entwickeln, auf den Markt zu bringen und flächendeckend im Produktportfolio SF<sub>6</sub> Produkte mittelfristig abzulösen. GE verfolgt diesen Weg mit der Technologie g<sup>3</sup> (Green-Gas-for-Grid). Das Gas ist eine Mischung vom Heptafluoro-Iso-Butyronitril (CF<sub>3</sub>)<sub>2</sub>-CF-CN (kurz C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N oder Fluoronitril, bekannt unter dem Namen Novec 4710 3M™) mit dem Hintergrundgas CO<sub>2</sub> und O<sub>2</sub>. Die Mischung kombiniert die tiefe Verflüssigungstemperatur und die guten Lichtbogenlöseigenschaften von CO<sub>2</sub> mit der dielektrischen Festigkeit des C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N. Dadurch können bei um >99% reduziertem GWP weiterhin die üblichen minimalen Umgebungstemperaturen von -30°C / -25°C auf allen Spannungsebenen erfüllt werden.

Dieselbe Performance wie in SF<sub>6</sub> Anlagen wird erreicht durch lediglich geringe Modifikationen im Hochspannungsequipment. Der Schalter bleibt ein Einkammer-Selbstblasschalter und verwendet ebenfalls Federspeicherantriebe. Dies erlaubt erstens Synergieeffekte in der Produktion während der Zeitspanne, in welcher SF<sub>6</sub> und g<sup>3</sup> Anlagen noch parallel produziert werden und zweitens kann die langjährige Erfahrung aus dem Betrieb von SF<sub>6</sub> Anlagen auf die g<sup>3</sup> Anlagen übertragen werden. Die Grundlagen der Leistungsschalter, basierend auf den komprimierten Gasen, die hervorragenden dielektrischen Festigkeiten der Gasgemische erlaubt eine Skalierbarkeit der Technologie.

## 2 PRODUKTPORTFOLIO DER SF<sub>6</sub>-FREIEN ANLAGEN

Das heutige g<sup>3</sup> Produktportfolio im Betrieb umfasst Gasisolierte Schaltanlagen (GIS) bis 145 kV, Gasisolierte Leitungen (GIL) bis 420 kV, sowie Air Insulated Switchgear (AIS) Wandler bis 245 kV. Sämtliche Neuentwicklungen von Hochspannungsanlagen werden als g<sup>3</sup> Version ausgelegt, um mittelfristig das gesamte Einsatzgebiet von SF<sub>6</sub> abzudecken. So stehen bei den Produktentwicklungen Schaltern mit Unterbrechungsströmen bis zu 63 kA und Nennspannungen bis zu 550 kV auf der Entwicklungsagenda für die nächsten 5 Jahre. Zuletzt wurde auf der CIGRE 2018 eine 72.5 kV Schaltanlage, welche unter anderem optimiert für Wind Anwendungen ist sowie einen Freiluft Leistungsschalter für 145 kV präsentiert. Bild 1 gibt einen Überblick zu den bereits marktreifen g<sup>3</sup> Produkten.

Gasisolierte Leitung 420 kV	Gasisolierte Schaltanlagen 145 kV	AIS Messwandler 123 kV und 245 kV	AIS Life-Tank Leistungsschalter 145 kV
			
-99,3 % CO <sub>2</sub> Äquivalent der installierten Gasmasse	-99,1 % CO <sub>2</sub> Äquivalent der installierten Gasmasse	-99,2 % CO <sub>2</sub> Äquivalent der installierten Gasmasse	-99,2 % CO <sub>2</sub> Äquivalent der installierten Gasmasse
Für -25°C Anwendung	Für -25°C Anwendung	Für -30°C Anwendung	Für -30°C Anwendung

Bild 1: Beispiele aus dem g<sup>3</sup> Produktportfolio

### 3 ANLAGEN IM BAU UND IN BETRIEB

Zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Artikels haben sich bereits 18 führende Netzbetreiber für Produkte basierend auf der  $g^3$  Technologie entschieden und leisten damit ihren Beitrag zur Reduktion des GWPs beim Betrieb der elektrischen Netze. Wie in Bild 2 gezeigt umfassen die Produkte über 2000 m GIL (420kV), 82 GIS Felder (145kV), 9 Spannungswandler (245kV) und 12 AIS Leistungsschalter (145kV). Zusammengenommen wird damit eine Einsparung von  $>409'000$  t CO<sub>2</sub> äquivalent im eingesetzten Gas erreicht. Unter Annahme einer Leckrate von 0.5% und einer Lebensdauer von 40 Jahren ergibt sich daraus eine Reduktion der Gasverluste von  $>85'000$  t CO<sub>2</sub> äquivalent.



Bild 2: Weltweiter Einsatz von  $g^3$  Anlagen

### 4 BETRIEBSERFAHRUNGEN MIT $G^3$ ANLAGEN

#### 4.1 Gas Handling während der Erstbefüllung

Bereits in der ersten Phase der Produktentwicklung ist GE Partnerschaften mit führenden Herstellern für Gas und Gashandlings-Equipment eingegangen und hat in Kooperation mit diesen Firmen Werkzeuge und Methoden entwickelt, welche den gesamten Lebenszyklus der Anlagen von Gas-Herstellung, Erstbefüllung und Inbetriebnahme über Wartung und End-of-Life abdeckt.

Vorgefüllt in Flaschen wird das  $g^3$  Gas im korrekten Mischverhältnis auf die Baustelle geliefert. Für GIS Anwendungen werden hierzu 50 l Flaschen verwendet. Da es sich um relativ überschaubare Gasmengen handelt sind typischerweise 1-2 Flaschen mit ca. 22 kg Gas ausreichend pro Feld. Für GIL Anwendungen werden 500 l Flaschen eingesetzt, aufgrund der deutlich grösseren Gasmenge solcher Anlagen. In beiden Fällen wird das Gas in flüssiger Form in der Flasche angeliefert und muss in einem kontrollierten Prozess mittels Service Gerät in die gasförmige Form überführt werden. Die unterschiedlichen Verflüssigungstemperaturen der  $g^3$  Gasmischung macht es notwendig, die Flasche kontrolliert zu heizen, um das Gas homogen gemischt in die Gasphase zu überführen. Der Prozess zur Überführung in die Gasphase läuft komplett automatisiert in den  $g^3$  Servicegeräten ab und garantiert eine homogene Mischung der Gase. Die zwei Hersteller von Servicegeräten haben hierfür unterschiedliche technologische Lösungen gefunden. Für die GIS Anwendung wird das Gas zuerst in einen internen 600l – 1000l Speichertank des Servicegeräts in den gasförmigen Zustand überführt unter Verwendung einer Mischfunktion homogenisiert. Das anschliessende Befüllen ab dem internen Speichertank ist identisch zur Befüllung mit SF<sub>6</sub>. Der Speichertank bietet den Vorteil, dass bei einem allfälligen Rekuperieren das Gas nicht wieder verflüssigt werden muss sondern gasförmig im Servicegerät zwischengespeichert werden kann. Für GIL Anwendungen wird der Gasraum direkt ab Servicegerät befüllt ohne den Zwischenschritt über ein internes Speicherbehältnis. Der Regelprozess im

Servicegerät ist etwas aufwendiger als im ersten Fall, bietet aber den Vorteil, dass sehr schnell grosse Mengen von Gas mit der korrekten Mischung befüllt werden können. Steht das Gas erstmals homogen gemischt zur Verfügung kann es sich nicht mehr selbständig entmischen, solange die minimale Anwendungstemperatur der Schaltanlage nicht unterschritten wird.



Bild 3: Vorgemischtes Gas zur Erstbefüllung in 50l Flaschen (links) und in 500l Flaschen (rechts)

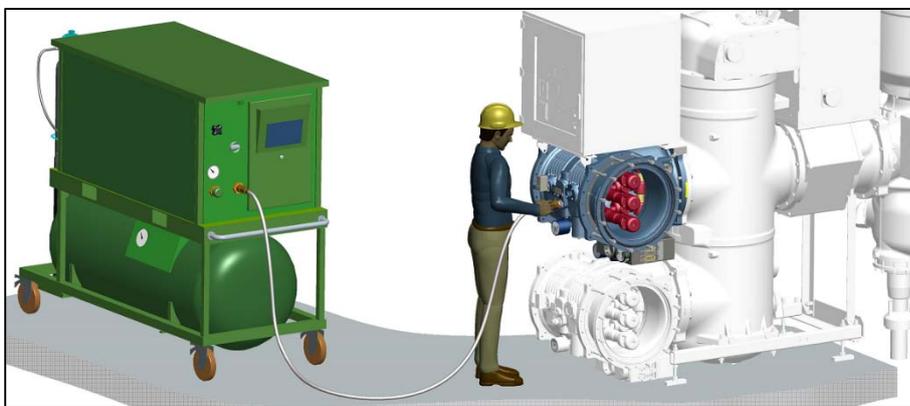


Bild 4: Gashandling während der Erstbefüllung vor Ort

Zusätzlich zu den Geräten, welche verflüssigtes Gas aus Flaschen nutzen, existieren auch Servicegeräte, welche die Mischung gasförmig von einer Flasche in das Equipment einfüllen kann. Solche Geräte werden hauptsächlich in der Fabrik zur Befüllung der Komponenten für Routine Prüfungen verwendet. Sie können aber auch Sinn machen bei der Erstinstallation von Equipment mit sehr kleinen Gasvolumen wie AIS Messwandler.

Die Zahlreichen Installationen weltweit haben gezeigt, dass die Handlings-Geräte auch unter erschwerten klimatischen Bedingungen zuverlässig eingesetzt werden können wie in Bild 4 zu sehen.



Bild 5: Beispiele der Erstbefüllung vor Ort

## 4.2 Gasüberwachung, Top-up sowie Lokalisierung und Quantifizierung von Leckagen

Der Gasdruck in der Schaltanlage wird mittels Dichtewächter wahlweise analog oder digital überwacht. Die hinterlegte Temperatur-Druckkurve wurde für das Gas  $g^3$  angepasst, ansonsten sind die Dichtewächter identisch zu den Ausführungen in  $SF_6$ . Gemäss Vorgaben in IEC 62271-203 sind Leckraten von maximal 0.5%/Jahr einzuhalten.

Sollte im Rahmen der Rest- Leckraten oder aufgrund eines unerwarteten Gasverlusts der Minimaldruck trotzdem unterschritten werden, braucht der Anlagenbetreiber eine einfache Möglichkeit, um keine Gasmengen in einzelnen Gasräumen nachzufüllen, ohne ein Servicegerät bereithalten zu müssen. Hierzu wurde eine  $g^3$  Nachfülleinrichtung entwickelt wie auf Bild 6 zu sehen bestehend aus einem Druckminderer und einer Nachfüllflasche. Die hierzu verwendete Flasche beinhaltet  $g^3$  in gasförmiger Form, sodass der Schritt des Heizens der Gasflasche entfällt und kein Servicegerät benötigt wird. Die Nachfüllflasche reicht aus um den Druck in einigen Gasräume um 0.5% zu erhöhen, die Gasmenge pro Flasche ist aber deutlich geringer als bei  $SF_6$ , um zu gewährleisten, dass verhindern, dass der Flascheninhalt immer gasförmig ist.

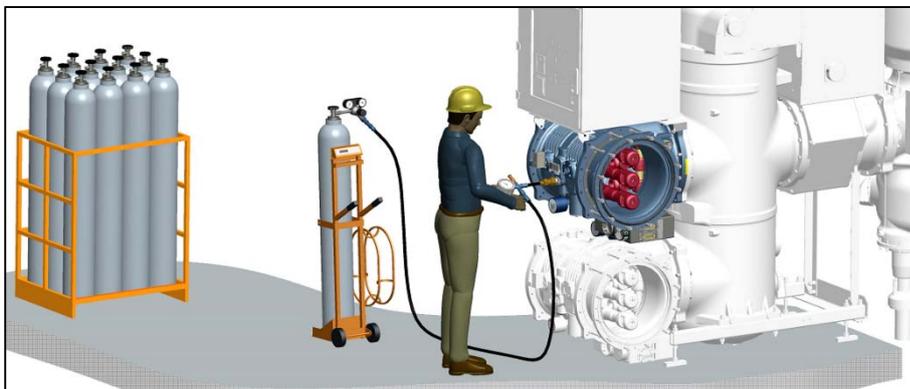


Bild 6:  $g^3$  Nachfülleinrichtung zum Top-up von Gasräumen

Leckraten können im Werk mit kumulativen Methoden gemessen werden, indem der Anstieg der Gas Konzentration der einzelnen Gaskomponenten in ppmv über einige Stunden in einem geschlossenen Zelt bekannter Grösse registriert wird. Sollte ein Leck festgestellt werden, kann dieses mithilfe von baugleichen Schnüfflern, wie für  $SF_6$ , lokalisiert werden. Sechs untersuchte, marktübliche Leckdetektoren „Schnüffler“ verschiedener Hersteller sprechen auf die meisten kryogenen Gase (so auch  $C_4F_7N$  und  $CO_2$ ) an. Es sind unterdessen aber auch Schnüffler mit quantitativer Angabe verfügbar zur Anzeige der  $C_4F_7N$  Konzentration in der Umgebungsluft.

## 4.3 Gasqualitätsanalyse

Dieselben Geräte, welche für  $SF_6$  Gasqualitäts- und Feuchtigkeitsmessung verwendet werden, wurden weiterentwickelt für die Bedürfnisse einer Gasqualitätsanalyse für  $g^3$ . Bediener, welche sich an die  $SF_6$  Analysegeräte gewöhnt haben, bemerken kaum keinen Unterschied beim Einsatz der  $g^3$  Analysegeräte (siehe Bild 7). Die Funktionalität der Geräte für  $SF_6$  und  $g^3$  wird in Tabelle 1 verglichen.

Grenzwerte zur Interpretation der Messresultate sind so gesetzt, dass dieselben Wartungszyklen wie für  $SF_6$  erreicht werden und weiterhin die maximale Stromsumme I2t die Lebensdauer des Leistungsschalters dominiert.

Tabelle 1: Funktionalität von SF<sub>6</sub> und g<sup>3</sup> Analysegeräten

Indikator in SF <sub>6</sub>	Begründung für Messung und mögliche Ursachen für Veränderung der Parameter
SF <sub>6</sub> Anteil in %	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ein reduzierter SF<sub>6</sub> Anteil reduziert die dielektrische Festigkeit.</li> <li>• Eine Reduktion des SF<sub>6</sub> Anteils kann aufgrund von Kontamination mit Luft entstehen.</li> </ul>
SO <sub>2</sub> Anteil in %	<ul style="list-style-type: none"> <li>• SO<sub>2</sub> entsteht unter Einwirkung von Lichtbögen.</li> <li>• In Schaltergasräumen ist es ein Indikator für die Unterbrechungsleistung I<sub>2t</sub> des Schalters und somit für deren Restlebensdauer.</li> <li>• In Gasräumen ohne Schalthandlung ist es ein Indikator für Entladungsvorgänge.</li> </ul>
H <sub>2</sub> O in ppmV oder Taupunkt in °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Feuchtigkeit im Gas reduziert die dielektrische Festigkeit von SF<sub>6</sub> leicht und erhöht den Anteil von Zersetzungsprodukten bei der Unterbrechung von Leistungsstarken Lichtbögen.</li> <li>• Mögliche Quellen von Feuchtigkeit sind feuchte Gehäuse bei Befüllung oder Ausgasen von Feuchtigkeit aus Isolierelementen.</li> </ul>

Indikator in g <sup>3</sup>	Begründung für Messung und mögliche Ursachen für Veränderung der Parameter
C <sub>4</sub> F <sub>7</sub> N Anteil in %	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Gas C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N ist hauptverantwortlich für die dielektrische Festigkeit der Mischung.</li> <li>• Ein Sinken des C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N Anteils kann aufgrund von Kontamination mit Luft oder Konsumation bei Unterbrechung von leistungsstarken Lichtbögen entstehen.</li> <li>• Die Leckage der Gaskomponenten ist unterschiedlich und wird dominiert durch die Leckage von CO<sub>2</sub>. Ein Anstieg des C<sub>4</sub>F<sub>7</sub>N Anteil kann über die Jahre aufgrund Leckraten entstehen.</li> </ul>
O <sub>2</sub> Anteil	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Gas O<sub>2</sub> unterstützt bei der Lichtbogenunterbrechung und hilft die Menge an Zersetzungsprodukten zu reduzieren.</li> <li>• Der Effekt von O<sub>2</sub> auf die dielektrische Festigkeit ist sehr gering.</li> <li>• Ein Anstieg von O<sub>2</sub> kann auf Kontamination mit Luft hinweisen.</li> <li>• Eine Reduktion von O<sub>2</sub> tritt bei der Unterbrechung von leistungsstarken Lichtbögen auf.</li> </ul>
H <sub>2</sub> O in ppmV oder Taupunkt in °C	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hohe Feuchtigkeit im Gas reduziert die dielektrische Festigkeit von g<sup>3</sup> leicht und erhöht den Anteil von Zersetzungsprodukten bei der Unterbrechung von Leistungsstarken Lichtbögen.</li> <li>• Mögliche Quellen von Feuchtigkeit sind feuchte Gehäuse bei Befüllung oder Ausgasen von Feuchtigkeit aus Isolierelementen.</li> </ul>
CO Anteil in %	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Gas CO ist das Hauptzersetzungsprodukt von g<sup>3</sup>. In Schaltergasräumen ist es ein Indikator für die Unterbrechungsleistung I<sub>2t</sub> des Schalters und somit für deren Restlebensdauer.</li> <li>• In Gasräumen ohne Schalthandlung ist es ein Indikator für Entladungsvorgänge.</li> </ul>



Bild 7: g<sup>3</sup> Gas Analysegeräte

#### 4.4 Hochspannungsprüfung vor Ort und in der Fabrik

Zur Prüfung vor Ort können sowohl SF<sub>6</sub> isolierte- als auch g<sup>3</sup> isolierte Hochspannungstransformatoren eingesetzt werden. Da die Isolierplatten bilden eine hermetische Dichtung zwischen den Gasräumen und verhindern eine gegenseitige Kontamination auch wenn sich SF<sub>6</sub> auf der einen Seite der Isolierplatte befindet. (Dies erlaubt beispielsweise auch das Erweitern von SF<sub>6</sub> Schaltanlagen mit zusätzlichen g<sup>3</sup> Feldern) Für die Prüfung der g<sup>3</sup> Anlagen wurde ein SF<sub>6</sub> Transformator auf g<sup>3</sup> umgerüstet. Dies hat den Vorteil, dass auch das Gas im Prüftransformator ein um > 99% reduziertes GWP aufweist und zweitens kann auf ein SF<sub>6</sub> Service Gerät bei der Inbetriebsetzung verzichtet werden.

Die typischen Teilentladungsmuster von Partikel, Lunker, freischwebendes Potential und Spitze unterscheiden sich nicht zwischen SF<sub>6</sub> und g<sup>3</sup>. Vergleichbare Muster, Ein- und Einsatzspannungen für vergleichbare Defekte können beobachtet werden, sodass auch in g<sup>3</sup> die Qualität der Anlage zuverlässig mittels Teilentladungsmessung überprüft werden kann. Teilentladungserkennungssysteme (z.B. PD-Watch) und deren Mustererkennungssoftware sind auf für g<sup>3</sup> Anlagen verfügbar.

## 5 LEBENSZYKLUSANALYSE

Gemäss den EU „Green procurement guidelines“ soll der Einfluss der Produkte über den gesamten Lebenszyklus evaluiert werden unter Einbezug aller Phasen des Lebenszyklus. (Es ist nicht ausreichend nur isoliert den GWP Einfluss des Gases zu betrachten. Eine Lebenszyklusanalyse (LCA) wurde für die 145 kV GIS mit Doppelsammelschiene durchgeführt und die Resultate der baugleichen SF<sub>6</sub> und g<sup>3</sup> Anlagen verglichen. Bestimmt wurde basierend auf den Vorgaben von ISO 14040 und 14044 unter Verwendung von SimaPro 8.3.0 und der «International Life Cycle Date (ILCD) Methode:

- Die Reduktion des Einflusses auf Klimaveränderung unter Berücksichtigung der des kompletten Produkts vom Rohmaterial bis zum End-of Life
- Der Umwelteinfluss der g<sup>3</sup> Lösung auf andere Umwelt- Indikatoren im Vergleich zu SF<sub>6</sub>

Folgende Faktoren wurden berücksichtigt:

- Herstellung unter Berücksichtigung aller Materiale der Schaltanlage sowie deren Oberflächenbehandlung und Lackierung.
- Transport (1'000 km auf der Strasse und 6'000 km auf dem Meer)
- Verlustleistung und Gasverluste während 40 Jahre Betrieb
- End-of-Life unter Berücksichtigung, dass das Gas aus der GIS rekuperiert und separat wiederverwertet wird.

Bild 8 vergleicht die Resultate der LCA für die 145 kV GIS in der g<sup>3</sup> Version und der SF<sub>6</sub> Version. Die g<sup>3</sup> Version hat deutlich geringeren Einfluss auf den Klimaeffekt (72.5 % Reduktion) was hauptsächlich auf das tiefere GWP des g<sup>3</sup> Gasgemisches zurückzuführen ist, sowie einen um 18% tieferen Ressourcenverbrauch. Die g<sup>3</sup> GIS weist eine um 15% höheren Ozoneinfluss auf durch Verwendung von mehr Polytetrafluoroethylene (PTFE) im Leistungsschalter, der Wert ist mit 2.8 g CFC-11 äquivalent jedoch vernachlässigbar. Die restlichen 13 Indikatoren bleiben im Rahmen von 5% unverändert, was der typischen Unsicherheit der LCA Analyse entspricht.

Vom verbleibenden Anteil trägt das Aluminium der Schaltanlage aufgrund des grossen Energiebedarfs in der Produktion am Stärksten zum Klimaeffekt bei. Eine Hauptspezifikation in der Entwicklung war deshalb die Grösse der Anlage unverändert zu lassen, da ansonsten das zusätzliche Aluminium den Nutzen eines klimafreundlichen Gases deutlich schmälern würde. Zusammengefasst bietet die g<sup>3</sup> Anlage dieselbe Performance wie SF<sub>6</sub> mit einem um > 99% reduzierten Einfluss des Gases auf die Umwelt.

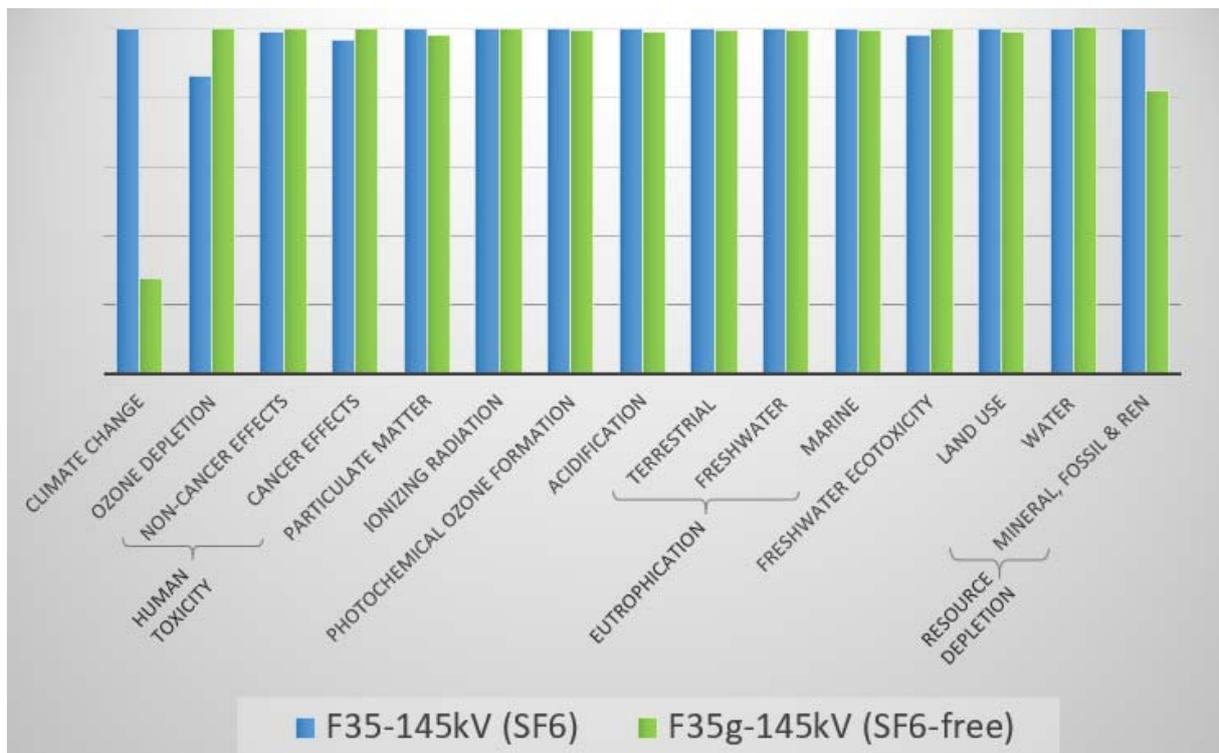


Bild 8: LCA comparison of F<sup>3</sup>5-145 kV (SF<sub>6</sub>) in blue, and F<sup>3</sup>5g-145 kV (SF<sub>6</sub>-free) in green

## 6 FALLSTUDIEN BETRIEBSERFAHRUNGEN MIT G<sup>3</sup> ANLAGEN

### 6.1 Gasisolierte Schaltanlagen

Die weltweit erste Schaltanlage wurde in der Schweiz für den Kunden axpo im 2018 in Betrieb genommen. Die Schaltanlage besteht aus 4 Feldern mit Nennspannung 123 kV und betrieben bei 50 / 110 kV und wurde als H-Schaltung ausgelegt mit Einfach-Sammelschiene und einer Längstrennung (siehe Bild 9). Es sind zudem zwei 3-phasig Ausleitungen mit Freiluftdurchführung verbaut. Über ein kurzes Freileitungsstück sind zwei Transformatoren in Freiluft angeschlossen. Die Anlage (sowie alle weiteren g<sup>3</sup> Anlage) sind komplett SF<sub>6</sub> frei und ausgelegt für eine minimale Umgebungstemperatur von -25°C. Die Anlage erreicht eine Einsparung von 8700 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent an installiertem Gas was einer hochgerechneten Reduktion von Gasverlust über 40 Jahren von 1740 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent entspricht bei der spezifizierten Leckrate von <0.5%/Jahr.

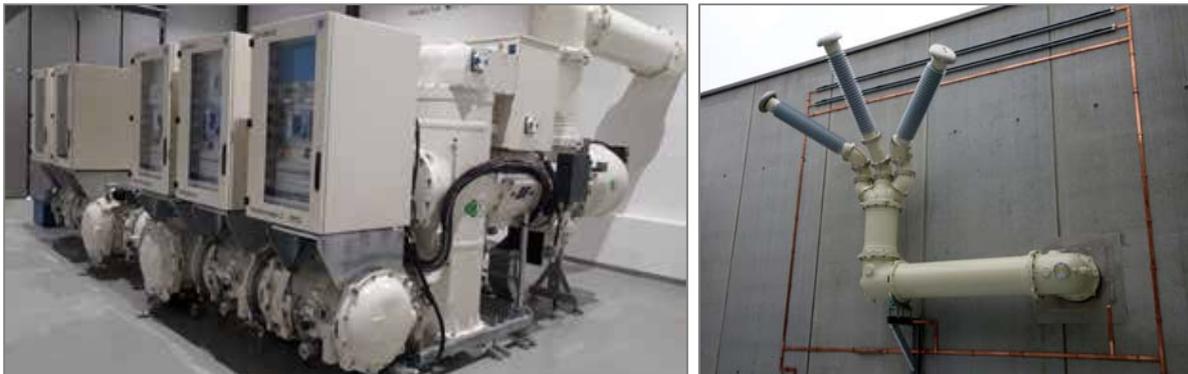


Bild 9: Unterwerk Etzel als 4-feldrige g<sup>3</sup> Anlage (links) mit 3-phasig gekapselter Ausleitung (rechts)

Die zweite g<sup>3</sup> Anlage in der Schweiz für den Kunden Engadiner Kraftwerke bestehend aus 6 Feldern wurde als 145 kV Anlage geprüft und wird bei 110 kV betrieben seit 2019. Die Anlage UW Zernez (Bild 10) befindet sich direkt am Tor zum Schweizer Nationalpark und unterstreicht die Ambitionen auch im Netzbetrieb auf umweltfreundliche Technologien zu setzen. Bei der Vorortprüfung kam erstmalig ein g<sup>3</sup> isolierter gekapselter Prüf-Transformator zum Einsatz, sodass kein SF<sub>6</sub> mehr auf der Baustelle verwendet wurde.



Bild 10: Unterwerk Zernez als 6-feldrige g<sup>3</sup> Anlage (links) wurde geprüft mit einem mit g<sup>3</sup> isoliertem Prüf-Transformator (rechts)

Als weiteres Beispiel ist in Bild 11 die Schaltanlage Middelharnis in Holland für den Endkunden Stedin ersichtlich. Dieses Unterwerk bestehend aus 7 Feldern g<sup>3</sup> mit Doppelsammelschiene betrieben bei 50 kV ist nicht nur hinsichtlich des eingesetzten g<sup>3</sup> Gases ein Meilenstein. Es kamen bei dieser Anlage zum ersten Mal ein g<sup>3</sup> isolierter Low-Power Spannungswandler (LPVT) und Low-Power Kombiwandler (LPIT) zur digitalen Strom und Spannungsmessung zum Einsatz. Eine Erweiterung der Anlage im Jahre ist bereits geplant und wird 2020 erfolgen.



Bild 11: Unterwerk Middelharnis als 7-feldrige Anlage mit Low-Power Kombiwandlern (links) und Low Power Spannungswandlern am Ender der Sammelschine ermöglichen die Strom- und Spannungsmessung, basierend auf IEC 61850-9-2

Die hier beschriebenen Anlagen sowie die weiteren ausgelieferten g3 Anlagen sind im Betrieb bisher unauffällig und es sind uns zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Artikels keine Fehler im Betrieb bekannt.

## 6.2 Gasisolierte Leitungen

Die weitweit erste g3 gasisolierte Leitung (GIL) in «Seelindge» mit einer Nennspannung 420 kV wurde für den Kunden National Grid im 2017 in Betrieb genommen. Zur Befüllung der Die 530 m langen GIL kamen 750 kg Gas zum Einsatz.

Die zweite 420kV GIL ist seit 2018 in «Kilmarnock» für den Kunden SPEN erfolgreich im Einsatz. Die Gasmenge beläuft sich in diesem Projekt auf 600kg.

Nach der 2...3 jährigen Einsatzdauer konnten die Leckraten in allen Einheiten auf <0.5%/Jahr nachgewiesen werden.



Bild 12: Freiluftausleitungen, 420kV in g<sup>3</sup>, links «Sellindge» NG, rechts «Kilmarnock» SPEN

### 6.3 Gasisolierte Leitungen

Die weltweit ersten SF6 freien Freiluftstromwandler basierend auf g<sup>3</sup> Technologie wurden 2018 in Tennet, Deutschland installiert. Der Anwendungsbereich für diese Geräte ist bis -30°C spezifiziert. Die Nachmessungen des Gasgemisches zeigten keine Abweichungen im Vergleich zur Neuinstallation.



Bild 13: KF245 in der Anlage Frankfurt Nord, D

## 7 ZUSAMMENFASSUNG

Die Erfahrung aus der Installation vor Ort und dem Betrieb der g<sup>3</sup> Produkte zeigen, dass g<sup>3</sup> ein zuverlässiger eins-zu-eins Ersatz von SF6 Anlagen darstellt. Ohne Abstriche bei den Ratings oder der Baugröße zu machen bietet die Technologie eine Reduktion des Treibhausgaspotentials des eingesetzten Gases um >99%. Die notwendigen Tools wie Service-, Prozentsatzmessgerät, Nachfüllflaschen, Leckdetektoren, etc. sind von verschiedenen Herstellern verfügbar und haben ihre Zuverlässigkeit bei der Inbetriebsetzung der Anlage sowie bei der Verwendung im Werk zur Produktion der g<sup>3</sup> Schaltanlagen unter Beweis gestellt. Die Nachmessungen der g<sup>3</sup> Gasgemische im Betrieb haben keine Abweichungen zu dem Neuzustand ergeben. Bis heute haben 18 führende Netzbetreiber sich für die g<sup>3</sup> Technologie entschieden und leisten damit einen entscheidenden Beitrag zum umweltfreundlichen Betrieb der Netze.

# Hochspannungs-Schaltanlagen im 21. Jahrhundert:

## **SF<sub>6</sub> frei, CO<sub>2</sub> neutral und digital vernetzt** **Erfahrungen und Ausblick**

Martin Konermann, Marcel Engel, Fred Oechsle (Netze BW)  
Dirk Helbig, Mark Kuschel (Siemens Energy)

- Motivation: Ökoeffizient und Digital
- Erste Betriebserfahrungen
- Zukunftsperspektiven: Umspannwerk Burladingen
- Kleinsignalwandler und Digitaltechnik
- nächste Schritte
  - Ökoeffizienz: CO<sub>2</sub> neutrale, F-gas freie Produkte
  - Digitalisierung: Flexible, robuste *Sensformer*, *Sensgear* Produkte
  - Ökoeffiziente, digitale Schaltanlagen für die flexiblen Netze der Zukunft



### Heute:

- Umwelt- und Energiemanagement
- Einsatz verlustarmer Betriebsmittel
- Förderung biologischer Vielfalt
- Nachhaltige, nachwachsende oder recycelte Isolierstoffe

### Blick nach vorne:

- SF6-freie Schaltanlagen
- Verwenden innovativer Werkstoffe



### Heute:

- Digitale Schutz- und Automatisierungstechnik
- Workforce Management und Apps für den Anlagenbetrieb
- Datenbasierte Instandhaltung

### Blick nach vorne:

- Dokumentation: digitales Abbild des Umspannwerks (Digitaler Zwilling)
- Integrated Condition Monitoring
- Predictive Maintenance

## „SF<sub>6</sub> als Wundergas in der Energieversorgung“

- › Bau kompakter und wirtschaftlicher Schaltanlagen
- › Aber: Treibhauspotenzial von ca. 23t x CO<sub>2</sub>

## „Wir haben SF<sub>6</sub> im Griff“

- › Erneuerung: emissionsarmen Neuanlagen
- › Einsatz Qualifizierter Mitarbeiter und Dienstleister
- › Reporting an FNN und UBA und EoL Prozesse

## „Geht es noch besser?“

- › Gemeinsam mit Industrie: Praxiserfahrungen und Roadmap für Transformation zu SF<sub>6</sub>-freien Anlagen
- › Schrittweiser Umstieg mit geeigneten Übergangsfristen je nach Applikation
- › Parallel: Politische Diskussion und Erfahrungsaustausch innerhalb der Branche → Standardisierung

<b>Gasisolierte Betriebsmittel</b> 	110 kV		10/20 kV prim		10/20 kV sek	
	GIS	2022	GIS	2016	RMU	2020
Wandler, Leistungsschalter	2018					



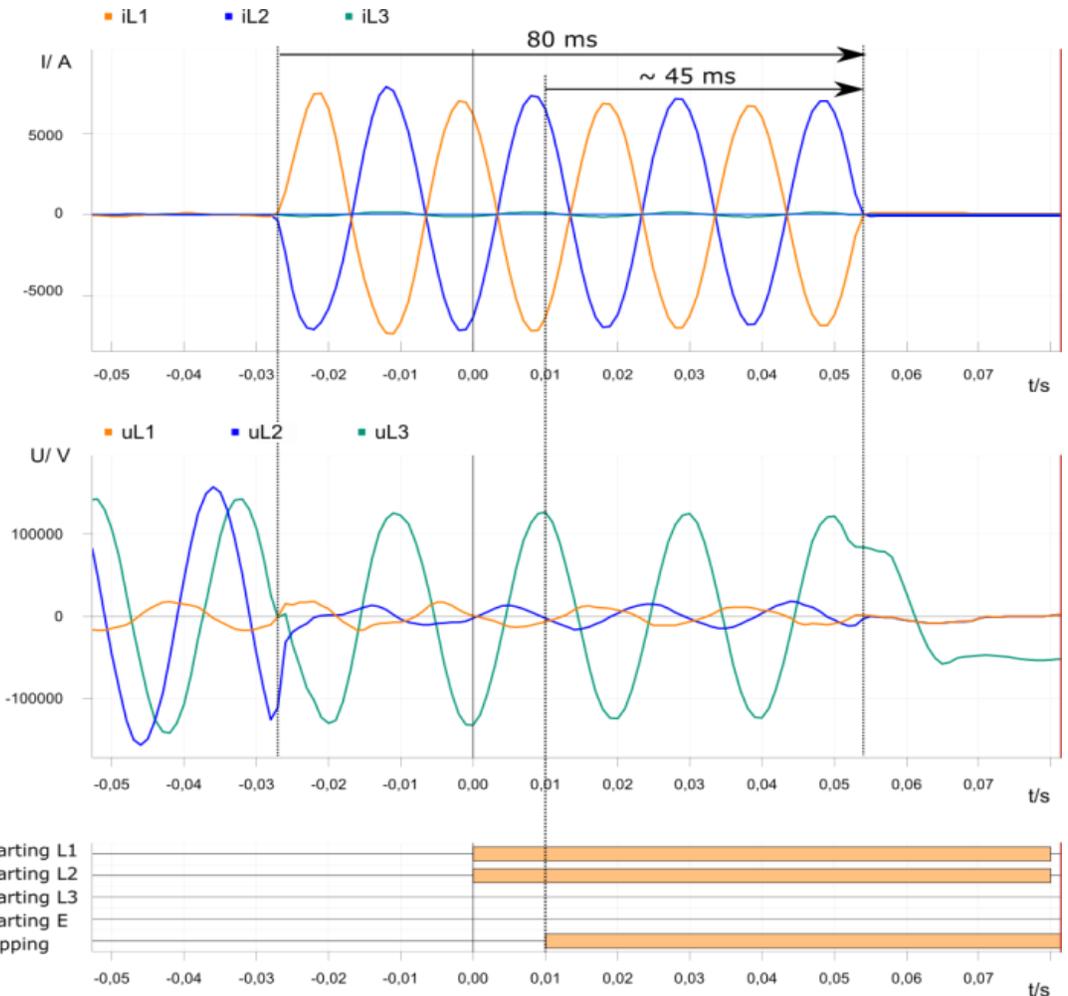
◀ **Seit 2016** Deutschlandweit erste  
Mittelspannungs-Schaltanlage auf  
C5-Fluorketon-Basis

**Seit 2018** ▶  
Weltweit erste 110-kV-Schaltfelder  
mit technische Luft und Vakuum-  
Leistungsschalter



## Abschaltung eines zweipoligen Kurzschlusses:

- Kurzschlussstrom  $5.3 \text{ kA}_{\text{rms}}$
- Fehlerklärung nach 80ms
- Schalter-Eigenzeit ca. 45ms)





### Projekt Burladingen

#### Netze BW - deutschlandweit erster Netzbetreiber:



**100% SF6-frei:** Gasisolierte 110-kV-Anlage mit „Clean Air“ als Isoliermedium



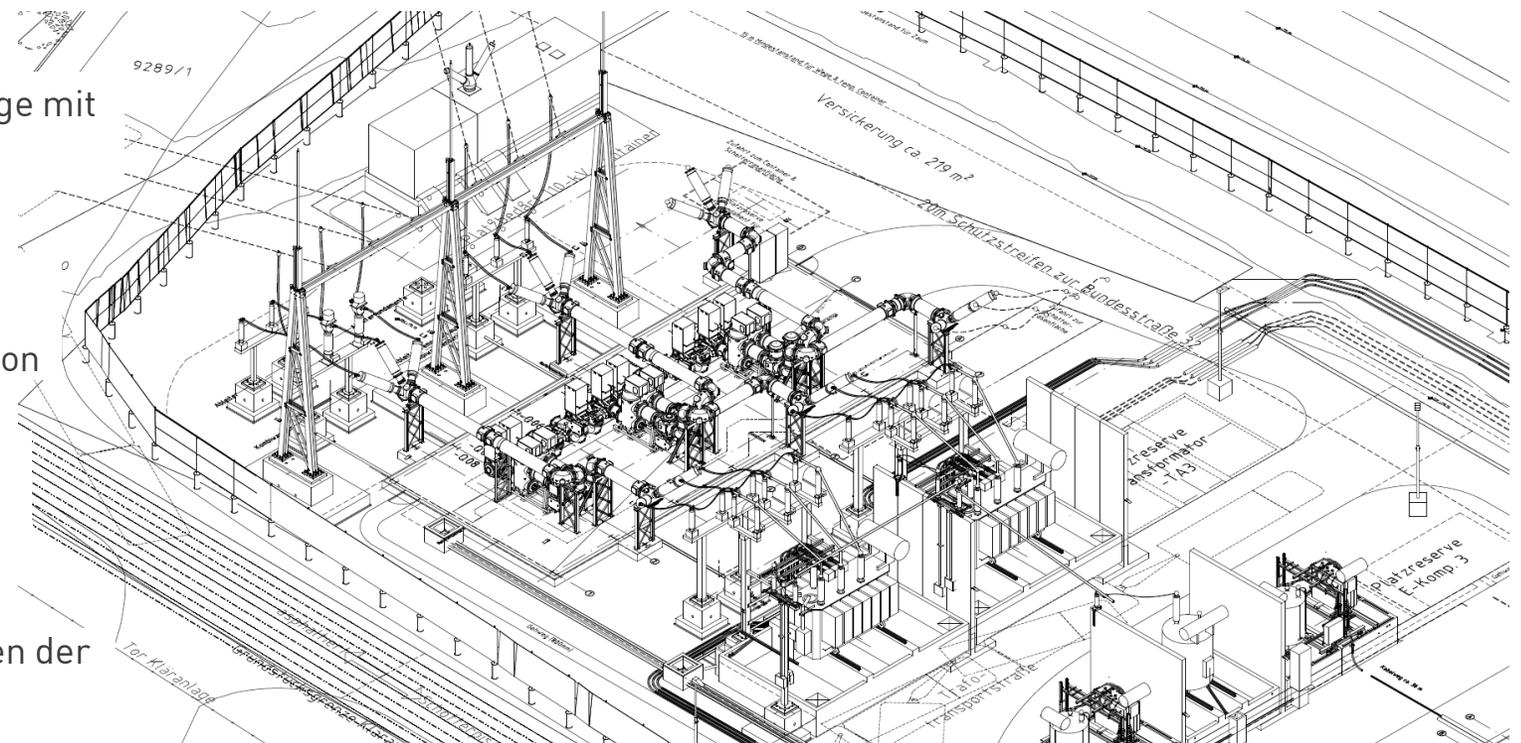
**Digital und sicher:** Einsatz modernster Schutz- und Automatisierungstechnik im Prozessbus, digitale UW-Dokumentation



**Platzsparend:** Integrierte Messwandler, Digitalisierung direkt an der Anlage, Kommunikation via Glasfaser



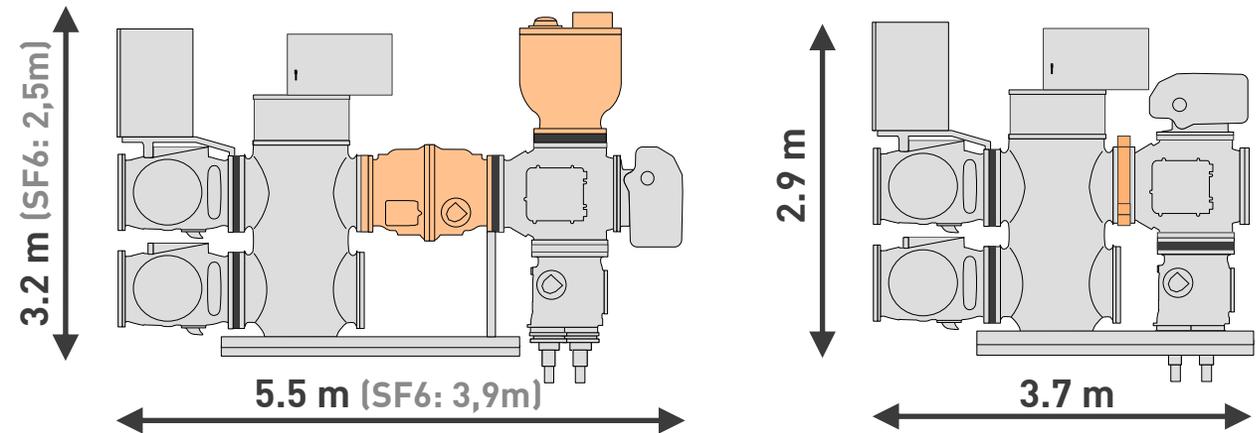
**Vernetzt:** Sensoren melden Zustandsdaten der Betriebsmittel in die Cloud



# Laufende Innovationsprojekte

## Umspannwerk der Zukunft: Digital und ökoeffizient

- Technischer Luft als Isoliergas
- 40-kA-Vakuumleistungsschalter
- In kompakter Bauweise
  - ➔ Low Pow InstrumentTransformer



Prozess- und Stationsbus



IEC 61850

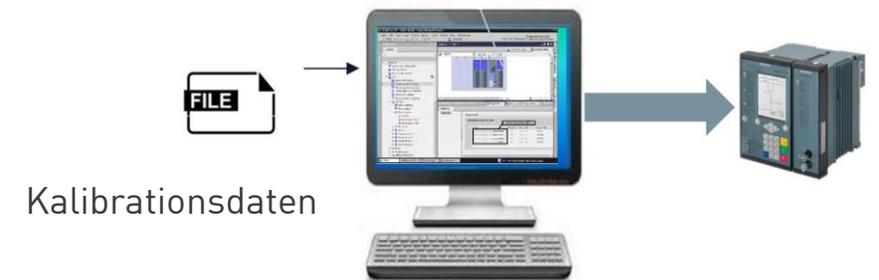
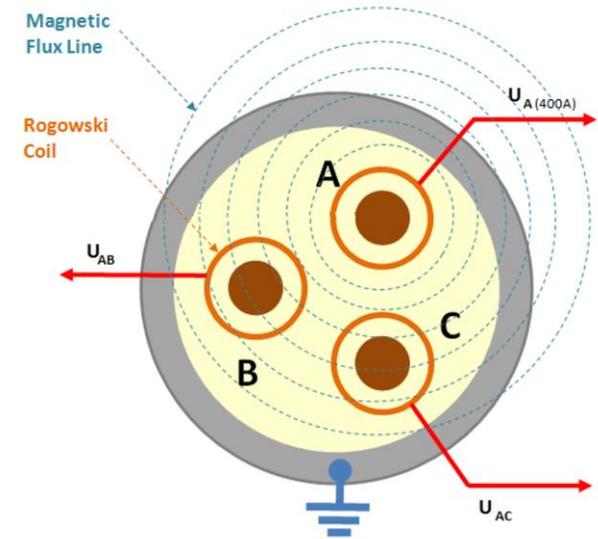
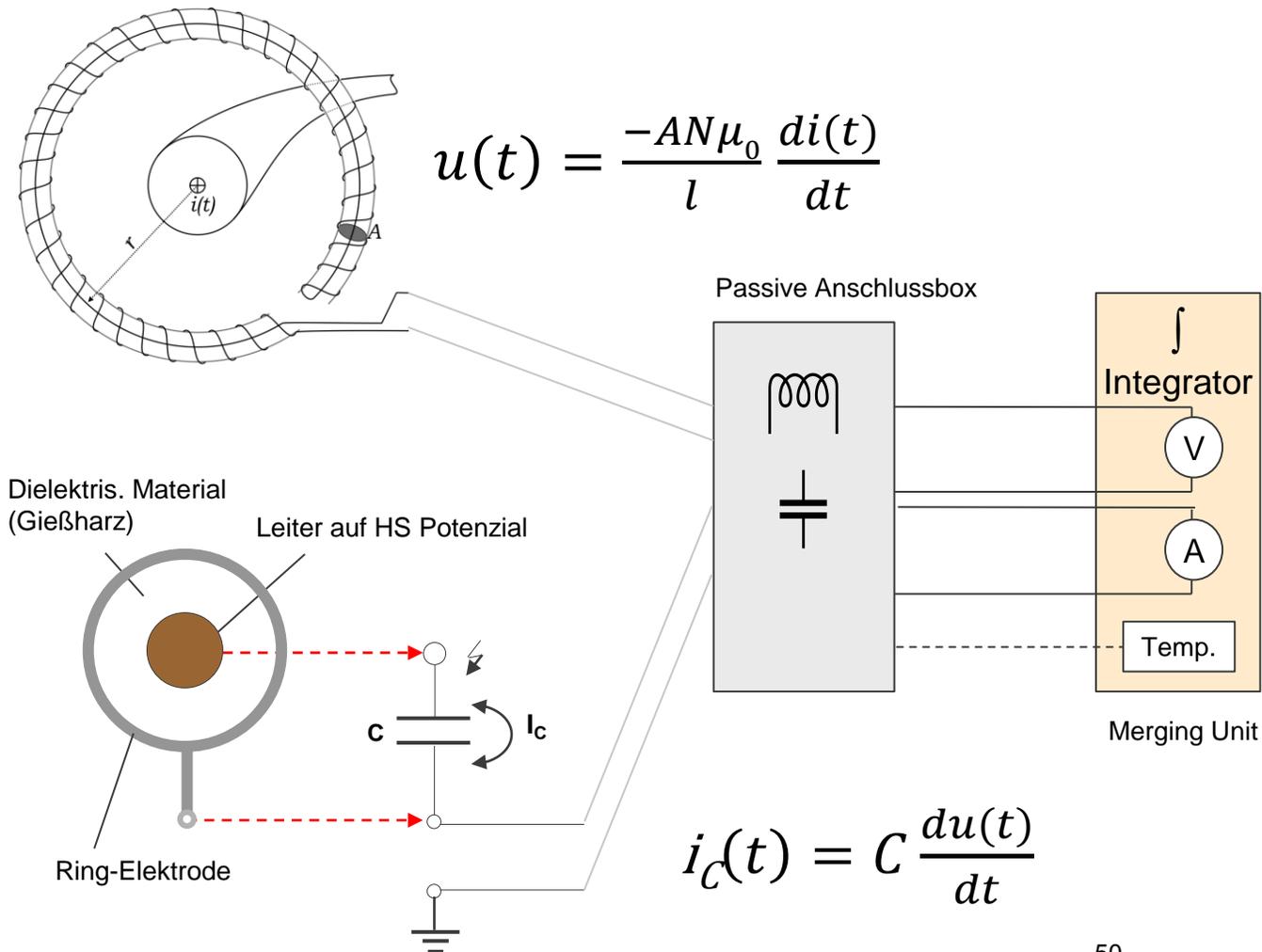
- ➔ Verringerung des parallelen Verdrahtungsaufwandes
- ➔ Spart > ¾ t Kupferleitungen



**LPIT**  
Rogowski Spule  
und Kapazitiver Spannungssensor

# Laufende Innovationsprojekte

## Umspannwerk der Zukunft: Digital und ökoeffizient



- Motivation: Ökoeffizient und Digital
- Erste Betriebserfahrungen
- Zukunftsperspektiven: Umspannwerk Burladingen
- Kleinsignalwandler und Digitaltechnik
- nächste Schritte
  - Ökoeffizienz: CO<sub>2</sub> neutrale, F-gas freie Produkte
  - Digitalisierung: Flexible, robuste *Sensformer* und *Sensgear* Produkte
  - Ökoeffiziente, digitale Schaltanlagen für die flexiblen Netze der Zukunft

# Weltweit erste 145 kV-„Clean Air“-Schaltfelder UW Nördlingen, Deutschland



Ziel: sichere, zuverlässige Stromversorgung und nachhaltigen Klimaschutz miteinander in Einklang zu bringen

-> Bedarf an nachhaltigen, umweltfreundlichen Lösungen wächst!

