

Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012

Komponenten und Betriebsführung
der Netze von morgen

6. und 7. März 2012
Filderhalle Stuttgart



*Institut für Energieübertragung
und Hochspannungstechnik*



Wir danken für die freundliche Unterstützung von:



Partners in Power



Stuttgarter Hochspannungssymposium 2012

Komponenten und Betriebsführung
der Netze von morgen

6. und 7. März 2012
Filderhalle Stuttgart

Veranstalter:
Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Universität Stuttgart

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

ISBN 978-3-00-037432-6

© 2012 Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
Pfaffenwaldring 47
70569 Stuttgart

Redaktion: Annette Gugel

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

Inhaltsverzeichnis:

Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransformatoren	21
Stefan Tenbohlen, Farzaneh Vahidi, Universität Stuttgart	
Pascal Müller, EWZ, Schweiz	
Johannes Gebauer, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	
Michael Krüger, Omicron electronics GmbH, Klaus, Österreich	
Umbau der Energieversorgung – Stresstest für die Transportnetze	33
Rainer Joswig, Tobias Weißbach, Transnet BW GmbH, Stuttgart	
Herausforderungen und Lösungen für das Verteilnetz von morgen	43
Martin Braun, Simon Eilenberger, Universität Stuttgart	
Innovative Freileitungskonzepte für den Netzausbau	59
Sven Behrend, SAG Group GmbH, Langen	
Joachim Hofmann, SAG GmbH, Langen	
Frank Golletz, 50HertzTransmission GmbH, Berlin	
Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen	63
Michael Schmale, TenneT TSO GmbH, Bayreuth	
Offshore Einsatz – Eine Herausforderung für den Transformator	71
Tobias Stirl, Jörg Harthun, ALSTOM Grid GmbH, Mönchengladbach	
Rainer Frotscher, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	
Aktuelle Herausforderungen an Leistungstransformatoren in Transportnetzen	89
Karsten Loppach, Siemens AG, Nürnberg	
Beurteilung der Überbelastbarkeit von Windparktransformatoren durch Monitoring	93
Nicolas Schmidt, Universität Stuttgart	
Jens Wildenhain, EWE Netz GmbH, Oldenburg	
Raimund Skrzypek, ALSTOM Grid GmbH, Mönchengladbach	
Von der Trafostation zum intelligenten Knotenpunkt	101
Gunter A. Kries, Kries Energietechnik GmbH & Co. KG, Waiblingen	
Flächendeckende Felderprobung eines elektronischen 10kV-Traforeglers zum Nachweis der Erfüllung der EN 50160-Kriterien in Ortsnetzen mit PV-Anlagen	115
Günter Schulz, Controltechnology Engineering GmbH, Herne	
Wolfgang Kessler, Starkstrom-Gerätebau GmbH, Neumark	
Regelbare Ortsnetzstation als autarke Systemlösung zur Erhöhung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit Regenerativer Energieeinspeisung	123
Ansgar Hinz, Maschinenfabrik Reinhausen, Regensburg	
Claas Matrose, Michael Peitz, IFHT, RWTH Aachen	