Lösung:

Isolation mit ökoeffizienten Gasen:

- Freiluft-Leistungsschalter mit Vakuum-Schaltechnologie und Clean Air Isolationstechnologie: 3AV1, 145 kV, 40 kA, 3150 A, -60°C bis 55°C
- Freiluft Strom- und Spannungswandler mit Clean Air Isolationstechnologie: SVAA, 145 kV, -60°C bis 55°C

# Vakuumschalt-Technologie

## Nutzen für Betrieb, Umwelt und Wirtschaftlichkeit

For more than 40 years successful operational experience in medium-voltage,  
since 2010 in high-voltage

- **High reliability**  
due to the hermetically tight vacuum interrupter,  
eliminating any influence of decomposition products
- **High performance**  
Perfect for frequent switching applications: Excellent interrupting performance at rated nominal current and rated short-circuit currents throughout life-time of the vacuum circuit-breaker, up to 30 short-circuit interruptions
- **Perfect for low temperature down to -60 °C**  
No liquefaction of switching medium
- **No maintenance**  
Maintenance free due to sealed for life technology; no spare part costs
- **No CO<sub>2</sub>e emissions**  
Switching media (vacuum) with GWP=0;  
no CO<sub>2</sub>e emissions during operation, maintenance or recycling



# 8VN1 Blue GIS: 145 kV / 40 kA / 3150 A

Leistungsdaten und -vorteile gegenüber der SF<sub>6</sub> Technik  
 Komplettypgeprüft nach IEC und IEEE



Voltage: U <sub>r</sub> , U <sub>p</sub> , U <sub>d</sub>	145 kV / 275 kV / 650 kV
Current I <sub>r</sub> , I <sub>sc</sub>	up to 3150 A / 40 kA (3s)
Rated frequency f <sub>r</sub>	50 / 60 Hz
Temperature range	-50 °C...+40 °C w/o liquefaction & rating reduction
Class classification	C2, E2, M2
Capacitive performance	LC/CC/BC
Min. nom. current switching operations I <sub>r</sub>	10.000 versus SF <sub>6</sub> -CB typically 6.000
Min. short-circuit current operations I <sub>sc</sub>	30 versus SF <sub>6</sub> -CB typically 6
Interrupter- / Insulation Technology	Vacuum / Clean Air (synthetic air with 80 % N <sub>2</sub> + 20 % O <sub>2</sub> ) w/o any other chemical substances
First major inspection / Expected lifetime	> 25 years / > 50 years
Standards	IEC / IEEE

  Main technical benefits in comparison to SF<sub>6</sub> GIS beside GWP = 0

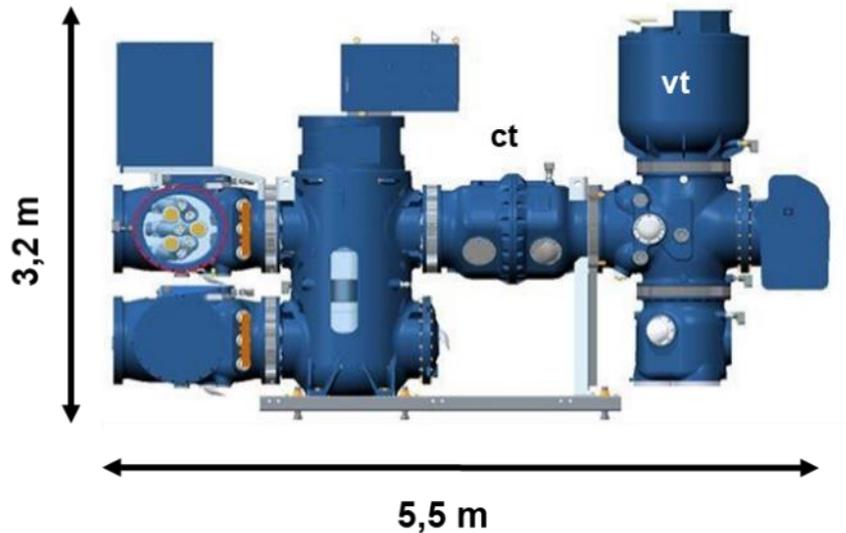


# 8VN1 Blue GIS mit LPIT

LPIT reduziert Abmessungen und Gewicht signifikant

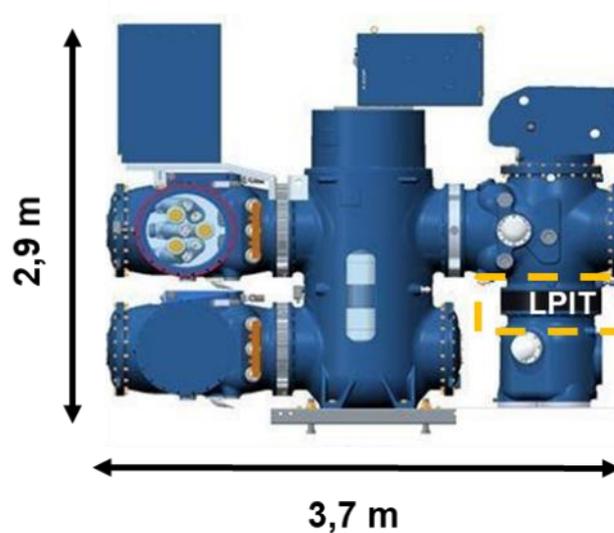
## 8VN1 blue GIS 145 kV

Inductive Current & Voltage Transformer (ct, vt conventional)  
Bay width 1 m / Weight ~ 6 t  
Clean air ~ 38 kg (GWP = 0)



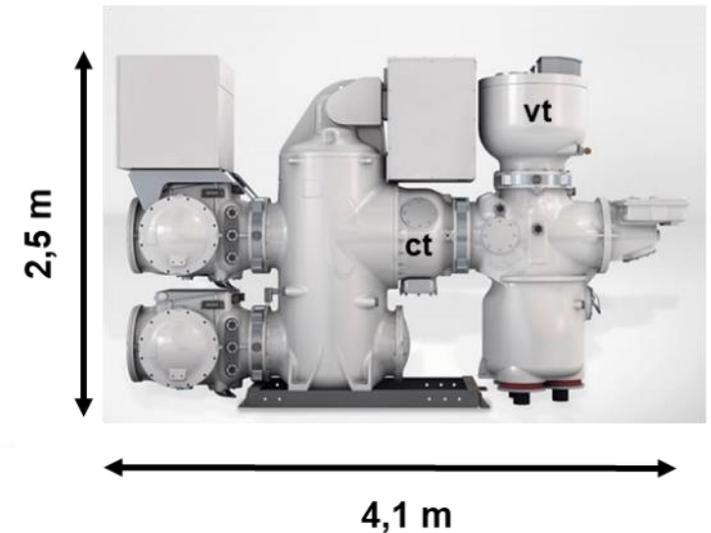
## 8VN1 blue GIS 145 kV

Low-Power Instrument Transformer (non-conventional)  
Bay width 1 m / Weight ~ 4.7 t  
Clean air ~ 33 kg (GWP = 0)



## 8DN8 SF<sub>6</sub> GIS 145 kV

Inductive Current & Voltage Transformer (ct, vt conventional)  
Bay width 0,8 m // Weight ~ 4,5 t  
SF<sub>6</sub> ~ 85 kg (banked GWP = 2.000 t CO<sub>2</sub>-eq.)



# 8VN1 Blue GIS Installation in Bergen, Norwegen @ BKK

## Erfahrungen aus Montage, Inbetriebsetzung und Betrieb



- ✓ **Fabrik-getestete Felder reduzieren Risiko und Installationszeit**
- ✓ **Clean air vereinfacht und verkürzt den Gashandhabungsprozess**
- ✓ **Bei der Installation und Inbetriebnahme-Prüfungen keine Unterschiede zu einer SF<sub>6</sub>-GIS**
- ✓ **Positive Betriebserfahrung; Kein SF<sub>6</sub> oder F-Gas-Berichterstattung; Keine Kontrolle des Leckage-Erkennungsystems alle 6 Jahre**
- ✓ **Zufriedene Betreiber, hohe Akzeptanz in der Gesellschaft**

Referenzen: SF<sub>6</sub>-frei, F-gas frei, CO<sub>2</sub> neutral  
 >1500 Felder bestellt und >400 Felder in Betrieb



**72.5 kV  
Blue Circuit Breakers, LT**  
 6 in operation in  
 FRA, LUX, DEN, AUS since 2010



**72.5 kV  
Blue GIS Wind**  
 974 ordered for GBR, USA,  
 NDL, TAI, DEN, CHN, FRA  
 Thereof 106 in operation



**145 kV  
Blue Circuit Breakers, DT**  
 6 ordered for USA



**145 kV Blue  
Circuit Breakers, LT**  
 85 ordered for GER, POL, NOR,  
 SWE, DEN, KAZ, USA, CHE,  
 GBR, ROU...  
 Thereof 67 in operation.



**145 & 245 & 420 kV Blue  
Instrument Transformers**  
 109 ordered in NOR, SWE, GER  
 thereof 5 x 245 kV VTs and  
 8 x 420 kV VTs  
 Thereof 36 in operation



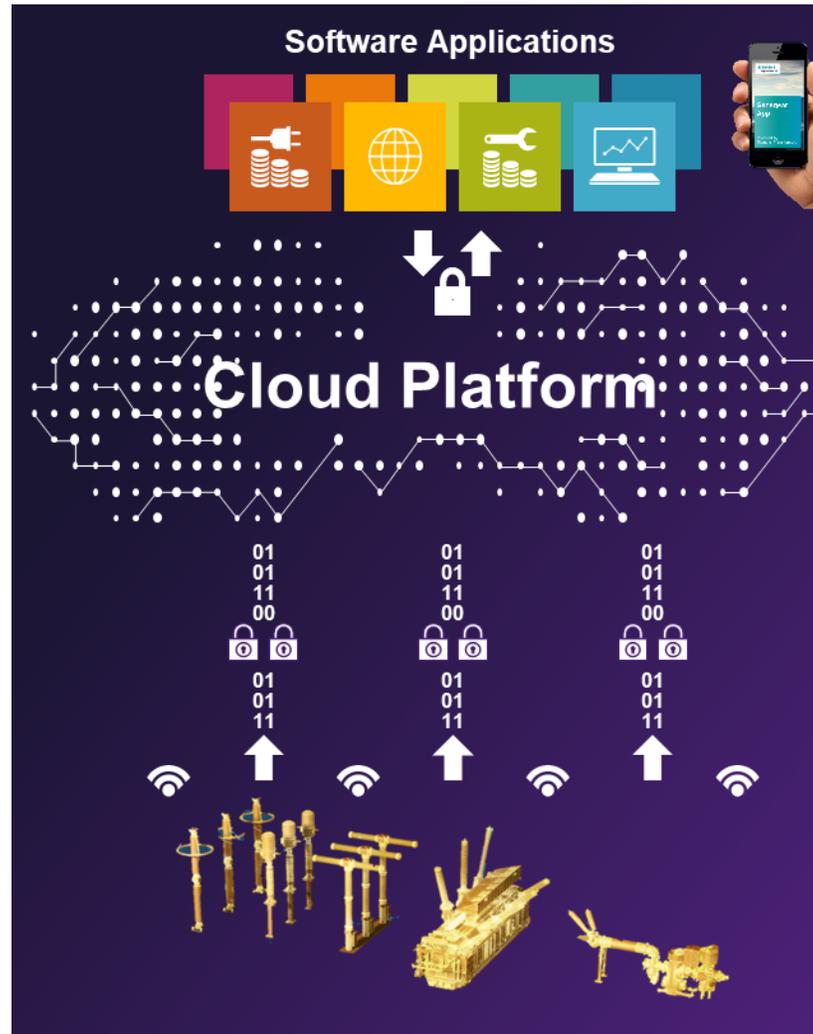
**145 kV Blue GIS**  
 155 ordered in NOR, USA,  
 GER, SPA, DEN, NDL  
 Thereof 20 in operation



**420 kV Blue GIB, extensions, bushings**  
 3860 m single-phase ordered in GER

# Fluktuierende Last & Erzeugung benötigen flexible Netze

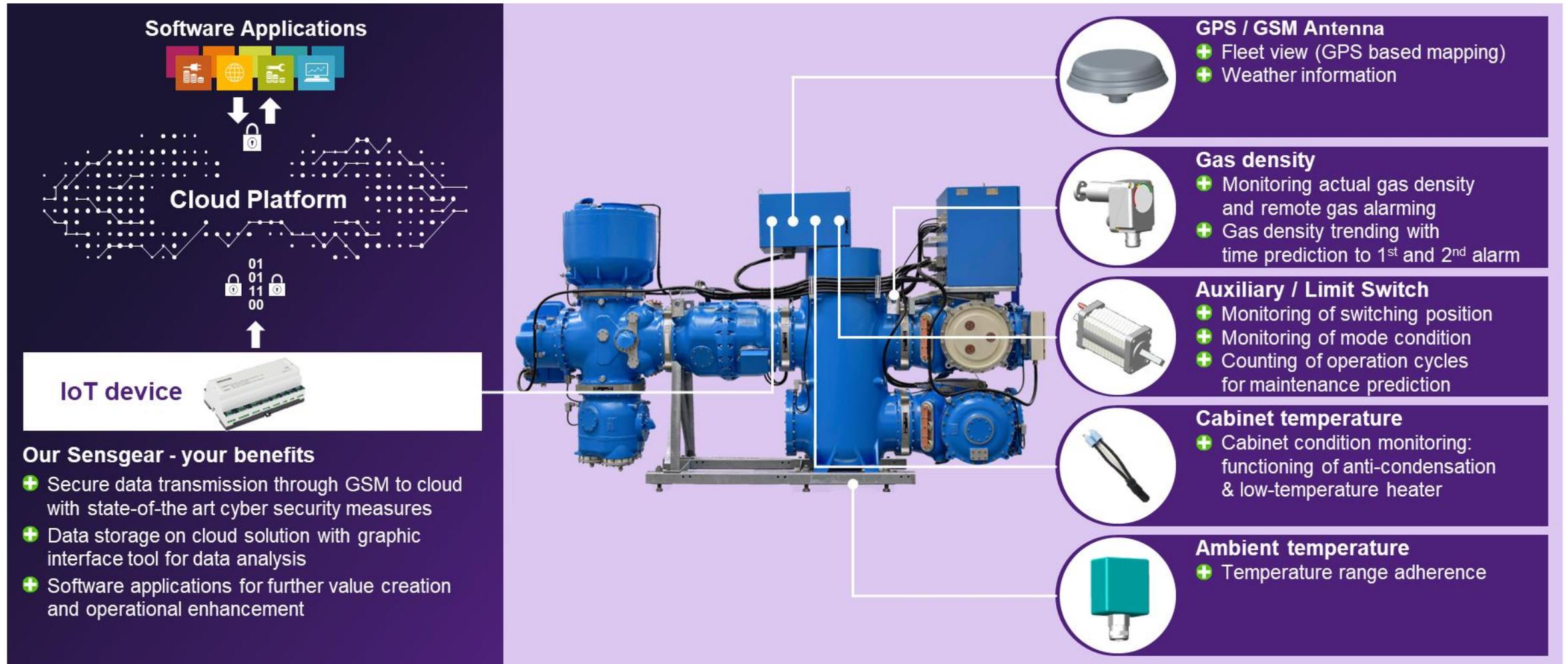
## IoT-vernetzte Hochspannungsprodukte bieten diese Flexibilität



User benefits		
Grid operation	Asset management	Service, Maintenance
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Load status transparency of products</li> <li>• Overload reserve capability of products</li> <li>• Continuous and temporary overload management</li> <li>• Additional power transmission reserves and revenue</li> <li>• Re-dispatch optimization</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remaining lifetime</li> <li>• Reliability / Fault history</li> <li>• Asset lifecycle optimization / CAPEX – OPEX optimization</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduction of unplanned outages</li> <li>• Reduced costs for maintenance from time-based to predictive</li> <li>• Increased safety through reduced manhours on equipment</li> <li>• SF<sub>6</sub> leakage and CO<sub>2e</sub> emission reduction</li> <li>• Oil leakage reduction</li> </ul>

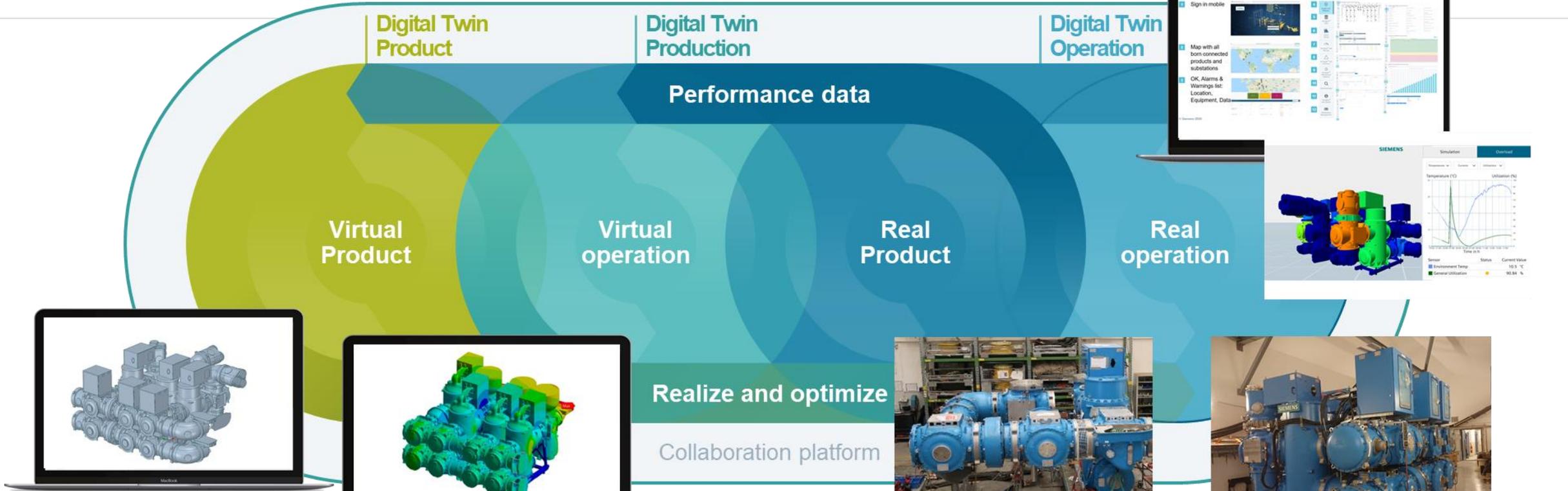
# Beispiel Sensgear GIS

Digitalisierung mit bewährter Sensorik installiert und geprüft ab Werk



# Sensgear GIS advanced

Realer Betrieb wird durch digitale Zwillinge leistungsfähiger



## Virtual product / Digital model

- 3D geometry
- Materials, Features
- Assemblies

## Virtual operation / simulation

- Mechanical: pressure, kinematics, seismic
- Electrical: Dielectric, short-circuit, internal arc
- Temperature-rise

## Real product type tests, routine tests and tests after installation

- Gas-tightness, pressure, mechanical operation
- Dielectric, auxiliary and control circuits,
- temperature-rise, resistance of the main circuit,

## Real operation optimization

- Performance: thermal utilization
- Environment, Health, Safety
- Cost optimization: predictive maintenance

### Features

- **Thermal digital twin factory-calibrated** with real GIS-modules
- **Overload indication** via thermal behavior of the asset based on operational data
- Indication of the maximum acceptable power transmission
- Operation within the GIS specified power rate

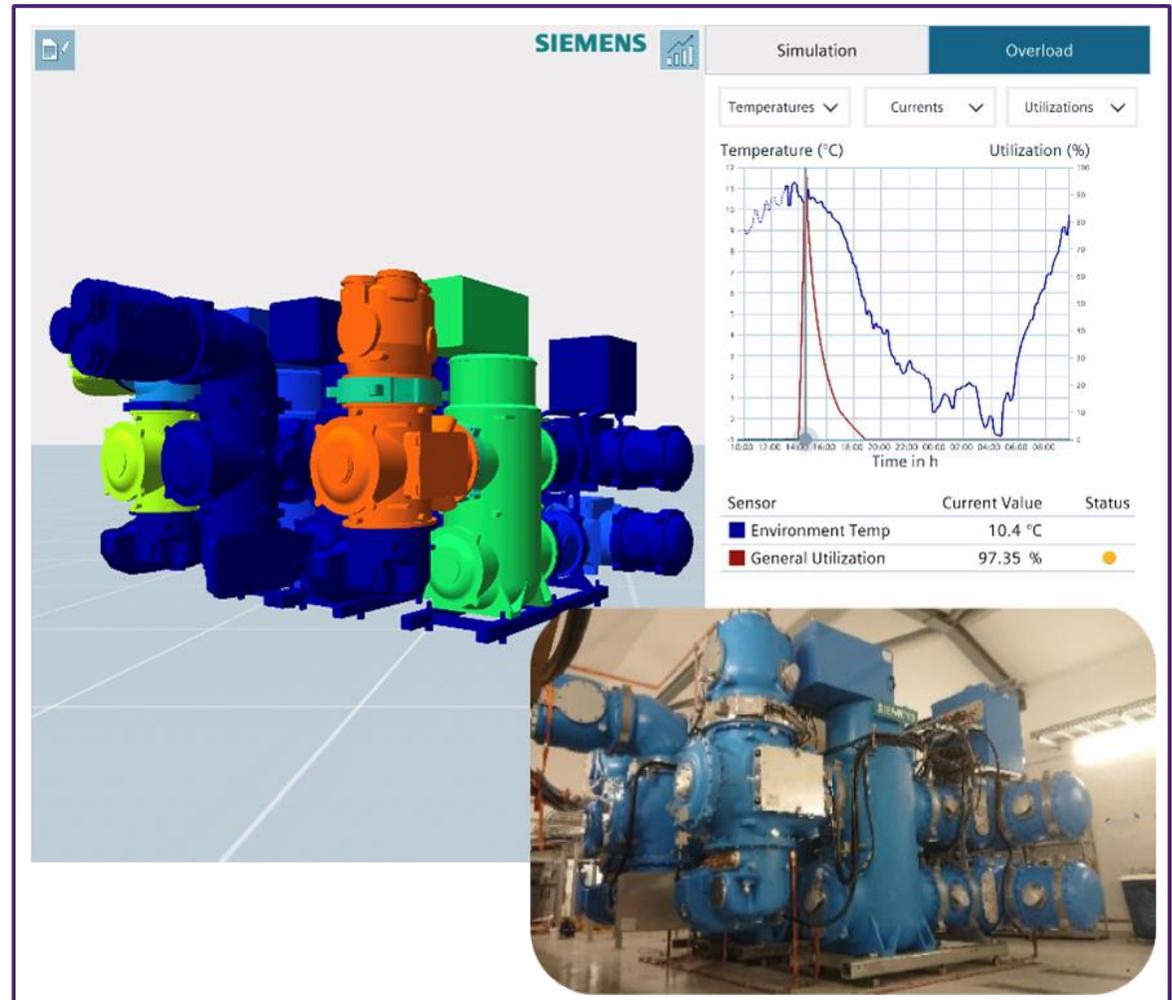
### Benefits



- **Indication of temporary overload current capabilities** without reducing reliability and lifetime
- **More transmitted power** through temporary overload current
- **Prediction of temporary overload current capabilities** based on ambient temperature prediction deducted from weather forecast
- **Very accurate prediction** under real operational condition



- **Cost reduction potential** for less re-dispatches



# Senformer und Sensgear

## Beispiele weltweiter Installationen



**Sensformer**  
110 kV / 40 MVA,  
Mobile Substation  
China



**Sensformer advanced**  
400 kV HVDC  
interconnector  
Australia



**Sensgear**  
**Arc Suppression Coil**  
110 / 20 kV Substation  
Germany



**Sensgear**  
**Circuit Breaker**  
145 kV Hydro power plant  
substation, Poland



**Sensgear**  
**Instrument Transformer**  
110 kV Substation,  
Germany



**Sensgear**  
**Gas-insulated switchgear**  
145 kV Substation,  
Norway



**Substation with**  
**Sensformer and Sensgear**  
110 kV / 40 MVA Sensformer and  
110 kV Sensgear GIS, Instrument Transf., ASC,  
Substation, Germany





**ökoeffizient**



**digital & sicher**



**flexibel und vernetzt**

## Nächste Schritte:

- Inbetriebnahme UW Burladingen im Jahr 2022
- weitere Pilotprojekte in Hoch- und Mittelspannung zur Vorbereitung auf Beschränkungen im SF<sub>6</sub>-Einsatz
- Erprobung von Prozessen im Umgang mit neuen Technologien, Ersatzgase, Digitalisierung  
Sammeln von Betriebserfahrungen

# Neue Betriebsmittel für die Energiewende

**Michael Schäfer**  
TransnetBW GmbH  
[m.schaefer@transnetbw.de](mailto:m.schaefer@transnetbw.de)  
Germany

## KURZFASSUNG

Die Einhaltung der Klimaziele und die Umsetzung der dazu erforderlichen Energiewende bei der Energie-Gewinnung führen zu einem weiterhin steigenden Transportbedarf elektrischer Energie in Deutschland. Annahmen wie zum Beispiel netzdienliche Sektorenkopplungen zwischen Gas und Stromsystem und anderen Energiesektoren führen zwar zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfs, ändern jedoch an der Notwendigkeit eines grundlegenden Systemwechsels im Stromsystem nichts. Die nördlichen Bundesländer werden immer mehr zu zentralen Erzeugern aus erneuerbaren Energiequellen und die südlichen und westlichen Bundesländer entwickeln sich mit fortschreitender Umsetzung der Energiewende zunehmend zu Importeuren elektrischer Energie. Ähnliche Entwicklungen sind auch im europäischen Zusammenhang zu erwarten. Um erneuerbare Erzeugung weiterhin sinnvoll nutzen zu können sind Flexibilitäten erforderlich um die dargebotsabhängigen Energiemengen räumlich und zeitlich flexibel einsetzen zu können und. Um diese Flexibilitäten zu ermöglichen, werden in den nächsten Jahren neue Betriebsmittel, aber auch innovative Steuerungstechniken, Prozesse und Methoden benötigt. Der Beitrag zeigt Beispiele aus den Themenbereichen der höheren Auslastung des bestehenden Netzes, der Sicherung der Netzstabilität und der reaktiven Betriebsführung.

Der witterungsabhängige Freileitungsbetrieb (WAFB) ermöglicht in seiner endgültigen Ausprägung eine flexible Auslastung der Leitungsanlagen entsprechend der herrschenden und im Endausbau auch prognostizierter Witterungsbedingungen.

Reaktiv einsetzbare Netzelemente ermöglichen in Zukunft darüber hinaus eine weitere Aktivierung von Übertragungsreserven durch eine veränderte Interpretation des n-1 Prinzips. Ein schneller Batteriespeicher, als ein Beispiel für ein reaktiv einsetzbares Netzelement, befindet sich derzeit am Anfang seiner Pilotphase. Im Beitrag wird die Wirkungsweise und die mögliche Ausprägung schneller Batteriespeicher vorgestellt.

Spannungseinprägende Umrichter in Verbindung mit statischen Kompensationsanlagen, Schwungmassen und anderen Energiespeichern ermöglichen die Aufrechterhaltung der Netzstabilität in Netzen deren Stabilitätsreserven, durch eine hohe Auslastung und fehlende Synchronmaschinen am Netz, verkleinert sind. Dazu wird jedoch ein verändertes Systemverhalten dieser Netzelemente benötigt.

## New developments in the field of high voltage shunt reactors

**B. Wijnhoven<sup>1</sup>, B. van der Aa<sup>1</sup>, T. Overboom<sup>1</sup>, L. Dorpmanns<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Royal SMIT Transformers B.V. (SGB-SMIT Group),  
Large Power Transformers,  
Nijmegen, The Netherlands

E-mail contact: Luc.Dorpmanns@sgb-smit.group



### ABSTRACT

The installation of renewable energy sources drives the requirement for reactive power compensation. Shunt reactors, including a gapped core inside the windings, provide an efficient solution for this compensation. To optimize the design of these gapped core reactors Royal SMIT Transformers executed measurements on the active part of multiple high voltage and high power reactor designs at nominal voltage. Magnetic, thermal and vibration models were developed and benchmarked with the measured results, showing good quantitative agreement. Simulation results can therefore be used with high confidence and lead to increased insight in physical backgrounds behind reactor behaviour. This gives Royal SMIT Transformers the ability to execute parameter studies and implement design modifications for improvement of noise, loss and cost in future designs.

***Keywords: Shunt reactor, Gapped-Core, Renewables, Power Transmission, Development, FEM, CFD, Modelling, Measurements, Fibre Optics, Vibrations, Noise, Losses, Maxwell Forces***

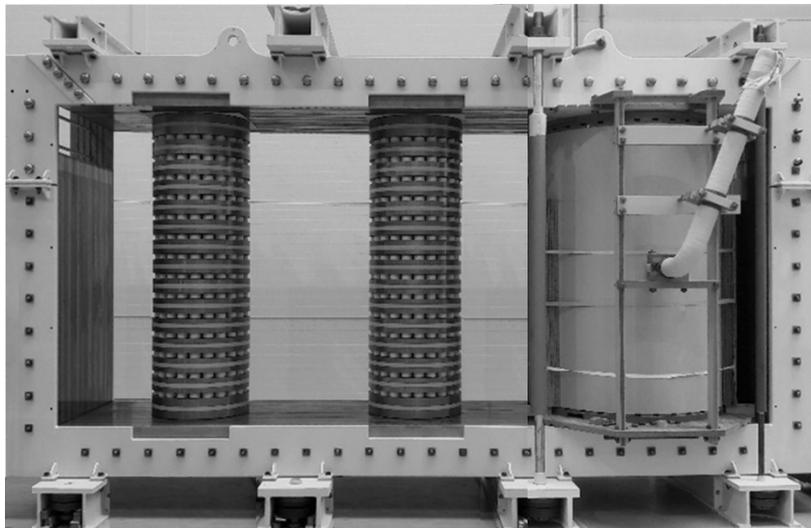
## 1 INTRODUCTION

Control of the reactive power flow in HV lines is important for efficiency and voltage stability. The generation of reactive power is more relevant for renewables, because of long transmission line lengths, variable line loads and application of underground (offshore) HV cables. The demand for renewable energy sources and therefore high voltage shunt reactors with high reactive power has grown significantly [1].

Especially for high power shunt reactor it is economically beneficial to use a ‘gapped core’ in the shunt reactor design, due to its high reactive power density per unit of volume. The active part of a shunt reactor as designed by Royal SMIT Transformers with a gapped core (further referred to as: ‘gapped core reactor’) is shown in Figure 1. The winding can be seen on the right-hand side and on the centre and left-hand side the gapped limbs are visible. These limbs consist of multiple radially stacked electrical steel packets, separated by ceramic spacers to introduce air (oil) gaps. By application of these gaps the amount of turns can be reduced when compared to an ‘air core reactor’ for which no electrical steel is present inside the windings. This results in a more cost effective concept, because weight, dimensions and DC losses in the windings are reduced. Application of the gapped core solution is therefore becoming very common for shunt reactors.

The windings of a reactor are similar to transformer windings and can be designed by a transformer manufacturer using standard software and rules. The introduction of the gapped core in the shunt reactor design however brings new design challenges. This especially holds for reactors with high reactive power ratings, where a larger core is needed.

Design and development of gapped core reactors requests specialized knowledge. To get insight in general gapped core reactor behaviour simulations and measurements are needed. Investigations on multiple different gapped core reactor designs, with reactive power of 100 MVar or higher, were done by Royal SMIT Transformers in multiple physical domains. Results on the magnetic, thermal and vibration behaviour are described in this technical overview.



*Figure 1. Active part of a ‘Gapped Core Reactor’*

## 2 CONDITIONS

To increase insight in behaviour of reactors it is important to take into account the conditions that affect the results. These are different with respect to transformers and have impact on the levels as measured for loss and noise. For transformers either the nominal current or nominal voltage can be applied in laboratory conditions. This results in a difference between load and no-load losses and noise,

which are the winding and core contributions respectively. A reactor is energized during testing as in operating conditions using a step-up test transformer, resulting in the nominal voltage on and nominal current through the reactor. Therefore no distinction between the contributions in loss and noise of these main parts can be made, which makes it more difficult to get insight in reactor behaviour. This requests a different approach using measurements and simulations.

### 3 MEASUREMENTS AND SIMULATIONS

As stated before measurements and simulations are needed to get detailed insight in general reactor behaviour. This to be able to determine the contributions of the main parts, which cannot be separated as for transformers during measurements. Parameter studies by simulations can be used for technical development and design improvement. However, measurements are also needed to benchmark assumptions and simplifications made in simulation models, to make sure the actual behaviour is captured well.

Main fields of interest chosen for measurements and simulation are magnetic, thermal and vibrations, because all of these have a strong relation with important parameters determining quality and cost such as: noise, loss, weight, dimensions etc.

The source for all forces acting on parts and causing vibrations is magnetic flux. Next to this the magnetic flux is causing magnetostriction, which is also a source for vibrations. To be able to predict vibrations and eventually noise, accurate magnetic models are needed. The flux distribution also determines the loss distribution inside the active part, which is important for thermal characteristics and therefore is the input for thermal models. Based on magnetic models the loss distribution can be optimized and cost, in terms of materials, can be reduced.

As stated in the previous section load and no-load loss cannot be separated for a reactor. This means that during the heat-run the core is also dissipating losses and rising in temperature, which is not the case for transformers. Compared to the windings, for which hot-spots determine quality and ageing of the insulation system is determined by temperature, the core temperature in a transformer is less critical and only has to be bounded to prevent gassing. This means that in general less effort is spent on thermal core models, which are also complicated due to the loss distribution and geometry. An accurate thermal model of a reactor however has to include the core. The core influences the temperature distribution inside the tank during the heat-run. Measurements during the heat-run on parts therefore are only useful for benchmarking if the core is included in the model. Such a model can be used for calculation of core losses, which cannot be measured separately, and for optimization of the thermal design.

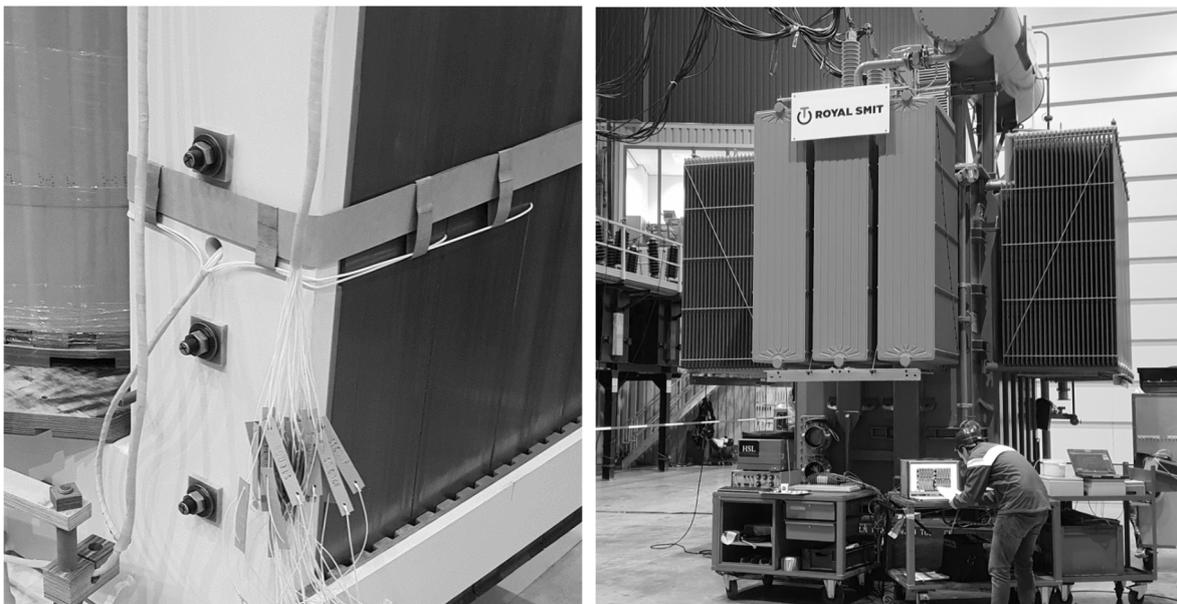


Figure 2. Flux measurements: search coils in core (left), reactor in HVL (right)

The actual noise behaviour can only be measured on the outside of the tank. It originates however from vibrations inside the tank. By measuring vibrations on the active part, noise sources can be identified and simulation models can be benchmarked. Both measurements and simulations contribute in finding solutions for vibration reduction, which is important as meeting guaranteed values for the noise of reactors remains challenging.

### 3.1 Flux

The flux distribution over the width of the top and bottom yoke of gapped core reactors is highly non-uniform in comparison with transformers, if the design as shown in Figure 1 is used. The uniformly distributed flux in the gapped limb, which has a cylindrical shape, enters the rectangular shaped yoke causing a decreasing induction level from the centre to the side. Assuming that the flux will not spread over the width this will result in the induction level envelope as indicated in the left graph of Figure 2. Due to the anisotropic properties of grain-oriented electrical steel, the flux also exhibits a non-uniform distribution across the height of the yoke as can be seen in the right illustration of Figure 2.

To accurately assess the flux distribution across the width and height of the yokes, a 3D finite element model was developed using Ansys Maxwell software. The accuracy of this model was verified with measurements. A total of 15 single-turn search-coils were placed in the yoke of a 100 MVar, 50 kV reactor to measure the differences in flux over the length, height and width at nominal voltage, thus with the nominal induction levels in the yokes. Figure 2 shows the search-coils at one location in the core on the left and the reactor in the high voltage laboratory on the right.

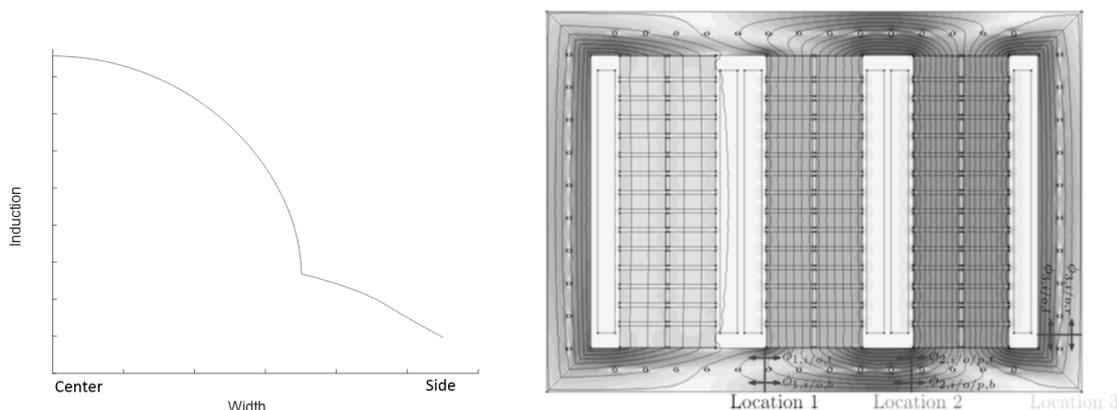


Figure 3. Flux distribution in the yokes, over the width (left), over length and height (right)

#### 3.1.1 Flux distribution

The centre graph of figure 4 shows the measured flux in the centre of the yoke at three locations along the length, which are also indicated in Figure 3 ( $\phi_1$ ,  $\phi_2$  and  $\phi_3$ ). The right graph shows the measured flux on the side of the yoke. From the figure it can be seen that the amount of flux in the side is significantly lower than in the centre as already indicated in Figure 3. In the centre even saturation of the magnetic field can be seen, which does not occur in the sides of the yoke. The illustration of flux distribution over the width as indicated in Figure 3 assumes no interlaminar flow of the magnetic flux, i.e. the flux does not spread across the width of the core. Assessment of the results however shows that flux does distribute over the width especially when inner core sections start to saturate.

Even though a sinusoidal flux is imposed in each wound limb by the three-phase currents, a non-sinusoidal flux flows inside the yoke and return limb at the three search-coil locations, which can be seen in the waveforms. The non-sinusoidal wave shape is mainly determined by a third harmonic flux (150 Hz) which originates from the five-limb configuration and non-linear material properties of the electrical steel. The presence of the third harmonic in the total flux is an intrinsic property of five-limb cores, where it creates additional losses due to its higher frequency.

### 3.1.2 Linearity

Although sections in the yoke show harmonic distortion this is not measured in the current. As a result the reactor shows linear behaviour over a large range. Even at 140% excitation the drop in impedance is less than 2%. This is caused by the ‘air gaps’ which dominate the reluctance and have a linear B-H curve. Only when the core packets start to saturate the linearity is affected.

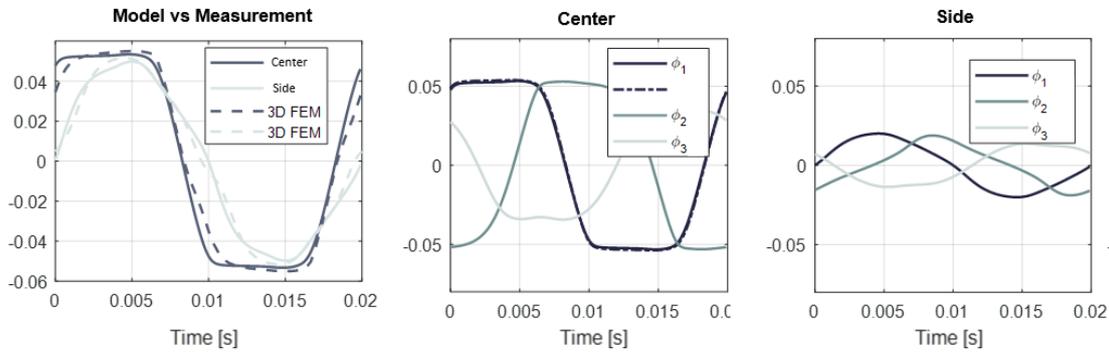


Figure 4. Measured flux versus modelled flux in centre and side

### 3.1.3 Measurements versus simulations

Important is also the left graph in Figure 4 in which the measurement and simulation results are compared. It can be seen that the model can accurately predict the level and wave shape of the flux in the centre and side sections. Similar results were seen for other locations as well. Verification of simulation results is extremely important, because it gives confidence in the model which means it can be used to assess the impact of design changes. This reduces risk when executing modifications on the magnetic structure of actual reactors.

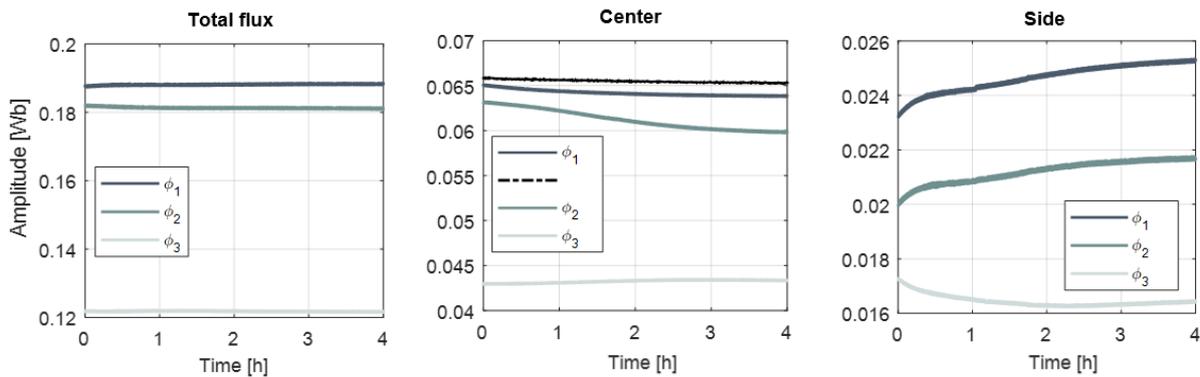


Figure 5. Measured amplitude of the flux over time

### 3.1.4 Flux distribution versus temperature

If the reactor is energized, the temperatures start to increase. It was decided to measure the flux during this rise over a period of four hours at 110% of the nominal voltage. Results are shown in Figure 5. As expected the total flux in the yokes is constant, because the excitation level of the reactor was fixed. However it can be seen that within sections of the core the flux does deviate with about 10%. This means that the flux distribution across the yoke itself is changing with temperature, which indicates that the material properties of the electrical steel change with temperature.

### 3.1.5 Flux distribution versus noise

During the temperature rise over four hours also the noise was measured, which can be seen in Figure 6. The figure shows temperatures at four locations on the yokes, which clearly increase about 30 K

during the four hours. The measured total noise however is constant. This means that although the flux distribution changes, as shown in Figure 5, this has no impact on the noise level.

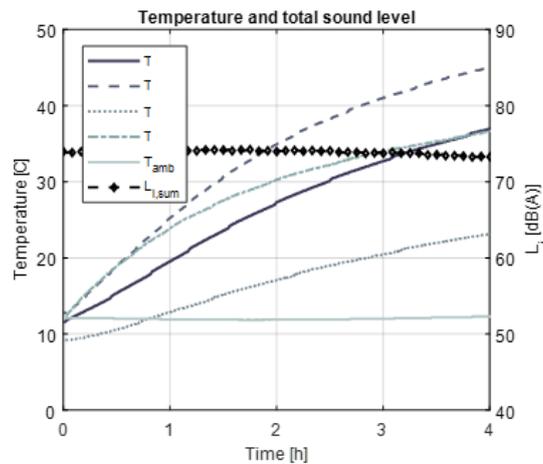


Figure 6. Measured yoke temperatures and noise over time

### 3.2 Temperature

#### 3.2.1 Measurements

The loss distribution, thermal capacity and thermal conductivity is different per part and therefore the temperature distribution in the active part is non-uniform. To get insight in this distribution multiple parts have been measured. On a 150 MVAR, 400 kV reactor 42 FO temperature sensors were implemented and measurements were executed during the heat-run. The temperatures were registered from initial rise until a temperature of the top oil close to the calculated top oil rise was reached. An overview of sensor locations on the core can be seen in the centre of Figure 7. One of these sensors, which measures the temperature on the top of the limb (nr 29), can be seen on the left. The right image shows the reactor during the test in the high voltage laboratory. Assembly of all sensors was successful and all individual temperatures did behave as expected.

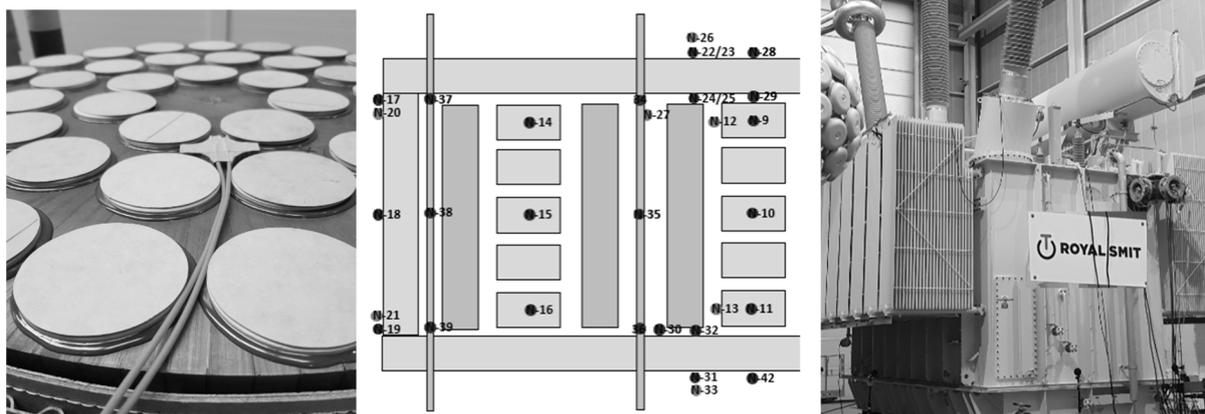


Figure 7. Measurement of temperatures; sensor on limb (left), locations (centre), inside HVL (right)

#### 3.2.2 Measurement validation using average oil

The average oil temperatures can be calculated in different ways. After switching off the reactor DC resistance measurements according IEC were performed to calculate the average winding and average oil temperatures ('o'), from which the latter is displayed in the left part of Figure 8. According to IEC the average oil temperature can also be calculated by using the top oil and cooler-out temperature [2]. This is indicated with the dotted line. This line shows a big jump around the 14<sup>th</sup> hour. At this moment

the coolers were opened, which are closed during the initial rise of the heat-run to speed up the process. The dotted line therefore only gives sensible results after opening of the coolers. By using the average of the implemented winding top and bottom oil sensors also the average oil temperature can be calculated, which is shown by the solid lighter grey line. All these average oil temperatures; in the windings, based on the top oil and cooler out and the one based on the DC resistance value measurement should comply. All these temperatures are indeed very close and deviate only by 5 %, which gives confidence in measurement results and sensor implementation.

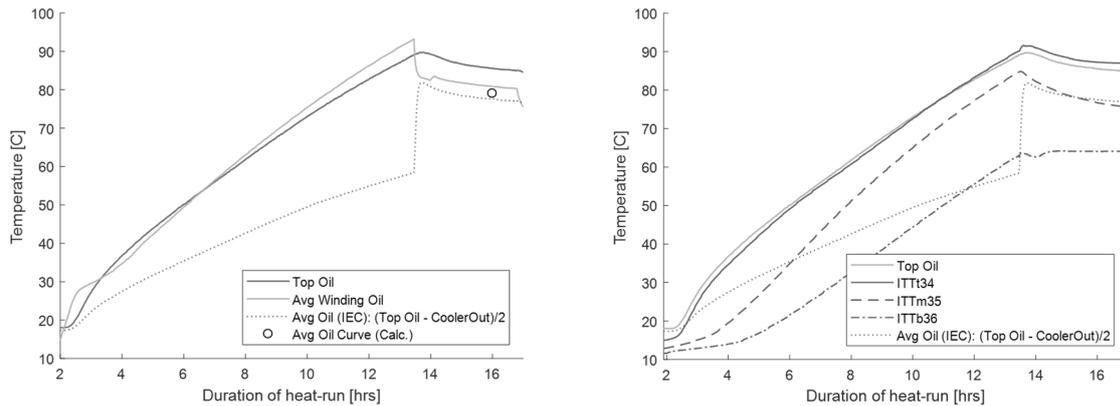


Figure 8. Measurements compared with avg. oil (left), oil temperature distribution over height (right)

### 3.2.3 Oil temperature distribution over the height

The right graph of Figure 8 shows the temperatures as measured on the main tie-rods of the reactor. The upper tie-rod sensor measures temperatures very close to the top-oil temperature. This means that this temperature is mainly driven by the surrounding oil. The bottom tie-rod sensor is assumed to be also measuring the temperature of the surrounding oil, because of symmetry in the magnetic design.

The middle tie-rod sensor is also indicating the surrounding oil temperature. In the middle of the tie-rod the sum of the incoming stray flux in the tie-rod is the highest for mild steel. If this flux would result in losses, a fast temperature increase in the beginning of the heat-run should be visible, which is not the case. After opening of the coolers the mid tie-rod sensor complies with the average oil temperature, which supports this conclusion and again gives confidence in the results. The tie-rod temperatures therefore indicate the oil temperature over the height of the reactor.

It can be seen in the results for the bottom tie-rod sensor that it takes about five hours before the oil temperature in the bottom of the reactor starts increasing. At first glance these results seem not very relevant for reactors and their performance. However for model validation they have a major contribution as will be explained later in this chapter.

### 3.2.4 Modelling

Winding temperatures can be calculated as a 1D problem based on a few main parameters such as loss, dimensions and the cooling coefficient, because the problem in general is linear and uniform. For cores however the loss distribution is uneven and the geometry is changing per location, influencing the thermal capacity and cooling coefficient. In a thermal model for a reactor including the core, the loss distribution has to be included in three dimensions and also oil flow has to be calculated. This means a 3D CFD model has to be used.

A 3D CFD model of the active part in a tank of a 150 MVA, 400 kV gapped core reactor was developed in Ansys Fluent. Complexity of such a model arises from the fact that a lot of small details in the winding is needed to get an accurate oil flow, which means fine meshes and thus a large amount of nodes, in comparison to the big oil volume of the tank. This makes it hard to get a converging model, which is solvable. Therefore the windings were substituted by a single oil duct in which losses are directly dissipated. This can be seen in the left image of Figure 9. The simplification results in a

converging thermal model and the resulting temperature distribution after about one hour of heat-run can be seen in the right image of Figure 9.

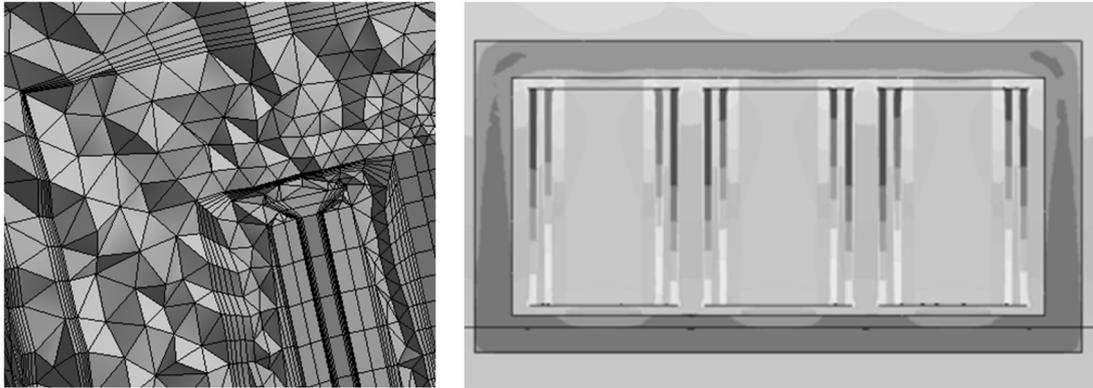


Figure 9. CFD model on active part: mesh (left), results (right).

In general the measurements results have shown that oil flow has a big influence on temperatures inside the active part. To get an accurate prediction of the oil flow in the thermal model is therefore mandatory. To assess the oil flow it is necessary to include the initial temperature rise of the reactor during a heat-run. In this stage the oil flow is developed and if this is captured correctly by the model, confidence in results increases. This is the main reason why the tie-rod temperatures are important as stated in section 3.2.3, because they are a measure for the oil temperature over the height of the reactor.

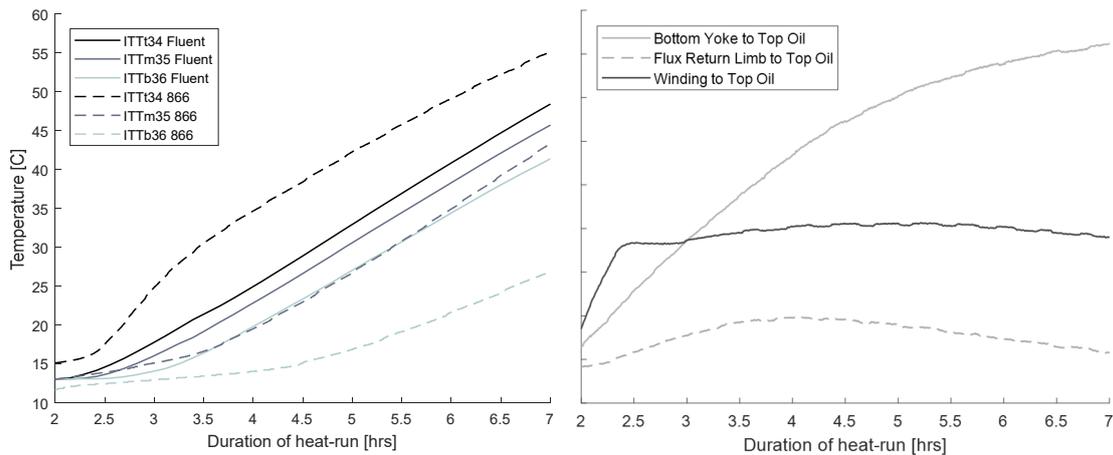


Figure 10. Measurements versus simulations (left), gradients to top oil (right)

### 3.2.5 Measurements versus simulations

Figure 10 shows the benchmark of the simulated (solid lines) and the measured (dashed lines) results on the left. The steepness of both results complies, which means that the total loss and thermal capacity is covered well by the model. This is also indicated by the fact that the average temperatures are equal.

The measurement results show that the bottom temperature starts increasing after about three hours (fifth hour in the figure). The bottom temperature of the model also starts rising later, but this only takes approximately one hour. Also the difference between top and bottom temperature is smaller for the model. Both differences indicate that the model simulates a higher oil flow. This can be explained by the fact that the amount of cooling channels in the windings was reduced, decreasing the flow resistance.

Although there are differences between simulations and measurement general behaviour is captured quite well. This means the model can already be useful to get general thermal insights and do parameter studies if the assumptions leading to the differences are kept in mind.

### 3.2.6 Losses in the core

The right side of Figure 10 shows the bottom yoke, flux return limb and winding temperature gradients to the top oil. The highest temperatures would be expected in the windings. The results however clearly show that the bottom yoke temperature is significantly higher. The top yoke temperature (not shown) is even higher, due to the surrounding top oil temperature. Core temperatures thus affect the thermal behaviour during a heat-run significantly and therefore cannot be excluded for analysis of thermal behaviour and measurements as stated in the introduction.

In the figure it can also be seen that the flux return limb has a much lower temperature than the bottom yoke. The average induction level and thermal properties are however similar. In the top and bottom yoke the flux distribution is non uniform and flux is also travelling in the counter rolling direction of the electrical steel, as can be seen in the right part of Figure 3. This will result in higher losses. The model assumes uniform losses in all yokes. The model results in the right side of Figure 9 therefore show an even temperature of the yokes, which is lower than the winding temperature. By adjusting the loss settings in the model to the measured temperatures during the heat-run, better estimations of the losses can be made and accuracy of calculations can be increased.

### 3.3 Vibrations

The gaps in the limbs of the core of a gapped core reactor introduce magnetic pulling forces, also known as, Maxwell forces, between the core packets at twice the power frequency, which can lead to high vibrations if the clamping system is not designed well. Vibrations are therefore an important quality parameter for gapped core reactors and are measured as a standard during FAT's [3]. Noise is strongly related to vibrations, which originate as a combination of these Maxwell forces and magnetostriction for reactors.

As stated before based on measurements no distinction can be made between the main source of the noise, as in windings or core, due to the combined load and no-load condition. Moreover the 1<sup>st</sup> mechanical harmonic, i.e at twice the power frequency, is dominant in both parts due to presence of the Maxwell forces in the core and Lorentz forces in the windings.

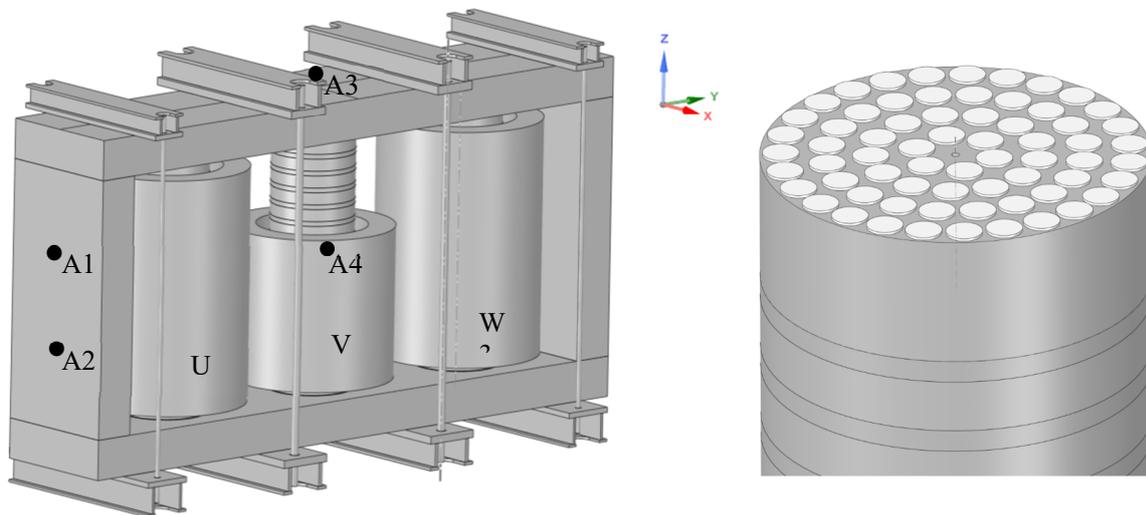


Figure 11. Mechanical model of a gapped core reactor, active part (left), detail of limb (right)

As stated before vibration simulations and measurements on the active part are needed to discriminate between the different sources and noise origins, the mechanical structure used as input for such a model is shown in Figure 11.

It is assumed that vibration at twice the power frequency of a high-voltage gapped core reactor is dominated by Maxwell forces. Therefore it was decided to model the Maxwell forces and compare simulation results with actual measurements to prove this statement and for further noise optimization [4].

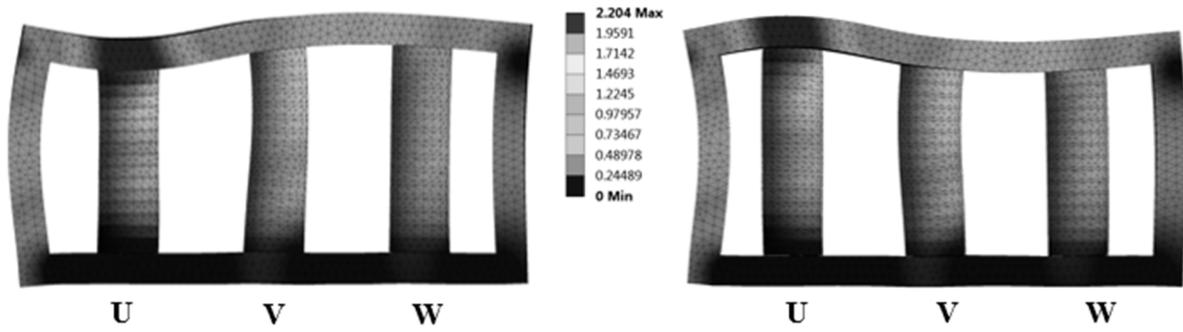


Figure 12: Total vibration acceleration of 100 Hz, phase angle of  $+0^\circ$  (left),  $+180^\circ$  (right).

### 3.3.1 Simulations

In order to calculate the Maxwell forces that act on the individual core-packets a two-dimensional axis-symmetric electromagnetic model based on Rabin's method is utilized [5]. The results of this magnetic model complies with the 3D FEM model as mentioned in section 3.1. To simulate the vibration response of a gapped core reactor active part, a fully coupled vibroacoustic harmonic model of a 150 MVar, 400 kV, 3 phase reactor with five limbs is setup in Ansys Workbench.

Having a vibrating structure surround by a heavy fluid such as oil, the response of the system is altered due to a fluid-loading phenomenon. When the fluid is contained by e.g. a tank, acoustic waves reflect upon the boundaries and can interfere with intersecting pressure waves, which may lead to acoustic modes. From literature it is known that a contained fluid exhibits a resonant acoustic behaviour, producing a strongly frequency dependent response [4]. This, in combination with a narrowband excitation mechanism is best solved by a fully coupled formulation.

The model results clearly show 100 Hz vibration behaviour per phase, in which each phase is displaced with an angle of 120 degrees as can be expected from a three phase system. This can be seen in Figure 12.

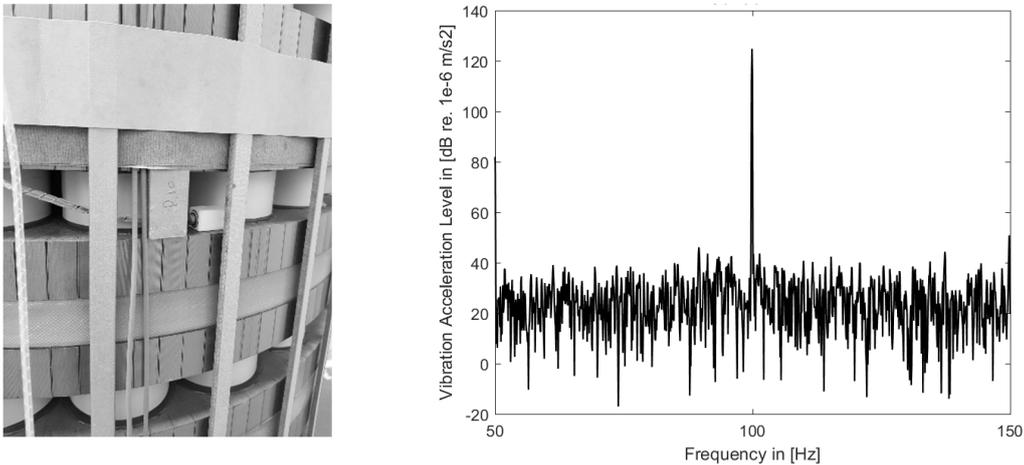


Figure 13: Fiber-optical acceleration sensor at outer edge of gapped core packet (left). typical response spectrum for a system operated at 50 Hz power frequency (right).

### 3.3.2 Measurements

To benchmark simulation results also measurements were executed. Four single-axis fibre-optical accelerometers have been fixed to the active part of the gapped core reactor, see Figure 11 for the schematic locations. Sensors A1 and A2 are mounted to the flux return limb, with their principle measurement axis placed parallel to the y-axis of the global domain, which is shown in Figure 11. Sensors A3 and A4, on the other hand, have their principle measurement axis placed

parallel to the z-axis. An example of a fibre-optical accelerometer mounted on the gapped limb is shown in the left image of Figure 13.

Now, energizing the reactor at 50 Hz will lead to Maxwell forces at twice the power frequency, i.e. 100 Hz in this case. As expected the measured vibration response will display a distinct peak at 100 Hz similar to the one shown in the right graph of Figure 13.

### 3.3.3 Measurements versus simulations

With a fine enough spatial resolution it is possible to visualize the measured operational deflection shape at the driving frequency. This is not possible with the set of accelerometers used here. However, to display the underlying mechanical response at the measurement locations, it is possible to drive the system at a variable frequency with constant force. This can be done by means of a constant frequency approach, i.e. by treating each frequency as a separate test. A discrete multiple frequency excitation is executed in a range from 48 to 52 Hz in steps of 1 Hz. This results in Maxwell forces appearing at 96 to 104 Hz in steps of 2 Hz. The measured vibration acceleration levels of sensors A1, A2 (on the flux return limb) and A3 (phase 2) are compared against the simulated vibration acceleration in Figure 14. Sensor A4 lost its functionality during this test and therefore is not included.

To give an impression of the response outside the measured range, the simulated frequency range has been extended to +/- 10 Hz around the 100 Hz frequency component. It can be seen that the simulated response is in the order of 6 dB higher than the measured values, which holds for all three sensor locations. Further, it can be seen that the overall increasing trend with frequency is captured well. Good quantitative agreement for the small range of frequencies is therefore shown. This indicates that indeed the Maxwell forces have a major contribution in the vibration behaviour of the active part.

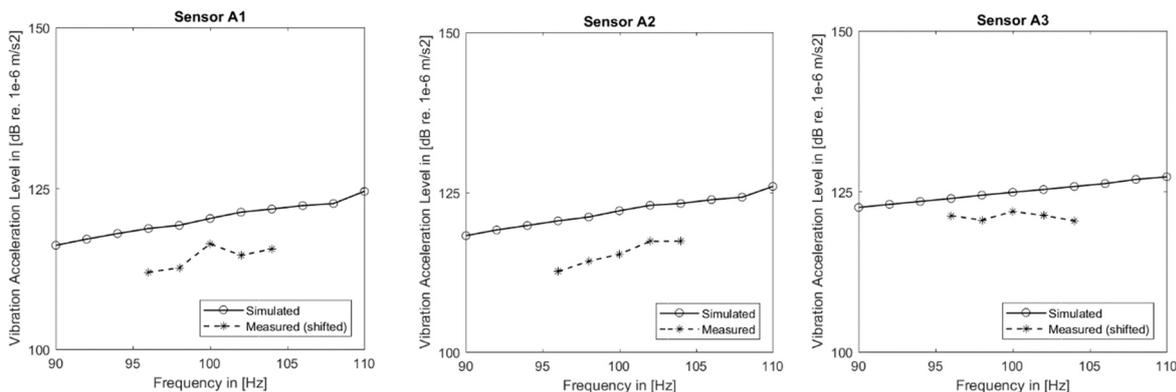


Figure 14: Comparison of measured and simulated Vibration Acceleration Levels, locations A1 to A3.

### 3.3.4 Vibrations versus noise

Noise outside the reactor tank originates from the active part, which is transferred via a structural-borne path, or via the oil to the tank. If noise directly relates to vibrations on the active part, the noise level can be improved by lowering these vibrations instead of applying indirect counter measure such as damping. Therefore vibrations on the active part and noise outside the tank were measured simultaneously. During a heat-run test small transient deviations of the noise and vibrations have been seen multiple times, which display similar transient trends. These deviations are caused by changes in temperature, at a fixed excitation level. An example of such an observation is shown in Figure 15. The measured vibration and noise levels have been normalized to the nominal levels. The results indicate that there is a strong relationship between both quantities, which suggests that reducing the vibrations levels of the active part will reduce the noise levels on the outside of the reactor. The developed model on vibrations as described in this section can therefore be used for parameter studies to improve the noise level.

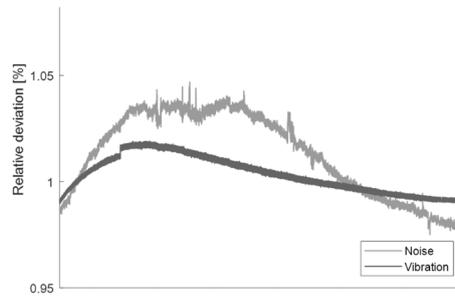


Figure 15: Vibrations and noise during a heat-run. Normalized to reference level sampled at 10 hour..

## 4 SUMMARY

Gapped core reactors are more often used for reactive power compensation, due to their efficiency in terms of cost. However, a gapped core reactor design introduces additional challenges with respect to a transformer design, and important characteristics for windings and core cannot be measured separately. Measurements and simulations on magnetic, thermal and vibration behaviour have therefore been executed by Royal SMIT Transformers. General insight in reactor behaviour was investigated, which can lead to design modifications and optimization of reactors with respect to e.g. noise, losses and cost.

The flux distribution in the yokes of reactors is non-uniform due to its geometry, and an-isotropic magnetic properties of core-steel material. A 3D FEM magnetic model was developed and benchmarked with measurements, using search coils on a 100 MVAR, 50 kV reactor during nominal excitation. Results verified the flux distribution as simulated by the model. It was found that, although the flux distribution inside the core changes with temperature, it does not affect the audible noise level measured outside the tank.

For reactors the core has a significant impact on the temperature distribution during the heat-run. A total of 42 FO sensors were implemented on different locations of the active part. Results did comply with general calculations on average oil, which agree well with measurements. In addition, a 3D CFD model of a 150 MVAR, 400 kV reactor, driven by internal dissipation, was developed to predict temperatures in the active part and oil. Due to simplifications of the modelled windings the oil temperatures over the height of the reactor, showed significant deviations with respect to the measured results. Simulation results can however still be used when the assumptions are taken into account during analysis. It was shown that the top and bottom yoke have higher temperatures than the winding and dissipate more losses than the flux return limb. The thermal model can be used for loss estimation.

Due to the attracting forces between the packets of the limbs, vibration and therefore noise levels can be relatively high for gapped core reactors. The noise and vibration levels are thus an important characteristic. A vibroacoustic harmonic model of a 150 MVAR, 400 kV reactor was developed. The model response at different frequencies was compared with measurement results, obtained by specially developed FO accelerometers, which showed good quantitative agreement for the small range of frequencies. It was also shown that transient variations of the noise level, measured outside the tank, directly relate to the vibrations measured on the active part.

It was shown that measurements are needed to get general insight in behaviour and to get confidence in simulation results. By combining measurement and simulation results detailed insight in the behaviour of the different parts in the active part can be obtained, which gives Royal SMIT Transformers possibilities for reactor development and design optimization.

## REFERENCES

- [1] Entsoe; “Technologies for Transmission System”, TYNDP, Oct 2018.
- [2] IEC 60076-2; “Temperature rise for liquid-immersed Transformers”, Edition 3.0 2011-02
- [3] CIGRÉ Working Group A2.48 “Technology and utilisation of oil-immersed shunt reactors” CIGRÉ TB 655, May 2016
- [4] B.v.d. Aa, B. Wijnhoven, T. Overboom, L. Dorpmanns: “Measurement and simulation of vibration acceleration of a high voltage three-phase gapped-core reactor”, Proceedings of the 23rd International Congress on Acoustics, 12, Sep.
- [5] Rabins L; “Transformer Reactance Calculation with Digital Computers; Transactions of the American Institute of Electrical Engineers », Part I: Communication and Electronics. 1956; 75(3):261-267

## **Innovative Lösungen zur Geräuschreduzierung von Transformatoren mit Hilfe der Analyse von Geräuschen**

**Max Gillet\*, Filippos Marketos, Francois Devaux**

GE Renewable Energy

\*max.gillet@ge.com

France

**Tobias Stirl\*, Jörg Harthun**

GE Renewable Energy

\*tobias.stirl@ge.com

Germany

### **KURZFASSUNG**

Es wird zunehmend wichtiger die Geräusche von Leistungstransformatoren zu reduzieren, da sie immer näher in der Umgebung von Wohngebieten aufgestellt sind. Daneben werden immer höher werdende Anforderungen an die Reduzierung der Verluste gestellt. Die Hersteller von Transformatoren müssen daher immer anspruchsvollere A-bewertete Schallleistungspegel [dB(A)] einhalten, die von den Energieversorgern spezifiziert werden. Entsprechend wird viel geforscht, um die entscheidenden Einflussfaktoren für Geräuschenstehung zu identifizieren und zu reduzieren. Obwohl der Schallleistungspegel spezifiziert ist, wird immer mehr Wert darauf gelegt, das gesamte Spektrum der akustischen Geräusche zu messen und zu analysieren. Dies liegt darin begründet, da die Transformatorengeräusche als Lärmbelästigung für Menschen anerkannt sind, was manche Länder dazu bewegt, Kriterien für die Geräusche zu spezifizieren. Das Wissen über die Hauptfaktoren, die die Geräuschspektren beeinflussen, sowie die Beherrschung dieser Faktoren, erlauben es das Gesamtgeräusch zu reduzieren, wodurch die Lebensqualität der Bevölkerung, die in der Nähe von Umspannwerken lebt, verbessert wird.

Dieser Beitrag stellt typische Leerlauf- und Laststromgeräuschspektren von Leistungstransformatoren vor, die auf den Ergebnissen von Endabnahmeprüfungen im Herstellerwerk basieren. Des Weiteren konzentriert sich dieser Beitrag auf Leerlaufgeräusche, die unabhängig von der Last konstant bleiben und als dominant bei kleineren Leistungstransformatoren und Netzkupplungseinheiten angesehen werden. Obwohl jeder Transformator ein einzigartiges Geräuschbild hat, werden durch eine statistische Studie, die auf einen großen Datensatz von Messdaten zurückgreift, allgemeine Tendenzen ausgemacht und ein Zusammenhang zwischen Transformatorgröße, magnetischer Flussdichte und dominanten Geräuschfrequenzkomponenten hergestellt.

Durch dieses Wissen können Hersteller von Transformatoren die Leerlaufgeräuschemissionen von Leistungstransformatoren reduzieren, indem der geeignetste Kernblechtyp ausgewählt wird, und ein für die jeweilige Anwendung geeigneter Flussdichtewert eingestellt wird. Durch diese Verbesserung in der Geräuschauslegung von Transformatoren können Geräuschpegel erreicht werden, die ca. 2 bis 3 dB(A) geringer sind als die Werte, die bei früheren Verbesserungsprozessen des Geräuschpegels, welche allein den Gesamtpegel in Betracht gezogen haben, erreicht wurden. Diese Verbesserung wird durch eine Reduzierung der Amplitude der bekannten dominanten Oberwelle(n) erreicht und führt dazu, dass die Geräuschspektren der Transformatoren flacher werden, wie in diesem Beitrag durch Vergleichsbeispiele dargestellt wird. Des Weiteren hilft die vorgeschlagene Verbesserungsmethode dabei, nach einer ersten Analyse, in vollem Maße von neu entwickelten Kernblechtypen (kornorientierter Stahl, sogenanntes Elektrolech) zu profitieren.

## 1 EINLEITUNG

Leistungstransformatoren sind mitunter laute Betriebsmittel, die immer häufiger in dicht bevölkerten Gegenden aufgebaut werden. Umweltgesetze vieler Länder sowie gesetzliche Verpflichtungen der Versorgungsbetriebe führen zu ständig zunehmenden Anforderungen an geräuscharmen Lösungen. Die typischste Anforderung an das Geräusch von Transformatoren ist der Gesamtgeräuschpegel, gemessen in Dezibel A-bewertet (dB(A)). Diese physikalische Größe charakterisiert die Geräuschquelle und ist der wichtigste Faktor, der es ermöglicht, die Auswirkungen von Umgebungsgeräuschen durch die lautesten Komponenten der Umspannwerke zu bewerten. Jedoch liefert das Geräuschspektrum eines Transformators weitere Informationen, die genauere Einschätzungen der Geräuschpegel in der Umgebung von Umspannwerken ermöglichen. Des Weiteren ist der akustische Charakter des Geräusches von Leistungstransformatoren eine anerkannte Quelle der Belästigung für Menschen, die Geräuschemissionen von Umspannwerken ausgesetzt sind, weshalb einige Länder Kriterien bezüglich des Geräuschspektrums spezifizieren.

In diesem Beitrag werden die Leerlaufgeräuschspektren von Leistungstransformatoren vorgestellt. Die Autoren haben durch Untersuchungen mit etwa 100 unterschiedlichen Transformatorenspektren, die während der Endabnahmeprüfungen gemessen wurden, Tendenzen hinsichtlich der dominanten Frequenzkomponenten bei Leerlaufgeräuschen ausgemacht. Die Kenntnis dieser Tendenzen sowie das Wissen über die Geräuscheigenschaften von kornorientiertem Stahl (grain-oriented steel, GOS) bezüglich der Flussdichtepiegel von Transformatoren ermöglichen es dem Hersteller der Leistungstransformatoren, den Gesamtgeräuschpegel durch Auswahl relevanter GOS-Typen und -Lieferanten zu optimieren, um Transformatoren mit optimiertem Kernblech zu entwickeln. Dieser Ansatz ermöglicht es, die Leerlaufgeräusche, im Vergleich zu einem Geräuschemessverfahren, das nur auf dem Gesamtgeräuschpegel basiert, um 2 bis 3 dB(A) zu verbessern.

## 2 TYPISCHE GERÄUSCHSPEKTREN VON LEISTUNGSTRANSFORMATOREN

Das Geräusch von Leistungstransformatoren kann eine störende Geräuschquelle sein, gleichermaßen was die in die Umwelt abgegebenen Gesamtgeräuschpegel angeht als auch was die spektrale Zusammenstellung angeht. In der Tat wird solch ein typisches Spektrum, welches Leerlauf- und Laststromkomponenten berücksichtigt, von niedrigen Frequenzen dominiert, die schwieriger mit konventionellen Filtermethoden reduziert werden können als hohe Frequenzen. Darüber hinaus besitzt es unterschiedliche Tonalität von doppelter Netzfrequenz und verwandten Oberwellen, was unabhängig vom Gesamtgeräuschpegel als störende Geräuschquelle wahrgenommen wird, wie in [1] untersucht.

Leistungstransformatoren generieren im Betrieb Geräusche, die durch eine Kombination der folgenden drei Hauptquellen entstehen: Kern (Leerlaufgeräusche), Wicklungen (Laststromgeräusche) und Kühlsystem (Pumpen und Lüfter). Die beiden ersten Geräusche entstehen durch elektromagnetische Erscheinungen und bestehen aus Oberwellen der Netzfrequenz. Das dritte Geräusch entsteht hauptsächlich durch lufttechnische Phänomene und gilt allgemein als Breitbandquelle. Das Frequenzspektrum jeder einzelnen Geräuschquelle ist unterschiedlich und wird durch Parameter beeinflusst, die durch die elektrische und mechanische Auslegung des Transformators festgelegt sind.

Leistungstransformatoren geben Leerlaufgeräusche ab, sobald sie in Betrieb genommen werden, d. h. wenn ihre Kerne magnetisiert werden, sogar wenn die elektrische Leistung, die fließt, gegen Null geht. Dies ist der dominante Beitrag bei Leistungstransformatoren, die wenig belastet werden, beispielsweise Netzkupplerturstransformatoren. Die Leerlaufspektren von Transformatoren bestehen aus einem sinusförmigen Kamm, bei dem die Grundfrequenz doppelt so hoch wie die Netzfrequenz ist, also 100 Hz bei 50 Hz Netzen und 120 Hz bei 60 Hz Netzen. Fast alle Vielfachen der Grundfrequenz weisen signifikante Geräuschpegel auf, bis hin zu hohen Oberwellen. Abbildung 1 (links) zeigt das Beispiel eines Leerlaufgeräuschspektrums, gemessen gemäß IEC 60076-10 eines 600-MVA-Maschinentransformators, während der Geräuschemessung bei einer Endabnahmeprüfung und unter Verwendung eines Schmalbandfilters.

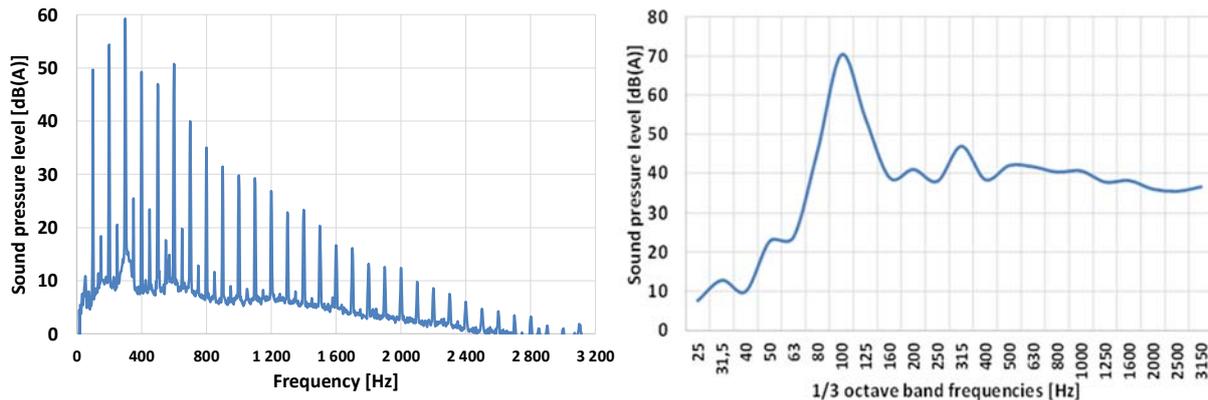


Abbildung 1: *Beispiel eines typischen Leerlaufgeräuschspektrums (links) sowie Laststromgeräuschspektrums (rechts) eines 600-MVA-Maschinentransformators*

Es kann beobachtet werden, dass niederwertige Oberwellen dominant sind und dass die Amplituden der Oberwellen mit Zunahme der Frequenzen abnehmen, was sehr typisch für die Leerlaufgeräusche von Leistungstransformatoren ist. Frequenzen über 1000 Hz sind im Allgemeinen bei der Charakterisierung von Leerlaufgeräuschen bei Leistungstransformatoren nicht von Interesse.

Laststromgeräusche entstehen durch die Transformatorwicklungen und variieren mit der Höhe des Stroms, der im Transformator fließt. Im Vergleich zu den Leerlaufgeräuschen werden sie historisch als zweitrangiger Bestandteil gesehen. Jedoch ist bei Maschinentransformatoren die Lastkomponente in manchen Fällen dominant. Lastgeräuschspektren bestehen fast ausschließlich aus einem Sinuston mit doppelter Netzfrequenz. Abbildung 1 (rechts) zeigt das Beispiel eines Lastgeräuschspektrums, gemessen gemäß der Standardprozedur aus IEC 60076-10 eines 600-MVA-Maschinentransformators (derselbe Transformator wie in Abbildung 1), während der Geräuschmessung bei einer Endabnahmeprüfung und unter Verwendung eines 1/3 Oktavbandfilters.

### 3 PARAMETER, DIE GERÄUSCHPEGEL UND -SPEKTREN VON TRANSFORMATOREN BEEINFLUSSEN

Leerlaufgeräusche bestehen aus einer Kombination von magnetostriktiven Erscheinungen, die in den Kernblechen der Leistungstransformatoren erzeugt werden, und Maxwell-Kräften, die in den Spalten zwischen den Blechen, insbesondere an den Ecken des Kerns, vorhanden sind. Die magnetostriktiven Eigenschaften der Kernbleche können mit einem speziellen Messsystem bestimmt werden, das aus einem Doppeljoch, einem Dummy-Sensor, einem an der Blechprobe angebrachten Sensor und entweder einem optischen Sensor oder Beschleunigungsmessern besteht. Die Messerergebnisse ermöglichen einen Vergleich der Leistungen der verschiedenen Blechtypen und -lieferanten. Sie erlauben jedoch keine genaue Vorhersage der Gesamtgeräuschpegel und -spektren der Transformatoren aufgrund des Einflusses der Kerngeometrie sowie der Stapel- und Eckauslegung, wie in [2] beobachtet. Pegel und Frequenzzusammensetzung der Magnetostriktion variieren mit der lokalen Beanspruchung und den Flussdichtepiegeln mit einem nicht-linearen Verhalten. Dies wird in der Literatur, z. B. in [3] ausführlich untersucht und hängt hauptsächlich von den Herstellungsverfahren ab. Die auf die Kernbleche wirkenden Einspannkräfte sowie ihre Verteilung entlang der Kerne sind ebenfalls ein wesentlicher Parameter, der die Leerlauf-Geräuschmissionen beeinflusst. [4] zeigt, dass die Höhe der Einspannkräfte die von den Kernen ausgehenden Geräusche in komplexer Weise beeinflusst: Die Entwicklung von Oberwellenpegeln bezüglich der Druckbeanspruchung, gemessen an einem Modellkern, folgt nicht den Tendenzen, die bei Magnetostruktionsmessungen festgestellt wurden.

Laststromgeräusche bestehen aus zwei Hauptquellen: Wicklungen und Flussabsorber oder Abschirmungen, die an den Kesselwänden befestigt sind. Das Laststromgeräusch einer Wicklung entsteht durch die Wechselwirkung zwischen dem Streufeld, das von einer Wicklung mit anderen

stromführenden Wicklungen stammt. Diese Erscheinung erzeugt Reaktionskräfte, sogenannte Lorentz-Kräfte, an den Wicklungsleitern, welche im Gegenzug hauptsächlich mit der doppelten Magnetisierungsfrequenz schwingen. Die Auslegung des Aktivteils und der Wicklungen sowie die Stromdichte in den Hauptwicklungen sind dominante Parameter, die auf die Laststromgeräuschpegel einwirken.

Eine Reihe anderer Parameter haben einen Einfluss auf die Geräuschpegel und -spektren von Leistungstransformatoren. Erstens, die Umwandlung zwischen Schwingungsquellen und in die Umgebung abgegebenen Geräuschen hängt vom Verhältnis der Energie ab, die über Struktur- und Fluid-(Isolieröl-)Wege übertragen wird. Dann spielt auch die Kesselauslegung eine grundlegende Rolle im allgemeinen Geräuschabstrahlungsprozess, da Form und Dämpfungseigenschaften bestimmte Oberwellen selektiv verstärken oder abschwächen. Des Weiteren können auch Elemente wie Radiatoren oder Schaltschränke, die sich um den Kessel herum befinden das akustische Feld um die Leistungstransformatoren herum beeinflussen. Die Erregungswellenformen (Spannung und/oder Strom) können die Transformatorgeräusche, sowohl die Gesamtpegel als auch die Frequenzzusammenstellung, erheblich beeinflussen, besonders bei Gleichstrom oder wenn der Strom ein hohes Maß an Oberwellen enthält, beispielsweise bei der Hochspannungsgleichstromübertragung (HVDC). Schließlich können die Geräuschmessverfahren und die Umgebung selbst die Transformatorspektren beeinflussen, beispielsweise der Nahfeldeffekt, der die niedrigfrequenten Komponenten künstlich erhöht, wie in [5] erläutert.

#### 4 EIN HERKÖMMLICHER ANSATZ ZUR MINDERUNG VON LEERLAUFGERÄUSCHEN

Entsprechend der Erfahrung des Transformatorherstellers sind die dominanten Faktoren, die den Leerlaufgeräuschpegel beeinflussen, die Flussdichte im Kern und der Blechtyp, solange andere mit der Kernauslegung verbundene Parameter festgelegt sind. Der herkömmliche Optimierungsprozess besteht in der Anpassung des Induktionspegels und der Auswahl des Kernblechs entsprechend der Kenntnis ihrer Gesamtgeräuschleistungen, wie in Abbildung 2 dargestellt.