Mobile modulare DC-Prüfanlage für Vor-Ort-Prüfungen	131
Thomas Steiner, Sven Streu, HIGHVOLT GmbH, Dresden	
Die Anwendung gedämpfter Wechselspannungen für die Vor-Ort-Prüfung und Zustandsbestimmung von Hochspannungskabeln	137
Edward Gulski, onsite hv solutions AG, Luzern, Schweiz Robert Bach, onsite hv technology AG, Alpnach Dorf, Schweiz	
Erfahrung im Monitoring von Hochspannungskabeln	147
Stefan Hoek, Maik Koch, Wojciech Koltunowicz, Alija Obralic, Dietmar Giselbrecht,OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich	
UHF-Teilentladungsmessungen an GIS: Technologie, Anwendung und Trends	159
David Gautschi, ALSTOM Grid AG, Oberentfelden, Schweiz	
Neue Verfahren zur Dämpfung von transienten Überspannungen in Schaltanlagen	169
Simon Burow, Universität Stuttgart Uwe Riechert, ABB Schweiz AG, Zürich, Schweiz Wolfgang Köhler, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	
Kompakte Schaltanlagen in Hybridtechnik	183
Tatjana Werner, EnBW Regional AG, Stuttgart Bernd Ehrich, Siemens AG Energy Sector, Berlin	
Pilotinstallation einer erdverlegten, gasisolierten 380-kV-Leitung (GIL) – Errichtung, Prüfung und erste Betriebserfahrungen	189
Claus Neumann, Amprion GmbH, Dortmund	
Entwicklungen und Markttrends bei steckbaren Hochspannungsverbindungen	197
Kai Steinfeld, Ruben Grund, Michael Zerrer, Pfisterer Kontaktsysteme GmbH, Winterbach	
Neue papierfreie Isolationstechnologie für feingesteuerte, trockene Hochspannungsdurchführung EasyDry	209
Urs Krüsi, Ansgar Dais, Daniel Egger, ABB Schweiz AG, Micafil, Zürich, Schweiz	
Neue Verfahren zur Zustandsdiagnostik von HS-Durchführungen	217
Michael Krüger, Maik Koch, Alexander Kraetke, Stephanie Rätzke, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Österreich Jochen Schnitzler, Göbel GmbH, Sprockhövel	
Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren	229
Martin Siegel, Universität Stuttgart Stefan Kornhuber, Doble Lemke GmbH, Dresden Michael Belte, Andreas Müller, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart	



EasyDry. Durchführungen, auf die Sie sich verlassen können.



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

ABB Schweiz AG
Badenerstrasse 780, CH-8048 Zürich
Tel. +41 58 586 03 33
Fax +41 58 586 03 01
info.micafil@ch.abb.com

Power and productivity
for a better world™



AT THE HEART OF THE SMART GRID



Zuverlässige und hochdynamische
Blindleistungskompensation in
Ihren Stromnetzen mit der
SVC MaxSine von Alstom Grid.

GRID

- Die Stromnetze von heute sind großen Herausforderungen ausgesetzt:
- Steigerung der Energieeffizienz zur Kostenreduktion im Betrieb,
 - Verbesserung der Netzstabilität zur Vermeidung von Stromausfällen und
 - die Integration von Erneuerbaren Energien in das bestehende Netz.

Alstom Grid ist der richtige Ansprechpartner bei der Gestaltung einer modernen, zukunftsorientierten Strominfrastruktur.

Mit weltweiten Referenzen stehen wir Ihnen für Ihr Projekt in der Energietechnik zur Seite.

ALSTOM Grid GmbH, Gradestr. 36, D-12347 Berlin
Tel: +49 (0) 30 259 307-110 – www.alstom.de