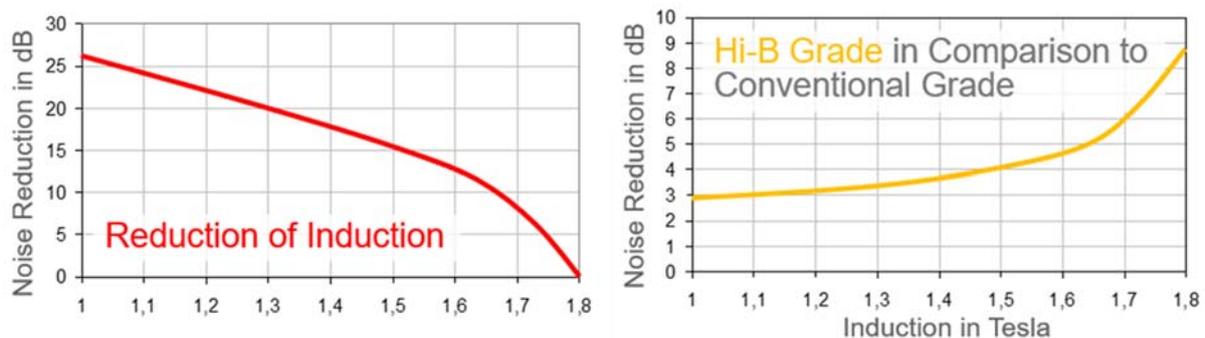


Abbildung 2: Typische Geräuschreduzierungen in Abhängigkeit von der Induktion (links) sowie Blechqualität (rechts)

Durch die Verwendung solcher Kurven, die auf Durchschnittsdaten basieren, kann ein breiter Bereich von Gesamtgeräuschpegeln erreicht werden. Jedoch geben diese Tendenzen nicht komplexere Erscheinungen wieder, die bei verschiedenen Flussdichtepiegeln auftreten, da sie voraussetzen, dass die Geräuschemissionsspektren von Transformatoren, unabhängig von der Veränderung der Flussdichtepiegel oder von Transformatorabmessungen und -typen, konstant bleiben.

#### 5 NEUER ANSATZ ZUR OPTIMIERUNG DER LEERLAUFGERÄUSCHE

Um den Optimierungsprozess bei Leerlaufgeräuschen zu verfeinern, wird in diesem Beitrag vorgeschlagen, eine Methode zur Einschätzung von Geräuschen vorzustellen, die das Wissen über

Geräuschspektren von Transformatoren sowie von Blechtypen und -lieferanten bezüglich der Flussdichtepegel berücksichtigt. Transformatorhersteller können die Veränderung von Geräuschpegeln und -spektren bezüglich der Flussdichte während der Endabnahmeprüfung im Herstellerwerk bewerten. Abbildung 3 (links) zeigt ein Beispiel für Messergebnisse von Schallintensitätsspektren eines 40-MVA-Transformators, der bei verschiedenen Flussdichtepegeln erregt wurde.

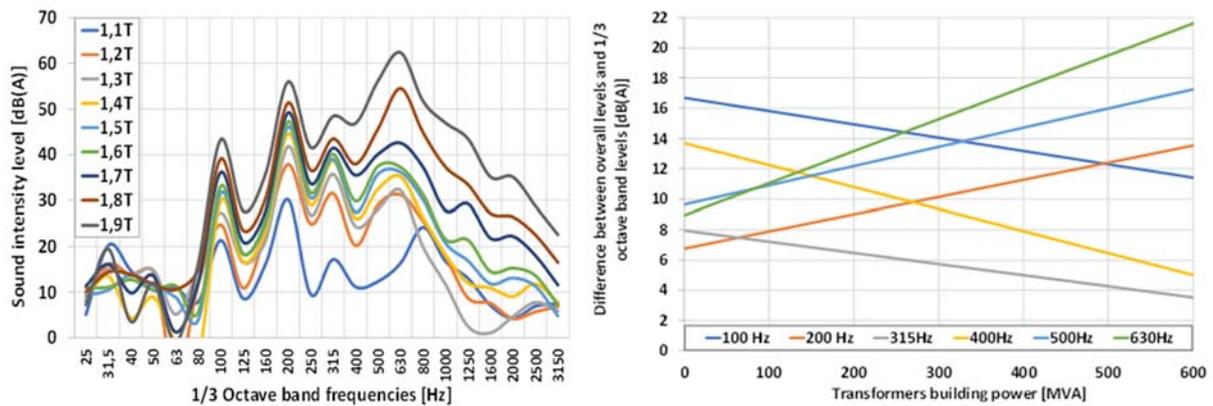


Abbildung 3: Typische Leerlaufgeräuschspektren eines 40-MVA-Transformators mit unterschiedlichen Induktionen (links) sowie Einführung eines neuen Parameters, das Verhältnis von harmonischen Komponenten zum Gesamtpegel (rechts)

In diesem Beispiel wird eine relative Proportionalität zwischen jeder Erhöhung der Oberwellen-Geräuschpegel und der Erhöhung der Flussdichte beobachtet. Dies ist insbesondere bei 100-, 200- und 315-Hz-Komponenten sichtbar. Im Gegensatz dazu steigt der Pegel des 630-Hz-1/3-Oktavbandes stark zwischen 1,1 T und 1,2 T an, bleibt dann relativ stabil zwischen 1,2 T und 1,7 T, bevor er wieder erheblich ansteigt und zum dominanten Bestandteil wird. Dieses Beispiel aus der Geräuschmessung eines Mittelleistungstransformators veranschaulicht das komplexe Verhalten der Oberwellen-Geräuschpegel bei Veränderungen der Flussdichte. Bei manchen Blechtypen und -lieferanten lassen bestimmte Flussdichtebereiche stabile Geräuschpegel zu, während für andere Bereiche die Gesamtpegel stark ansteigen, insbesondere bei Annäherung an die Kernsättigung.

Die Autoren schlagen vor, typische Leerlaufspektren von Transformatoren zu bestimmen, indem eine Datenbank mit Ergebnissen aus bei Endabnahmeprüfungen durchgeführten Geräuschmessungen analysiert wird. Wie in [6] beschrieben, stimmen bei 50 Hz Systemen der Grundton und die dominanten Oberwellen des Leistungstransformators gut mit der Nutzbreite von 1/3 Oktavbändern bis hin zum 500 Hz Band überein. Des Weiteren zeigt die Erfahrung des Transformatorherstellers, dass bei allen Transformatortypen fast die gesamte Schallenergie zwischen 100 und 630 Hz 1/3 Oktavbandkomponenten liegt. Dies ermöglicht es folglich relevante Informationen zu Leerlaufgeräuschspektren aus 1/3 Oktavband Spektren Messungen zu extrahieren. Es wurde eine Datenbank mit Leerlaufgeräuschmessdaten von 100 Transformatoren mit unterschiedlichen elektrischen und mechanischen Auslegungen angelegt, die einen breiten Produktionsbereich von 25 bis 600 MVA abdeckt. In allen Transformatoren dieser Datenbank wurden hochpermeable Stahltypen von unterschiedlichen Lieferanten verbaut. Ihre Flussdichte deckt einen Bereich zwischen 1,1 T bis 1,8 T ab und ist mit einem Durchschnittswert von 1,55 T gleichmäßig verteilt. Die Berücksichtigung einer Datenbank mit Transformatoren, die mit denselben Auslegungsprinzipien und Fertigungsprozessen in derselben Fabrik gebaut wurden, und die im selben Prüffeld geprüft wurden, stellt sicher, dass einige der beeinflussenden Parameter nur wenig variieren, und hilft dabei, verlässliche Tendenzen für Geräuschspektren zu definieren. Jedoch wollen die in diesem Abschnitt vorgestellten Ergebnisse nicht repräsentativ für Spektren von Leistungstransformatoren im Allgemeinen sein, da die Technologien und Fertigungsaspekte zwischen den Transformatorherstellern erheblich variieren.

Aus der Messdatenbank wird die Veränderung jeder dominanten Oberwelle von 100 Hz bis 630 Hz in Bezug auf die Gesamtpegel im Vergleich zur Transformatorleistung durch lineare Annäherungen

bestimmt. In Abbildung 3 (rechts), stellt die X-Achse die Größe der Leistungstransformatoren in MVA dar, während die Y-Achse den Unterschied zwischen dem Gesamtleerlaufpegel des Transformators und jedem betrachteten 1/3 Oktavbandpegel darstellt. Dies bedeutet, je niedriger die Kurve, desto dominanter ist die Oberwelle.

Abbildung 3 (rechts) zeigt, dass das durchschnittliche Spektrum von Leerlaufgeräuschen bei Leistungstransformatoren zwischen kleinen und großen Transformatoren variiert. Bei kleinen Transformatoren sind 200-, 315-, 500- und 630-Hz-Komponenten die dominanten Oberwellen. Große Transformatoren ermöglichen hohe Pegel bei 315- und 400-Hz-Komponenten. Die festgelegten Tendenzen basieren auf linearen Anpassungen und können durch die Verwendung von besser angepassten Schätzmethode verbessert werden. Jedoch haben die Autoren festgestellt, dass diese Tendenzen auch dann weiter gelten, wenn Parameter wie Flussdichtepegel, Kerntypen oder sogar, in geringem Maße, Blechtypen oder -lieferanten statistisch isoliert werden. Definierte Tendenzen lassen ein beträchtliches Maß an Unsicherheit zu, und diese Kurven wollen nicht vorgeben, gültige Vorhersagen über die Spektren von Leistungstransformatoren zu machen. Wenn jedoch ähnliche Kurven, die für jedes Paar von Blechtyp und -lieferant optimiert sind, mit Leerlaufgeräuschpegeln in Bezug auf die Daten zu den Flussdichtepegeln kombiniert werden, kann der Hersteller das am besten geeignete Kernblech-Produkt bestimmen, um die Gesamtleerlaufgeräusche für eine bestimmte Transformatorleistung bei einer bestimmten Flussdichte zu optimieren.

Abbildung 4 zeigt einen Vergleich der Gesamtschallintensitätspegel bei Leerlauf in Bezug auf die Flussdichtepegelveränderungen für drei identische 63-MVA-Transformatoren mit demselben Design, mit Ausnahme des Blechtypen und -lieferanten.

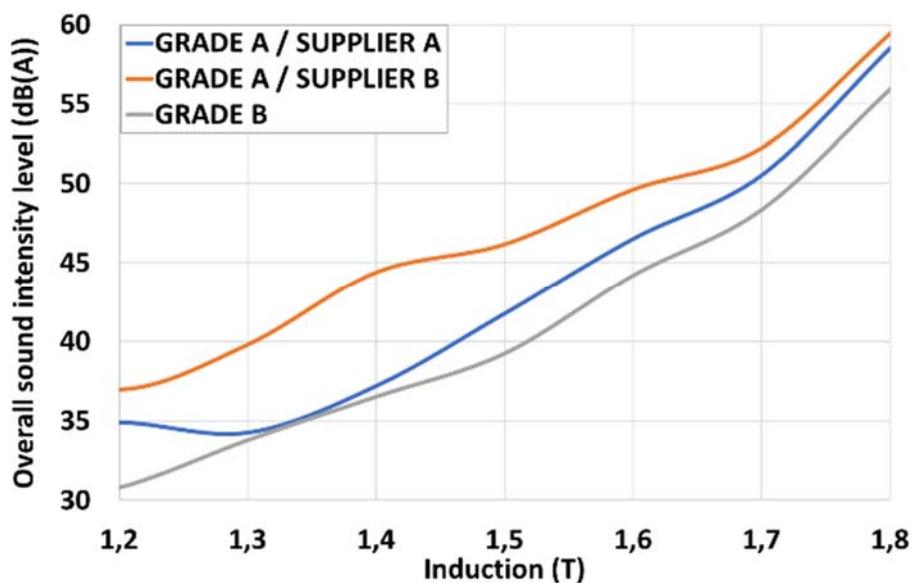


Abbildung 4: Vergleich der Gesamtschallintensitätspegel von baugleichen Transformatoren mit unterschiedlichen Blechtypen und -lieferanten

Es werden signifikante Abweichungen zwischen den Leerlaufgeräuschpegeln, gemessen für Flussdichten zwischen 1,2 T und 1,8 T, bei den 3 Blechtypen/Lieferanten beobachtet. Aus der Darstellung ist ersichtlich, dass die Gesamtgeräuschpegel für einen bestimmten Typ "GRADE A", "SUPPLIER A" und "B", sehr unterschiedlich sein können, was die Wichtigkeit des Herstellungsprozesses des Kernblechs für die vom Leistungstransformator abgegebenen Leerlaufgeräusche unterstreicht. In diesem Beispiel wird die höchste Geräuschreduzierung bei 1,4 T mit einer Differenz von 7 dB(A) gemessen. Des Weiteren spielt der Blechtyp (innerhalb der hochpermeablen Typfamilie) auch bei den Leerlaufgeräuschpegeln eine wichtige Rolle, wie die graue Kurve in Abbildung 4 zu "GRADE B" zeigt, die im Vergleich zu "GRADE A" über den ganzen

Induktionsbereich eine verbesserte Geräuschleistung zeigt, als Beispiel eine Verbesserung von etwa 5 dB(A) bei 1,7 T.

Generell schätzen die Autoren, dass die durch die Auswahl eines optimierten Kernblechprodukts erreichte Gesamtgeräuschreduzierung, bei vorgegebenen Flussdichtepegeln, bei etwa 2 bis 3 dB(A) im Vergleich zu einem nicht optimierten Prozess liegt. Der Unterschied zwischen den Geräuschleistungen der unterschiedlichen Blechtypen und -lieferanten verschwindet, sobald sich die durchschnittliche Flussdichte der Sättigung nähert. Daher bleibt die vorgeschlagene Optimierungsmethode besonders für Flussdichten zwischen 1,3 T und 1,6 T effizient und wird daher für geräuscharme Märkte bevorzugt. Um die Analyse zu vervollständigen, zeigt Abbildung 5 den Vergleich der Geräuschspektren für die in Abbildung 5 dargestellten Transformatoren bei 1,4 T und 1,7 T.

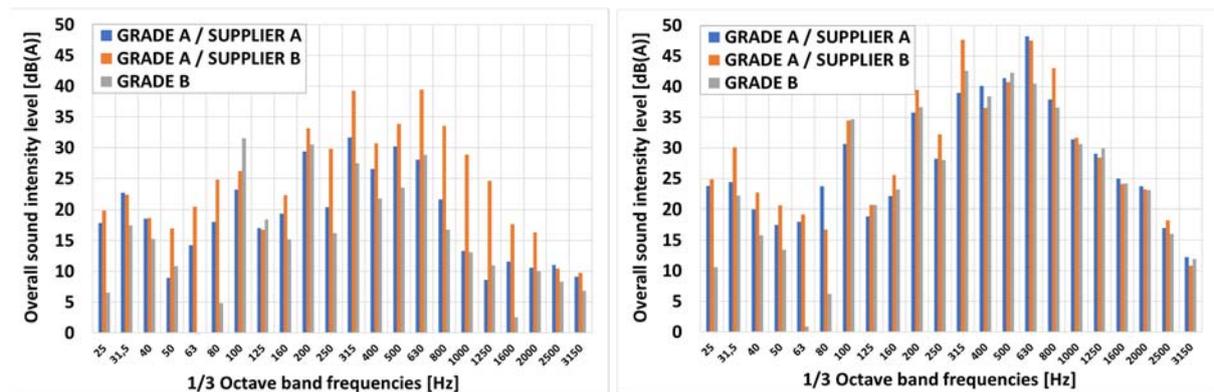


Abbildung 5: Vergleich der Gesamtschallintensitätspegel von baugleichen Transformatoren mit unterschiedlichen Blechtypen und -lieferanten, links: 1,4 T, rechts: 1,7 T

Die erste Beobachtung aus diesen beiden Grafiken verdeutlicht, dass die Geräuschspektren der 3 verglichenen Blechtypen sehr unterschiedlich sind. Dies bestätigt, dass die in Abbildung 3 festgestellten allgemeinen Tendenzen für dominante Oberwellen für jeden Blechtyp/-hersteller und für einen bestimmten Flussdichtepegel verbessert werden müssen. Sobald jedoch die Haupttendenzen für die Oberwellen der Transformatoren verfeinert wurden und die Entwicklung der Leerlauf-Geräuschspektren mit Variation der Flussdichte für alle Typen festgelegt wurde, kann jedes Blechprodukt einem bestimmten Transformatortyp zugeordnet werden. In den Beispielen in Abbildung 4 scheint die Verwendung "GRADE A/SUPPLIER A" oder "GRADE B" die am besten geeignete Wahl zu sein, um den Gesamtgeräuschpegel dieses Transformators bei  $B = 1,4$  T zu senken, wohingegen "GRADE B" die beste Lösung für diesen Transformator bei 1,7 T ist. Darüber hinaus zeigt Abbildung 5 (links und rechts), dass der Transformator mit dem niedrigsten Gesamtgeräuschpegel die niedrigsten Spektren bei 1,4 T sowie bei 1,7 T aufweist, das heißt, die wichtigsten dominanten Oberwellen (200- bis 630-Hz-1/3-Oktavbänder) haben ähnliche Schallintensitätspegel. Dieser Punkt wurde durch viele Leerlaufgeräuschspektren aus dieser Studie überprüft. Folglich kann der Schluss gezogen werden, dass der Optimierungsprozess für Leerlaufgeräusche durch die Wahl der Flussdichte und der Blechproduktkombination mit dem flachsten Spektrum, gesteuert wird. Basierend auf diesem Ansatz kann der Transformatorhersteller von neu entwickelten Kernblechen profitieren und dadurch noch geräuschartigere Transformatoren anbieten.

## 6 ZUSAMMENFASSUNG

Typische Geräuschspektren von Leistungstransformatoren wurden gemäß den praktischen Erfahrungen des Herstellers präsentiert. Eine Reihe von Parametern, die die Leerlaufgeräusche beeinflussen, wurden vorgestellt. Der wichtigste Parameter ist das Geräuschverhalten bei unterschiedlichen Flussdichten verschiedener Blechtypen und -hersteller. Das kombinierte Wissen über Flussdichteänderungen bezüglich der Blechprodukte und typische Geräuschspektren ermöglicht eine Optimierung der Leerlaufgeräuschpegel und -spektren. Mit diesem neuen Ansatz können die

Gesamtleerlaufgeräuschpegel eines Transformators um 2 bis 3 dB(A) im Vergleich zur herkömmlichen Berechnungsmethode gesenkt werden. Dies wurde durch die Auswahl geeigneter Kernbleche und Flusssichtepegel erreicht, um die Geräuschpegel der dominanten Oberwellen zu optimieren.

## LITERATUR

- [1] G. Di, X. Zhou and X. Chen, “Annoyance response to low frequency noise with tonal components: A case study on transformer noise”, in *Applied Acoustics* 91, 2015, pp. 40-46
- [2] T. Phophongviwat “Investigation of the influence of magnetostriction and magnetic forces on transformer core noise and vibration”, PhD Thesis, Cardiff University, August 2013
- [3] M. Ishida, S. Okabe, T. Imamura and C. Komatsubara, “Model transformer evaluation of high-permeability grain-oriented electrical steels,” in *Journal of Materials Science & Technology*, Vol. 16, 2000
- [4] M. Mizokami and Y. Kurosaki, “Noise variation by compressive stress on the model core of power transformers,” in *Journal of Magnetism and Magnetic Materials*, N381, May 2015
- [5] M. Ertl, H. Landes, “Sound power measurements in the near field of transformers” Proceedings of the *Internoise 2012/ASME NCAD meeting*, August 19-22, 2012, New York City, NY, USA
- [6] “IEC 60076-10-1 Power transformers – Part 10-1: Determination of sound levels -Application guide”, Edition 2.0, March 2016

## **Transformer noise in the future**

**Dr. Miha Pirnat**  
KOLEKTOR ETRA d.o.o.  
miha.pirnat@kolektor.com  
Slovenia

### **ABSTRACT**

Noise has become an important parameter of transformer design. Therefore, it is useful to analyse the effects of the new trends in the transformer design on the future transformer noise levels. The new trends are emerging mainly due to the increased sustainability requirements and include; rise in peak efficiency index (PEI), use of ester fluids, demand for low noise transformers and use of new electrical steels. The effects of the new trends on the transformer noise are analysed and discussed with the use of advanced numerical model for load noise calculation. First, the general overview of the model and key calculation steps are described. Then, the results and discussion are presented for a given 40 MVA transformer design for the before mentioned trends. It is found that a higher PEI generally leads to lower no-load levels, on the other side, only switching the steel grade typically yields higher no-load levels. Load noise is increased by increasing PEI. By changing the given 40 MVA design in such a way, that an ester fluid can be used, 1-2 dBA lower noise levels were calculated, both in load and no-load conditions. By analysing the past noise measurements of 40 MVA low noise transformers a significant downward trend is found, which suggests that even quieter transformers will be needed in the future. Finally, several possible solutions are discussed to meet the future noise challenges. The solutions include; design and production optimisation, passive noise absorption and active noise control.

### **KEYWORDS**

Transformer noise, no-load noise, load noise, finite element method, ester oil, electrical steel, peak efficiency index

## 1 INTRODUCTION

In the last few years, noise has become a very important parameter of a transformer design. As power transformers are located closer and closer to residential areas the human well-being [1] and the legislation are the key drivers for low-noise transformer demand. The noise topic is complex from the production and from the procurement point of view. In order to bring the noise issue to light in more detail a CIGRE workgroup was recently formed and the first results were already published [2]. However, new trends are emerging in transformer design, which are driven by the increased sustainability requirements. The new trends also affect transformer noise levels and it is necessary to evaluate how the new trends will affect the transformer noise in the future.

Transformer noise is typically divided into three main categories [3]; no-load noise, load noise and auxiliary equipment noise. No-load noise is emitted by the magnetic core due magnetostriction phenomenon [4-6], load noise is caused by electromagnetically induced winding vibrations and auxiliary equipment noise is typically generated by the cooling equipment.

The design of a low-noise transformer is a complex multi-physics optimization problem, which is difficult to solve without an advanced numerical tools [7-10], special manufacturing processes and large database of reference measurements. By changing a single key design characteristic due to the new trends, the reference measurements can no longer be valid. Without the advanced numerical tools, it is then impossible to estimate the noise levels of the changed design.

In this paper, we present an analysis of the new trends in transformer design driven by the increased sustainability requirements. The analysis shows, that the changes due to the new trends, can have a significant effect on the transformer noise. First, an advanced numerical model for the calculation of the transformer load noise is presented. The model consists of two main steps; the first step is to calculate transformer tank surface displacements, which are then used in the second step to calculate the total sound power level of the transformer. The presented model is one of the means used to evaluate the effect of the new transformer design trends on the future transformer noise. These trends include rise in peak efficiency index, use of ester oils, demand for even lower noise levels and use of new electrical steels. A typical 40 MVA transformer design was used as a case study to quantify the effects of the new trends on transformer noise. Finally, several possible solutions are given to the noise challenges of the future.

## 2 NUMERICAL MODEL FOR LOAD NOISE CALCULATION

In order to quantify the effect of the new transformer design trends, advanced numerical tools, which should be able to model the design changes in a physically correct way, are needed. One of these tools is a numerical model for the load noise calculation.

Power transformer is emitting load noise when the current is flowing through the windings. Higher current means higher electromagnetic forces between the winding turns and hence larger vibration amplitudes. Winding vibration causes pressure fluctuations in the transformer oil, which propagate to transformer tank and excite it. Tank vibrations then cause audible sound referred to as transformer noise. Winding vibrations can reach transformer tank also via inappropriately designed tank-core mechanical connections and cause additional rise in overall transformer noise levels.

We have already shown a numerical model for load noise calculation in the past [11]. The already presented and published numerical model was recently upgraded. The upgraded model describes the physical phenomena in the transformer more accurately and it automatically draws its input data from a database.

The upgraded numerical model for load noise calculation consists of four main steps; gathering the input data, electromagnetic analysis, tank surface displacements calculation and tank sound-power calculation. The steps are in more detail described in the following sections.

## 2.1 Gathering the input data

The first step in the upgraded approach is gathering the input data for building the model. The needed data is collected automatically from several databases, however at an early design stage several key numbers are not yet available. The missing numbers can be input manually or estimated based on current internal design rules.

## 2.2 Electromagnetic analysis

The first calculation step involves electromagnetic analysis to obtain the electromagnetic forces between the winding turns. The analysis is done in FEMM open source software using 2D axisymmetric model shown in Fig. 1a. The model represents a cross-section of a transformer window. A low voltage and a high voltage winding are visible. If necessary, the model can also incorporate regulation windings and can therefore predict winding forces at different tap positions. By solving the model for magnetic flux density at steady state conditions, one can post-process the results and obtain radial and axial winding forces as shown in Fig. 1b. The forces are shown for 30 winding height segments, where each segment represents the cumulative forces within 1/30 of the winding height.

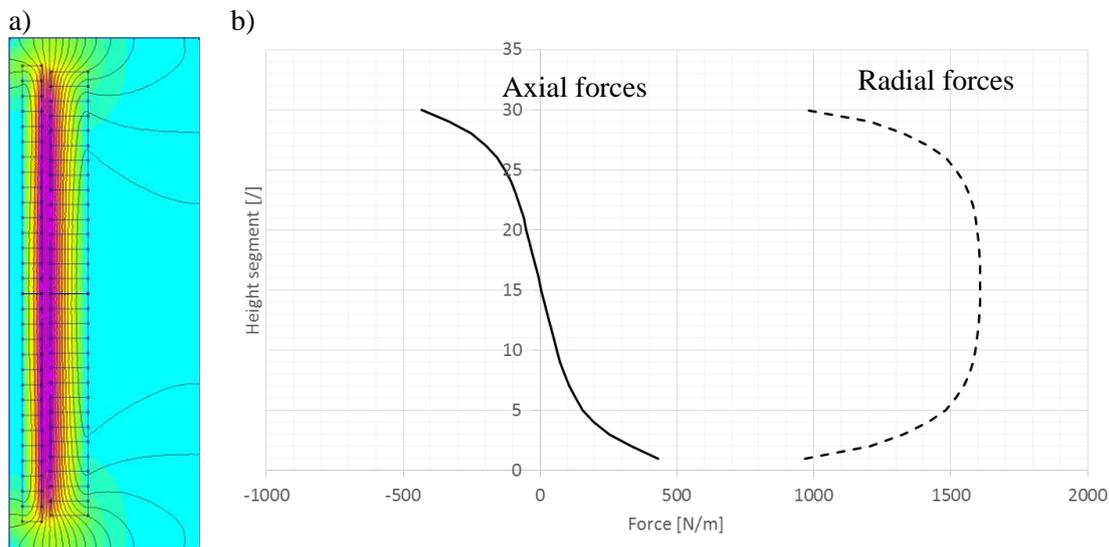


Figure 1: a) Stray magnetic field calculated with FEMM 2D electromagnetic model, b) Resulting axial and radial winding forces.

## 2.3 Tank surface displacements calculation

In this step, tank surface displacements due to winding vibration are calculated. First, a 3D structural model, which is based upon gathered input data for a given transformer design, is built in Ansys APDL. The structural model consists of windings, transformerboard elements, clamping plates, clamping system, transformer tank and oil as shown in Fig. 2a. Magnetic core is represented only by a void in the oil, therefore structural born vibrations are not considered in the model. The assumption is that the active part is appropriately vibro-isolated. The model is further simplified by modelling only one phase, which is necessary in order to reduce the model size and allow for the inclusion of the solid-fluid interaction, which is defined for all structures in the model. Hence, one winding cannot vibrate without exciting other structures via solid-fluid interaction. This way we obtain an insight into the fluid loading of the structures within the transformer tank and an unbroken chain of energy transmission from the source to the tank. By solving the coupled model for a steady state solution at a given excitation frequency, one obtains winding displacements, pressure field within oil and tank surface displacements as shown in Fig. 2b.

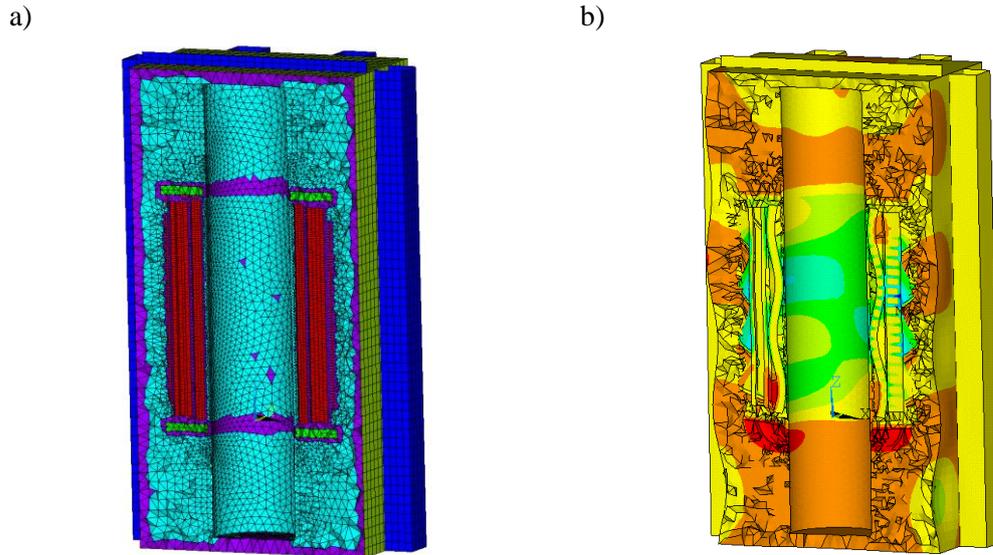


Figure 2: a) Ansys structural model cross-section with solid-fluid interaction, b) Sound pressure distribution and surface displacements.

#### 2.4 Tank sound-power calculation

In the final step, the tank surface mesh is positioned within a sphere filled with air. The surface displacements calculated in previous step are used as the boundary conditions for the tank mesh. This means the air and the tank surface are weakly coupled, hence, the tank surface causes sound radiation, but sound radiation cannot cause tank vibration. This assumption is valid since the oil-filled tank represents significantly larger mass than the surrounding air. Resulting sound pressure field is shown in a model cross-section in Fig. 3. Finally, the sound power level is calculated from the sphere surface and sound pressure field.

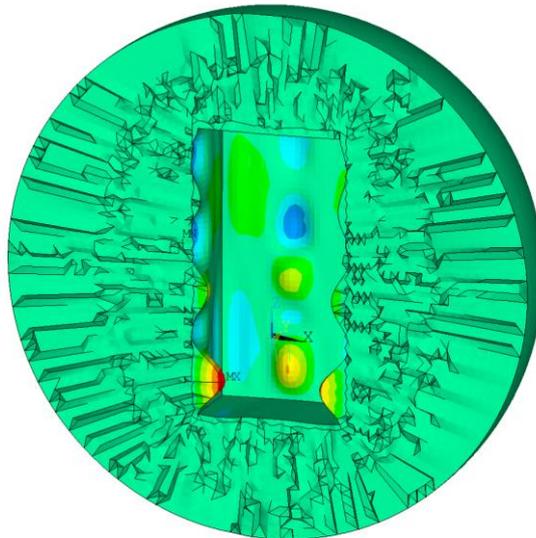


Figure 3: Sound pressure field in the tank surroundings.

### 3 CASE STUDY: 40 MVA TRANSFORMER

The model presented in the previous section is one of the main tools used to evaluate how the design changes affect the transformer noise. New trends in the transformer design are mainly driven by the sustainability requirements. We evaluated some of the new trends using a typical transformer design for

a German market. The results in this section were obtained by changing or further analysing the original design according to new trends. Basic information about a typical 40 MVA design used in analysis is given in Table 1.

Table 1: Basic parameters of the transformer design used in the case study.

Parameter	Value
Rated power ONAN/ONAF [MVA]	31.5 / 40
Short circuit impedance @ ONAN power [%]	12
Electrical steel grade	90H
Peak efficiency index @ ONAN power [%]	99,744
No-load sound power level, LwA,Un [dBA]	62
Load sound power level, LwA,In,ONAN [dBA]	60

### 3.1 Rise in peak efficiency index

Following current trends, it is easy to anticipate that transformers of the future will be required to have even higher peak efficiency index (PEI). To some extent, the rise in the PEI is already possible today, however, electrical steel with lower specific losses is needed for significant increases in PEI.

In order to evaluate the effect of the rising PEI on the transformer noise the original design was modified so that higher PEI was achieved. By using appropriate numerical tools, noise levels were calculated for the modified designs. The results, relative to original design, are shown in Table 2.

Table 2: Results of the analysis for different variations of the original transformer design.

Parameter	Original	Design A	Design B	Design C
Design change	/	75H steel instead of 90H	new design	new design
Total mass	100%	100%	113 %	123%
PEI [%]	99.74	99.76	99.78	99.8
Price	100%	102%	117%	128%
LwA, Un [dBA]	62	66.5 ( + 4.5 )	61.5 ( - 0.5 )	55 ( - 7 )
LwA, In, ONAN [dBA]	60	60 ( + 0 )	62 ( + 2 )	62.5 ( + 2.5 )

From Table 2 it can be concluded that raising the PEI can cause, depending on the type of the steel used and depending on the magnetic flux density in the magnetic core, either a rise or a decrease in the no-load noise. It is worth to note that the electrical steel with lower specific losses typically generates higher no-load noise levels. Load noise levels for a given design have increased with rising the PEI, as did the price and the total mass.

### 3.2 Use of ester oils

More and more transformers are designed for use with ester oil due to environmental reasons. Because the use of an ester fluid demands completely different design, it is interesting to see how these design changes affect the transformer noise levels. In Table 3, a comparison is shown between a conventional design and a design D, which is for a transformer with ester oil. It is clear that the design D is more massive and expensive, but on the other hand, it generates lower noise levels. This is mainly due to the higher density of the ester fluid.

Table 3: Ester oil effect on transformer noise.

Parameter	Original	Design D
Design change	/	new design with ester oil
Total mass [kg]	100%	124%
PEI [%]	99.74	99.76
Price	100%	119%
LwA, Un [dBA]	62	61 ( - 1 )
LwA, In, ONAN [dBA]	60	58 ( - 2 )

### 3.3 Demand for lower noise levels

In Fig. 4 a trendline is shown, which represents total sound power levels of an average 40 MVA low noise transformer produced by KOLEKTOR Etra. It is clear that in the future transformers with even lower noise levels will be required. However, there are physical limits as to how much the noise levels can be reduced. Furthermore, extreme low noise levels necessitate expensive extreme measures in order to achieve them.

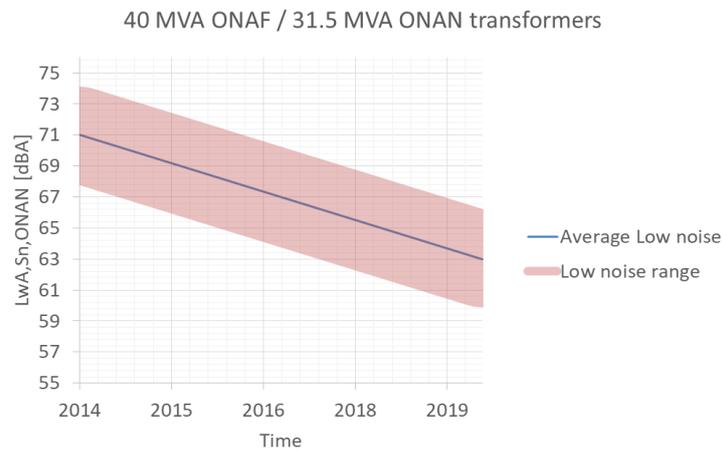


Figure 4: Trendline of the past measured low noise 40 MVA transformers.

### 3.4 New electrical steels

In the future new electrical steels with lower losses will emerge on the market, however, as can be seen in Table 2, lower losses do not mean lower noise. In the case of a transformer where the demand for lower losses can be solved simply by switching to a new steel grade one must be careful not to go over the guaranteed no-load noise level. To be sure of the new steel grade properties a magnetostriction measurement device [11] is needed. Measurement results can then be input in the numerical models and compared relatively to other steel grades in order to gain further insight into the steel noise performance.

## 4 SOLUTIONS TO THE FUTURE NOISE REQUIERMENTS

Based on the previous section it is clear that achieving low noise levels will remain a challenge for transformer manufacturers. The new trends in the transformer design and the new demands for even lower noise levels will require a deep understanding of transformer vibro-acoustics, best materials and precise manufacturing. In this section some of the possible solutions for the future demands are listed.

### 4.1 Design and production optimization

The main solution for the future is still to improve the design and to optimize the production, which includes several different approaches for lowering noise levels without using external measures. These approaches are; use of advanced numerical models, resonance avoidance, magnetostriction measurements, and others as presented in [11]. By combining the effects of an optimal design, operation in anti-resonance regions and high quality materials it will be possible to achieve the future low noise demands.

### 4.2 Passive absorption

The future demands for low noise transformers can be achieved by using design and production optimization, however, by using effective passive absorption the low noise levels could be reached in a more cost-effective way. This is the reason why we are working on a new ways to apply passive absorption in transformers of the future. In Fig. 5 a special device is shown, which is a part of our research program in this area and was also published in scientific journal [12].



*Figure 5: Impedance tube for use in transformer oil.*

### **4.3 Active noise control**

Active noise control or ANC in short is often mentioned [13] as a future approach to reducing transformer noise levels, however, it has several drawbacks. By using ANC only a relatively small region of space can be targeted to reduce the noise levels, furthermore, outside the target region the noise levels can even increase. ANC approach requires a significant amount of resources like microphones, speakers and computers, which add complexity. In addition, the lifespan of ANC components can be an issue. By taking into account these drawbacks of the ANC, it does not seem to be a viable option for the future.

## **5 CONCLUSION**

The new trends in the transformer design are mainly driven by the increased sustainability requirements and the demand for environmentally friendly transformers. Some of the new trends will have an impact on the transformer noise in the future and were selected for the analysis. These include rise in the peak efficiency index (PEI), use of the ester oils, demand for even lower noise levels and the use of new electrical steels.

First an advanced numerical model for calculating the load noise levels is presented, which is used in the subsequent sections to evaluate how the new trends impact the load noise levels. A general overview of the model is given and key calculation steps are described.

The before mentioned four new trends are evaluated and the results discussed for a given 40 MVA transformer. Raising the PEI shows that the no-load noise can be problematic if the design is left unchanged and only the steel grade is switched, but in general a redesign is necessary, which yields lower magnetic flux densities and therefore lower no-load noise levels. Load noise levels were seen to increase due to necessary changes in the design. By changing the design in such a way, that an ester fluid can be used, a significant reduction in no-load and load noise was observed, which can be attributed mainly to a higher density of the ester fluid. One of the trends analysed is also the demand for low noise transformers. It is shown that the trend for the past 5 years has a significant downward slope for 40 MVA transformers, which means in the future even quieter transformers will be needed. The last trend discussed is the use of new electrical steels in the future. This can be a challenge as experience and measurements show that electrical steels with lower specific losses tend to generate higher no-load levels.

Finally, three possible solutions to future noise challenges are discussed; design and production optimization, passive noise absorption and active noise control (ANC). Only the optimization and the passive noise absorption seem to be viable options for the future.

## 6 REFERENCES

- [1] G. Leventhall, S. Benton, P. Pelmar: "A review of published research on low frequency noise and its effects" London: Department for Environment, Food and Rural Affairs, 2003.
- [2] C. Ploetner: "No-load sound power levels for specification purposes derived from more than 1000 measurements – a representative figure for three phase transformers" Proceedings from CIGRE Study Committee A2 Colloquium. Cracow, October 1st-6th, 2017
- [3] E.I. Amoiralis, M.A. Tsili, A.G. Kladas: "Transformer design and optimization: A literature survey" IEEE Transactions on power delivery, 24 (2009), pp. 1999-2024
- [4] B. Weiser, H. Pfützner, J. Anger: "Relevance of magnetostriction and forces for the generation of audible noise of transformer cores" IEEE Transactions on magnetics, 36 (2000), pp. 3759-3777
- [5] M. Javorski, J. Slavič, M. Boltežar: "Frequency characteristics of magnetostriction in electrical steel related to structural vibrations" IEEE Transactions on magnetics, 48 (2012), pp. 4727-4734
- [6] M. Javorski, G. Čepon, J. Slavič, M. Boltežar: "A generalized magnetostrictive-forces approach to the computation of the magnetostriction-induced vibration of laminated steel structures" IEEE Transactions on magnetics, 49 (2013), pp. 5446-5453
- [7] M. Pirnat, G. Čepon, M. Boltežar: "Introduction of the linear contact model in the dynamic model of laminated structure dynamics: an experimental and numerical identification" Mech. Mach. Theory 464 (2013), pp 144-154
- [8] G. Čepon, M. Nastran, J. Slavič, M. Boltežar: "Development of numerical model for computation of power transformer noise" 11th international conference on engineering vibration, Ljubljana, 2015
- [9] M. Pirnat, P. Tarman, M. Nastran: "A comparison between numerical and experimental modal parameters of transformer core" 11th international conference on engineering vibration, Ljubljana, 2015
- [10] M. Pirnat, G. Čepon, P. Tarman, M. Boltežar: "Numerical modeling of transformer noise at rated current" Proceedings of 4th International Colloquium: Transformer Research and Asset Management, Pula, 2017
- [11] M. Pirnat, P. Tarman: "How to design and control transformer noise" Hochspannungssymposium 2018, Stuttgart, 2018
- [12] M. Oblak, M. Pirnat, M. Boltežar: "An impedance tube submerged in a liquid for the low-frequency transmission-loss measurement of a porous material" Applied acoustics, 139 (2018), pp. 203-212
- [13] L. Ying, J. Wang, Q. Liu, D. Wang: "Application study of adaptive tracking algorithm in active noise control system of transformer" Applied sciences, 9(13) (2019), pp. 2693

# Direkte Messung und Überwachung der Hot-Spot Temperatur von Leistungstransformatoren

**Peter Kropmeier**  
Fiso Technologies Inc.  
[peter.kropmeier@fiso.com](mailto:peter.kropmeier@fiso.com)

## **KURZFASSUNG**

Die Hot-Spot Temperatur hat einen direkten Einfluss auf die Lebensdauer eines Transformators. Die Hot-Spot Temperatur kann nur mit Hilfe von LWL Temperatursensoren direkt gemessen werden. Alle anderen Methoden der Hot-Spot Temperaturbestimmung stellen lediglich eine Schätzung der Hot-Spot Temperatur über Berechnungen dar und sind somit keine Messung.

# 1 EINLEITUNG

Die Ansprüche an Leistungstransformatoren sind in den letzten Jahren drastisch gestiegen. Dynamische Lasten, neue gesetzliche Vorgaben, die Verlängerung der Lebensdauer sowie die Kontrolle der Transformatorhersteller sind nur einige Punkte die genannt werden sollten.

Im Folgenden soll aufgezeigt werden, dass es einen direkten Zusammenhang zwischen der Hot-Spot Temperatur und der Lebensdauer des Transformators gibt und, dass die direkte Messung der Temperatur mittels LWL Temperatursensoren die einzige brauchbare Methode darstellt.

## 2 DIREKTE MESSUNG DER HOT-SPOT TEMPERATUR IM LEISTUNGSTRANSFORMATOR

### 2.1 IEEE C57.100 Annex B

In der IEEE C57.100 Annex B wurde ein Versuch durchgeführt, welcher die Degradation des Isoliermediums Papier eines Transformators bei einer konstanten Temperatur von 170°C in Abhängigkeit der Zeit untersucht.

Dabei wurde festgestellt, dass ein direkter Zusammenhang besteht zwischen der Isolierfähigkeit des

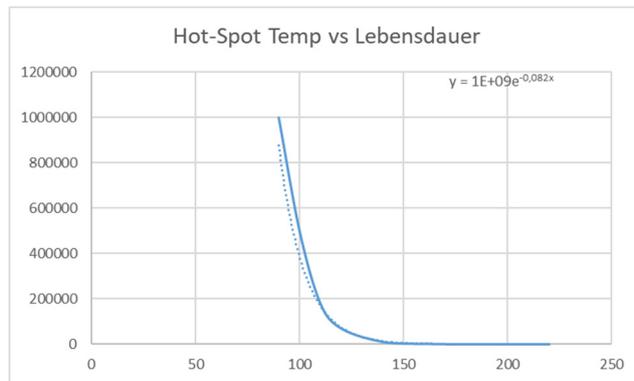


Abbildung 1

Papiers, welches für die Isolierung von Transformatorwindungen verwendet wird, und der darauf einwirkenden Temperatur.

Aus diesem Versuch ergeht folgender Graph (Abbildung 1), welcher die Lebensdauer eines Transformators in Abhängigkeit seiner Hot-Spot Temperatur darstellt.

Somit kann festgehalten werden, dass die Überwachung und Messung der Hot-Spot Temperatur von enormer Bedeutung ist. Die IEC 60076-7:2018, ab Seite 16 beschreibt einen ähnlichen Zusammenhang zwischen der Lebensdauer des Transformators und der Hot-

Spot Temperatur.

### 2.2 Vergleich WTI und DTM LWL

Die bisherigen Methoden (WTI, eWTI) der Wicklungstemperatur Bestimmung stellen keine wirkliche Messung im klassischen Sinne dar. Die Wicklungstemperatur wird indirekt über die Öltemperatur berechnet.

Die einzige Möglichkeit, welche die Temperatur direkt im Hot-Spot Bereich messen kann, ist die Verwendung von LWL Temperatursensoren. **Tabelle 1** zeigt den direkten Vergleich zwischen der „älteren“ Temperaturbestimmung mit Hilfe eines WTI und der „neueren“ Methode der Temperaturmessung DTM LWL.

Criteria	WTI (eWTI)	DTM LWL
Funktionsprinzip	Indirekte Indikation über Berechnung	Direkte Messung
EMV	Keine	100%
Thermischer Lag-Effekt des Trafo Öls	Signifikant	Vernachlässigbar
Genauigkeit des gesamten Systems	Variiert. Kurzzeitig bis zu $\pm 20^{\circ}\text{C}$	Variiert nicht, $\pm 2^{\circ}\text{C}$
Reaktionszeit des Sensors	Zwischen paar Minuten und bis zu <b>15* Minuten</b>	<b>500ms</b>
Kalibrierung	Regelmäßig. (Typisch alle 6 Monate)	Keine

Tabelle 1

### 2.3 Wichtigen Kriterien des DTM LWL

Beachtet man die Spezifizierung einzelner Komponenten eines Transformators stellt man fest, dass diese sehr umfangreich spezifiziert sind. Im Zuge der Spezifizierung der DTM LWL Sensoren wird oft verhältnismäßig wenig von Kundenseite vorgegeben. Der Hauptunterschied zwischen dem DTM LWL

und den meisten restlichen Komponenten eines Transformators ist der fast unmögliche nachträgliche Austausch defekter DTM LWL Sensoren, da die Sensoren fest mit der Transformatorwicklung verbunden sind.

Somit ist es mehr als sinnvoll die DTM LWL Temperatursensoren genauer zu spezifizieren, damit diese für die gesamte Lebensdauer eines Transformators funktionell zur Verfügung stehen.

Als Hilfestellung kann hierfür die IEC 60076-2

ANNEX E herangezogen werden. Es sollte auch darauf geachtet werden, welche LWL man spezifiziert. Die **Tabelle 2** vergleicht zwei LWL Technologien welche momentan eingesetzt werden. So wurde zum Beispiel die 62,5um Technologie, welche ebenfalls den Standard in der Telekommunikationstechnologie darstellt, von einigen Herstellern nach Herausgabe der IEC 60076-2 ANNEX E im Jahr 2011 etabliert.

Parameter	62.5um core	200um core
Verluste durch Biegung	Vernachlässigbar	Sehr hoch
Übertragungsverluste / km	< 3.5 dB	< 8 dB
Biegeradius für langfristige mechanische Zuverlässigkeit	> 17mm	>28mm
Biegeradius für kurzfristig Mechanische Zuverlässigkeit	> 10mm	>17mm
Beschädigung, auf Grund unsachgemäße Handhabung	1x	10x
Kosten Kabel zu ersetzen	€	€€€€€
Robust nach IEC Standard	mehr	weniger

**Tabelle 2**

### 3 ZUSAMMENFASSUNG

Die Messung der Hot-Spot Temperatur ist ein wichtiger und sinnvoller Bestandteil der heutigen Transformatorüberwachung da ein direkter Zusammenhang zwischen der Hot-Spot Temperatur und der Lebensdauer des Transformators besteht.

Der Einsatz von DTM LWL Sensoren ist eine etablierte Technologie welche enorme Vorteile bei der direkten Hot-Spot Temperaturmessung bietet. Die Verwendung robuster LWL stellt sicher, dass die Temperatursensoren während der Produktion des Transformators und viele Jahr danach unbeschadet funktionieren.

### LITERATUR

IEEE C57.100 Annex B  
IEC 60076-2 ANNEX E  
IEC 60076-7:2018

### ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

DTM: Direct Temperature Measurement  
LWL: Lichtwellenleiter  
WTI: Winding Temperature Indicator

# **Verbesserung der dynamischen Überlastfähigkeit von Netztransformatoren durch Netzwerkprognosedaten**

**Dr. Karsten Viereck**

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH  
k.viereck@reinhausen.com  
Germany

**Michael Heger**

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH  
m.heger@reinhausen.com  
Germany

**Irina Lupandina**

Technische Universität Wien  
lupandina@ea.tuwien.ac.at  
Austria

**Erik Herold**

PSI Software AG  
eherold@psi.de  
Germany

## **KURZFASSUNG**

Im vorliegenden Beitrag wird die Anwendbarkeit und der Nutzen eines dynamischen Verfügbarkeitsmanagements für die operative Betriebsführung von Leistungstransformatoren vermittelt, um diese an sich bekannten Betriebsmittel für die gegenwärtigen Herausforderungen neuer Leitsystemstrukturen erschließen zu können.

An Hand der Nutzung eines thermischen Modelles in Verbindung mit unterschiedlichen Belastungsszenarien soll beispielhaft gezeigt werden, wie die thermische Reserve eines Transformators gezielt genutzt werden kann, um Überlastsituationen bei z. B. volatiler Einspeisung effizienter beherrschen zu können.

Weiterhin demonstriert der Beitrag wie Wetter- und Lastprognosen gezielt eingesetzt werden können, um der digitalen Leittechnik neue Funktionsräume bieten zu können.

Herangezogen werden ergänzend dazu Daten aus der online Zustandsüberwachung der Transformatoren, wie auch Informationen aus dem Asset Management dieser Betriebsmittel.

Gleichzeitig wird die Umsetzbarkeit dieser Methoden gezeigt und Aspekte behandelt, wie die dafür notwendigen Informationen bereitgestellt bzw. modelltechnisch ermittelt werden können und wie sich diese Methoden in bestehende Analysetools für elektrische Energiesysteme sowie Leittechnik Anwendungen integrieren lassen.

Mit diesen Methoden können außerdem ungeplante Netzeingriffe und Redispatch-Maßnahmen reduziert werden, da in der Leittechnik erstmalig Informationen über den thermischen Zustand eines der wichtigsten Betriebsmittel zur Szenarienbewertung zur Verfügung gestellt werden.

Dies ist gleichzeitig die Basis dafür einen verstärkten Einsatz einer automatisierten Betriebsführung weiter voranzutreiben und das digitale Umspannwerk auch realistisch umsetzen zu können

Ein dynamisches Verfügbarkeitsmanagement von Transformatoren ermöglicht erst eine reale kurative Betriebsführung bei Verletzung des [N-1] - Kriteriums.

## 1 EINLEITUNG

Zukunftsfähige Strukturen der Energiesysteme müssen heutigen Anforderungen und Ansprüchen hinsichtlich Versorgungszuverlässigkeit, Flexibilität und Stabilität sowie Systemsicherheit entsprechen. Mehr als ein Drittel des Stromes in Deutschland stammt bereits heute aus erneuerbaren Quellen, wie zum Beispiel aus Photovoltaik- oder Windkraftanlagen.

Die einhergehende Digitalisierung von Versorgungsstrukturen ermöglicht die Umsetzung neuer Methoden und Strategien in einem volatilen Umfeld und kann damit zu einer stabilen und zuverlässigen Systemführung der Zukunft beitragen. Neue Systemführungskonzepte werden dabei durch die parallele technologische Entwicklung von Primär- und Sekundärtechnologien ergänzt.

Auch international ist in den Gremien von CIGRÉ und IEEE festzustellen, dass die Sekundärtechnik von Transformatoren zunehmend durch neue Funktionen erweitert wird, die zwar auf bestehende Systemkonzepte aufbauen aber gleichzeitig mit Hilfe intelligenter Softwaremodule tiefgreifende Informationen bereitstellen kann.

Transformatoren sind nach wie vor mit das wichtigste und in der Anschaffung das kostenintensivste Betriebsmittel in der Energieversorgung weltweit. Dies hat sich in den vergangenen Jahren nicht geändert. Jedoch differieren Betreiberstandards sehr stark, was die Definition der Grenzwerte für die Charakterisierung der Überlastbarkeit von Transformatoren betrifft. Hier stehen sich international unterschiedliche Betrachtungsweisen, nationale Standards und Festlegungen der Betreiber gegenüber. Dazu finden noch diverse Kühlungsarten und Messverfahren zu deren Steuerung Anwendung.

Auch die zunehmende Einführung von ONAN gekühlten Transformatoren löst nicht das Problem, dass der aktuelle thermische Zustand eines Transformators in der Regel nicht bekannt ist. Infolgedessen wird auch die dem Transformator innewohnende thermische Reserve bei Überlastung nicht berücksichtigt und der Operator arbeitet in Notfallsituationen mehr oder minder im Blindflug mit dem Transformator, da er keine Kenntnis von der Vorbelastung des Transformators hat.

In Normalbetrieb finden wir natürlich im Transport- und Übertragungsnetz Transformatoren, die weit unter ihrer Nennleistung betrieben werden. Dies trifft jedoch weniger für Transformatoren zu, die an Netzknotenpunkten installiert sind, als jene, die von volatilen Einspeisungen von großen Photovoltaikanlagen bzw. Windparks betroffen sind. Bei Schwachlast im Transportnetz und hohem Aufkommen erneuerbarer Energie kommen für die Netzkuppler unter Umständen noch zusätzlich Leistungsflüsse, sogenannte Transite, in das Übertragungsnetz hinzu, die die Belastung der Betriebsmittel noch erhöhen.

## 2 ETOS: ALLGEMEINER FUNKTIONS UMFANG DES

### EMBEDDED TRANSFORMER OPERATING SYSTEM

Die Maschinenfabrik Reinhausen bietet mit ETOS (Embedded Transformer Operating System) eine wesentliche Komponente für Digitalisierung der Energienetze. ETOS ist eine modulare Systemlösung zur Überwachung, Steuerung, Regelung und Digitalisierung von Leistungstransformatoren und bildet auf der Feldebene am Transformator die zentrale Kommunikations- und Datenschnittstelle zwischen Prozessebene und Leitebene. Je nach Kundenanforderung können Funktionen aus den Bereichen Steuerung & Regelung, Überwachung und Stufenschalterantrieb modular integriert werden. Auf der Feldebene können alle konventionellen und intelligenten Sensoren ebenso wie Schutzeinrichtungen für Transformator und Stufenschalter angebunden werden.

Auch Sensoren von Drittherstellern können über genormte Schnittstellen problemlos integriert werden. Über einen integrierten Webserver bietet ETOS eine maximal nutzerorientierte Visualisierung die intuitiv zu bedienen ist. Die Darstellung auf unterschiedlichen Displays (MMI) ist ebenso möglich wie auf mobilen Endgeräten. ETOS verarbeitet und übermittelt die aggregierten Signale und Informationen mittels genormter Leitsystemprotokolle. Hier stehen dem Anwender alle Möglichkeiten offen, sowohl eigene SCADA- und Cloud-Systeme, als auch ein Flottenmonitoring zu nutzen.

ETOS kann an jedem Transformator installiert werden: je nach Anforderung in Form steckbarer Module, als stand-alone-Variante in einem Schaltschrank oder als Integrationslösung im Motorantrieb.



Abb. 1: ETOS Bauformen für Transformatoren

Auch die Nachrüstung an vorhandenen Transformatoren ist möglich, mit einer individuellen Konfiguration passend für jeden Transformator. Durch die einfache Montage am Transformator und die digitale protokollbasierte Datenübermittlung z.B. mittels Lichtwellenleiter entfällt ein Großteil des Verdrahtungsaufwands.

Neben der Anbindung von intelligenten oder konventionellen Sensoren und Schutzeinrichtungen können über modulare Pakete alle gewünschten Funktionen abgebildet werden.

Dazu gehören Transformatoren-Monitoring, Kühlanlagenüberwachung und -steuerung, Stufenschalter-Monitoring, Antriebsfunktion des Stufenschalters, Spannungsregelung, Online DGA-Monitoring, Durchführungs-Monitoring, sowie anderen Funktionen.

Über frei programmierbare digitale Ein- und Ausgänge sowie über Modbus RTU können hier



beliebige Sensoren oder Statusmeldungen integriert werden. Durch Funktionsintegration ist ETOS eine Komplettlösung zur automatisierten Echtzeitüberwachung eines Transformators und ebnet den Weg für eine erhöhte Resilienz der Betriebsführung der Netze und speziell der Transformatoren. In der Energieversorgung hat Sicherheit, nicht zuletzt auch Cyber Security, höchste Priorität: Integriert wurden deshalb die entsprechenden State-of-the-Art - Lösungen von der Produktarchitektur bis zum Support. Das umfasst unter anderem eine integrierte Firewall, verschlüsselte Kommunikation, rollenbasierte Zugriffskontrolle, das Produktsicherheitsmanagement sowie externe Auditierung entsprechend BDEW - White Paper.

Neben der IT-Sicherheit bietet das System verschiedene Anwendungen für die Verringerung der Lebenszykluskosten und für eine wissens- und zustandsbasierte Instandhaltungsstrategie. Nachfolgend soll eine dieser innovativen Applikationen vorgestellt werden.

Abb. 2: ETOS EDM mit integrierter ONAF-Kühlanlagensteuerung, konventioneller Überwachung, Motorantrieb, sowie Transformator-Monitoring, Übertragungsprotokoll: IEC60870-5-104

### 3 DYNAMISCHES VERFÜGBARKEITSMANAGEMENT

#### 3.1 Dynamische thermische Reserve von Leistungstransformatoren

In Rahmen des Förderprojektes ENSURE (Neue Energienetzstrukturen für die Energiewende) wurde die dynamische thermische Reserve definiert und die Möglichkeiten zur Verwendung der Informationen und Daten in den Netzberechnungen untersucht.

##### Stationäre Grenze der Belastbarkeit

An Hand der aktuellen oder prognostizierten Umgebungstemperatur für den Aufstellungsort des Transformators kann die stationäre Grenze der Belastbarkeit für die vorgegebene maximal zulässige Hot Spot - Temperatur mithilfe eines thermischen Modells für diesen stationären Zustand ermittelt werden. Die stationäre Grenze hängt dabei von der thermischen Resistenz des Transformators ab, welche wiederum von den Umgebungsbedingungen, thermischen Eigenschaften des Transformators und von der Kühlungsart des Transformators abhängig ist.

Eine Variation der Umgebungstemperatur im Bereich von  $-15 \dots +40^\circ\text{C}$  ermöglicht bei einer Einhaltung des Grenzwertes einer Hot Spot - Temperatur von  $98^\circ\text{C}$  bei Transformatoren mit ONAN-Kühlung eine Auslastung des Transformators im Bereich von 80 % bis 130 %, siehe Abb. 3.

Eine weitere Möglichkeit, den an sich stationären Grenzwert zu variieren, ist die Verwendung eines Hot Spot - Temperaturgrenzwertes für einen Notbetriebsmodus mit erhöhter Alterung des Öl-Papier Isolationssystems, der in Abstimmung mit dem allgemeinen Zustand des Assets Transformators ausgewählt werden kann.

Somit kann der Hot Spot - Temperaturgrenzwert im Bereich von  $98^\circ\text{C}$  bis  $140^\circ\text{C}$  festgelegt werden und dementsprechend könnte sich der stationäre Grenzwert für K sich im Bereich von 120 % bis 162 % bewegen. Dies ist hinreichend relevant für den Störungsbetrieb des Netzes, wenn die Grenze für den normalen, das heißt isolationsschonenden Betrieb, überschritten worden ist und demzufolge ein erhöhter Lebensdauerverbrauch des Isolationssystems zugelassen wird.

Das thermische Modell bezieht sich als Berechnungsgrundlage dabei auf eine Außentemperatur von  $20^\circ\text{C}$  bei Bemessungsstrom und damit  $K_{\text{stat } 100\%} = 1$ .

$$K_{\text{stat } 100\%} = 1, \text{ bei } \theta_a = 20^\circ\text{C}$$

Dabei ist:

$K_{\text{stat}}$  - stationäre Grenze der Belastbarkeit im thermischen Modell

$\theta_a$  - Umgebungstemperatur,  $^\circ\text{C}$ ,

$\theta_h$  - Hot Spot - Temperaturgrenzwert,  $^\circ\text{C}$

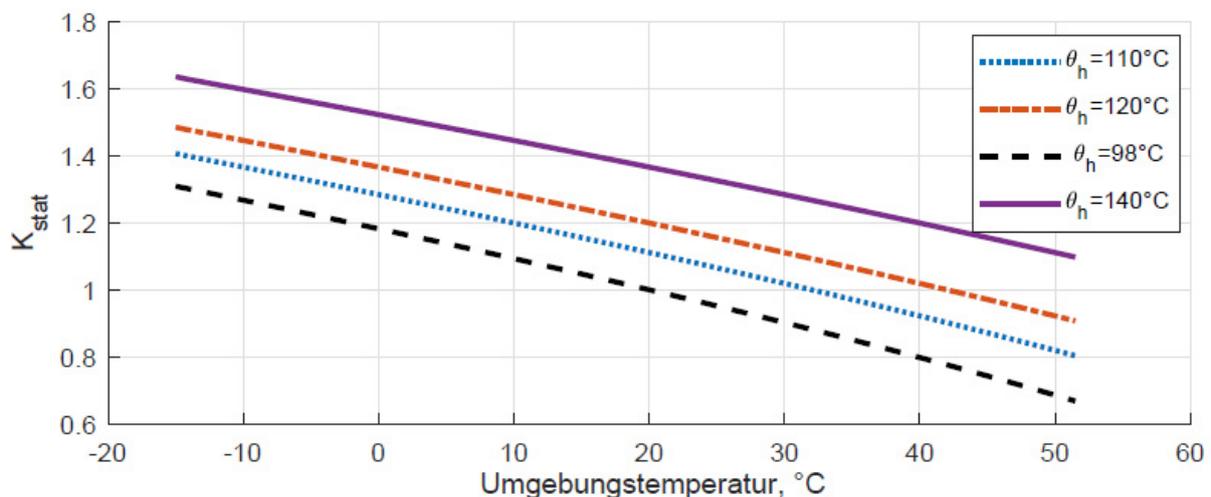


Abb. 3: Abhängigkeit der stationären Grenzen des Lastfaktors für Transformatoren mit ONAN-Kühlung von der Umgebungstemperatur  $\theta_a$  bei unterschiedlichen Hot Spot - Temperaturgrenzwerten von  $\theta_h$ :  $98^\circ\text{C}$ ,  $110^\circ\text{C}$ ,  $120^\circ\text{C}$ ,  $140^\circ\text{C}$

### **Thermische Reserve von Leistungstransformatoren**

Auf Basis aktueller Messwerte am Transformator (Öltemperatur, Außentemperatur, Laststrom usw.) und bei Vorliegen von Prognosewerten, kann die dynamische thermische Reserve des Transformators mithilfe der Modelle abgeschätzt werden.

Die thermische Reserve ist demnach gekennzeichnet durch die maximal zulässige Leistung, welche bei einer Belastung oberhalb der stationären Grenze des Lastfaktors  $K$  dem Transformator noch zugeführt werden kann. Die thermische Reserve hängt neben der thermischen Kapazität des Transformators von dem aktuellen thermischen Zustand und der Dynamik der Belastungsänderung oberhalb der stationären Grenze der Belastbarkeit ab.

Bei Vorhandensein eines prognostizierten Lastprofils und der dazugehörigen Umgebungstemperatur aus der Wetterprognose kann der thermische Zustand des Transformators über die Berechnung der Hot Spot - Temperatur bestimmt.

Die aktuelle Hot-Spot Temperatur kann quasistationär angenommen und für die Berechnung der Belastungsszenarien verwendet werden. Aufgrund der dem Transformator innewohnenden thermischen Kapazität kann sich die thermische und elektrische Auslastung des Transformators essentiell unterscheiden. Dies ist besonders dann der Fall, wenn die Belastung starken Änderungen unterliegt.

Aus der Differenz zwischen quasistationären Hot Spot Temperatur und Hot Spot - Temperaturgrenzwert ergibt sich eine Größe, welche proportional zu der verbleibenden thermischen Reserve ist.

Diese Differenz kann für die Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes eine relevante Entscheidungsgrundlage sein.

Wenn die Belastung jedoch oberhalb der stationären Grenze liegt, ist keine thermische Reserve mehr vorhanden.

Bei einem Betrieb mit dynamisch gesetzten Transformatorbetriebsgrenzwerten ist es im Fall einer Netzstörung notwendig, die Berechnungen der Belastbarkeit möglichst in Echtzeit direkt am Transformator zu aktualisieren.

Ist die Zeitdauer für die Übernahme einer erhöhten Last seitens des Netzbetreibers bekannt, kann die in dieser Zeit zulässige kurzfristige Belastungsgrenze errechnet werden.

### **3.2 Dynamisches Belastbarkeitsmodell**

Im Rahmen des Projektes wurde unter anderem ein dynamisches Belastbarkeitsmodell für die ölgefüllten Leistungstransformatoren entwickelt und dessen Anwendungsmöglichkeiten untersucht. Das dynamische Modell für die Belastbarkeit eines Transformators erlaubt es, die dynamischen Betriebsgrenzen für den aktuellen und den nachfolgend zu prognostizierenden Zustand zu ermitteln.

Die Belastbarkeit ist dabei als maximal zulässige Betriebsdauer bei vorgegebenen Bedingungen definiert. Demnach ist die maximal zulässige Betriebsdauer eine Funktion von der:

- Vorbelastung,
- Umgebungstemperatur,
- Belastungsszenario,
- Belastungsgradient,  $dK/dt$
- Gewichtsfeuchte in fester Isolierung,
- Stufenschalterposition,
- Zustandsparameter des Betriebsmittels  
(DCI, Dynamic Condition Index, aus dem Asset Management),
- Kühlungsart / Kühlanlage,
- Schutzeinstellungen,
- Grenzen für Notbetrieb und Normal- bzw. isolationsschonenden Betrieb.

Unter einem isolationsschonenden Betrieb wird dabei per Definition entsprechend der IEC 60076-7 von einer Belastung des Transformators ausgegangen, die eine Hot - Spot - Temperatur  $\leq 98^{\circ}\text{C}$  ( $110^{\circ}\text{C}$  nach ANSI-Standard) zur Folge hat und bei der deshalb per Definition keine erhöhte Alterung der Öl-Papierisolation auftreten sollte.

Eine Darstellung der Ergebnisse in Form von Belastbarkeitskurven für Überlast- bzw. Notbetrieb (rote Linie), Normalbetrieb (gelbe Linie) und isolationsschonenden Betrieb (grüne Linie) als Funktion der Zeitdauer der Belastung ist in Abb. 4 ersichtlich. Die aktuelle konstante Belastung ist als blaue Linie mit dem Lastfaktor  $K_0$  dargestellt.

Die dunkelrote Linie ( $K(n-1)$ ) kennzeichnet dabei die Belastung des Transformators, wenn der [n-1] - Fall im UW nicht mehr gegeben ist.

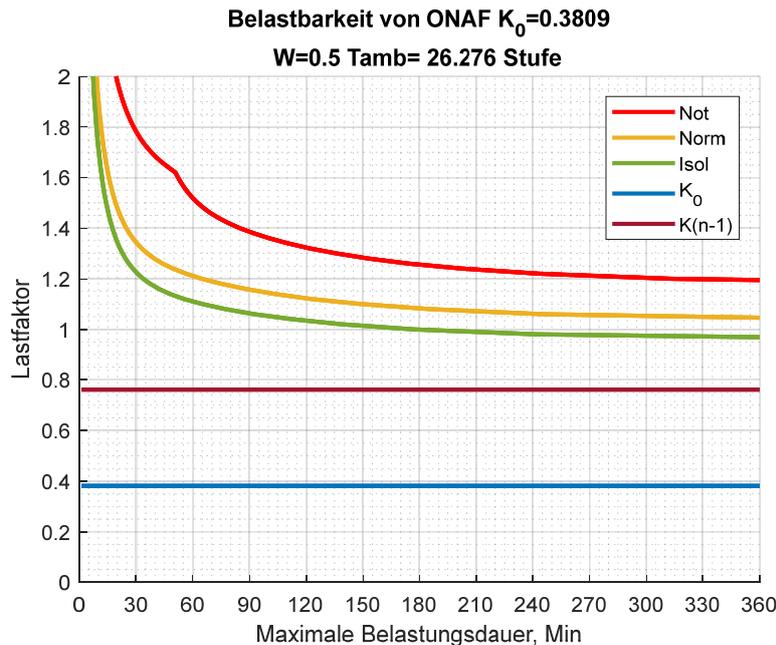


Abb. 4: Belastbarkeitskurven für gegebenen Zeitintervall

Die Modellergebnisse (siehe Abb. 8) können zentral für die Berechnungen in einem Netzplanungstool beispielweise an der Leitstelle oder dezentral in einem dynamischen Verfügbarkeitsmodell eines Betriebsmittels auf der Umspannung - Ebene genutzt werden und ermöglichen die Anwendungen für sehr kurzfristige (intraday) und kurzfristige (day ahead) Zeithorizonte. Infolgedessen kann die operative Versorgungssicherheit im Normal- und Störungsbetrieb des Netzes unterstützt werden.

Das hierfür genutzte thermische Modell für Leistungstransformatoren (Abb. 5) besteht aus zwei Teilen: Dem Grundmodell und einem Szenarienmodell.

### Grundmodell

Dieses Basismodell überwacht den aktuellen thermischen Zustand des Transformators mit der Überprüfung der Einhaltung von Betriebsgrenzwerten und dient der Ermittlung der Eingangsdaten für das Szenarien-Modell.

In diesem Teil wird ein thermisches Modell verwendet, welches beispielweise aus der aktuellen Last und dem prognostizierten Lastprofil sowie der Umgebungstemperatur eine Hot Spot - Temperatur (HST) und Top Oil - Temperatur berechnet.

Die Aufgabe dieses Modells ist es, die aktuelle Annäherung an die Betriebsgrenzen (z. B. maximal zulässige Temperaturen) zu überwachen und die Eingangsdaten für anderen Modelle, wie beispielweise für das Belastbarkeitsmodell (Szenarien-Modell), Alterungsmodell oder für die Berechnungen des Verfügbarkeitsmanagements zu liefern.

## Szenarien-Modell

Das Szenarien-Modell überprüft die Belastungsszenarien des Betriebsmittels unter den aktuell gegebenen Bedingungen. Als Ergebnis der Spiegelung an den Betriebsgrenzwerten ergibt sich die maximale Dauer des noch zulässigen Betriebes bei einem vorgegebenen Belastungsszenario.

Die Überprüfung der Betriebsgrenzen erfolgt dabei unter Berücksichtigung der Anfangsbedingungen und des aktuellen Betriebszustandes des betreffenden Transformators, welche aus dem Grundmodell zu gegebenem Zeitintervallen entnommen werden.

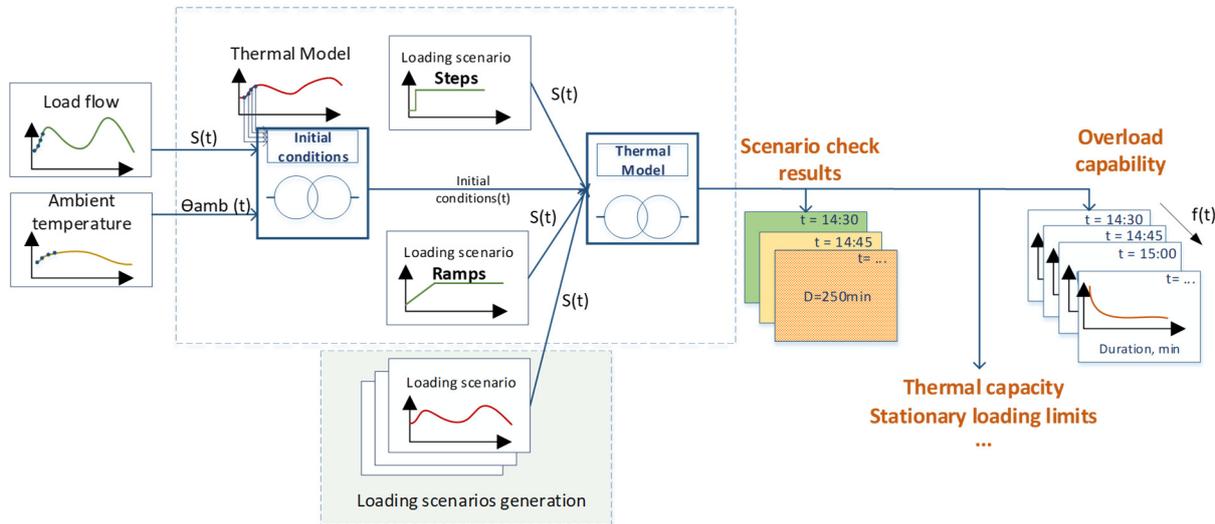


Abbildung 5: Vereinfachte Darstellung des dynamischen Belastbarkeitsmodells

Ohne Vorgabe eines bestimmten Belastungsszenarios wird das Modell die stufen- oder rampenförmigen Belastungsszenarios iterativ im Bereich zwischen 80% und 200% des Bemessungsstromes überprüfen, siehe Abb. 6.

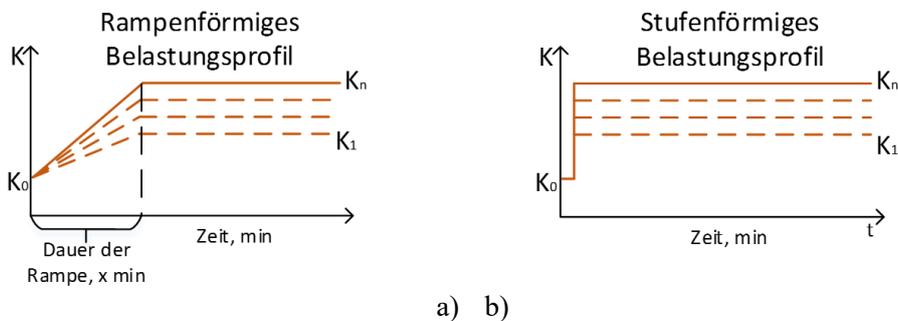


Abb. 6: Darstellung der Belastungsszenarios für   
 a) rampenförmige Belastung (Normalbetrieb) und b) stufenförmige Belastung

$$i = 1..n$$

$$K_i = 1 + \frac{1}{n} \cdot i$$

$K_i$  – Belastungsgrad für eine Iteration

$n$  – Anzahl der Iterationen

Werden dem ETOS TM Prognosedaten für zu erwartende Belastung sowie der Umgebungstemperatur zur Verfügung gestellt, rechnet das System mit den aktuellen Messwerten als Basis und alle weiteren Temperaturen auf Basis der prognostizierten  $K(t)$  - und  $\theta_a(t)$  - Werte für die kommenden 24h.

Nach der Überprüfung aller Szenarios auf die Einhaltung der Zulässigen Grenzwerte im vorgegebenen Zeitintervall kann das Ergebnis in Form der Belastbarkeitskurven dargestellt werden.

## Modellergebnisse

Für die prognostizierte 24-stündige Lastganglinie und Umgebungstemperatur (Abb. 7) für einen Leistungstransformator ergeben sich demzufolge dynamisch ermittelte Betriebsgrenzen mit einem Berechnungsintervall von 15 min für den Notbetrieb (rot, oben) und isolationsschonenden Betrieb (grün, unten) (Abb. 8).

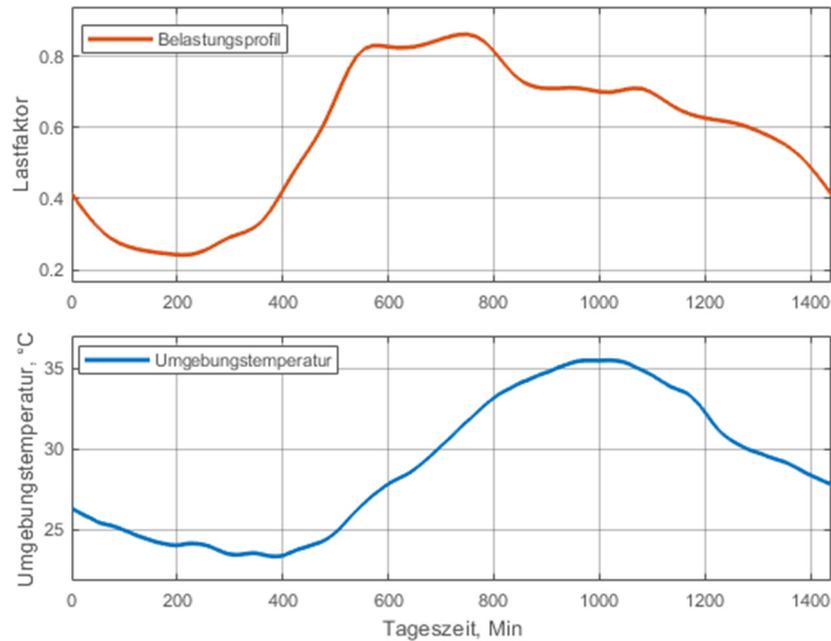


Abb. 7: Prognostiziertes Lastprofil und Umgebungstemperatur für 24 h als Eingangsdaten für das dynamische Belastbarkeitsmodell

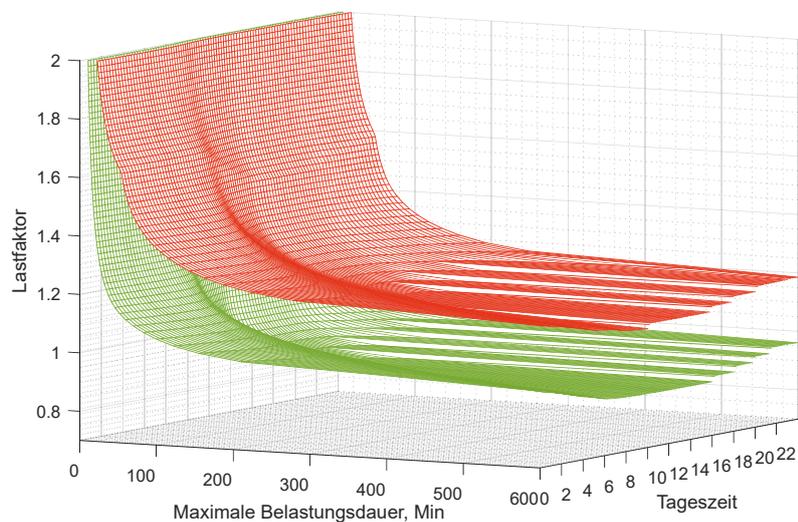


Abb. 8: Modellergebnisse als dynamisch ermittelte prognostizierte Belastbarkeitskurven für isolationsschonenden (grün) und Notbetrieb (rot) über 24 h

### 3.3 Darstellung der Verfügbarkeit und Integration in Leittechnikapplikationen

Ein zentraler Bestandteil des Konzepts des dynamischen Verfügbarkeitsmanagements ist die Ermittlung der Zuverlässigkeit des elektrischen Netzes bei Anwendung der dynamischen Betriebsgrenzen auf die in Betrieb befindlichen Transformatoren.

Neben der Bestimmung der deterministischen Zuverlässigkeit unter Berücksichtigung der thermischen Kapazität der Netztransformatoren in dem Umfeld eines Umspannwerkes lassen sich die Ergebnisse aus der Modellrechnung am Transformator in ein Leitsystem für die Betriebsführung implementieren. Ziel ist es dabei einmal dem Operator in der Leitwarte aktuelle Informationen über den Betriebszustand der Transformatoren zur Verfügung zu stellen, gleichzeitig aber auch eine Vorhersage der Belastung der Transformatoren über die kommenden 24 Stunden und der möglichen Belastungsreserve (Overload Capability) in die Hand zu geben

Dies ermöglicht eine verbesserte Prognose der Zuverlässigkeit in elektrischen Energieversorgungssystemen für einen dynamischen Netzbetrieb und schafft die Voraussetzung für die Visualisierung des aktuellen und zukünftigen Betriebszustandes von Transformatoren im operativen Betrieb in der Leitwarte. Ziel ist es, über ein solches Tool die Leittechnik dahingehend zu unterstützen, ungeplante Netzeingriffe und Redispatch - Maßnahmen zu reduzieren.

Abb. 9 zeigt eines der Displaybilder die im Verlauf des Projektes programmiert wurden und Überlastdiagramme direkt im ETOS-Schaltschrank GH351 des Transformators visualisiert werden können.

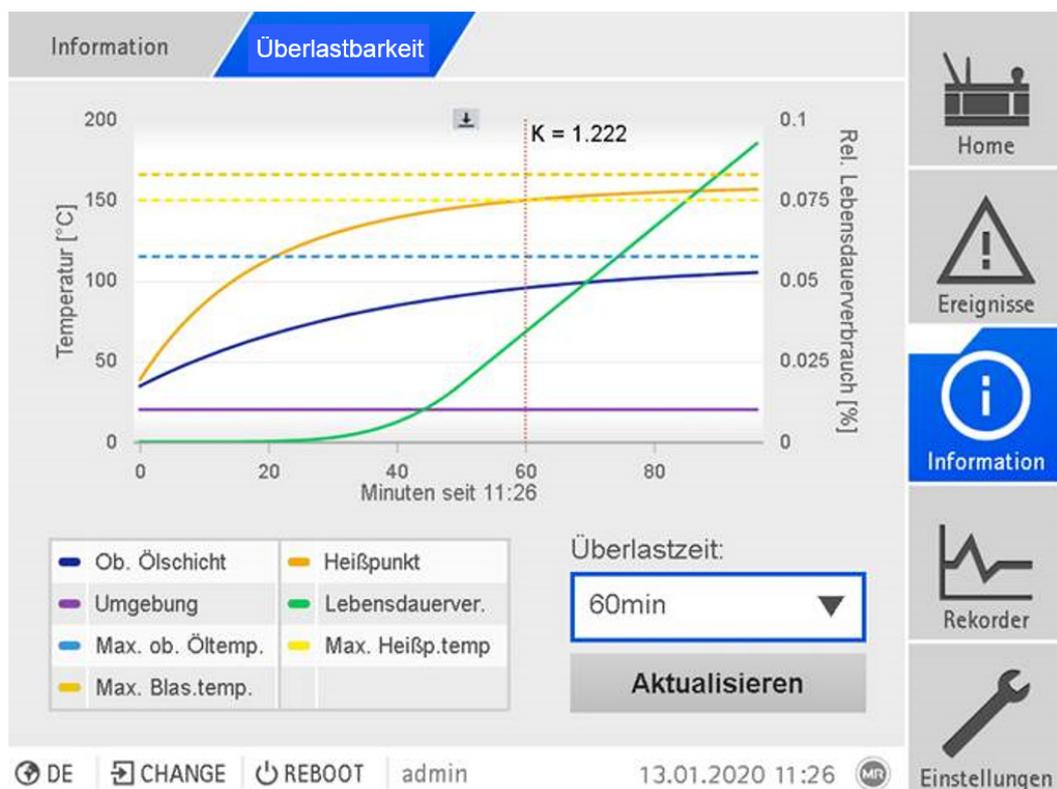


Abb. 9: Visualisierung der Overload Capability eines Transformators für das Verfügbarkeitsmanagement mit Informationsübertragung an die Leittechnik

Die Daten- und Informationsübertragung vom Transformator zur Leittechnik und die Übermittlung der Prognosedaten zurück an den Transformator erfolgt gegenwärtig über drei Ebenen:

- Betriebsmittelebene (ETOS IM)
  - Messung von Außentemperatur  $\theta_a$ , Top Öltemperatur  $\theta_o$ , Lastfaktor K
  - Berechnung der Hot Spot - Temperatur unter Berücksichtigung der Kühlungsart und des Zustandsindex (DCI) aus dem Asset Management
  - Upload und Verarbeitung der Wetter-  $\theta_a(t)$  und Lastprognosen  $K(t)$
  - Daten- und Informationsübertragung über Stationsbus über IEC60870-5-104 oder IEC 61850 zur
- Stationsebene (Umspannwerk)
  - Datenaggregation von verteilten ETOS Systemen
  - Gateway zwischen den Datenübertragungsprotokollen
  - Daten- und Informationsübertragung über Prozessbus über IEC60870-5-104 oder IEC 61850 zur
- Zentrale Leitsystemebene
  - Visualisierung des aktuellen Betriebszustandes und der Verfügbarkeit über die Overload Capability von  $t_0$  bis  $t_0 + 24h$ 
    - Status für die Erfüllung des [N-1] – Kriteriums
    - Lastfaktor bei maximal zulässiger Hot Spot – Temperatur
    - Lebensdauerverbrauch des Transformators über die zukünftigen 24 Stunden
    - Die entsprechende Monetäre Bewertung des Lebensdauerverbrauchs für 24 h
    - Mögliche Belastung des Transformators für die kommenden 15', 30', 60', 180' und 24h.
    - Maximal mögliche Betriebsdauer bei aktuell anstehender Belastung
  - Daten und Informationstransfer in die Netzberechnung und Netzzustandsanalyse ebenfalls über IEC60870-5-104 oder IEC 61850

Die umfangreichen Informationen können geeignet aufbereitet von der zentralen Leitstelle während des operativen Betriebes verarbeitet werden. Um eine Korrelation mit den laufenden Netzberechnungen und Algorithmen zu gewährleisten, werden die vollständigen Informationen alle 15 Minuten der Leittechnik zur Verfügung gestellt.

Abb. 10 zeigt dazu eine erste Variante zur Darstellung der Overload Capability eines Transformators in einem Ausschnitt aus der Leitsystemdarstellung mit „PSIcontrol“ für eine Station der CLP Hong Kong. Da die mögliche Belastung unmittelbar mit den Last- und Temperaturprognosen verknüpft ist, gleichzeitig aber auch auf gemessenen Werten am Transformator basiert, wird diese hier als „Dynamic Overload Capability“ ausgewiesen.

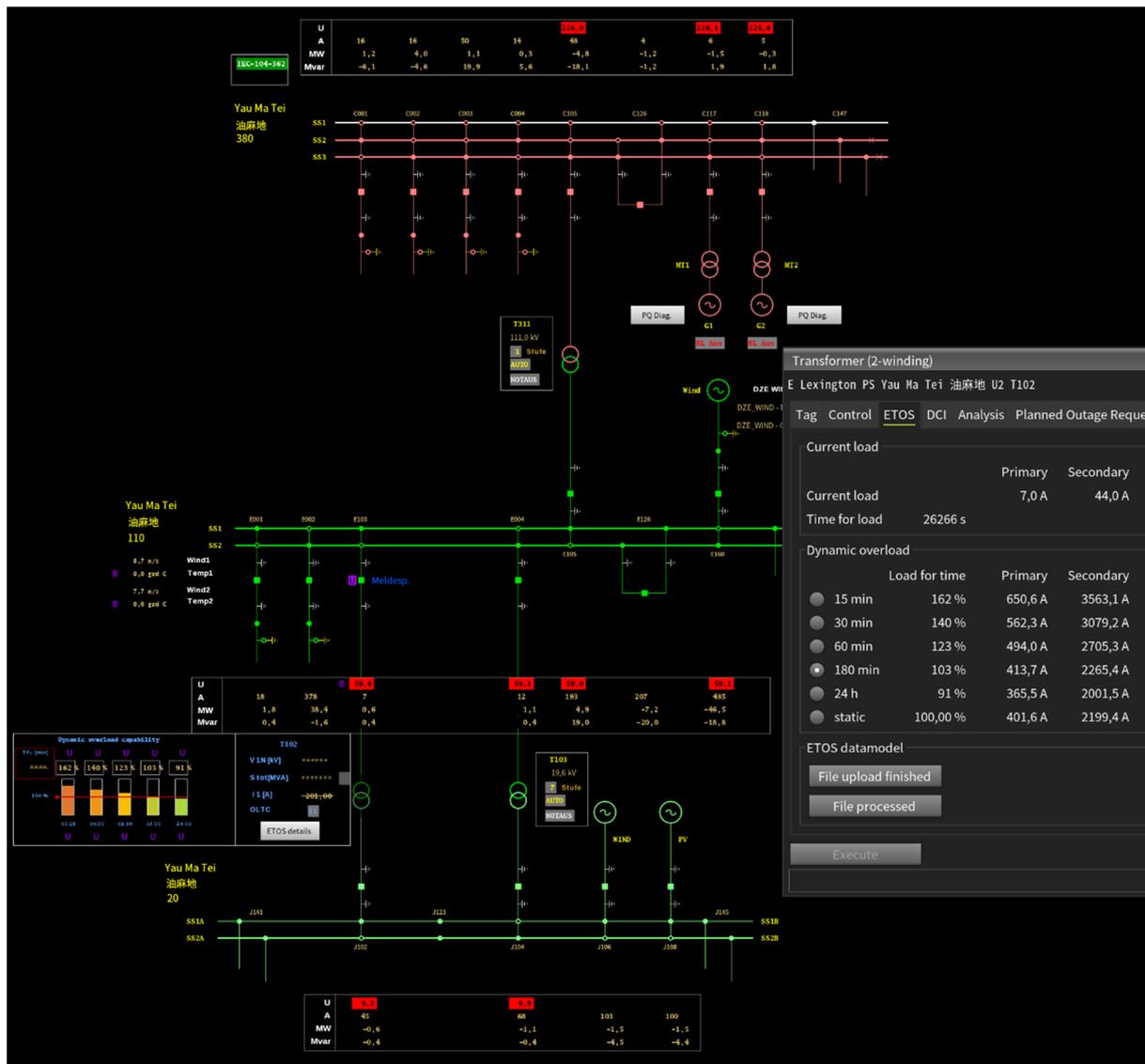


Abb. 10: Aktuelle Variante zur Darstellung der „Dynamic Overload Capability“ eines Transformators in der Visualisierung der PSControl

## 4 ZUSAMMENFASSUNG

Im vorliegenden Beitrag wurde gezeigt, welche Möglichkeiten die aktuellen Überwachungs- und Steuerungssysteme für Transformatoren bieten. Ein ETOS – System an einem Transformator vereint konventionelle Trafosüberwachung, Kühlanlagensteuerung sowie Motorantrieb und bietet über ein digitales Interface neue Tools, die über die Kombinatorik mit der Leitechchnik auch kurative [N-1]-Szenarien über längere Zeiträume sicherstellen können.

Auch Transformatoren, die stark volatilen Lastströmen unterliegen, können über diese gezeigten Algorithmen mit höherer Betriebssicherheit gefahren werden.

Erstmalig wird es jedoch ermöglicht, den aktuellen thermischen Zustand mit in der Leitechchnik verfügbaren Prognosedaten zu verknüpfen und die Ergebnisse für die Rechnung unterschiedliche Schaltszenarien der Leitechchnik wieder zur Verfügung zu stellen.

## LITERATUR

- [1] I. Lupandina, M. Schrammel, W. Hofbauer, K. Viereck, W. Gawlik: *"Dynamische Belastbarkeit von Leistungstransformatoren mit der Auswirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit"*;  
Poster: FNN-Fachtagung Schutz- und Leittechnik, Berlin, Deutschland; Feb. 2018.
- [2] ANSI C57.91-2011, IEEE PES,  
"IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators",  
NY USA, March 2012.
- [3] ICE 60076-7, Ed. 2, Redline Version,  
„Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers”, ICE, Geneva, Jan. 2018.

## **Überlegungen bei der Spezifizierung eines DGA Online Monitoring Geräts**

Andreas Hilgers  
Vaisala Oyj – Finnland

Stuttgarter Hochspannungssymposium – März 2021

# Inhalt

<b>Zusammenfassung</b> .....	3
Übergang von traditionellen zu neuen Technologien .....	4
Spezifikationen von Online-DGA-Überwachungsgeräte.....	6
Fallbeispiele – Entwicklung von Online-DGA-Spezifikationen .....	7
Level-1-Spezifikationen.....	7
Level-2-Spezifikationen.....	8
Level-3-Spezifikationen.....	10
Gesamtbetriebskosten .....	13
Schlussfolgerung .....	18
Quellenverzeichnis .....	19

## Zusammenfassung

In diesem Vortrag geht es um die „Punkte, die bei der Spezifizierung eines Online-DGA-Überwachungsgeräts betrachtet werden sollten“. Der Vortrag beruht auf Beobachtungen verschiedener Energieversorgungsunternehmen und deren Spezifikationsverfahren für die jeweiligen Geräte. Die Methoden reichen von sehr einfach bis zu äußerst komplex. Ziel dieses Vortrags ist es, ein Bewusstsein für die verschiedenen Arten des Schreibens einer Spezifikation, die auf dem Markt existieren, zu schaffen. Unternehmen sollen dabei unterstützt werden, die beste Wahl für ihre Bedürfnisse zu treffen. Wenn Sie ein klares Verständnis für Ihre Anforderungen haben und diese in Spezifikationen strukturieren, erhalten Sie auch das, was Sie wollen. Es hilft zudem, verschiedene Lösungen und Technologien besser zu vergleichen. Wir leben in einer Welt, in der der Druck zur Kosteneinsparung groß ist. Daher ist es wichtig, dass wir die versteckten Kosten entdecken und verstehen, wie die Gesamtkosten eines Produkts berechnet werden.

Schlüsselwörter: *Online-DGA, Spezifikation, Gesamtbetriebskosten, wartungsfrei*

## Übergang von traditionellen zu neuen Technologien

Das Konzept der Online-Überwachung und insbesondere der Online-DGA ist in den letzten Jahren immer beliebter geworden. Der Trend und die Bereitschaft, Daten aus Anlagen zu gewinnen, nehmen auch in Zukunft zu, wie mehrere Studien zum Online-Überwachungsmarkt belegen (z. B. *Grand View Research 2018*). Auf dem Markt sind mehr Akteure aufgetaucht, die die Monitoring-Geräte zusammen mit den Kommunikations- und Softwarelösungen für die Systemintegration anbieten. Es ist keine Überraschung, dass viele Endbenutzer\*innen, die an den Lösungen interessiert sind, möglicherweise Schwierigkeiten haben, die richtige Lösung für ihre Anforderungen zu finden. Obwohl die Informationen weitgehend verfügbar sind, werden sie in unterschiedlichen Arten präsentiert, was den Vergleich verschiedener Lösungen sehr schwierig machen kann. Am Ende kommt es auf die einzelnen Mitarbeiter\*innen an, sich in der Informationsflut zu orientieren, um die passende Lösung zu finden.