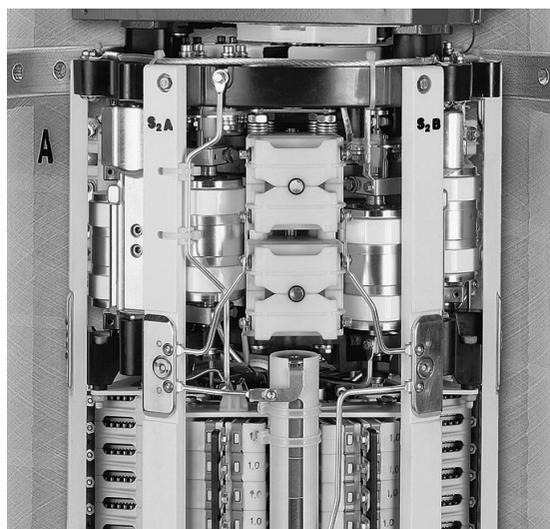
We are shaping the future

ALSTOM

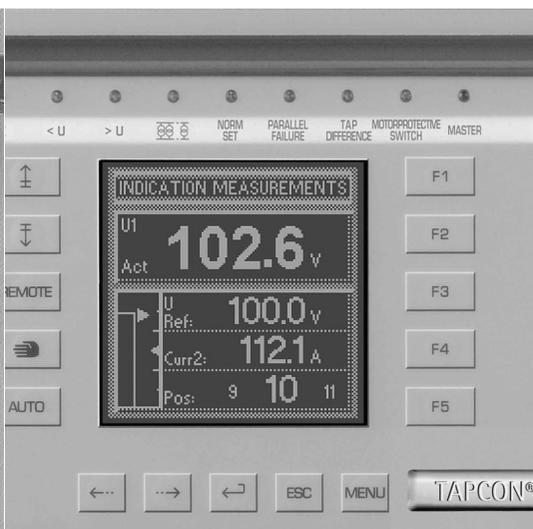




www.reinhausen.com



VACUTAP®



TAPCON®



MTraB®

Leading Technology.
Leading Quality.
Leading you to Success.

Transformer Control Solutions powered by MR.

Contact:
Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
Falkensteinstrasse 8, 93059 Regensburg, Germany
Phone: +49 941 4090-0, sales@reinhausen.com





Picture: www.omicron.at/paintings

Mein Papa prüft Trafos

... und mit dem PDL 650 System kann er Teilentladungen präzise lokalisieren

Mit dem neuen **PDL 650** kann Papa Teilentladungen (TE) in einem Transformator lokalisieren, ohne ihn zu öffnen.

Das PDL 650 erzeugt ein 3D-Modell mit der Position des Fehlers, basierend auf den akustischen Signalen, die von der TE ausgehen.

Verbunden mit dem **MPD 600** werden elektrische- und UHF Messungen als zusätzliche Triggersignale verwendet.

So kann Papa Störquellen noch verlässlicher ausschließen und dadurch Transformatoren schneller und zuverlässiger analysieren als jemals zuvor.

Einen umfassenden Bericht der Messung erstellt Papa einfach per Mausklick. So behält er den präzisen Überblick über alle getesteten Transformatoren.

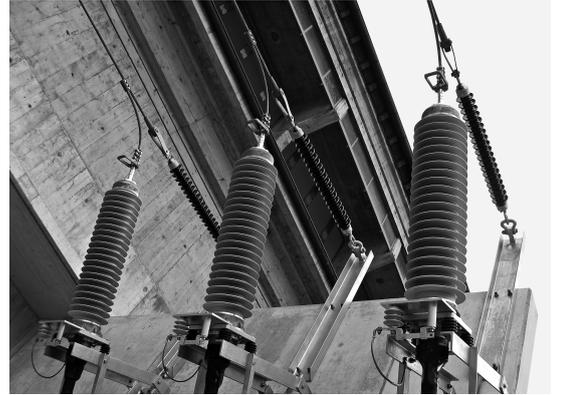
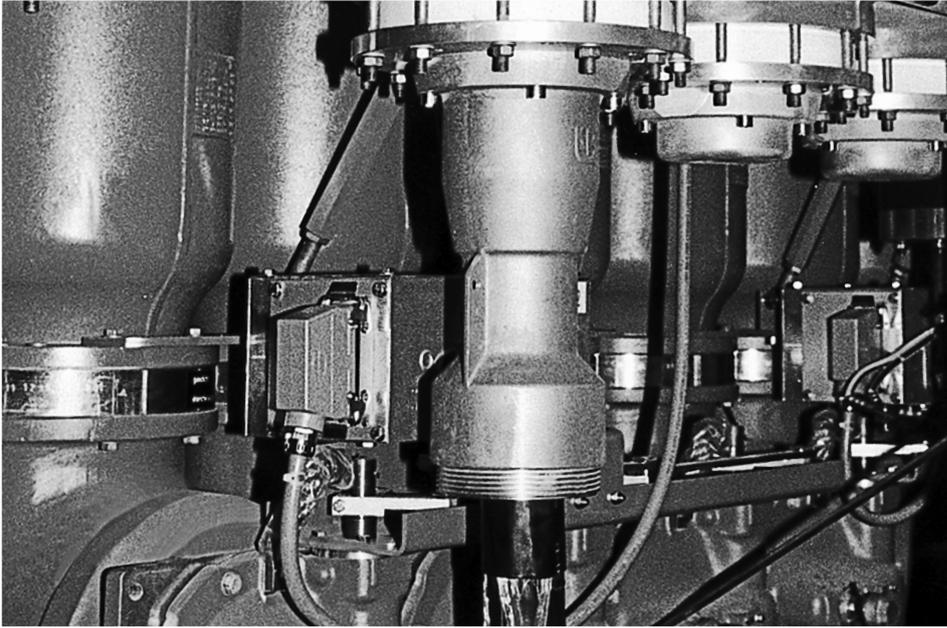
Erfahren Sie mehr und besuchen Sie unsere Homepage.