Ein gängiger Ansatz besteht darin, den Markt im Hinblick auf verfügbare Technologien zu untersuchen und möglicherweise sogar einige zu testen, um festzustellen, ob sie für den jeweiligen Zweck geeignet sind. Ich habe in diesem Vortrag den Schwerpunkt auf Spezifikationen und deren Zusammenstellung gelegt. Wir werfen einen Blick auf verschiedene Methoden in der Branche sowie einige sehr gute und weniger gute Beispiele.

Da sich die Online-DGA-Überwachung auf Leistungstransformatoren konzentriert, ist es natürlich sich an dem oberen Level der Spezifikationen zu orientieren – denen für Leistungstransformatoren. Diese Dokumente sind gut aufbereitet und ausgereift, da sich die Branche seit Jahrzehnten weiterentwickelt. Standards wie IEC und IEEE unterstützen Sie beim Verfassen einer soliden Transformatorspezifikation, und im Allgemeinen gibt es viel Erfahrung in diesem Bereich. Gleiches gilt nicht (immer) für das Zubehör, das im Vergleich zur Hauptkomponente deutlich weniger im Fokus steht. Es ist richtig, dass das traditionelle Transformatorzubehör in seiner Bedienung viel einfacher ist als die neuen Technologien rund um die Online-Überwachung. Die Art und Weise, wie es spezifiziert wird, erfordert daher keinen großen Aufwand. Nehmen Sie zum Beispiel die Wicklungstemperaturanzeige oder das Druckentlastungsventil. Es kann ausreichen, nur anzugeben, dass dafür die Notwendigkeit besteht, und dann den Auswahlprozess dem Hersteller (OEM) zu überlassen. Sie erhalten die Basisausführung, da es auch im Interesse des OEM liegt, ein Produkt auszuwählen, das sich als gut und mühelos einsetzbar erwiesen hat. Die Funktionsweise der Geräte ist relativ einfach, und die Verwendung der Funktionen dieser Geräte ist unkompliziert. Es ist nicht viel Analysearbeit erforderlich, um zu

bestätigen, dass das Gerät die richtigen Informationen liefert, wie zum Beispiel die Wicklungstemperatur.

Nachstehend finden Sie ein Beispiel für eine Transformatorspezifikation mit übersichtlicher Struktur und klarem Fokus auf die wichtigsten Bereiche nacheinander. Die Länge von Spezifikationen kann von einigen zehn bis zu mehr als hundert Seiten reichen. Das nachfolgende Beispiel besteht aus 97 Seiten, bei dem das Zubehör (Accessories) auf sechs Seiten besprochen wird.

Sec. No.	Particulars	Page no.
1.1	SCOPE :	6
1.1.3	GUARANTEE	6
1.2	TRANSPORT	7
1.3	STANDARDS	7
1.4	DRAWINGS	7
1.5	TYPE OF TRANSFORMER	8
1.6	DESIGN	8
1.7	TANK	9
1.8	UNDER CARRIAGE	11
1.9	CORE	11
1.10	WINDING	13
1.11	INSULATING OIL	14
1.12	INSULATION	15
1.13	TEMPERATURE RISE	15
1.14	FREQUENCY	16
1.15	PARALLEL OPERATION	16
1.16	IMPEDANCES	16
1.17	TAP CHANGING MECHANISM	16
1.18	OIL PRESERVING EQUIPMENT	18
1.19	BUSHINGS	19
1.20	COOLING	20
1.21	CENTRE OF GRAVITY	22
1.22	ACCESSORIES	22
1.23	TERMINALS	
1.24	CURRENT TRANSFORMERS	
1.25	TERMINAL MARKING	
1.26	CLEANING AND PAINTING	
1.27	PACKING AND TRANSPORT	
1.28	LABELS	
1.29	INSPECTION	
1.30.1	INSTALLATION CHECKS	
1.30.2	COMMISSIONING CHECKS	
1.30.3	TESTING (Routine Type, & Special)	
1.30.3.3	TEST ON TRANSFORMER TANK	
1.30.4	TEST AT SITE	
1.31	TESTS ON OLTC	
1.32	TEST REPORTS	
1.34	LOSS/DAMAGES	
1.35	GUARANTEED TECHNICAL PARTICULARS	
1.36	INSTRUCTION MANUALS	
1.37	DEVIATION FROM SPECIFICATION	
1.38	TRANSFORMER LOSSES AND EVALUATION OF	
1.39	PENALTY FOR HIGHER LOSSES	
1.40	REJECTION	

Sec. No.	Particulars	Page no.
1.41	TRAINING TO ENGINEERS	41
1.44	TRANSFORMER OIL	42
1.45	QUALITY ASSURANCE PLAN	42
	↓ - I ↓	44
	AND ISOCERANIC CONDITIONS	44
	LOAD RATING:	44
	WIND & WIND DESIGN LOADS	46
	WINDING	46
	WINDING SUPPLY FOR CONTROLS	47
	WINDING TANK	47
	WINDING BOTTLE	48
	WINDING	50
	WINDING	62
	WINDING	64
	WINDING	66
	WINDING OF TRANSFORMER OIL (Revised)	68
	WINDING	70
	WINDING REQUIREMENTS FOR ERECTION & COMMISSIONING	70
	WINDING OF POWER TRANSFORMER	70
	WINDING EQUIPMENT FOR ERECTION	71
	WINDING VOLTAGE REGULATING RELAY	73
	WINDING DOCUMENTS TO BE ATTACHED	75
	WINDING AIR CELL	76
	WINDING DISSOLVED GAS ANALYSIS TECHNICAL	78
	WINDING OPERATION FOR ON LINE GAS IN OIL ANALYSER	86

Sec. No.	Particulars	Page no.
1.22	ACCESSORIES:	
1.22.1	Each transformer shall be provided with the following accessories.	
i)	Dial <b>Image sensing</b> type <b>mercury free</b> thermometers for oil:	
a)	For ONAN / ONAF Transformers: The dial <b>Image sensing</b> type indicating thermometers of robust design mounted on the side of the transformer at a convenient height to read temperature in the hottest part of the oil and fitted with alarm and trip contacts and contacts for switching in and switching out the cooling system at pre-determined temperatures. <i>The OTI shall be compatible for remote SCADA operation.</i>	
ii)	One winding hot spot thermometer detector in one winding of each phase, <b>having 4 sets of contacts</b> , as under: a) For ONAN / ONAF Transformers: It shall be indicating type, responsive to the combination of top temperature and winding current, calibrated to follow the hottest spot temperature of the transformer winding. The winding temperature detector shall operate a remote alarm and trip at pre-determined independent temperature in the event the hottest spot temperature approaches a dangerous value. b) For ONAN / ONAF type transformers: It shall automatically actuate the fans / pump also. c) Accuracy class of WTI shall be +/- 1.5% or better. d) Any special cable required for shielding purpose, for connection between cooler control cabinet and remote WTI control circuit, shall be in the scope of supplier. Only one RWTI with a four point selector switch shall be provided for all the windings. <i>The WTI shall be compatible for remote SCADA operation.</i>	
iii)	One magnetic type oil level gauge with low alarm contacts and dial showing minimum, maximum and normal oil levels. The gauge shall readable from the transformer base level. A low gas pressure electric alarm device shall also be provided, if the transformer is equipped with inert gas pressure equipment.	
iv)	One oil-filling valve (inlet).	
v)	One oil drain valve.	

Abbildungen 1 bis 3: Auszug aus einer Spezifikation für Leistungstransformatoren; Inhaltsverzeichnis und Auszug der Überwachungs- und Schutzgeräte.

Der Paragraph für die Schutz- und Überwachungsgeräte in diesem Dokument ist einfach gehalten, wie hier oben in der Beschreibung der Thermometer und Ventile gezeigt wird. Ein paar Sätze sind völlig ausreichend. Der Schwerpunkt bei der Spezifizierung liegt auf einer anderen Stelle als einem einzelnen Zubehörteil. Daher wird das Zubehör – und vor allem die weniger komplexen Teile – bei der Spezifikation übersehen.

## Spezifikationen von Online-DGA-Überwachungsgeräte

Heute bewegen wir uns in eine Richtung, in der das Zubehör keine einfachen und bekannten Teile mehr sind, die Sie am Transformator montieren. Moderne Online-Überwachungsgeräte haben sich zu Tools entwickelt, die Daten erfassen. Diese Daten werden nicht nur bei einem Zwischenfall genutzt, sondern dienen auch als Quelle laufender Information über den Zustand des Transformators. Es sollte klar sein, dass die Spezifizierung dieser Geräte als Teil Ihres Transformators einen größeren Anteil als die traditionellen Geräte verdienen sollte. Dies eröffnet eine völlig neue Liste von Punkten, die für sich genommen zu berücksichtigen sind. Einige Unternehmen haben beschlossen, eine eigene Spezifikation für Online-DGA-Geräte zu erstellen und sich nicht darauf zu verlassen, dass Gerät nur als Zubehörteil in einer Transformatorspezifikation aufzuführen. Da die Unternehmen Erfahrung damit haben, eine solide Transformatorspezifikation zu verfassen, müssen wir uns in diesem Vortrag nicht auf die Elemente darin konzentrieren. Es geht lediglich darum, dieselben oder ähnliche Dinge und Konzepte in einem gut strukturierten Dokument zusammenzufassen. Sehen wir uns einige Beispiele von Spezifikationen und deren Zusammenstellung an. Danach legen wir den Fokus auf wichtige Bereiche, die von Endbenutzer\*innen und Transformator-OEMs häufig übersehen werden.

Nach dem Besuch mehrerer Endbenutzer\*innen, verschiedener OEMs und der Teilnahme an Veranstaltungen wie dem Stuttgarter Hochspannungssymposium erhalten Sie einen ziemlich guten Überblick über dieses Thema. Einfach ausgedrückt könnte man sagen: „Spezifikationen sind vorhanden, aber ihre Qualität ist sehr unterschiedlich.“ Um den Anschein zu vermeiden, dass nur der Online-DGA-OEM dieser Meinung ist, verwende ich Beispiele aus realen Anfragen, Besprechungen und Diskussionen von verschiedenen Kund\*innen und Endbenutzer\*innen aus ganz Europa. Sie repräsentieren sowohl sehr einfache als auch sehr ausgefeilte Ansätze.

## Fallbeispiele – Entwicklung von Online-DGA-Spezifikationen

### Level-1-Spezifikationen

Bei mehreren Gelegenheiten werden Sie Kund\*innen gegenüberstehen, die überhaupt keine Spezifikation für Online-DGA-Geräte haben. Dennoch besteht der Wunsch nach einem Produkt oder System. Sie begegnen vielen Anfragen, in denen nur der Wunsch, aber nichts über das Produkt selbst geäußert wird, wie im folgenden Beispiel:

„Bitte um Angebot für Online-DGA-System für 7 Gase plus Feuchte für einen 200MVA Leistungstransformator“

Auf Nachfrage zu einigen Details zum Projekt und den Wünschen zeigt die Antwort normalerweise, dass überhaupt keine Spezifikation verfügbar ist und Zweck und Nutzen des Geräts nicht betont wird. Sie fragen sich vielleicht, was die eigentliche Motivation für die Einführung der Online-Überwachung ist und wie die Bereitstellung und die erfassten Daten jemals helfen werden? Vielleicht gibt es ein Budget, bei dem der Gedanke für Return-On-Investment keine große Rolle spielt. Vertiefen wir uns nicht zu sehr in das Warum und Wie der Online-Überwachung. Die Gründe für die Einführung von Monitoring sollten jedoch sorgfältig durchdacht werden, bevor mit der Erstellung von Spezifikationen begonnen wird.

Glücklicherweise nimmt die Anzahl solcher Einzeiler-Anfragen ab, und Sie sollten wenigstens über die Grundform der Spezifikationen verfügen. Im Folgenden sehen Sie ein eher klassisches Beispiel einer Spezifikation oder vielleicht eine erste Version der Spezifikation, die einige Elemente enthält und diese dokumentiert.

#### 7.2.1. MULTI-GAS DISSOLVED GAS ANALYSIS (DGA) SYSTEM

- 7.2.1.1. The DGA system shall analyze minimum following seven (7) gases: Hydrogen (H<sub>2</sub>), Carbon Monoxide (CO), Carbon Dioxide (CO<sub>2</sub>), Methane (CH<sub>4</sub>), Acetylene (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), Ethane (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Ethylene (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) and Moisture (H<sub>2</sub>O).
- 7.2.1.2. The DGA shall have a port to access data locally.
- 7.2.1.3. The DGA unit shall have the communication channel to integrate with existing PI network or SCADA system through international standardized protocols.
- 7.2.1.4. The DGA unit shall have provision of alarms that pops-up due to increased level of gases in the transformer oil than the set one.
- 7.2.1.5. The DGA unit shall work normally in the harsh weather with higher temperatures (-40°C - +50°C) and higher humidity (5 – 100%).
- 7.2.1.6. The DGA unit shall be in compliance with international standards on Electromagnetic Compatibility (electromagnetic Disturbance and immunity).
- 7.2.1.7. The DGA unit shall have minimum environmental protection level IP66.
- 7.2.1.8. The DGA unit shall be in accordance with electrical and human safety standards of IEC

*Abbildung 4: Spezifikation eines DGA Online Monitoring Geräts, Level 1*

Die Messparameter sind angegeben, und es gibt einige Details, wie die Daten vom Gerät abgerufen werden sollen. Die Umgebungsbedingungen wurden zusammen mit den Sicherheitsaspekten aufgeführt. Es ist ein guter Anfang, und Sie können behaupten, dass eine Spezifikation vorhanden ist. Jedoch, auch hier lässt das Dokument noch viel Interpretationsspielraum zu. Dieses kann möglicherweise die gewünschten Vorteile schwächen, die das Unternehmen bei der Entscheidung für das System im Auge hatte. Um diese Anforderungen zu erfüllen, können Sie idealerweise ein sehr einfaches Gerät mit einer Lebensdauer von zwei Jahren einsetzen, das vom Betreiber ständige Aufmerksamkeit erfordert, im Vergleich zu einem eigenständigen Messgerät mit einer Lebensdauer von 20 Jahren.

#### Level-2-Spezifikationen

Auf dem Level 2 der Spezifikationskategorien ist das Verständnis für verschiedene Technologien ausgereifter, und es existiert die Grundstruktur einer Spezifikation. Normalerweise beschränken sich die Messtechnologien auf die bevorzugte Lösung, und bestimmte Schlüsselemente sind ausgenommen, um die Auswahl des richtigen Produkts zu lenken. Obwohl die Hauptpunkte gut abgedeckt sind, lässt die Spezifikation dennoch Raum für Interpretation, da einige kritische Elemente fehlen. Die folgenden Abbildungen sind ein gutes Beispiel dafür.

		Section 2 Specific Requirements																					
2.3.	Minimali eksploatavimo oro aukštesnė kaip/ Lowest operating higher than, °C	<p>1. General Requirements</p> <p>This specification shall cover the design, manufacture, installation and test of the Transformer Health Management System. The Transformer Health Management System shall be used for on-line and off-line remote monitoring of power transformers to ensure long-term safe operation of the power transformers and for predictive maintenance strategies based on a user-defined period of online detection of transformer oil dissolved hydrogen H<sub>2</sub>, carbon monoxide CO, ethylene C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> and other components acetylene gas content, also can be equipped with measuring carbon dioxide CO<sub>2</sub>, moisture, water activity and other parameters. Through systematic analysis, there can be early detection of latent faults inside the transformer, to determine whether it would endanger the safe operation of the transformer, and thus for the electrical equipment safe and reliable operation to provide protection. The Contractor shall provide auxiliary equipment, accessories, and installation works not mentioned in the Contract but necessary to complete the sound functions.</p>																					
2.4.	Galimas tikrinamos izoliacinio diapazonas ne mažesnis kaip range of the checked insulating																						
STANDARTINIAI TECHNINIAI DUJŲ KIEKIO MONITORINGO DISSOLVED GAS ANALYSIS		<p>2. Transformer Monitors and Sensor</p> <p>2.1 Online Dissolve Gas Analysis (DGA)</p> <p>2.1.1 General Requirements</p> <p>An online DGA is the measurement of dissolved gases in transformer oil. It provides early-</p>																					
Eil. Nr./ Seq. No.	[renginio, įrangos, gaminio parametras (mato vnt.), fr Device, equipment, product parameter (measuring unit, fr																						
3.	Vardiniai dydžiai, fr	<table border="1"> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> (acetilenas/acetylene) <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">CO (anglies oksidas/carbon monoxide) <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">CO<sub>2</sub> (anglies dioksidas/carbon dioxide) <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">H<sub>2</sub>O (vandens kiekis/moisture) <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">H<sub>2</sub></td> <td style="text-align: center;">5 – 5.000 <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">CH<sub>4</sub></td> <td style="text-align: center;">2 – 50.000 <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>4</sub></td> <td style="text-align: center;">2 – 50.000 <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>6</sub></td> <td style="text-align: center;">2 – 50.000 <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C<sub>2</sub>H<sub>2</sub></td> <td style="text-align: center;">0.5 – 50.000 <sup>2)</sup></td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">CO</td> <td style="text-align: center;">2 – 50.000 <sup>2)</sup></td> </tr> </table>		C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (acetilenas/acetylene) <sup>2)</sup>		CO (anglies oksidas/carbon monoxide) <sup>2)</sup>		CO <sub>2</sub> (anglies dioksidas/carbon dioxide) <sup>2)</sup>		H <sub>2</sub> O (vandens kiekis/moisture) <sup>2)</sup>		H <sub>2</sub>	5 – 5.000 <sup>2)</sup>	CH <sub>4</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.5 – 50.000 <sup>2)</sup>	CO	2 – 50.000 <sup>2)</sup>
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> (acetilenas/acetylene) <sup>2)</sup>																							
CO (anglies oksidas/carbon monoxide) <sup>2)</sup>																							
CO <sub>2</sub> (anglies dioksidas/carbon dioxide) <sup>2)</sup>																							
H <sub>2</sub> O (vandens kiekis/moisture) <sup>2)</sup>																							
H <sub>2</sub>	5 – 5.000 <sup>2)</sup>																						
CH <sub>4</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>																						
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>																						
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	2 – 50.000 <sup>2)</sup>																						
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0.5 – 50.000 <sup>2)</sup>																						
CO	2 – 50.000 <sup>2)</sup>																						
3.1.	Dujų stebėjimo/monitoringo (kiekvieno iš jų kiekio reikšmės) Dissolved gas analysis system following gases (the value of each of them must be depicted separately)																						
3.2.	Alyvoje turi būti tikrinamas / The oil must be checked																						
3.3.	DGA tikrinamų dujų ir drėgmės kiekio matavimo diapazonas ne mažesnis kaip / Range of checked gas and moisture content by DGA not less than, ppm																						

Abbildungen 5 bis 6: Beispiele einer DGA Online Monitoring Spezifikation, Level 2

Beide Spezifikationen sind gut ausgearbeitet, folgen einer klaren Struktur und decken folgende Elemente ab:

- Zweck des Systems
- Allgemeine Anforderungen wie Standards und Umgebungsbedingungen
- Bevorzugte Messtechnologie
- Messparameter mit Anforderungen an Messbereich und -genauigkeit
- Probenahmeverfahren und Samplingrate
- Kommunikationsverfahren
- Software

Es ist offensichtlich, dass die Erstellung der Spezifikation ziemlich viel Aufwand erforderte und die Autoren den Markt für Monitoring-Geräte im Voraus untersucht haben. Die Erfahrungen der Benutzer werden anhand einiger praktischer Punkte und der gewünschten Vorteile des Systems dargestellt. Beide Unternehmen scheinen Erfahrung mit solchen Systemen aus erster Hand zu haben und sind wahrscheinlich mit dem Prozess der manuellen Ölprobenahme und dem Thema Laboranalyse sehr vertraut. Trotzdem wäre es völlig in Ordnung, ein System anzubieten, das in den ersten zwei Jahren – aber nicht viel länger – gut funktioniert.

### Level-3-Spezifikationen

Level-3-Spezifikationen verfügen über eine klare Struktur, und die Hauptmerkmale sind genau wie bei einer Level-2-Spezifikation. Die Level-2-Spezifikation wird jedoch auf diese Hauptmerkmale beschränkt. Darüber hinaus betrachtet der Kunde mit der Level-3-Spezifikation sorgfältig folgende Punkte:

- Erwartete Lebensdauer des DGA Online Monitoring Geräts
- Erforderliche Garantiezeit und Option für Garantieverlängerung
- Verbrauchsmaterialien oder sonstige Betriebskosten während der Lebensdauer (falls vorhanden)
- Ersatzteile während der Lebensdauer (falls vorhanden)
- Anforderungen an Kalibrierung und Kalibrierverfahren
- Softwaregebühren oder -lizenzen
- Installation und damit verbundene Kosten
- Dokumente

Hier ist ein Beispiel einer solchen Spezifikation.

2.9 Guarantee Period: - 2 years. Bidder shall supply additive or consumable etc. (i.e. both carrier gas and calibration gas and calibration works if any) during its installation and within guarantee period free of cost as and when required at site.				
2.10 Product designed lifetime: Product designed lifetime should be minimum 15 years.				
2.11 Consumables: Bidder shall list any required consumables, spare parts and calibration work needed for the duration of intended product lifetime (min 15 years) and the estimated costs associated with above.				
Cost item	Years in service			
	0-5	5-10	10-15	Total (EUR
Consumables	_____	_____	_____	_____
Spare parts	_____	_____	_____	_____
Calibration	_____	_____	_____	_____
Software fees	_____	_____	_____	_____
Supplier must supply above table filed together with the quotation letter.				
2.12 Documents: - One set of inspection, routine, acceptance and calibration test reports, operation and maintenance manual, descriptive catalogue/ leaflets in hard and soft copy shall be				

Abbildung 7: Auszug einer Level-3-Spezifikation für ein DGA Online Monitoring Gerät

Wenn man sich die Struktur und die einzelnen Abschnitte ansieht, ähnelt die Spezifikation einer Spezifikation für Leistungstransformatoren. In diesem speziellen Beispiel werden mehr als zehn Seiten einem einzigen Zubehörteil gewidmet – dem DGA Online Monitoring Gerät. Sie können sich vorstellen, wie gut die Angebote sind, die dieser Kunde erhält, und wie einfach es sein wird, verschiedene Optionen miteinander zu vergleichen. So lässt sich auch leicht feststellen, ob eine theoretisch ansprechende Lösung in der Praxis langfristig nicht einsetzbar ist. Eine gängige Methode bei Spezifikationen von Leistungstransformatoren sind die Datenblätter, die Anbieter ausfüllen müssen. Mehrere Unternehmen gehen bereits in diese Richtung, um die Antworten verschiedener Anbieter zu harmonisieren oder zumindest die Datenblätter der Lieferanten in den nicht genannten Punkten abzugleichen, wie im Abschnitt „Erwartete Betriebskosten“ weiter oben.

Einige Unternehmen haben als weiteren Schritt ein spezifisches Programm für Pilotprojekte verschiedener Technologien eingerichtet. Es ist eine gute Vorgehensweise, um herauszufinden, wie verschiedene Technologien in der Praxis funktionieren und welche für das jeweilige Unternehmen und für bestimmte Transformatoren geeignet ist. Dies ermöglicht dem Betreiber Erfahrungen zu sammeln und erzwingt die Umsetzung von Papier und Spezifikationen in konkrete Maßnahmen und Ergebnisse. Es ist nicht immer machbar, solche Pilotprojekte durchzuführen, da zahlreiche Produkte und Lösungen verfügbar sind. Deshalb muss das Wissen mithilfe der Unterlagen (desktop research) erlangt werden.

Wenn der Vergleich nur in schriftlicher Form durchgeführt wird, heißt das nicht, die Möglichkeit von Testläufen oder einer zuvor nicht beachteten Technologie auszuschließen. Ganz im Gegenteil. Es bietet die Möglichkeit, verschiedene Lösungen zu gruppieren und zu bewerten und das richtige Angebot für Ihre Anforderungen zu finden. Fakt ist, dass bestimmte Technologien für andere besser funktionieren. Es ist daher entscheidend, dass Sie die optimale Lösung für Ihre Bedürfnisse erhalten.

Gehen wir einige Beispiele für die oben genannten Spezifikationselemente durch. Sie erfahren, was die oben genannten Levels bedeuten und wie die konkreten Elemente Endbenutzer\*innen oder Entscheidungsträger\*innen einen Mehrwert bieten würden. Im Fokus dabei steht die betriebliche Seite, da diese schwierig zu erfassen ist. Hersteller stellen diese Informationen üblicherweise nicht automatisch zur Verfügung, wenn sie nicht separat angefordert werden.

## Gesamtbetriebskosten

Im Allgemeinen könnte man sagen, dass in den Spezifikationen nicht viel Fokus auf die Nutzbarkeit des Produkts liegt, sowie dem zeitlichen und finanziellen Aufwand für die Betriebsführung. Der gleiche Trend war in der Beschaffung von Leistungstransformatoren zu beobachten, und erst in den letzten Jahren hat sich der Fokus verschoben. Die Verlagerung wurde hauptsächlich aufgrund der Umweltschutzvorschriften vorangetrieben, um die Gesamtkosten und nicht nur den anfänglichen Beschaffungspreis zu berücksichtigen. Bei Transformatoren bedeutet dies hauptsächlich, Verluste und die Effizienz des Transformators zu betrachten. In der Online-Überwachung umfasst es das Vorhandensein von Verbrauchsmaterialien, Teile, die aufgrund von Verschleiß ausgetauscht werden müssen, Kalibrierung und die Notwendigkeit regelmäßiger Überprüfungen und Wartungen.

Dies ist sicherlich für Endkund\*innen interessant, da die Einsparungen, die Sie wohl oder nicht erzielen, abhängig sind von der Lösung, die sie ausgewählt haben. Die Transformator-OEMs können Benutzer\*innen relativ leicht einige Optionen mit unterschiedlichen Effizienzstufen anbieten, damit sie die passende Lösung finden. Die Betrachtung der Gesamtbetriebskosten (TCO) mittels Tools und Berechnungshilfen sind gängige Methoden, um Produkte zu bewerten und mit anderen zu vergleichen.

Da Online-DGA-Geräte auch bestimmte Elemente hinsichtlich der Nutzungsfreundlichkeit, des Wartungsbedarfs und der Kosten im Zusammenhang mit der Wartung des Systems aufweisen, eignet sich dieser Bereich auch für den Gesamtbetriebskostenansatz (Total Cost of Ownership – TCO). Die große Frage in der Online-DGA-Industrie lautet: „Wartungsfrei oder nicht, und was bedeutet das eigentlich?“ Einerseits lässt sich schnell behaupten, dass etwas wartungsfrei sei, andererseits können Endbenutzer\*innen rasch enttäuscht werden, wenn sich das Gegenteil herausstellt, und viele Hersteller tragen dafür die Mitverantwortung. Das Konzept ist jedoch alles andere als einfach und hängt wiederum von vielen Faktoren ab.

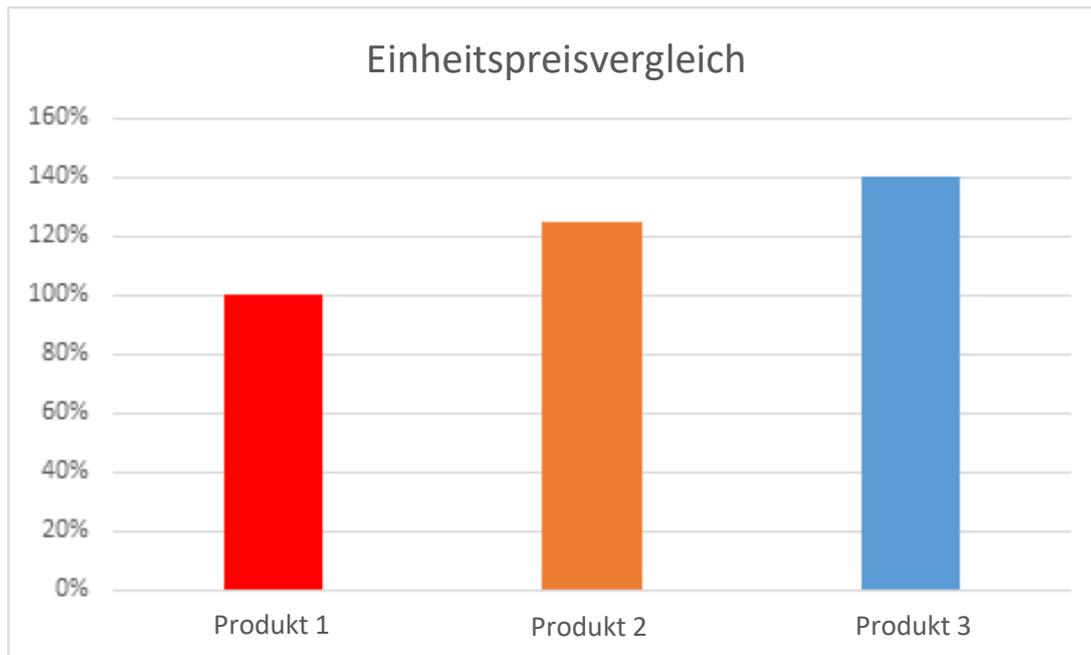
Mithilfe der Betrachtung der Gesamtbetriebskosten kann auf die obige Frage eingegangen werden und konkrete messbare Werte hervorbringen. Denken Sie an eine Situation zurück, in der Sie ein Online-Überwachungssystem gekauft haben. Haben Sie sich damals Fragen zu den Elementen gestellt, die auf den Wartungsbedarf hindeuten könnten? Fragen wie: „Inwieweit enthält dieses System Verschleißteile oder sogar Verbrauchsmaterialien?“ Haben Sie in Ihrer Anfrage angegeben, dass Wartungsfreiheit ein Schlüsselkriterium ist, das der Anbieter nachweisen und erfüllen muss oder dies andernfalls kommerzielle Strafen zur Folge hat? In der Regel lautet die Antwort nein. Dieser Punkt wird im Auswahlprozess nicht berücksichtigt, und es zeigt sich an den Spezifikationen, denen wir täglich begegnen.



Abbildung 8: Gesamtbetriebskosten (total cost of ownership) verstehen. Titan

Die obige Abbildung zeigt den Produktkostenanteil, der für alle sichtbar sind. Was sich unter der Oberfläche verbirgt, ist der eigentliche Teil, auf den wir uns konzentrieren müssen. Elemente wie Wartung, Garantien, Ausfallzeiten und Risiken sind sehr wichtige Aspekte. Ein guter Tipp wäre, die oben genannten Punkte in die Spezifikation aufzunehmen, wie dies in den Spezifikationen des höchsten Levels, der Level-3-Spezifikation, im zuvor gezeigten Beispiel vorgenommen wurde. Eine solche wirtschaftliche Bewertung der Betriebskosten gibt Entscheidungsträger\*innen ein besseres Verständnis für die Kosten nach dem Kauf des Geräts. Sie ermöglicht auch einen frühzeitigen Vergleich, um festzustellen, welche Auswirkungen dies auf den Auswahlprozess haben könnte. Die Daten sind verfügbar und können einfach erfragt werden, und die meisten Benutzer\*innen können die Bewertung selbst vornehmen. Die Auswahl kann weiterhin auf der Grundlage des niedrigsten Preises erfolgen, wenn dies das einzige wichtige Kriterium ist.

Im Folgenden sehen Sie Beispiele, wie Gesamtkosten den Standpunkt oder die Bewertung verändern können. Die folgende Grafik 1 zeigt drei verschiedene Technologien und ihren Einheitspreis. Der Einheitspreis von Produkt 1 wird als Basis genommen und mit 100 % bewertet. Wenn der Vergleich nur mit dem Einheitspreis durchgeführt wird, ist Produkt 1 die klare Wahl. Die beiden anderen Produkte weisen einen um 20 % bzw. 40 % höheren Einheitspreis auf. Ein solcher Vergleich ist leicht und schnell durchzuführen und wird daher häufig in Auswahlprozessen eingesetzt, nicht nur für Online-DGA-Geräte, sondern für nahezu jede andere Beschaffung.



Grafik 1: Einheitspreisvergleich von drei verschiedenen Online-DGA-Produkten

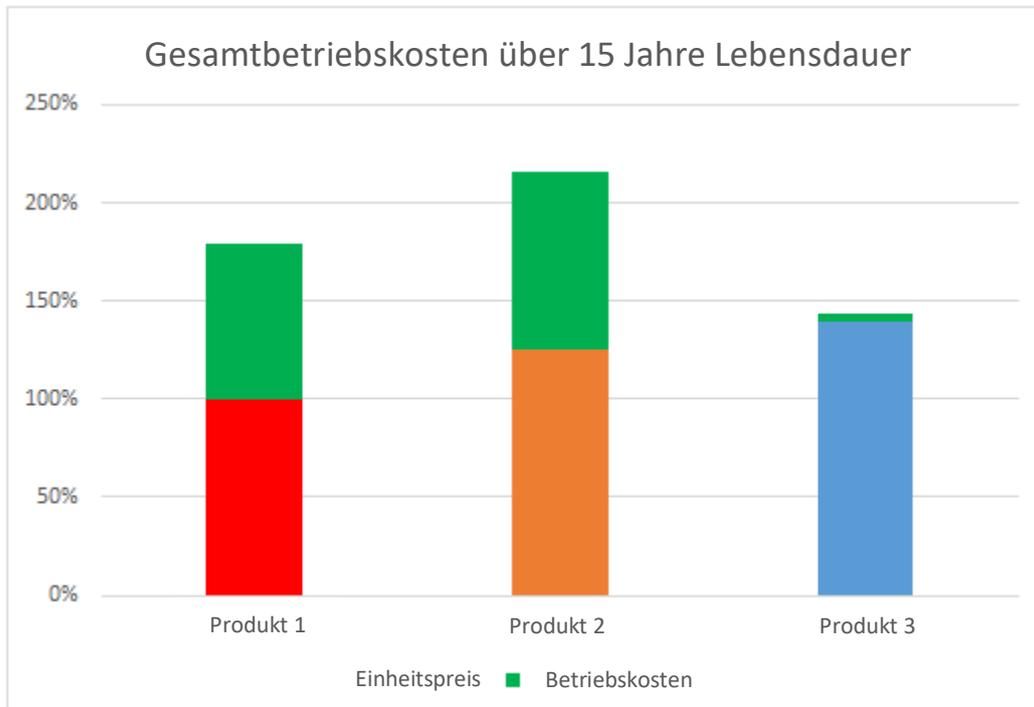
Ein solcher Vergleich ergibt keinen Wert für Prozesse, die nach der Beschaffung und Installation während des Betriebs geschehen. Denken Sie an die Beispiele, bei denen ein Gerät nur zwei Jahre einsatzfähig und danach unbrauchbar ist. Dies sollte natürlich berücksichtigt werden, oder? Wenn die Betriebskosten unter Verwendung der vom Beispielkunden für Level-3-Spezifikationen bereitgestellten Vorlage zur Gleichung hinzugefügt werden, ändert sich die Situation erheblich.

Produkt 1				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	0	0	0	
Ersatzteile	15%	20%	15%	50%
Kalibrierung	2%	4%	2%	8%
Softwaregebühren	0	0	0	
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	7%	7%	7%	212%
<b>Zusätzlich zum Einheitspreis</b>				<b>79%</b>
<b>Produkt 2</b>				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	15%	15%	15%	45%
Ersatzteile	0	6%	0	6%
Kalibrierung	6%	2%	2%	10%
Softwaregebühren	0	0	3%	3%
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	9%	9%	9%	27%
<b>Zusätzlich zum Einheitspreis</b>				<b>91%</b>
<b>Produkt 3</b>				
Kostenposition / Jahre	0–5 Jahre	5–10 Jahre	10–15 Jahre	Insgesamt
Verbrauchsmaterialien	0	0	0	
Ersatzteile	0	2%	0	2%
Kalibrierung	0	0	0	
Softwaregebühren	0	0	0	
Inbetriebnahme/Feldeinsatz	2%	0	0	2%
<b>Zusätzlich zum Einheitspreis</b>				<b>4%</b>

Tabelle 1: Vergleich der Betriebskosten während einer Lebensdauer von 15 Jahren

Sie können sofort erkennen, dass Produkt 2 während der Lebensdauer unmittelbar nach der Bereitstellung erhebliche Kosten verursacht. Die Kosten bestehen hauptsächlich aus Verbrauchsmaterialien, um die Messungen und die Kalibrierung in den ersten Betriebsjahren aufrechtzuerhalten. Produkt 1 hat ebenfalls ziemlich hohe Betriebskosten, aber die Kostenquelle sind Ersatzteile, die alle fünf Jahre ausgetauscht werden müssen, und eine größere Revision nach zehn Jahren Betrieb. Produkt 3 scheint von Verbrauchsmaterialien, Kalibrierung und bis zu einem gewissen Grad von Ersatzteilkosten befreit zu sein. Diese Tabelle erfasst die Informationen in 5-Jahres-Intervallen, aber falls gewünscht, kann die Aufschlüsselung auf Jahresbasis erfolgen. Solche Informationen könnten dazu beitragen, jährliche Wartungsbudgets effizient auszuarbeiten und den Zeitpunkt zu ermitteln, zu dem verschiedene Technologien ihren kostenoptimalen Punkt gegenüber anderen erreicht haben. Abhängig von den Budgetierungspraktiken zu Investitions- und Betriebskosten des Unternehmens, das sich für die Investition entscheidet, ist es einfach, beide Optionen zu gewichten.

In der nachfolgenden Grafik 2 werden die oben aufgeführten Kosten zusammengefasst. Der Einheitspreis wird als Basis angezeigt, und die Betriebskosten wurden oben hinzugefügt.



Grafik 2: Einheitspreis und zusätzliche Betriebskosten.

In diesem Vergleich weist Produkt 3 insgesamt die niedrigsten Gesamtbetriebskosten auf, obwohl es im Einheitspreisvergleich nicht so interessant erschien. Produkt 2 hat die höchsten Betriebskosten dieser Gruppe, und der Anteil der Betriebskosten am Einheitspreis ist erheblich. Gleiches gilt für Produkt 1, bei dem sich die Erhöhung vom Einheitspreisniveau auf die Gesamtkosten für die Bewertung definitiv lohnt. Wird eine höhere Lebensdauer erwartet, wirkt sich die Differenz in den Gesamtbetriebskosten weiter aus.

Die obigen Grafiken und Abbildungen repräsentieren nur ein Szenario. Wichtig ist, dass Endkund\*innen solche Details selbst erfragen müssen. Niemand übernimmt diese Aufgabe für sie, da die Bedingungen und Erwartungen allein von Endbenutzer\*innen festgelegt werden. Diese Informationen zu erfragen, kostet nichts. Sie können dadurch im optimalen Fall nur Kosten sparen. Falls gewünscht, kann die Auswahl weiterhin auf der Grundlage des Einheitspreises erfolgen. Das Beispiel zeigt lediglich, was nach der Installation des Geräts hinsichtlich Betriebskosten und Planung von Wartungsressourcen zu erwarten ist.

## Schlussfolgerung

Wir sind umgeben von einer Informationsflut. Diejenigen, die es schaffen, sich darin zu orientieren und das zu finden, was sie brauchen, werden erfolgreich sein. Es ist unerlässlich, dass ein entsprechendes Verständnis über den Markt und die verfügbaren Technologien gewonnen wird. Sobald eine Grundlage besteht, ist das Zusammenstellen einer Spezifikation der erste Schritt auf dem Weg zum gewünschten Produkt. Wenn keine Spezifikation vorhanden ist, erlauben Sie anderen, die Entscheidung für Sie zu treffen oder Sie zumindest vom bestmöglichen Ergebnis abzulenken. Spezifikationen zu verfassen und über gut aufbereitete Dokumente zu verfügen ist nichts Neues. Vergleichen Sie Ihre Online-DGA-Spezifikationen mit Ihrer Leistungstransformatorspezifikation, um eine Orientierung zu erhalten. Online-DGA-Technologien werden sich weiterentwickeln. Stellen Sie also sicher, dass Sie den Markt auch im Hinblick auf die Vor- und Nachteile der verfügbaren Lösungen untersuchen. Die Bewertung verschiedener Lösungen kann in vielen Bereichen erfolgen, von technisch bis kommerziell, vom Einheitspreis bis zu den Gesamtbetriebskosten. Die Bewertung aus mehreren Blickwinkeln schadet Ihnen oder den Anbietern in keiner Weise. Wenn eine Empfehlung zur Online-DGA-Spezifikation gegeben werden soll, ist die Level-3-Spezifikation das was angestrebt werden sollte. Neben den typischen Elementen ist es äußerst vorteilhaft, folgende Punkte in Ihrer Online-DGA-Spezifikation aufzunehmen:

- **Erwartete Lebensdauer der Online-DGA**
- **Erforderliche Garantiezeit und Option für Garantieverlängerung**
- **Verbrauchsmaterialien oder sonstige Betriebskosten während der Lebensdauer**
- **Ersatzteile während der Lebensdauer**
- **Anforderungen an Kalibrierung und Kalibrierverfahren**
- **Softwaregebühren oder -lizenzen**
- **Installation und damit verbundene Kosten**

Ich hoffe, dieser Vortrag unterstützt Sie dabei, das Gespräch in Ihrem Unternehmen, mit Kolleg\*innen, Transformatorherstellern und Online-DGA-OEMs, die die Lösungen anbieten, zu beginnen.

Helfen wir uns gegenseitig, um erfolgreich zu sein! – Vielen Dank!

## Quellenverzeichnis

- *Grand View Research 2018 – Dissolved gas analyzer market analysis and segment forecasts to 2025 (DGA-Marktanalyse und Segmentprognosen bis 2025)*
- *IEC- und IEEE-Standards für Leistungstransformatoren*
- *Leistungstransformatorspezifikationen von verschiedenen Endkund\*innen aus ganz Europa*
- *Online-DGA-Spezifikationen von verschiedenen Endkund\*innen aus ganz Europa*
- *Gesamtbetriebskosten-Eisberg – Titan*

## **Funktionsintegration bei Muffen und Freiluftendverschlüssen**

T. Fahmy\*, J. Hohloch\*, R. Grund\*\*

PFISTERER

tarek.fahmy@pfisterer.com

jens.hohloch@pfisterer.com

ruben.grund@pfisterer.com

\*Switzerland, \*\*Germany

**D. Passow**

Universität Stuttgart

daniel.passow@ieh.uni-stuttgart.de

Germany

### **KURZFASSUNG**

Durch die vermehrte Nutzung volatiler Energieerzeuger müssen Kabelsysteme höheren dynamischen Ansprüchen genügen und gleichzeitig durch hohe Zuverlässigkeit die Netzstabilität gewährleisten. Die Optimierung der Netzführung stellt neue Anforderungen an Kabelgarnituren. Ein Ansatz hierzu ist die Betriebssicherheit im neuen Umfeld durch Auswahl geeigneter Materialien bei der Produktentwicklung zu erhöhen. Ein weiterer Ansatz ist durch Zustandsüberwachung der Systemkomponenten eine optimierte Netzauslastung zu ermöglichen.

Die oben beschriebenen Ansätze werden anhand zweier Beispiele beschrieben.

Im ersten Teil wird anhand eines Außenendverschlusses demonstriert, welche Vorteile und zusätzliche Betriebssicherheit durch ein alternatives Design ohne Isolieröl erreicht werden kann. Im Anschluss werden die Möglichkeiten zur Optimierung der Netzauslastung anhand zusätzlicher Sensorik zur Zustandsüberwachung einer Hochspannungskabelmuffe vorgestellt.

## 1 EINLEITUNG

Das Anforderungsprofil an Hochspannungskabelgarnituren befindet sich im Wandel. Die Dezentralisierung der Energieerzeugung durch vermehrte Nutzung regenerativer Energiequellen führt zu fluktuierender Einspeisung und macht höhere Übertragungskapazitäten erforderlich. Die Steigerung von Übertragungskapazitäten kann einerseits durch konventionellen Netzausbau erfolgen. Andererseits bestehen Optimierungsmöglichkeiten durch den vermehrten Einsatz von Netzkomponenten mit erweiterten Funktionen. Waren früher nur die reibungslose Energieverteilung und -übertragung erforderlich, sind heutzutage Zustandsüberwachung (Temperatur, Teilentladungsaktivität) und deren Nutzung zur Optimierung der Netzführung von steigendem Interesse. Zusätzlich besteht der Wunsch nach umweltverträglichen Materialien und ein hohes Maß an Betriebs- bzw. Ausfallsicherheit.

Es gibt verschiedene Lösungsansätze um diesen neuen Anforderungen Rechnung zu tragen. Zum einen werden umweltkritische oder fehleranfällige Materialien wie klassische Isolieröle durch optimierte Alternativen ersetzt; zum anderen werden die Garnituren mit zusätzlicher Sensorik ausgestattet.

Bekanntes Ansätze sind beispielsweise die Erhöhung des effektiven Leiterquerschnitts mit Hilfe des Einsatzes von einzeldrahtisolierten Leitern oder der Trend zu höheren Systemspannungen. Anwendung finden auch Lichtwellenleiter zur Temperaturüberwachung gesamter Kabelsysteme.

Die punktuelle Datenerfassung zur Optimierung der Übertragungskapazität und die Verwendung umweltfreundlicher alternativer Isoliermaterialien werden in diesem Beitrag diskutiert.

## 2 DOC - DRY OUTDOOR COMPOSITE

### 2.1 Konventionelle Lösungen für Freiluft-Kabelendverschlüsse

Die konventionellen Lösungen bestehen aus einem Hohlisolator gefüllt mit einem Isolieröl und einem Feldsteuerelement, welches entweder aus Silikon (LSR, RTV) oder EPDM besteht. Der Hohlisolator besteht entweder aus Keramik oder aus einem mit Silikon (HTV, LSR, RTV) beschichteten Glasfaserrohr. Beide Versionen sind in Abbildung 1 dargestellt.

Der weltweit größte Anteil an installierten Außenendverschlüssen zählt zur Gruppe der konventionellen Lösungen.

Der Grund hierfür ist im ausgeprägten Sicherheitsbedürfnis innerhalb der Energieversorgung zu finden. Eine bewährte und bekannte Technologie einzusetzen birgt ein geringeres Risiko als auf eine „relativ“ neue und dadurch auch nicht im gleichen Masse bewährte Technologie zu setzen. „Relativ“ neu, weil die trockene Technologie für Außenendverschlüsse seit mehr als 10 Jahren in Form der trockenen Produktfamilie angeboten wird.

Eine globale Trendwende ist trotz steigendem Umwelt- und Sicherheitsbewusstsein noch nicht zu spüren. Außerordentlich zukunftsorientierte Märkte, wie beispielsweise die Skandinavischen Länder, haben diese Trendwende bereits eingeleitet und setzen, soweit vorhanden auf trockene Außenendverschlüsse.

Aktuell sind trockene Lösungen nur bis zu einer Spannungsebene  $U_m = 170$  kV verfügbar.



*Abbildung 1: Außenendverschluss konventioneller Machart mit Hohlisolator aus Porzellan (links) und aus Silikon (rechts)*

## 2.2 Alternative Produktdesigns

Es gibt verschiedene Ansätze um die konventionelle Lösung zu ersetzen. Es gibt Lösungen mit Kaltschrumpf- bzw. Warmschrumpftechnik und Lösungen welche Gele als Öl-Äquivalent nutzen. Außerdem gibt es Technologien, welche auf Silikon, ein seit Jahrzehnten bewährtes Material in der Hochspannungstechnik setzen. Unter anderem in flexiblen Außenendverschlüssen findet man Silikon als trockene Alternative. Durch Verwendung eines Stützisolators erhalten diese flexiblen Außenendverschlüsse eine zu den konventionellen Lösungen gleichwertige mechanische Belastbarkeit.

Im Design des neuen trockenen Außenendverschlusses DOC – dry outdoor composite – wurde im gleichen Maße auf bewährtes Material (Silikon) gesetzt. Dies gibt dem Kunden die Sicherheit eines seit Jahrzehnten als isolierendes und halbleitendes Material in Feldsteuerelementen eingesetzten Materials.

Der DOC besteht aus einer Zentraleinheit, einer Kopfarmatur, einem Isoliertopf und der Schirmanbindung. Die Schirmanbindung wird auf einen Erdungspunkt geführt, an welchem der Endkunde nach seinen Bedürfnissen den Kabelschirm behandeln kann. Direkte Erdung, Anschluss eines Überspannungsableiters und eine Kombination mit einem Teilentladungssensor innerhalb einer Linkbox sind je nach Kundenwunsch realisierbar.

Die Zentraleinheit besteht aus dem Verbundhohlisolator, dem Feldsteuerelement und einer vormontierten Grundplatte. Diese Zentraleinheit wird einer Routineprüfung nach IEC 60840 Kapitel 9 unterzogen. Damit wird dem Kunden - im Gegensatz zu konventionellen Lösungen – die Sicherheit gegeben, dass nicht nur das Feldsteuerelement, sondern zusätzlich die Materialübergänge und der Hohlisolator teilentladungsfrei sind. Die Voraussetzungen für das optimale Zusammenspiel aller Komponenten sind dadurch gegeben.

Eine Routineprüfung nach IEC 60840 Kapitel 9 [1] für Kabelgarnituren beinhaltet die in Tabelle 1 beschriebenen Prüfungen.

Tabelle 1 Routineprüfung nach IEC 60840 Kapitel 9 für Kabelgarnituren

Prüfung	Beschreibung	Anforderung
Teilentladungsprüfung	Anfahren von $1.75 U_0$ für 10 s, Messung bei $1.5 U_0$	Keine messbaren Teilentladungen über der definierten Sensibilität des Prüfobjekts <sup>1</sup>
Spannungsprüfung	$2.5 U_0$ für 30 min	Kein Durchschlag

Konventionelle Lösungen sind vor allem bei extremen Bedingungen (im Kurzschlussfall, bei extrem niedrigen Temperaturen) anfälliger als trockene Lösungen.

In HD 632 S3:2016 Part 2 Kapitel 6.1.7 [2] ist ein Kurzschlussstest für Außenendverschlüsse definiert. Die Anforderung der Prüfnorm verlangt, dass – nach Belastung mit dem Kurzschlussstrom – außerhalb eines 3 m Radius um den Außenendverschluss keine festen Teile zu finden sind.

In dieser Prüfung wird die Kabelisolation oberhalb des Feldsteuerelements mit einer Bohrung bis auf den Leiter des Hochspannungskabels künstlich beschädigt. Es wird ein Kurzschlussstrom auf den Leiter gespeist. Aufgrund der Beschädigung der Kabelisolation kommt es zu einem Kurzschluss im Isolieröl auf den Kabelschirm des Hochspannungskabels. Der Kurzschlussstrom geht einher mit einer hohen thermischen Energie, welche durch das Isolieröl abgeleitet wird. Dies führt zu einer Verdampfung des Isolieröls und einem daraus resultierenden explosionsartigen Anstiegs des Innendrucks im Außenendverschluss. Die mechanische Belastung des Hohlisolators erreicht dabei Dimensionen, welche nur durch zusätzlichen konstruktiven Aufwand die Anforderungen der Prüfnorm erfüllen. Beispielsweise können die Verwendung einer Berstscheibe zur Druckentlastung und mechanisch stabilere Befestigung der Kopfarmatur das gewünschte Resultat ermöglichen.

Das hier vorgestellte alternative Design löst die Problematik des explosionsartigen Anstiegs des Innendrucks durch Verzicht auf Isolieröl.

Die durch den DOC gewonnene Explosionssicherheit reduziert unter anderem das Risiko von Schäden an sich in der Umgebung befindenden Menschen oder benachbarter Infrastruktur. Dies wird ohne zusätzliche kostspielige konstruktive Änderungen erreicht.

Die Verwendung von Silikon als einziges Isoliermedium anstatt der Kombination aus Isolieröl und Silikon bringt zusätzliche Vorteile im Tieftemperaturverhalten. Insbesondere bei Temperaturen unterhalb von  $-30\text{ °C}$  weist Silikon gegenüber Isolieröl deutliche Vorteile auf. Kommt es bei solch tiefen Temperaturen zu einem längeren Abschalten des Kabelsystems, gefriert das Isolieröl aufgrund fehlender Aufheizung durch den Betriebsstrom. Damit einher geht eine verringerte Spannungsfestigkeit insbesondere an der Grenzfläche zwischen Isolieröl und Silikon. Beim Wiedereinschalten des Kabelsystems nach Einfrieren des Isolieröls steigt die Wahrscheinlichkeit für einen elektrischer Durchschlag im Außenendverschluss.

Um das Verhalten von trockenen Endverschlüssen zu untersuchen, wurden verschiedene Anpressdruckversuche in Klimakammern durchgeführt. Bei diesen Anpressdruckversuchen wurde ein Feldsteuerelement auf ein Material mit ähnlichen Temperaturkoeffizienten wie XLPE aufgeschoben. Die Ergebnisse waren sehr zufriedenstellend, sodass zwei Kabelsysteme mit unterschiedlichem Kabelquerschnitt in der Klimakammer des „Karlsruher Institute of Technology“ geprüft wurden.

Im Rahmen der Klimakammerprüfung wurde ein Prüfprogramm analog zu IEC 60840 Kapitel 15 durchgeführt. Temperaturstufen von  $-20\text{ °C}$  bis  $-60\text{ °C}$  wurden geprüft. Die Kabelstrecke wurde 24 h ohne Strom- und Spannungsbelastung auf jeder Stufe belassen, so dass sich ein thermisches Equilibrium zwischen Umgebungstemperatur und Kabelsystem einstellen konnte. Damit wurde ein

<sup>1</sup> Keine Teilentladungen  $> 5\text{ pC}$  [1]

Einschalten bei Tieftemperaturen simuliert, bei welchen ein konventioneller ölgefüllter Endverschluss versagen würde. Des Weiteren wurden nach Möglichkeit Temperaturzyklen unter Spannung gefahren sowie jeweils Teilentladungsprüfungen und Blitzstossspannungsprüfungen durchgeführt. In Abbildung 2 ist das Prüfprogramm dargestellt.

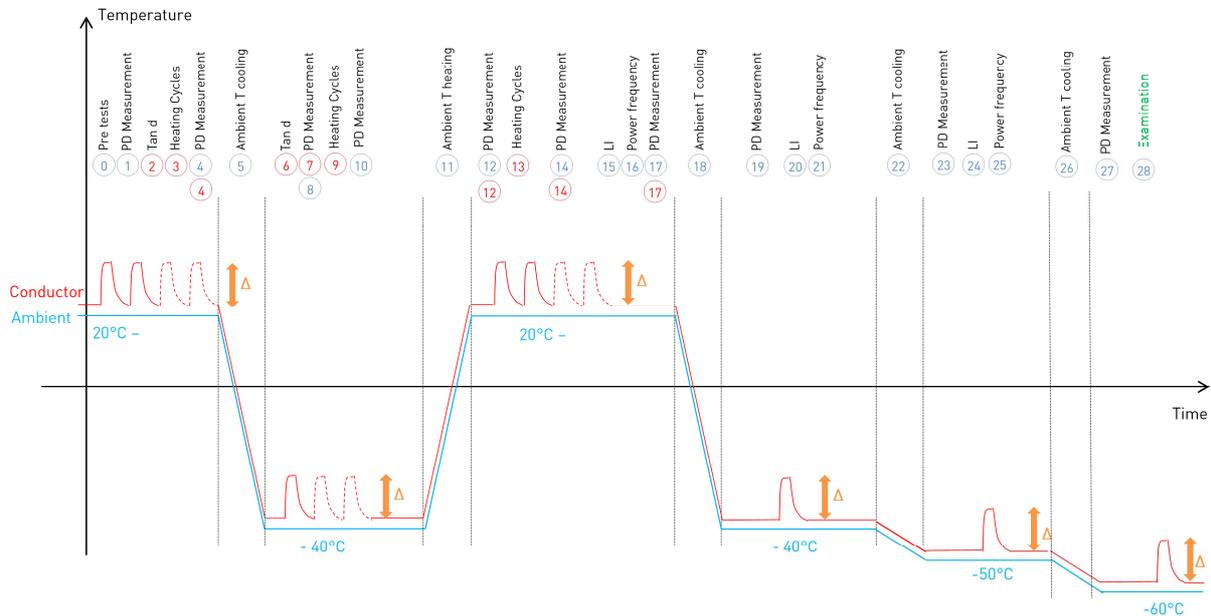


Abbildung 2: Prüfprogramm Klimakammer

### 2.3 Pilotprojekt Steiermark – Erstinstallation DOC

Die Energie Steiermark hat uns die Möglichkeit gegeben ein Pilotprojekt mit drei DOC123-C39 zu realisieren. Die DOC123-C39 werden dabei als Abschluss der Kabelstrecke im Umspannwerk in Graz verwendet. Im November 2019 erfolgte die Installation der Endverschlüsse. Die Kabelstrecke besteht aus einem 110 kV Hochspannungskabel mit einem Alu-Leiter Querschnitt von 1200 mm<sup>2</sup>. Das Kabel selbst besitzt einen Lichtwellenleiter (LWL) zur Temperaturüberwachung.

Um die Temperaturüberwachung zu ermöglichen wurde der Endverschluss als DOC123-C39-OP ausgeliefert, also mit einer Splice-Box um die Datenübertragung zu gewährleisten. In Abbildung 3 sieht man die fertig installierten Außenendverschlüsse.



Abbildung 3: Installation Pilotprojekt

### 3 INTELLIGENT JOINT

#### 3.1 Neue Möglichkeiten durch Sensorik in Kabelmuffen

Neben dem Wunsch nach umweltfreundlichen Design-Lösungen von Kabelgarnituren führt der vermehrte Einsatz erneuerbarer Energiequellen zu neuen Herausforderungen an das Energieversorgungsnetz und damit auch zu neuen Anforderungen im Bereich Kabelgarnituren. Zum einen werden Großkraftwerke durch kleinere, dezentrale Kraftwerke und Einspeiseanlagen ersetzt. Zum anderen ist der Anteil der Einspeiseleistung aus regenerativen Energiequellen, wie Windkraftanlage und Photovoltaikanalgen, stark schwankend. Diese Trends führen zu einer gesteigerten Komplexität in der Netzplanung und erfordern eine flexiblere Netzführung, sodass auch auf kurzfristige Änderungen der Einspeisesituation reagiert werden kann. Gleichzeitig wird auch mehr Übertragungskapazität notwendig, u.a. weil die Distanzen zwischen Einspeisung und Verbraucher häufig sehr groß sind.

Betrachtet man die Planung und den Aufbau existierender Übertragungsnetze, gibt es mehrere mögliche Massnahmen um die Übertragungskapazität zu erhöhen.

Der Ausbau der Netzinfrastruktur durch zusätzliche Freileitungen oder Kabelstrecken, wie auch die Erhöhung der Übertragungskapazität vorhandener Übertragungsstrecken durch Vergrößerung von Leiterquerschnitten oder der Spannungsebene bedingt hohe Investitionen und benötigt in der Regel einige Zeit für die Umsetzung.

Besonders Kabelsysteme werden gewöhnlich für eine spezifische Last ausgelegt und werden in der Regel deutlich unterhalb der Belastungsgrenze betrieben. Ein limitierender Faktor für die maximale Belastbarkeit einer Kabelstrecke ist die Temperatur der XLPE-Isolation, die üblicherweise 90°C nicht überschreiten darf. Eine thermische Überlastung kann zur Veränderung von Materialeigenschaften führen und bedeutet letztlich eine Verkürzung der Lebensdauer. Im normalen Betrieb werden bei der Netzführung entsprechende Reserven eingeplant, die auch die Beherrschung kritischer Zustände erlauben.

Die Auslegung von Kabelstrecken erfolgt in der Regel in der Projektierungsphase nach technischen Standards in Bezug auf einen maximalen Grenzstrom [4],[5],[6]. Dabei wird der Aufbau des Kabels, ggf. die Häufung mehrerer, parallel verlegter Kabel (häufig drei Phasen eines Drehstromsystems) sowie Umgebungsbedingungen wie beispielsweise die Bodenbeschaffenheit berücksichtigt. Eine thermische Überbelastung verursacht durch einen zu hohen Grenzstrom und die damit einhergehende Lebensdauerverkürzung muss sicher vermieden werden.

Diese Art der Auslegung beruht auf relativ grob kategorisierten Berechnungen bzw. Erfahrungswerten, die in der Praxis nicht immer vollständig zutreffen bzw. bewusst sehr konservativ angenommen werden. Die Auslegungskriterien legen reine Kabelstrecken ohne Muffenverbindungen zu Grunde. Bei längeren Kabelstrecken sind immer Kabelmuffen zur Verbindung von Teilstrecken notwendig, da Hochspannungslandkabel nur in begrenzten Längen produziert und transportiert werden können. Nach aktuellem Stand der Technik werden die elektrischen Leiterverbindungen so konstruiert, dass am Verbinder (in der Regel Schraub- oder Pressverbindung) keine höhere Temperatur als am stromdurchflossenen Kabelleiter auftritt [7]. Damit soll eine Reduzierung der Belastbarkeit aufgrund der elektrischen Kontaktverbindung ausgeschlossen werden. Keine Berücksichtigung findet hier jedoch die Tatsache, dass für Kabelmuffen Materialien und (Isolier-)Werkstoffe mit anderen thermischen Eigenschaften als für Energiekabel verwendet werden. Zudem unterscheidet sich der geometrische Aufbau stark vom Kabel, was sich aufgrund der Notwendigkeit von elektrischen Feldsteuerelementen und häufig an Kabelmuffen durchgeführten Schirmausleitungen (z.B. für Cross-Bonding oder Erdungsmaßnahmen) nicht vermeiden lässt.

Durch gezielte Überwachung wichtiger Parameter (wie z.B. thermische Betriebszustände) während des normalen Netzbetriebs kann daher die Auslastung optimiert werden, indem die real vorherrschenden Bedingungen und nicht allein der Strom berücksichtigt wird.

Darüber hinaus bietet das Monitoring die Möglichkeit, charakteristische Veränderungen frühzeitig zu erkennen und auf auftretende Probleme zu reagieren, und trägt so zu einer hohen Zuverlässigkeit des gesamten Netzes bei. Tritt eine Störung im System auf, stellt das Monitoring auch ein wichtiges Instrument zur Fehlerortung dar und ermöglicht, schnell und gezielt Reparaturmaßnahmen einzuleiten.

Vereinzelt werden zur Erfassung von Hotspots parallel zur Kabelstrecke Lichtwellenleiter verlegt (DTS: Distributed Temperature Sensing, [8]), womit örtliche Auflösungen bis zu einem Meter realisiert werden können [9]. Solche Systeme beruhen auf temperaturabhängigen Polarisierungseffekten und werden bislang zur Erkennung von Fehlern und potentiellen Problemstellen eingesetzt. Rückschlüsse auf die tatsächliche Leitertemperatur, die für Alterungsprozesse der Kunststoffkabelisolation entscheidend ist, sind damit nur sehr eingeschränkt möglich. Eine Aussage über Temperaturen in der Kabelmuffe oder auch in anderen Kabelgarnituren ist nur schwer möglich.

### 3.2 Pilotprojekt in Kopenhagen – Kabelmuffen mit integrierter Sensorik

Ein Prototyp einer Kabelmuffe mit Sensorik wurde in einem Pilotprojekt im Netz von Energinet installiert. Dabei wurden Kabelmuffen ( $U_m = 145 \text{ kV}$ ) eines dreiphasigen Systems in einer hochausgelasteten Kabelstrecke zwischen Kraftwerk und einer Verteilungsstation installiert und für die Durchführung von Vorortmessungen präpariert.

Der grundsätzliche Aufbau einer Kabelmuffe nach dem Stand der Technik ist in Abbildung 4 dargestellt. Der Aluminium- oder Kupferleiter des Kabels wird mit dem stromführenden Verbinder kontaktiert. Dazu werden in der Regel Schraub- oder Pressverbinder verwendet. Die Leiterquerschnitte reichen üblicherweise bis zu  $2500 \text{ mm}^2$ .

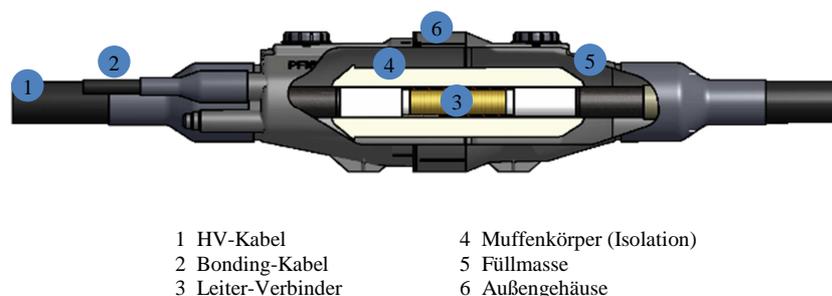


Abbildung 4 Aufbau einer Muffe

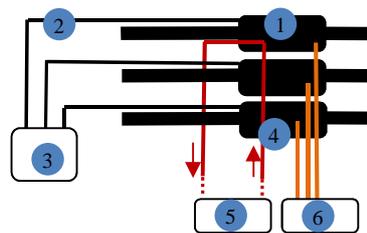
Der isolierende Muffenkörper, der über dem Steckverbinder positioniert wird, besteht aus einem hochisolierenden Elastomer (in der Regel Silikon oder EPDM). Isolationsmaterial und Design des Muffenkörpers müssen so ausgelegt sein, dass sowohl bei normaler Betriebsspannung, als auch bei Fehlern und transienten Überspannungen (Schaltvorgänge, Blitzeinschläge), Hochspannungs- und Erdpotential sicher isoliert sind und keine elektrischen Durchschläge auftreten. Im Muffenkörper sind spezielle leitfähige Konturen integriert, welche die Feldstärke auf eine unkritische Beanspruchung reduzieren (geometrische Feldsteuerung). Während der Installation wird der Muffenkörper vorübergehend an einer Kabelseite platziert und nach der Montage der Leiterverbindung in die Endposition geschoben. Das Außengehäuse bietet Schutz vor Feuchtigkeit und äußeren mechanischen Beanspruchungen. Der Raum zwischen dem Verbindungskörper und dem Außengehäuse ist mit Füllmasse ausgefüllt, was zusätzlich zu einer Verbesserung der mechanischen Stabilität führt. Die

Bonding-Kabel (oft werden koaxiale Bonding-Kabel verwendet) werden auf beiden Seiten des Hochspannungskabels mit dem Schirm verbunden. Dadurch können die Schirme verschiedener Phasen eines Drehstromkreises gekreuzt werden, um Schirmspannungen und -ströme zu kompensieren. Alternativ können die Schirme auch geerdet werden. Die Behandlung der Schirmenden ist im Allgemeinen vom Erdungskonzept des Gesamtsystems abhängig und wird bei der Systemauslegung festgelegt.

Um Felddaten zu sammeln und Messelektronik-Komponenten zu erproben, wurden in einem Pilotprojekt an drei Kabelmuffen im Netz von Energinet Sensorik-Komponenten integriert. Bei der Implementierung wurde darauf Wert gelegt, den Umfang der Anpassung so zu gestalten, dass für den bereits qualifizierten Muffentyp kein zusätzlicher Typtest (Systemtest bestehend aus Kabel und Garnitur) erforderlich wird.

Insbesondere wurden folgende Komponenten integriert (siehe Abbildung 5):

- Ein optisches Sensorkabel wurde in alle drei Muffen implementiert mit Hilfe dessen Temperaturverteilungen innerhalb der Muffen gemessen werden können (DAS: distributed temperature sensing)
- Weitere Fasern des Sensorkabels können zur Detektion und Lokalisation akustischer Signale verwendet werden (DAS: distributed acoustic sensing)
- Pro Muffe wurden mehrere elektrische Temperatursensoren installiert, über eine Elektronikeinheit ist die Aufzeichnung von Messwerten über einen längeren Zeitraum möglich
- Nahe der Linkbox wurden Installationsmöglichkeiten für TE-Sensoren an den Schirmausleitungen angebracht



- |                 |  |
|-----------------|--|
| 1 Kabelmuffe    | 4 Optisches Sensorkabel (FOC)                  |
| 2 Bonding-Kabel | 5 DAS/DTS Messsystem                           |
| 3 Linkbox       | 6 Messsystem für elektrische Temperaturmessung |

Abbildung 5: Schematische Darstellung des Aufbaus



Abbildung 6: Installation der Kabelmuffen mit Sensorik

### 3.3 Projekt ZÜbReNe – Optimierung der Auslastbarkeit von Betriebsmitteln

Im Rahmen des vom BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) geförderten Verbundprojekts ZÜbReNe (Steigerung der Zuverlässigkeit und Überlastbarkeit von Betriebsmitteln zur Reduktion von Netzausbau) soll die Auslastbarkeit und Flexibilisierung von Betriebsmitteln optimiert werden. Im Fokus stehen dabei Leistungs- bzw. Ortsnetztransformatoren sowie Energiekabelsysteme. Ziel ist die Entwicklung von Monitoring-Systemen, welche relevante Betriebsparameter (insbesondere Temperaturen) erfassen, auswerten und Informationen über entsprechende Kommunikationsmodule in die Netzleitstelle übertragen. Dort sollen diese Informationen einen Beitrag für eine optimierte Netzführung leisten. Zusätzliche Informationen über eventuell auftretende Teilentladungen sollen dem Ausfall von Betriebsmittel vorbeugen und rechtzeitige Instandhaltungsmaßnahmen ermöglichen.

Die Entwicklung der intelligenten Kabelmuffe umfasst im ersten Schritt die Auslegung und Laborerprobung geeigneter Temperatur- und TE-Messtechnik. Die Sensorik wird anschliessend in eine Kabelmuffe integriert und Prototypen einer Vorprüfung unterzogen. Das finale Design soll schliesslich in einem Typtest mit einem Kabelsystem qualifiziert werden. Als erste reale Anwendung ist ein Feldversuch im Projekt ebenfalls geplant.

Tabelle 2: Übersicht Konsortialpartner und Themenschwerpunkte

Partner	Themenschwerpunkte
 <b>Universität Stuttgart</b>	Projektkoordination, Entwicklung von thermischen Modellen für Leistungstransformatoren und Energiekabelsysteme, Entwicklung von TE-Sensoren für die intelligente Muffe, Netzplanung unter Berücksichtigung der Überlastbarkeit von Netzkomponenten
	Entwicklung von Monitoringsystem (Hard- und Software) für Leistungstransformatoren und Energiekabelsysteme
<b>PFISTERER</b>	Entwicklung einer intelligenten Muffe für Energiekabelsysteme
 <b>Netze BW</b>	Feldversuch, Netzbetrieb

## 4 ZUSAMMENFASSUNG

Die volatile Energieerzeugung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen kann zu einem Überangebot von lokaler Erzeugung führen. Dies hat zur Folge, dass ein erhöhter Bedarf an Übertragungskapazität zu weit entfernten Verbrauchern entsteht. Zudem ist die Einspeiseleistung regenerativer Erzeuger nicht exakt planbar.

Die im Beitrag beschriebenen Ansätze der Wahl optimierter Materialien und der Funktionserweiterung von Kabelgarnituren durch Einsatz von Sensorik sind Beiträge, um den Herausforderungen der sich im Wandel befindenden elektrischer Energienetze zu begegnen.

Durch die Verwendung von trockenen Isolationssystemen wird die Betriebssicherheit auch in extremen Umgebungsbedingungen gewährleistet und auf umwelt- und wassergefährdende Stoffe verzichtet. Der Einsatz von Sensorik zur Zustandsüberwachung kann in Zukunft einen entscheidenden Beitrag zur Optimierung der Netzauslastung sein.

## LITERATUR

- [1] IEC 60840 edition 4, 2011-11: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 150 kV ( $U_m = 170$  kV) – Test methods and requirements
- [2] HD 632 S3:2016 E: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36 kV ( $U_m = 42$  kV) up to 150 kV ( $U_m = 170$  kV)
- [3] T. V. Oommen: “Moisture Equilibrium Charts for Transformer Insulation Drying Practice” IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No. 10, Oct. 1984, pp. 3063-3067
- [4] IEC 60287, Electric cables, calculation of current rating, 2014
- [5] Cigré TF B1.10: Thermal ratings of HV cables accessories
- [6] IEC 60853, Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables - Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil, 2008
- [7] IEC 61238-1, Compression and mechanical connectors for power cables, 2018
- [8] Apsensing - DTS (Distributed Temperature Sensing)  
<https://www.apsensing.com/de/technologie/dts/>, 30.01.2020
- [9] Cigré B1-101, Dynamic Rating of Transmission Cables, 2010

# Hochfrequente Spannungsqualitäts- und Transientenmessungen an Leistungstransformatoren

**Christoph Kattmann**  
BSS Hochspannungstechnik GmbH  
[christoph.kattmann@bss-hs.de](mailto:christoph.kattmann@bss-hs.de)  
Germany

**Adrian Eisenmann**  
**Krzysztof Rudion**  
**Stefan Tenbohlen**  
Universität Stuttgart  
[stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de](mailto:stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de)  
Germany

**Reinhold Haug**  
Netze BW GmbH  
[r.haug@netze-bw.de](mailto:r.haug@netze-bw.de)  
Germany

## 1 EINLEITUNG

Die Messung der Spannungsqualität im Rahmen der DIN EN 50160 ist in der Niederspannung ein etablierter Standard. Mit der zunehmenden Verbreitung von elektronisch gesteuerten Anlagen und Betriebsmitteln wie PV-Anlagen, Windkraftanlagen mit Vollumrichtern, Ladestationen für Elektrofahrzeuge, HGÜ-Konverterstationen und FACTS-Anlagen ist die Sicherstellung der Spannungsqualität auch in höheren Spannungsebenen eine Herausforderung. Dabei sind insbesondere mögliche Oberschwingungen und transiente Störungen in der Spannung von Interesse, die zu erhöhten thermischen Verlusten in Transformatoren, Isolationsproblemen, und bei höheren Frequenzen auch zu EMV-Problemen führen können.

Die klassische Auswertung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 betrachtet ausschließlich Frequenzen bis 1,25 kHz (25. Harmonische) individuell und Frequenzen bis 2 kHz im zusammenfassenden Index THD (Total Harmonic Distortion). Gerade elektronisch gesteuerte Netzteile, wie sie mehr und mehr auch für große elektrische Leistungen wie Vollumrichter-gesteuerten Motoren und Elektrofahrzeugen eingesetzt werden, erzeugen Oberschwingungen mit wesentlich höherer Frequenz. Auch transiente Störungen, wie die Effekte von nahen Kurzschlüssen, haben aufgrund der kurzen Anstiegszeiten hohe Frequenzanteile.

In höheren Spannungsebenen bietet es sich an, direkt am Transformator zu messen. Zum einen sind die Möglichkeiten, Wandler zu installieren, in der Regel direkt am Transformator am besten. Gleichzeitig ist der Transformator als eines der wichtigsten und teuersten Betriebsmittel auch am meisten von schlechter Spannungsqualität betroffen.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes an der Universität Stuttgart, in dessen Rahmen die Spannungsqualität in einem Industriegebäude detailliert überwacht und ausgewertet wird, bot sich die Möglichkeit, auch den Transformator, der das Gebäude mit dem Hochspannungsnetz verbindet, mit hochfrequenztauglicher Messtechnik zu überwachen.

Im Folgenden wird auf gewählten Lösungen bei den Spannungs- und Stromsensoren, dem eingesetzten Messgerät und auf die gewonnenen Erkenntnisse eingegangen.

## 2 HOCHFREQUENTE SPANNUNGS- UND STROMSENSOREN

Ein Hindernis bei der Messung der Spannungsqualität in höheren Spannungsebenen sind geeignete Sensoren mit ausreichender Bandbreite. Im Mittel- und Hochspannungsnetz traditionell eingesetzte induktive Wandler sind konstruktionsbedingt auf die Netzfrequenz von 50 bzw. 60 Hz ausgelegt und zeigen laut mehrerer Studien [1], [2], [3] schon ab Frequenzen von 1 kHz starke Abweichungen. Ab etwa 4 kHz können sogar Resonanzen auftreten, die Abweichungen von 100% und mehr zur Folge haben können. Für Messungen im höheren Frequenzbereich sind induktive Spannungswandler demnach nicht geeignet.

Bei den Stromwandlern gibt es eine ähnliche Problematik: Die Bandbreite der meisten festinstallierten Stromwandler reicht für eine Messung von Harmonischen nicht aus. Für beide Aufgaben müssen daher individuelle Lösungen mit höherer Bandbreite beschafft oder entwickelt werden

## 2.1 Spannungsmessung auf 110 kV-Ebene

Eine elegante Art, einen Spannungsteiler in einem Hoch- oder Höchstspannungsnetz zu konstruieren, ist, den kapazitiven Messabgriff einer bestehenden Transformatordurchführung als primäre Kapazität eines kapazitiven Teilers zu verwenden.

Dieser Messabgriff ist mit einer internen Feldabsteuerfolie verbunden und wird normalerweise für diagnostische Messungen der Durchführungskapazität und des Verlustfaktors  $\tan(\delta)$  verwendet. Diese etablierten Verfahren erlauben Rückschlüsse über den Zustand des Isolationsmediums und eventuelle interne Beschädigungen der Durchführung.

Wird eine sekundäre Kapazität  $C_2$  an den Messanschluss angeschlossen, bildet sie gemeinsam mit der primären Kapazität  $C_1$  einen kapazitiven Teiler. Die Konstruktion ist schematisch in Bild 1 dargestellt.

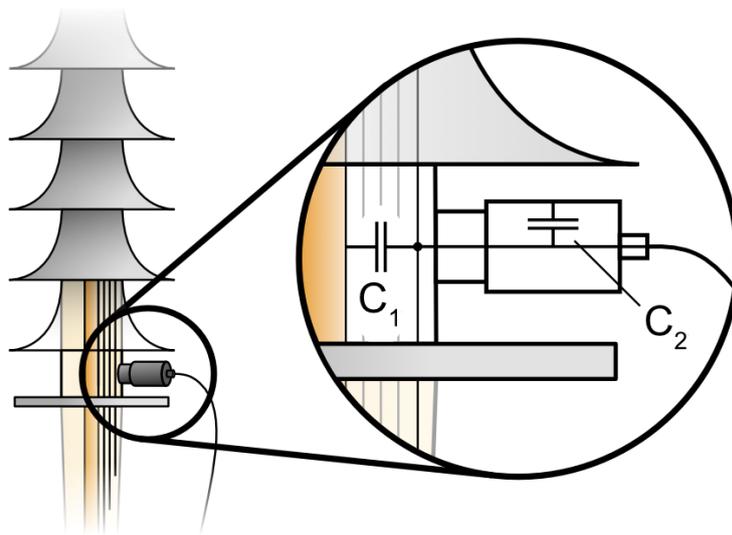


Bild 1. Schematische Darstellung der Installation eines kapazitiven Durchführungsadapters an einer Transformatordurchführung und des entstehenden kapazitiven Teilers

Bei Transformatordurchführungen in der Hoch- und Höchstspannungsebene liegen die Werte der Durchführungskapazität  $C_1$  meist im Bereich von 100 - 600 pF. Wenn eine Netzspannung von 110 kV auf eine sichere Messspannung von 20 V heruntergeteilt werden soll, ergibt sich für den Wert der Sekundärkapazität  $C_2$  ein Wert von einigen wenigen  $\mu\text{F}$ . Diese Kapazität muss über den gesamten Spannungs- und Frequenzbereich stabil und unempfindlich gegenüber Temperaturänderungen und Alterungserscheinungen sein. Bei SMD-Kapazitäten ist man deshalb auf Klasse 1-Kondensatoren (NPO) beschränkt.

Eine kompakte Bauform ist wichtig, um die Induktivitäten im Sinne einer hohen Bandbreite innerhalb der Schaltung zu minimieren. Aus diesem Grund ist es nicht empfehlenswert, bedrahtete Kondensatoren zu verwenden. Die parasitären Induktivitäten der Bauteile und der Leiterbahnen befinden sich in der Mitte des kapazitiven Teilers, wo sie großen Einfluss auf den Frequenzgang ausüben können. Bei korrekter Konstruktion kann ein so aufgebauter Teiler Bandbreiten bis in den MHz-Bereich erreichen. Die Eigenschaften des kapazitiven Teilers an der Transformatordurchführung sind in [4] genauer ausgeführt.

## 2.2 Spannungsmessung auf 10 kV-Ebene

Die Spannungsmessung auf der 10 kV-Ebene wird mit ebenfalls mit einem kapazitiven Teiler realisiert. Anders als in der Hochspannungsebene steht hier allerdings kein Betriebsmittel mit vorhandener Kapazität einfach zur Verfügung. Die Transformatordurchführungen auf Mittelspannungsseite sind meist aus Gießharz gefertigt und weisen keinen kapazitiven Messabgriff auf.

Aus einem Mittelspannungsisolator mit integrierter Kapazität und einer angepassten Kapazität  $C_2$  kann man einen spannungsfesten Sensor konstruieren, der eine Bandbreite von mindestens 250 kHz aufweist. Bild 2 zeigt ein Foto des fertigen Sensors.



*Bild 2. Foto des Mittelspannungssensors, konstruiert aus einem Mittelspannungsisolator mit integrierter Kapazität und einer sekundären Kapazität am Abgriff.*

## 2.3 Strommessung

Die Strommessung wird aufgrund der hohen Anforderung an die Bandbreite mit kommerziell erhältlichen Rogowski-Stromwandlern realisiert. Die Bandbreite der verwendeten Stromwandler beträgt 1 MHz.

Die Rogowskizangen können direkt um die Durchführungen, oder, wenn möglich, um einen Kabelabgang gelegt werden.

## 3 HOCHFREQUENTES PQ-MESSGERÄT

Das eingesetzte Messgerät PQ1200 der BSS Hochspannungstechnik GmbH besitzt 14 synchron abgetastete Kanäle, eine Abtastrate von 1 MS/s, und eine analoge Bandbreite von 10 MHz. Die Rohdaten werden direkt auf dem Gerät alle 10 Perioden in die RMS-Werte der Spannung, des Stroms, der Harmonischen aller 12 Kanäle bis 500 kHz, sowie der Leistungskomponenten aller 6 Phasen umgerechnet.

Die Speicherung aller dieser Daten ist selbst mit den verbauten 1 TB Speicherplatz nicht unbegrenzt lange möglich. Die Harmonischen werden nach einer Woche auf 10-Minuten-Mittelwerte heruntergerechnet. Damit ist der Speicherplatz für geschätzte 2 Jahre ausreichend.

Die Erkennung von Transienten erfolgt ebenfalls kontinuierlich in der Software, basierend auf einem Hüllkurventrigger und einem Schwellwerttrigger. Die Aufnahmedauer bei einer erkannten Transiente wird dynamisch an die Dauer der transienten Störung angepasst.

Das Messgerät ist per VPN in das Netzwerk der BSS Hochspannungstechnik GmbH eingebunden, so dass jederzeit auf Daten zugegriffen werden kann und Softwareanpassungen vorgenommen werden können.

## 4 BEISPIELINSTALLATION AN EINEM 110 / 10 KV TRANSFORMATOR AN DER UNIVERSITÄT STUTTGART

### 4.1 Installation der Sensoren und des Messgeräts



*Bild 3. Fotos der Installation am Transformator, links: kapazitive Sensoren an den Durchführungen, rechts: Mittelspannungssensoren von Kupferschiene abgehängt*

Die Installation am Transformator erfolgte im Frühjahr 2019. Die Durchführungsadapter müssen lediglich an die Durchführungen angeschraubt werden. Die Mittelspannungssensoren wurden an den Verbindungsschrauben der Kupferschienen abgehängt. Alle Spannungssensoren wurden mit Koaxialkabeln mit dem Messgerät verbunden. Bild 3 zeigt die Installation der Spannungssensoren. Die Stromwandler wurden an den Zuleitungskabeln des Transformators installiert. Auf Mittelspannungsseite führen vier parallele Kabel zur Sammelschiene, deshalb wird der Strom softwareseitig mit dem Faktor 4 multipliziert.

Für die Kommunikation wurde eine externe WiFi-Antenne sowie ein LTE-Router installiert.

Die gesamte Installation dauerte etwa vier Stunden, wobei der Transformator nur für etwa zwei Stunden abgeschaltet werden musste. Ein Rückbau ist rückstandsfrei möglich.

### 4.2 Ausgewählte Messergebnisse

Die durchgehende Messung zeigt eine - verglichen mit den Standards im Niederspannungsnetz – sehr gute Spannungsqualität. Der THD ist selten größer als 1%. Die größten Harmonischen sind dabei erwartungsgemäß die 5. und die 7. Es treten aber auch höherfrequente Harmonische bis zu 100 kHz auf. Es ist aber schwierig, diese quantitativ zu bewerten. Im Spektrum des Stroms sind sehr oft Oberschwingungen sichtbar. Bild 4 zeigt eine typische Situation auf Mittelspannungsseite, bei der bis 100 kHz Ausschläge im Spektrum erkennbar sind.

Transiente Störungen treten sehr häufig auf. Bild 5 zeigt eine Rohdatenaufzeichnung der Spannung auf Hochspannungsseite, bei der viele sehr hochfrequente Pulse auftreten und zu starken Spannungsabweichungen führen. Die größte momentan auftretende Spannung liegt bei etwa 140 kV Leiter-Erde-Spannung (1,55 p.u.).

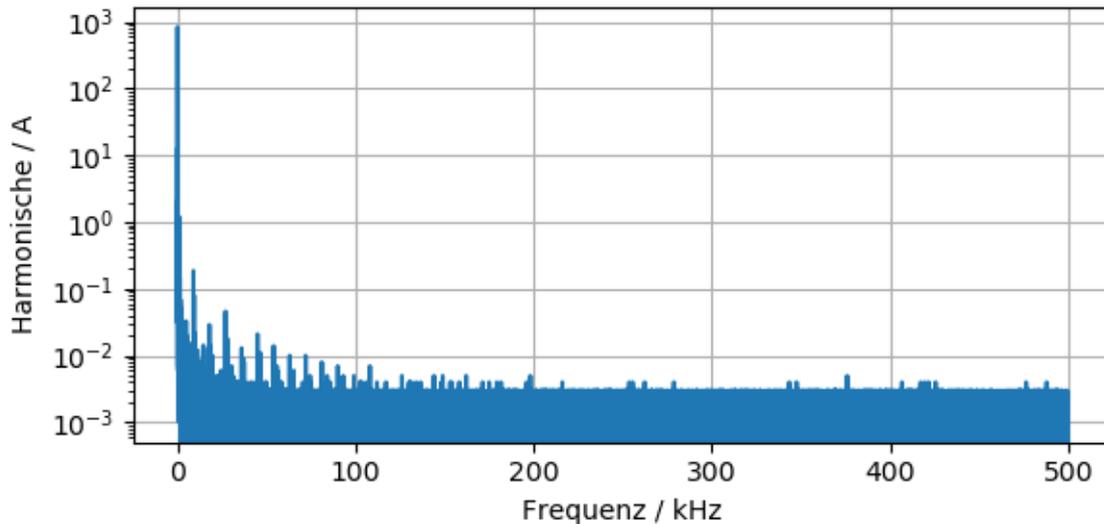


Bild 4. Harmonisches Spektrum des Stromes von Phase I auf Mittelspannungsseite bis 500 kHz.

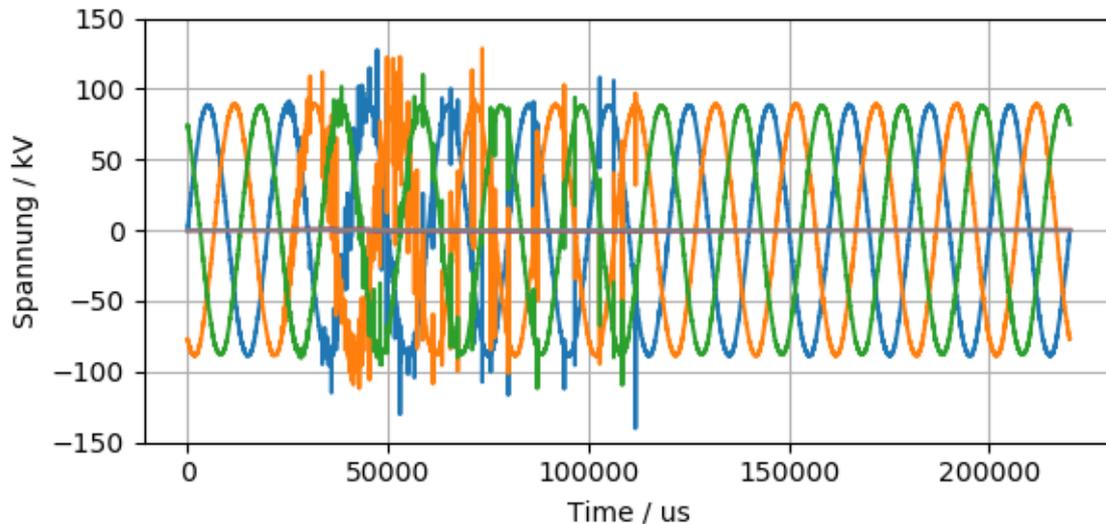


Bild 5. Getriggerte Aufzeichnung der Leiter-Erde-Spannung von transienter Störung auf der Hochspannungsseite. Maximaler Ausschlag erreicht 140 kV (1,55 p.u.).

## 5 ZUSAMMENFASSUNG

Die hochfrequente Messung der Spannungsqualität in der Mittel- und Hochspannungsebene ist möglich, erfordert aber neue Lösungen bei der Sensorik und Messgeräten. An Transformatoren kann mit kapazitiven Durchführungsadaptern sehr hochfrequent die Spannung gemessen werden, auf Mittelspannungsebene ist auch die direkte Messung mit kapazitiven Sensoren hochfrequent möglich. Bei der Strommessung sollte auf Rogowskiwandler zurückgegriffen werden.

Das Messgerät PQ1200 ist speziell für diesen Einsatz entwickelt und bietet 14 synchrone Kanäle, Harmonische bis 500 kHz, sowie eine Transientenerkennung und -aufzeichnung mit 1 MS/s.

An einem 110/10 kV Transformator wurde das System im Frühjahr 2019 installiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Belastung mit Harmonischen insgesamt im akzeptablen Bereich von meist <1% liegt. Hochfrequente Harmonische sind trotzdem messbar, und auch sehr hochfrequente Transienten treten regelmäßig auf.

## LITERATUR

- [1] J. Meyer, R. Stiegler, M. Klatt, M. Elst and E. Sperling, "Accuracy of Harmonic Voltage Measurements in the Frequency Range up to 5 kHz Using Conventional Instrument Transformers", CIRED 2011, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, 6-9 June 2011, Paper 0917.
- [2] C. Buchhagen, M. Fischer, L. Hofmann and H. Däumling, "Metrological determination of the frequency response of inductive voltage transformers up to 20 kHz," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Vancouver, BC, 2013, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESMG.2013.6672835.
- [3] J. Meyer, R. Stiegler and J. Kilter, "Accuracy of voltage instrument transformers for harmonic measurements in elering's 330-kV-transmission network," 2016 Electric Power Quality and Supply Reliability (PQ), Tallinn, 2016, pp. 85-90. doi: 10.1109/PQ.2016.7724094
- [4] S.Tenbohlen, C. Kattmann, T.Brügger, M.Siegel, M. Konermann, E.Junge, J. Christian, "Power Quality Monitoring in Power Grids focusing on Accuracy of High Frequency Harmonics" 2018 Cigre Session, Paris, 2018, Reference C4-122\_2018

# Zeitoptimiertes Prüfen von Hochspannungskomponenten in Umspannwerken

**Dr. Alexander Kraetge**

OMICRON electronics Deutschland  
GmbH  
alexander.kraetge@omicronenergy.com  
Erlangen, Germany

**Dr. Michael Freiburg**

OMICRON electronics Deutschland  
GmbH  
michael.freiburg@omicronenergy.com  
Erlangen, Germany

## KURZFASSUNG

Die Wichtigkeit umfassender Prüfungen für hochspannungstechnische Komponenten ist unumstritten. Während des gesamten Lebenszyklus werden Betriebsmittel mit dem Ziel geprüft, eine Aussage über den Zustand und somit über die Betriebssicherheit, die korrekte Funktion oder die zu erwartende Restlebensdauer zu erlangen. Vor diesem Hintergrund haben sich zahlreiche Prüfungen etabliert, die mit Hilfe wissenschaftlicher Untersuchungen stetig optimiert und weiterentwickelt wurden und werden. Klassisch gibt es dedizierte Prüfverfahren für bestimmte Betriebsmittel, weiter noch für die Prüfung bestimmter Funktionen der jeweiligen Betriebsmittel, die jeweils die Grundlage für ein einzelnes Prüfgerät bilden. Über die Jahre sind unterschiedliche Prüfverfahren optimiert, sinnvoll miteinander verknüpft und in multi-funktionellen Geräten vereint worden, so dass die Effizienz der Prüfungen stetig angestiegen ist und die Prüfzeit reduziert werden konnte. Zudem helfen moderne Software-Tools, die Effizienz und die Aussagekraft der Prüfungen, insbesondere hinsichtlich der Vor- und Nachbereitung sowie der Bewertung der Prüfergebnisse, weiter zu steigern.

Vor diesem Hintergrund diskutiert dieser Beitrag ein nachhaltiges Konzept zur zeitlichen Optimierung von Vor-Ort-Prüfungen hochspannungstechnischer Betriebsmittel. Der Fokus dieses Beitrages liegt nicht auf den einzelnen Prüfungen sowie den Arbeiten vor Ort allein, sondern auf der gesamten Prüfkette, die zudem vorbereitende, verwaltende, bewertende sowie berichtende Aufgaben beinhaltet. Demnach ist für ein ganzheitliches Konzept zur zeitlich optimierten Prüfung nicht ausschließlich ein entsprechendes Prüfgerät wichtig, sondern es bedarf zusätzlicher Software, die eine Optimierung der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Effizienz ermöglicht. Dieser Beitrag beschreibt kein klassisches Asset Management Tool, sondern eine Software (Primary Test Manager) zur Optimierung des gesamten Prüfablaufes mit Schnittstelle zu höherliegenden Management Systemen. Diese Software fokussiert sich auf die zu prüfenden Betriebsmittel und deren Prüfnormen, die Prüfung selbst, die Bedienung der verwendeten Prüfgeräte, die Arbeitsabläufe vor Ort und steigert somit die Effektivität der gesamten Prüfkette. Zudem bietet die Software die Analyse und Bewertung sowie die Verwaltung und Protokollierung der Prüfergebnisse.

Am Beispiel der Prüfung von Leistungstransformatoren werden unterschiedliche Aspekte diskutiert, die in Summe die Effizienz der Prüfungen, die Sicherheit sowie die Zuverlässigkeit und Aussagekraft der Prüfungen erheblich steigern. Durch die Verwendung innovativer Prüfverfahren, die Gruppierung wichtiger Prüfungen, die softwareseitige Unterstützung beim Arbeitsablauf vor Ort sowie die geeignete Software zur Vor- und Nachbereitung sowie zur Bewertung der Messergebnisse wird im Beitrag diskutiert, wie moderne Prüfungen den Betreibern helfen, schnell und zuverlässig an Aussagen zum Betriebsmittelzustand zu gelangen.



# Längsspannungsregler

Spannungsregelung in Netzsträngen mit starken dezentralen Erzeugern

Tobias Asshauer, Head of Productmarketing    Hitachi ABB Power Grids, Brilon, Deutschland

# Agenda

---

1. Unsere Herausforderung
2. Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung
3. Längsspannungsregler – zuverlässige Antwort auf Spannungsschwankungen
4. Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage



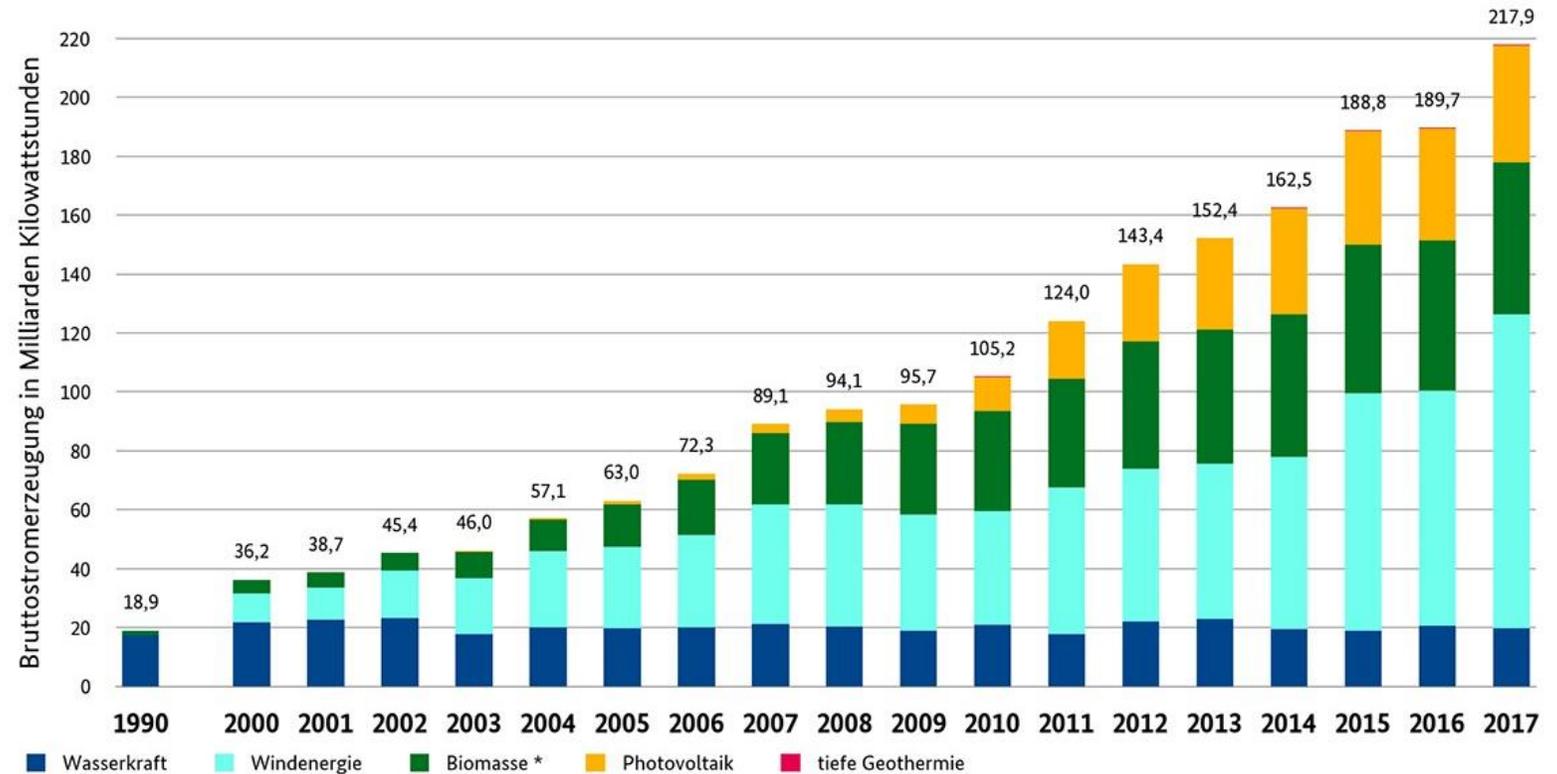
# Unsere Herausforderung

## Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland

Die stark zunehmende Erzeugung unseres Stromes aus erneuerbaren Ressourcen, insbesondere durch Wind und Photovoltaik, bewirkt eine Änderung der Struktur der elektrischen Energieversorgung.

So wird aus einem zentralisierten System mit wenigen großen Elektrizitätserzeugern ein System mit vielen kleinen Erzeugern, die direkt ins lokale Verteilnetz einspeisen.

Dadurch entstehen zum Teil starke Spannungsschwankungen, die die zugelassenen Abweichungen von der Nennspannung überschreiten. Oft muss dadurch die Einspeisung sogar begrenzt oder unterbrochen werden



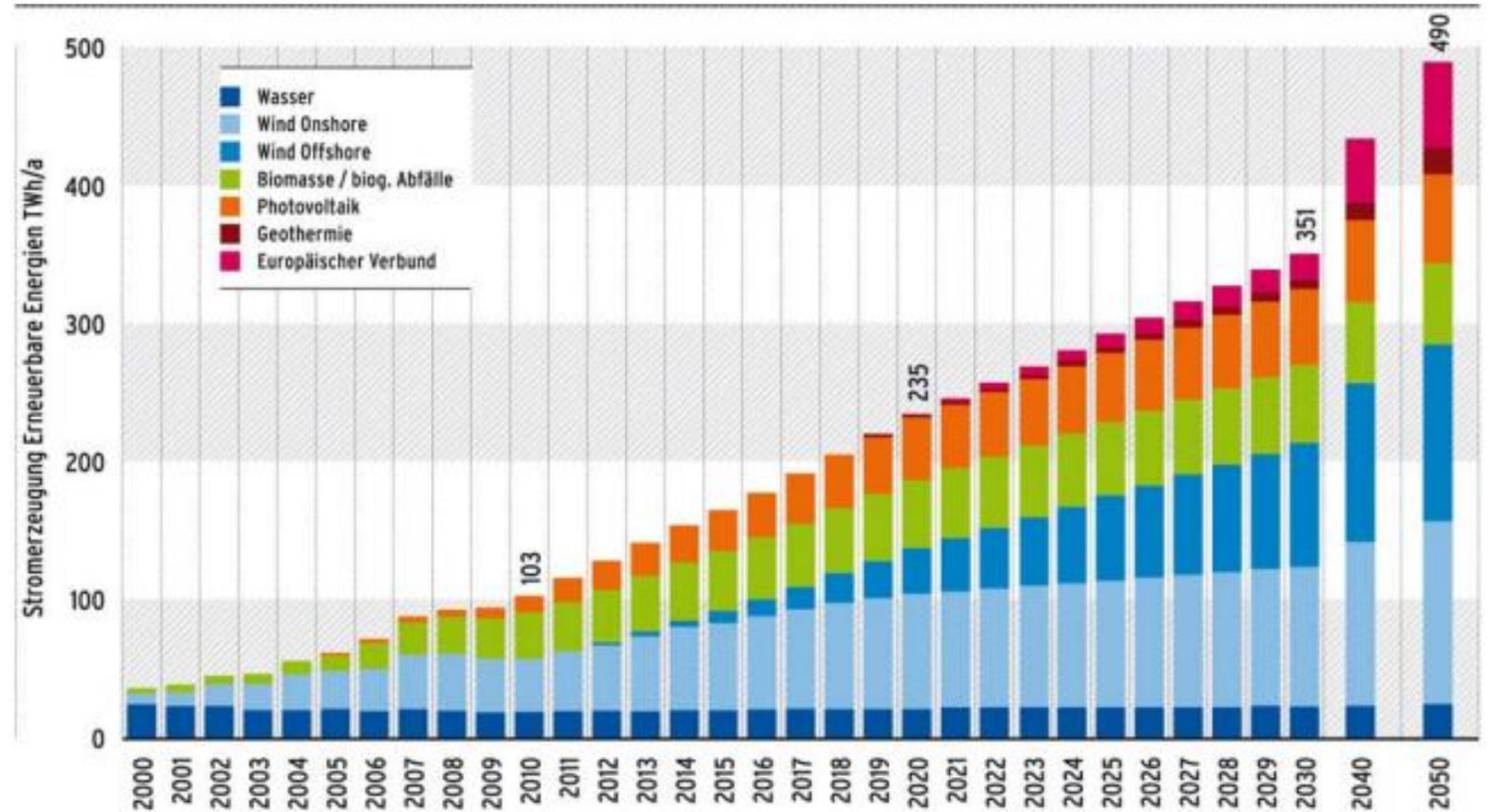
\* inkl. feste und flüssige Biomasse, Biogas inkl. Biomethan, Klär- und Deponiegas und dem biogenen Anteil des Abfalls, ab 2010 inkl. Klärschlamm; BMWi auf Basis Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Februar 2018; Angaben vorläufig

## Beitrag erneuerbarer Energien am Stromaufkommen in Deutschland – Prognose 2050

Die stark zunehmende Erzeugung unseres Stromes aus erneuerbaren Ressourcen, insbesondere durch Wind und Photovoltaik, bewirkt eine Änderung der Struktur der elektrischen Energieversorgung.

So wird aus einem zentralisierten System mit wenigen großen Elektrizitätserzeugern ein System mit vielen kleinen Erzeugern, die direkt ins lokale Verteilnetz einspeisen.

Dadurch entstehen zum Teil starke Spannungsschwankungen, die die zugelassenen Abweichungen von der Nennspannung überschreiten. Oft muss dadurch die Einspeisung sogar begrenzt oder unterbrochen werden



## Die Lösung

Der Hitachi ABB Längsspannungsregler für das Mittelspannungsnetz löst dieses Problem durch eine „Booster/Feeder“-Technologie in Kombination mit mechanischen Schaltgeräten.

Die Verluste des Strangreglers sind minimal.

Der Regler ist mit leistungsstarken Hitachi ABB RESIBLOC® Transformatoren und weiteren ABB Komponenten versehen.

Er erfüllt höchste Umweltauflagen.

Darüber hinaus löst die Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz oft gleichzeitig Spannungsprobleme in den unterlagerten Niederspannungsnetzen.



150

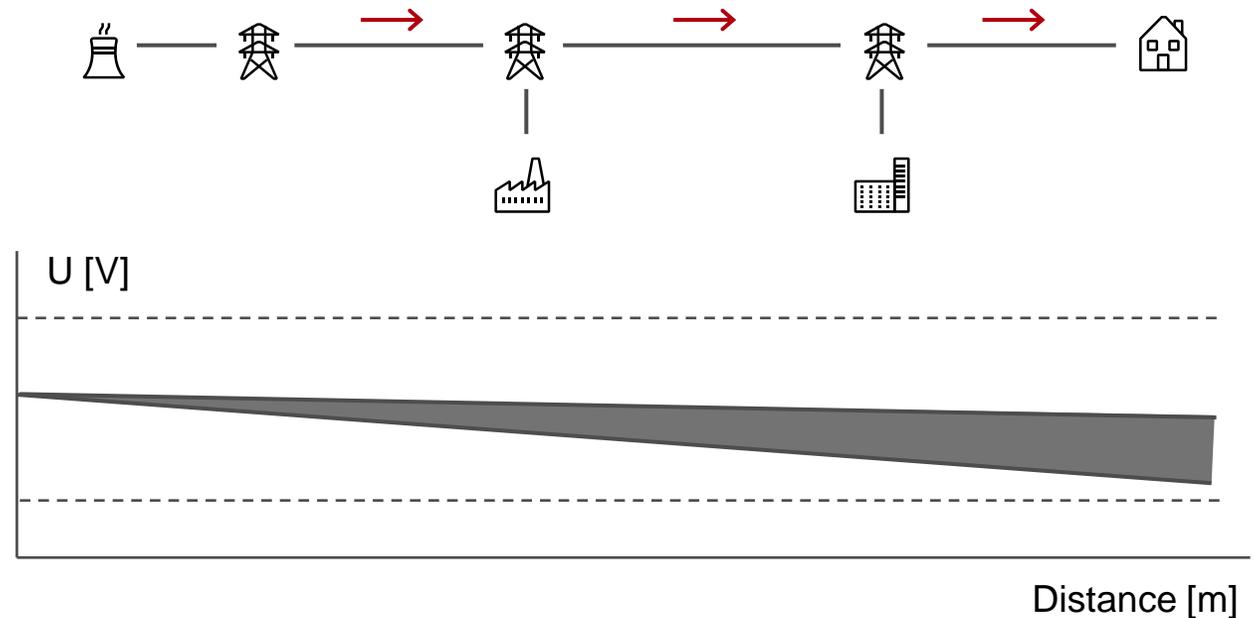
---

# Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

## Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

In den letzten zehn Jahren hat Europa einen beispiellosen Anstieg der Erzeugung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Sonnenenergie, erlebt.

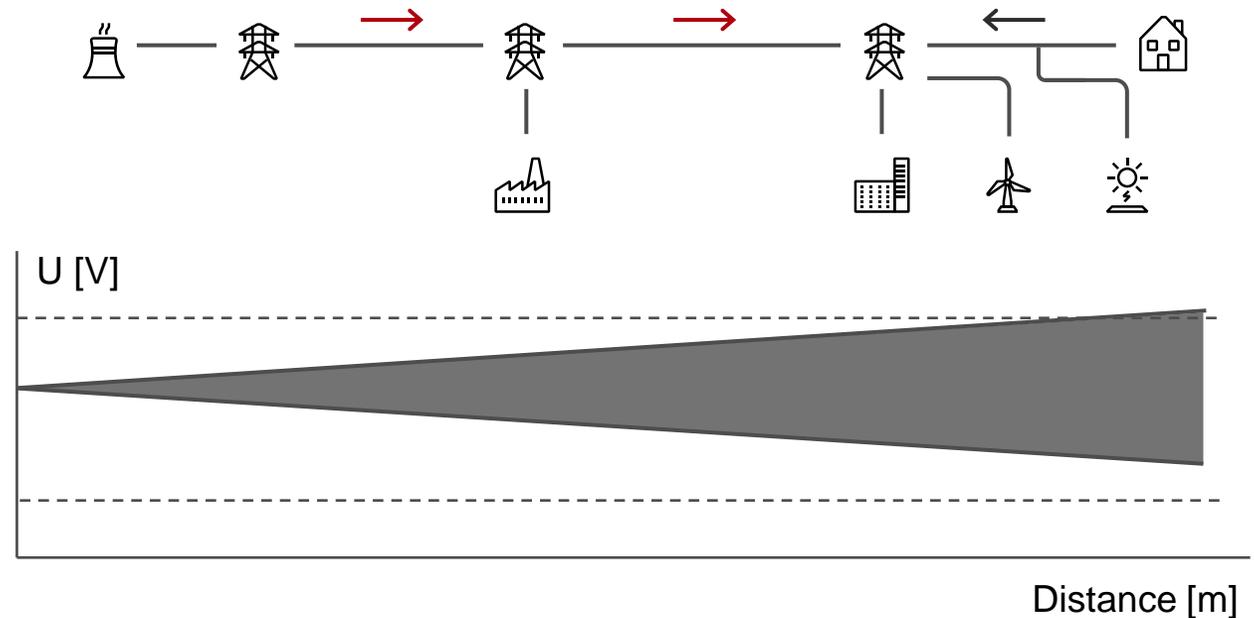
- Aufgrund der zentral erzeugten Energie war die Stromrichtung in der Vergangenheit unidirektional
- Das Netz wurde entsprechend der Min-Max-Last-Situation geplant, ausgelegt und geregelt
- Regelungen orientierten sich am Spannungsabfall entlang einer Versorgungsleitung



## Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

In den letzten zehn Jahren hat Europa einen beispiellosen Anstieg der Erzeugung erneuerbarer Energien, insbesondere von Wind- und Sonnenenergie, erlebt.

- Mit hoher installierter Spitzenleistung dezentraler Energiequellen ändert sich die Energieflussrichtung in vielen Teilen des Netzes schon heute
- Jetzt ändern sich die Designkriterien für das Netz – die maximale Erzeugung rückt in den Fokus
- **Die Spannung kann stark variieren und die zulässige Toleranz von + -10% überschreiten**

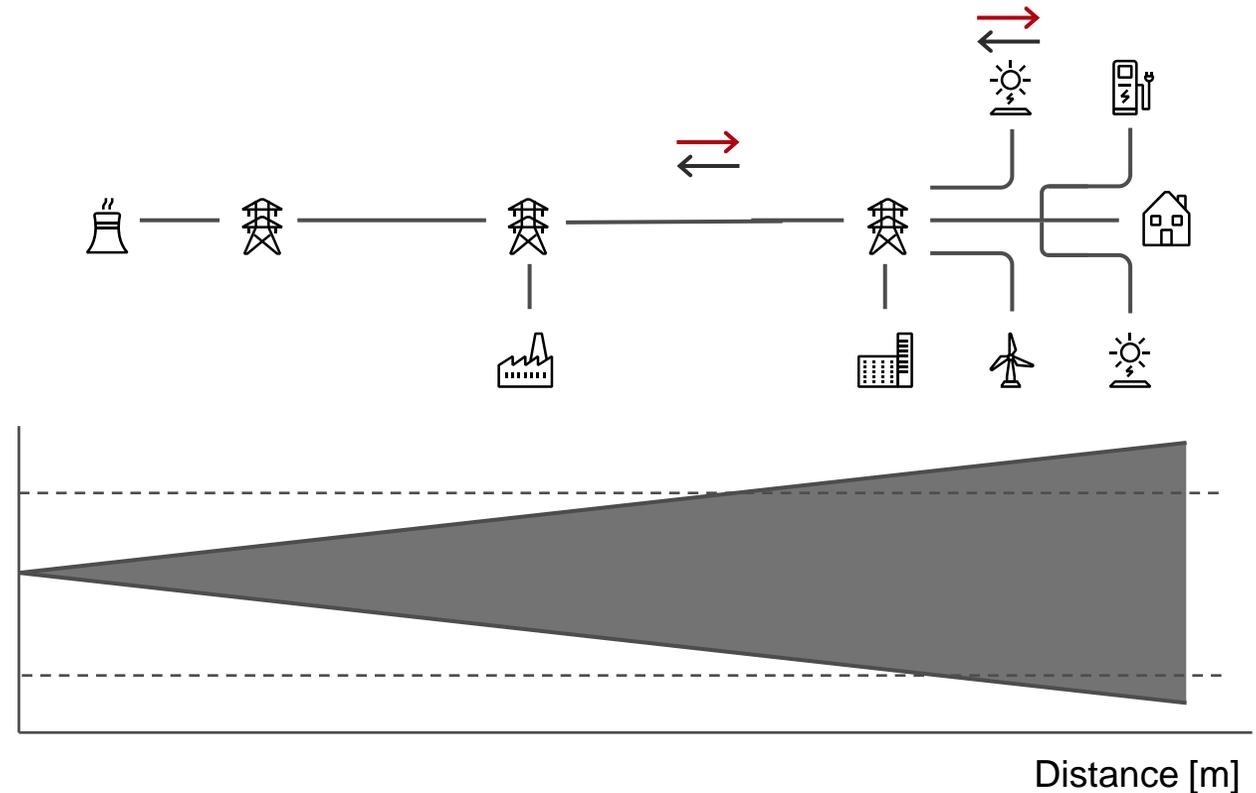


## Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung

### Trends:

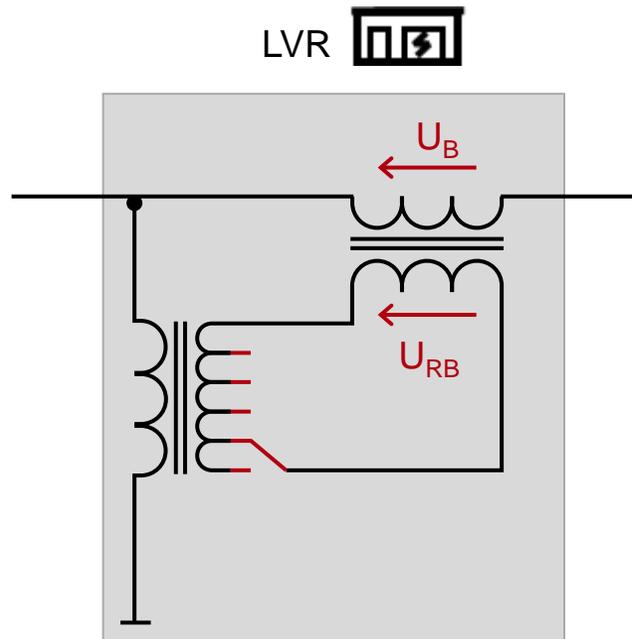
- Die dezentrale Energieerzeugung, besonders von Erneuerbare Energien wird weiter zunehmen
- Der Energiebedarf, getrieben durch E-Mobility-Infrastrukturinvestitionen, wird weiter steigen
- Der Spannungsregelbedarf in Mittel- und Niederspannungsnetzen wird steigen.

**Der Effekt für das Netzwerk kann signifikant sein, da die Designparameter, maximale Last und maximale Rückspeisung direkt beeinflusst werden.**

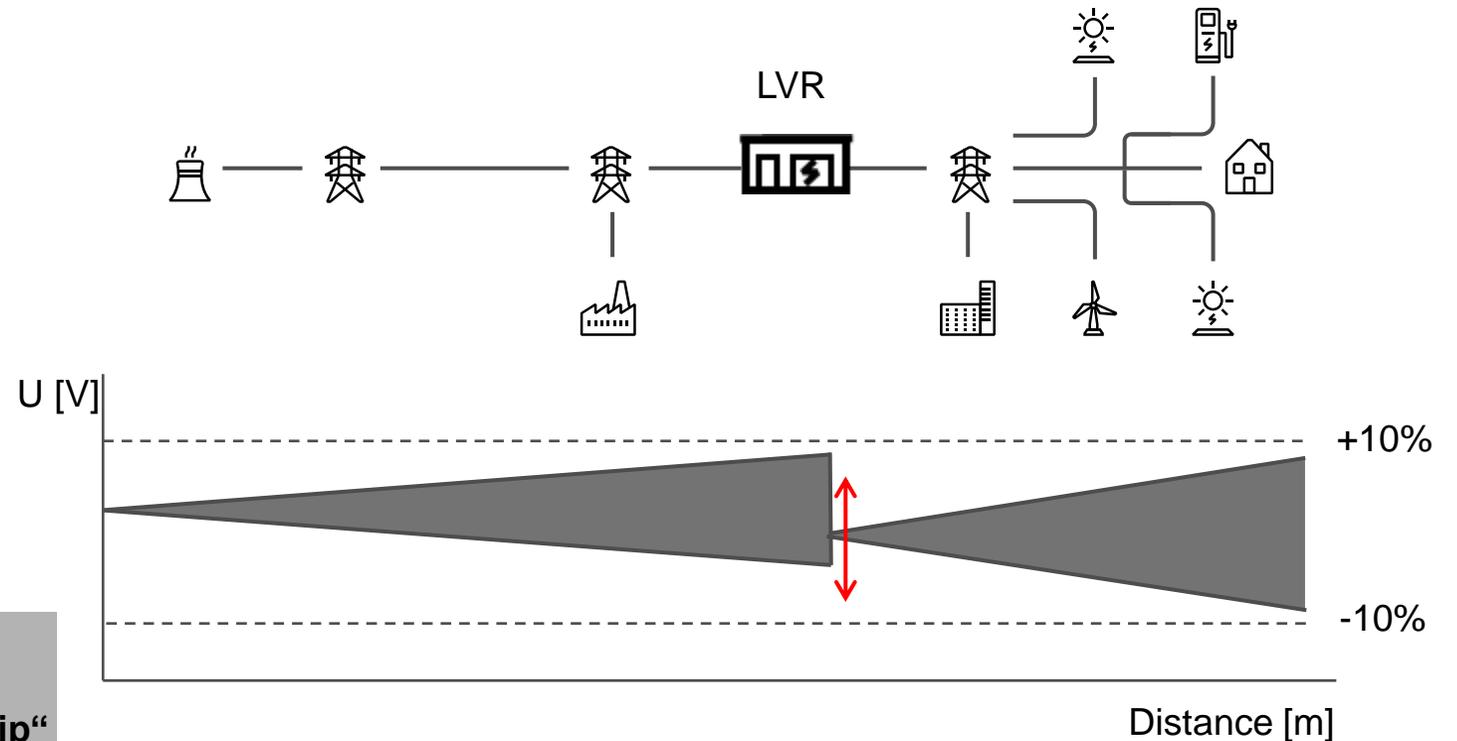




# **Längsspannungsregler – Zuverlässige Antwort auf Spannungsschwankungen**

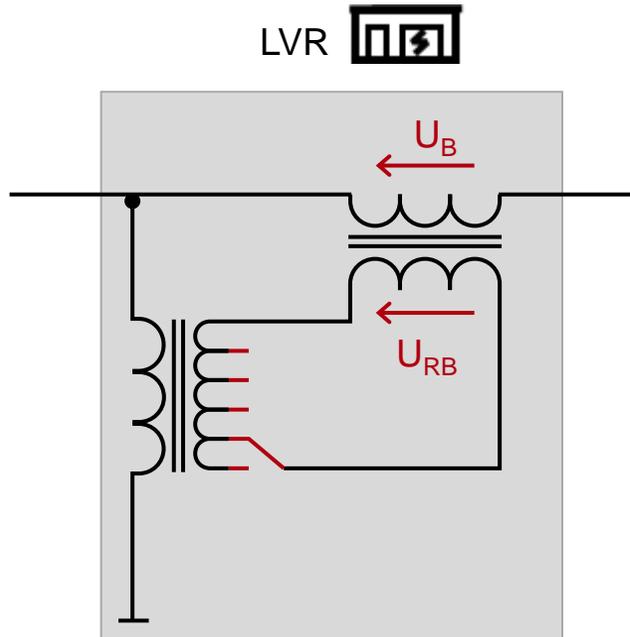


Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“

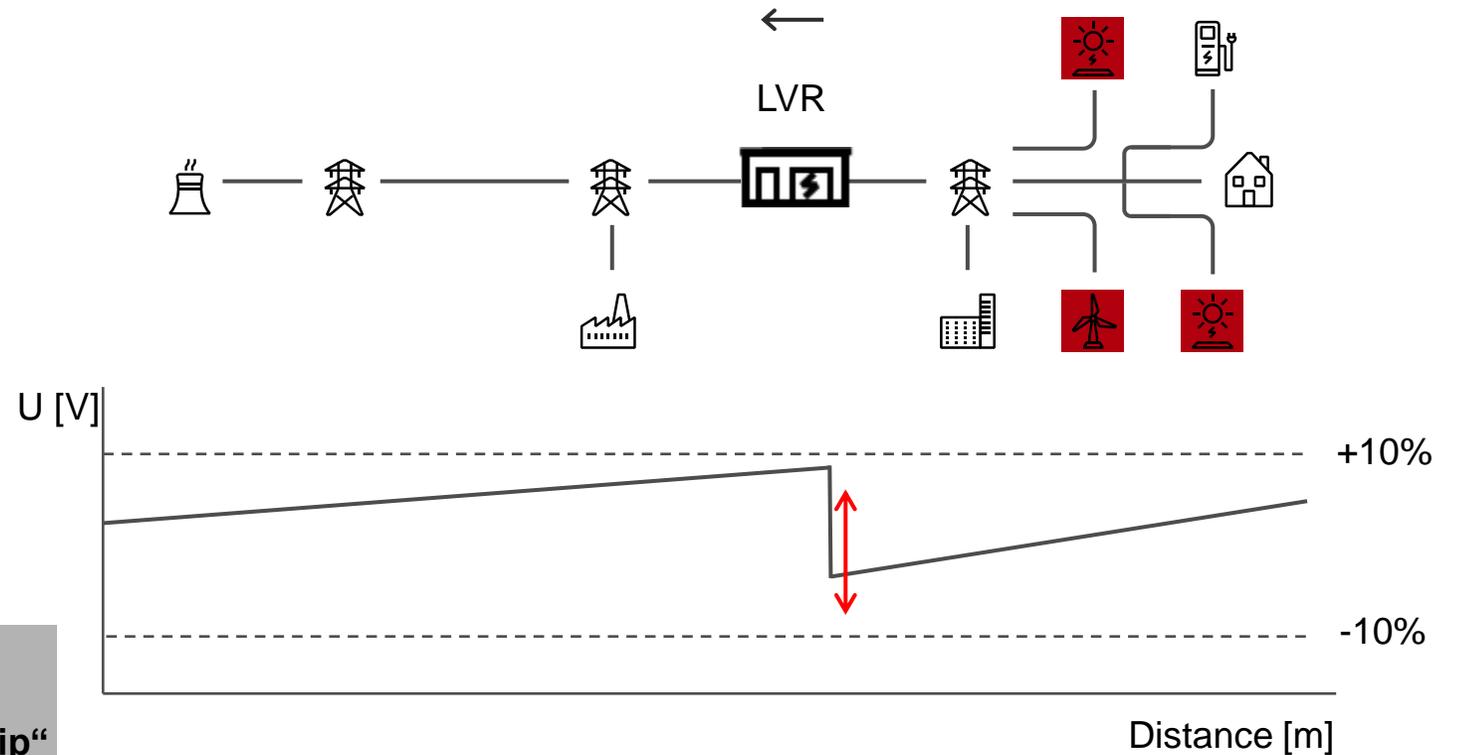


**Spannungsbandsverletzung**

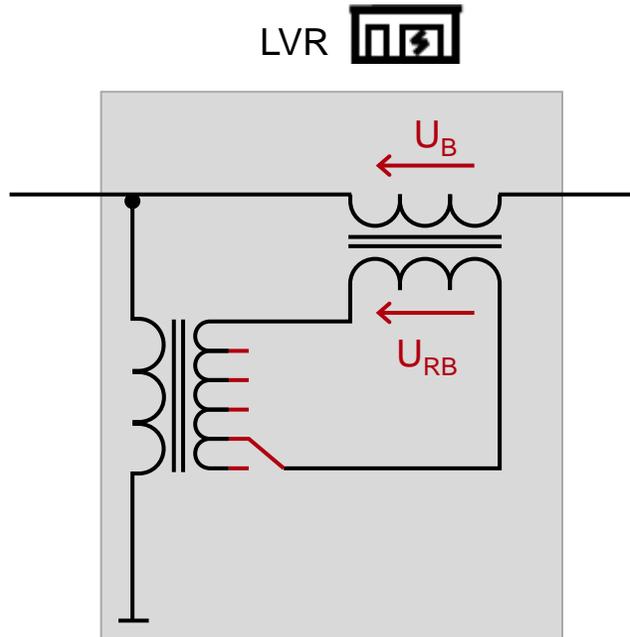
**Einspeisefall** – Regelung reduziert die Spannung auf den vorgegebenen Sollwert



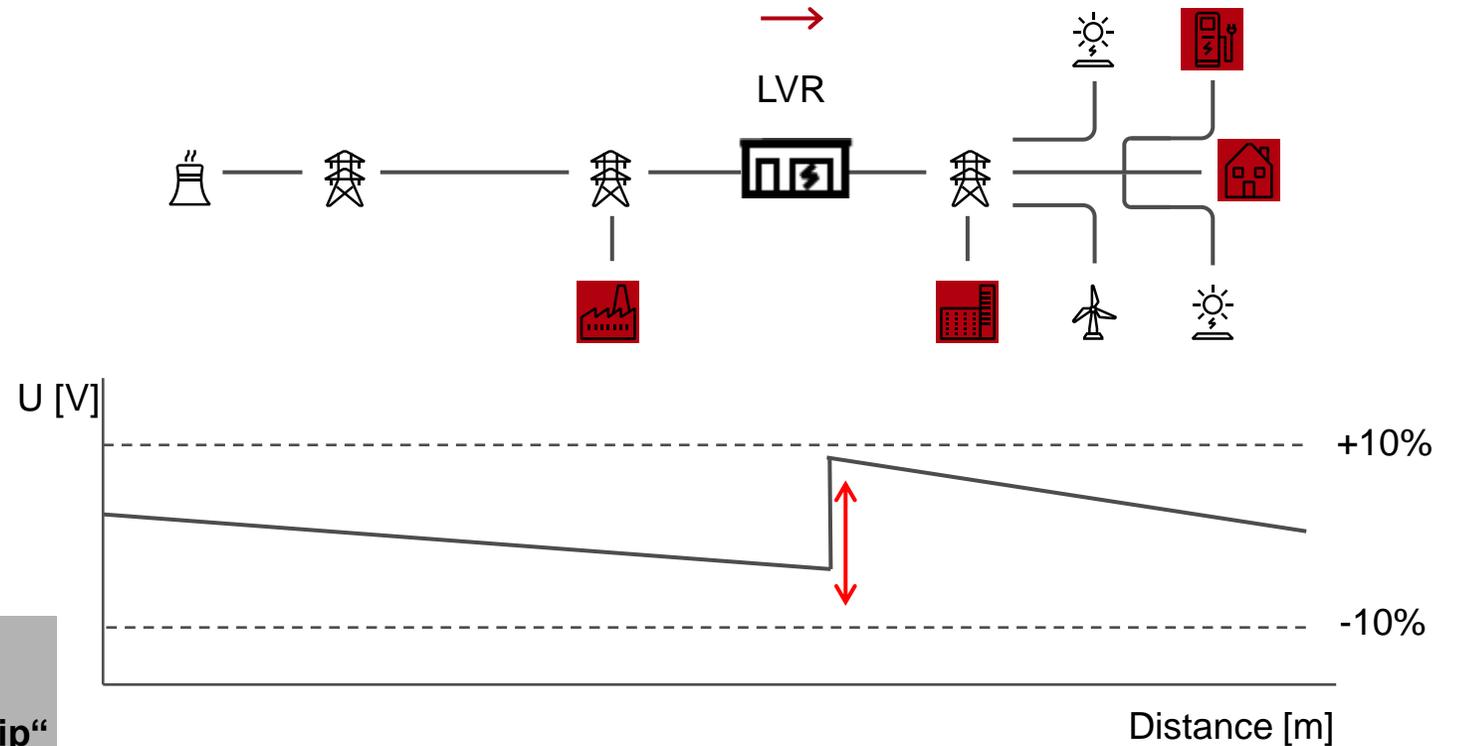
Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“



**Lastfall** – Regelung stützt die Spannung auf den vorgegebenen Sollwert



Der LVR erhöht die Netzkapazität zur Integration erneuerbarer Energien signifikant durch aktive Spannungsregelung über das „Feeder/Booster-Prinzip“ „+/- 10% mit nur 10% Trafoleistung“

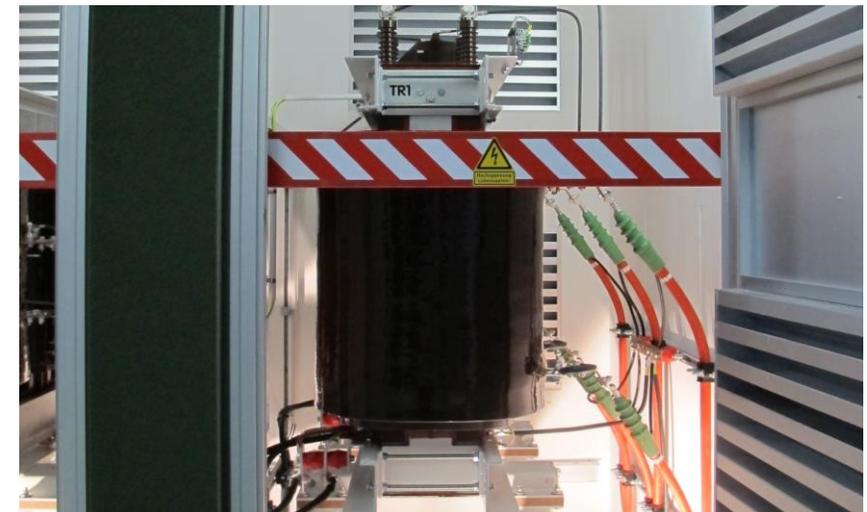


## Robust, effizient, wirtschaftlich, flexibel

<b>Leistung</b>	Bis zu 20 MVA
<b>Spannung</b>	bis zu 36 kV
<b>Stufenschalter</b>	Automatik OLTC Typisch 11 Schritte +- 5x2%(+-10%)
<b>Energie Effizienz</b>	Sehr hoch (>99.8%)
<b>Digitalisierung</b>	Über ABB RTU
<b>Transformers</b>	ABB RESIBLOC® DRY Type
<b>Dimensionen</b>	2,5m x 5,5m
<b>Schutzkonzept</b>	Keine Beeinflussung aufgrund der kleinen Längsimpedanz



## 4 Hardware Komponenten



Software Remote Control

Visualisierung

Darstellung der Energieflussrichtung

Messung U, I, P

Einstellung Stufenspannung

Anzeige Messungen

The screenshot displays the ABB LVR control interface for a medium voltage (Mittelspannung) system. The main window shows a schematic diagram of the transformer and tap changer, with various components labeled (J01, J04, J05, J07, J08, TR1, TR2, F4, F5, K1B, K1W, K2W, K3W, K4W, K1S, K2S, K3S, K4S, K5S, K6S, R1, R2, K1D, K2D). The interface includes a top navigation bar with buttons for 'MS-Anlage', 'MVR', 'Parameter', 'Leittechnikübersi...', 'Trend', 'Ereignisliste', 'Alarmliste', 'Messwertarchiv', and 'Messwerte'. A green status bar indicates 'HMI Schaltfreiheit verfügbar' and the time '1980-01-01 00:12:58'. On the right side, there are several control panels: 'Steuerhoheit' (Fern, Lokal), 'Betriebsart' (Automatik - U, Automatik - P, Hand, Bypass), 'Anwahl istwert' (Secundär, Primär), and a table for '6 Trafostufe' (10% to -10%). Below the table are 'Regler SOLL-Wert' (20,00 kV) and 'Regler IST-Wert' (0,00 kV). On the far right, there are 'RTU-Alarme' and 'MVR-Alarme' sections with various alarm indicators.

Software und Visualisierung

Spannungsabhängige Sollwertsteuerung U

Leistungsabhängige Sollwertsteuerung P

Regelalgorithmen



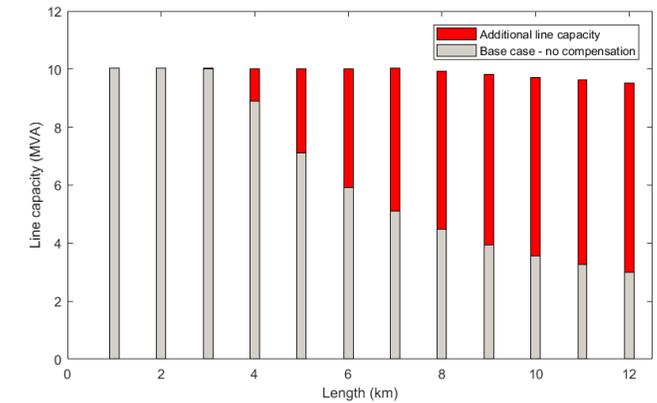
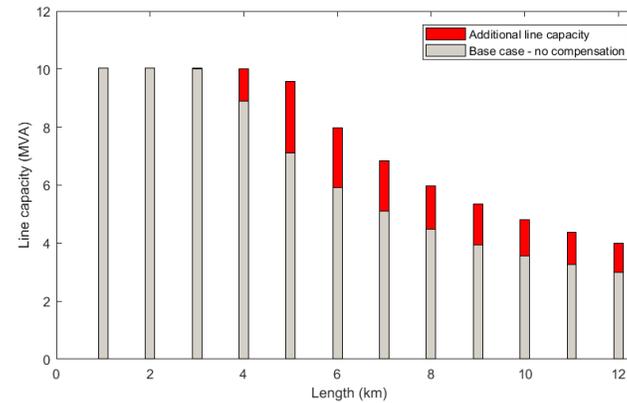
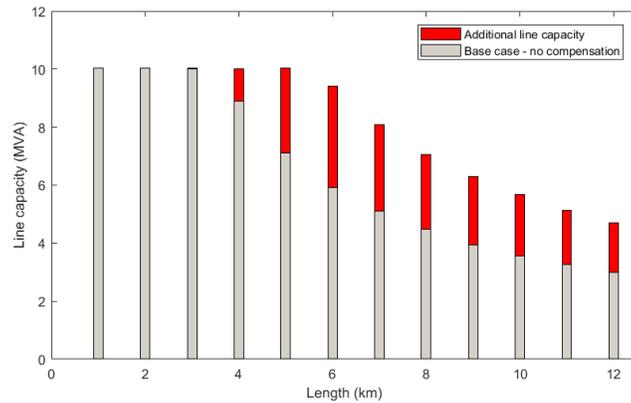
---

# **Referenz: LVR im Netz zur Integration einer 8,8MWp PV Anlage**

## Kriterien zur Begründung der LVR-Nutzung

- Hohe Durchdringung von Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz
- Räumliche Anordnung der Erzeugungseinheiten und ihrer Verbindungspunkte zum Netz
- Funktion der Blindleistungsregelung der Erzeugungseinheiten nicht ausreichend
- Einfluss der Länge der Mittelspannungsleitung





## Kabelverstärkung

- Leitungskapazität mit erhöhter Kabelgröße
- Bedeutende Investition
- Lange Realisierungsphase
- Am PV-Spot erhöhte sich die Kabelkapazität nur um ca. 50%

## Aktives VAR Management

- Leitungskapazität mit aktiver var-Steuerung
- Eingebettet in die PV-Konverter
- Am PV-Spot erhöhte sich die Kabelkapazität um ca. 25%

## Aktives Spannungsmanagement LVR

- Leitungskapazität mit LVR 
- Retrofit, schnelle Umsetzung
- Spannung ist nicht mehr der limitierende Faktor, Kabel kann bis zur thermischen Grenze belastet werden

## Investitionskosten Netzausbau für 10km Mittelspannung

Netzberechnung:	5k€
Genehmigungsverfahren/Dienstbarkeiten	30k€
Kabelinstallation (Feld&Waldweg) (70k€/km)	700k€
Kabelinstallation (Strasse, Bahnen, etc.)	1.200k€(120k€/km)
Inbetriebnahmekosten:	5k€
<b>TOTAL</b>	<b>740k€ (1.240k€)</b>

## Investitionskosten Längsspannungsregler

Netzberechnung:	5k€
Reglerkosten:	260k€-320k€ (10kV 30kV)
Infrastrukturkosten für Schotterbett und Netzanschluss:	10k€
Inbetriebnahmekosten:	5k€
<b>Total</b>	<b>280k€</b>

Längsspannungsregler sind kostengünstiger Betriebsmittel im Vergleich zum unflexiblen Netzausbau

## Erster Längsspannungsregler in der Schweiz

- Romande Energie wandte sich 2016 an ABB Brilon, um einen 14-Megawatt-Netzspannungsregler zur Anpassung von Spannungsschwankungen zu installieren
- ABB Brilon lieferte und installierte den Netzspannungsregler erfolgreich in der Schweiz
- Tolle Erfahrungen und Erfolge bereits in Deutschland
- Intelligente, kostengünstige Lösung als Alternative zur herkömmlichen Netzwerkerweiterung



## Erfolgreiche Installation des LVRs

- Das Projekt wurde innerhalb von 4 Monaten realisiert
- LVR ist seit Mai 2017 in Betrieb und hat das Problem gelöst
- Der Sollwert für die Spannung ist  $U = 21,0$  kV
- Die LVR-Ausgangsspannung bleibt konstant in einem Spannungsbereich von  $\pm 1,2\%$



## Erfolgreiche Installation des LVRs

- Hitachi ABB Brilon erhielt den Auftrag zur Lieferung eines 8-MV-Netzspannungsreglers für Mittelspannungsnetze
- Durch die besonderen Bedingungen wie Schnee- und Lawinengefahr am Aufstellungsort, musste ein extrem robustes und belastbares Gehäuse eingesetzt werden



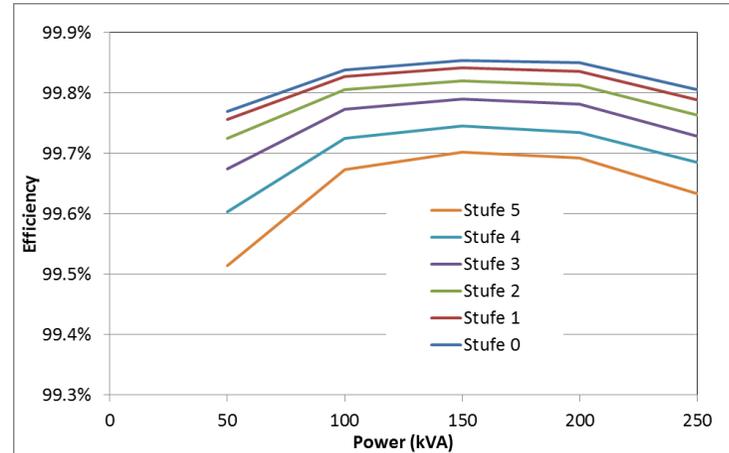
## Erfolgreiche Installation des LVRs

<b>Power</b>	125 kVA
<b>Voltage</b>	420/230 V
<b>Tap changer</b>	OLTC
<b>Tappings</b>	11 step $\pm 5 \times 1.2\%$
<b>Energy eff</b>	>99,5%
<b>Controlling</b>	ABB RTU 520
<b>Protocol</b>	IEC 608705-101, 608705-104, 61850

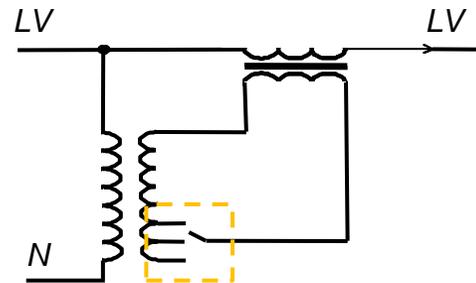




Feeder (mit Wasserhähnen) / Booster-Transformatoren  
 Niederspannungsschütze zum Schalten (3M-Betrieb)  
 RTU 540 zur Steuerung  
 Eingehende / ausgehende abgesicherte Trennschalter  
 Bypass-Schalter



Effizienz (250kVA)



LV-LVR-Installation neben dem Masttransformator

---

**Vielen Dank für die  
Aufmerksamkeit!**

**HITACHI**