OMICRON



OMICRON electronics GmbH | Oberes Ried 1 | 6833 Klaus | Austria | Tel.: +43 5523 507-0 | www.omicron.at | info@omicron.at



Komponenten und Systeme für Mittel- und Hochspannungskabel bis 300 kV.

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

Das universelle Anschluss-System für Transformatoren und Schaltanlagen mit zahlreichen Varianten für die Spannungsebenen von 12 kV bis 245 kV.

IXOSIL-Kabelendverschlüsse mit Silikon-Isolierung.

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

IXOSIL-Aufschiebe-Muffen aus Silikonkautschuk.

Zur sicheren Verbindung von gleichen und unterschiedlichen Kupfer- oder Aluminiumleiterkabeln. Das Programm umfasst Varianten im Spannungsbereich von 72,5 kV bis 300 kV.

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

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

PFISTERER Kontaktsysteme GmbH | Rosenstraße 44 | 73650 Winterbach
Telefon 07181 7005 0 | Telefax 07181 7005 565 | info@pfisterer.de | www.pfisterer.de

THE POWER CONNECTION

CABLE SYSTEMS | COMPONENTS | OVERHEAD LINES | RAILWAY CATENARY SYSTEMS



Hochspannende Projekte mit der SAG

**SAG Vortrag am Dienstag, 6. März 2012, 13:00 Uhr:
„Innovative Freileitungskonzepte für den Netzausbau“**

Ihr Partner im Hochspannungsfreileitungsbau

Ob Planung, Trassenprojektierung, Bau, Optimierung oder Instandhaltung von Netzen und Netzsystemen, die SAG garantiert die kompetente Umsetzung Ihrer Projekte im Bereich der Höchst- und Hochspannung sowie Mittel- und Niederspannung. Über den gesamten Lebenszyklus Ihrer Netze und Anlagen sichern wir Verfügbarkeit und Kostentransparenz mit modernster Technologie und unserem zuverlässigen Service.

Die SAG ist seit über 90 Jahren der führende Dienstleister für den Bau und den wirtschaftlichen Betrieb energietechnischer Anlagen im Versorgungs- und Industriebereich. Für Fragen zwischen Kraftwerk und Steckdose ist die SAG Ihr kompetenter Partner – dienstleistungsorientiert und innovativ.

SAG GmbH · Pittlerstraße 44 · 63225 Langen
T +49 6103 4858-0 · F +49 6103 4858-389 · E info@sag.eu · I www.sag.eu

SAG



Partners in Power



Transformatoren

Von 50 kVA bis 1.200 MVA/800 kV

- Alles aus einer Hand
- Transformatoren jeglicher Bauart



www.sgb-smit.com





SIEMENS



Effizient und zuverlässig

Siemens Leistungstransformatoren

www.siemens.com/jobs

Seit mehr als 100 Jahren sorgen Leistungstransformatoren von Siemens weltweit für zuverlässige Energieübertragung. Die innovativen Siemens-Lösungen schaffen schon heute die Grundlage für die Energieversorgung von morgen. Sie setzen Standards in Elektrotechnik, Mechanik, Isoliertechnik, Thermik, Akustik und Materialtechnik. Genau Ihr Thema? Dann gestalten Sie bei Siemens die Zukunft der Energieübertragung mit.

Siemens AG Energy Sector
Transformer
Katzwanger Straße 150
D-90461 Nürnberg

Dr.-Ing. Michael Ertl
Telefon: +49 911 434-3207
michael.ertl@siemens.com

www.siemens.com/energy/transformers

Zuverlässigkeitsbewertung von Leistungstransformatoren

S. Tenbohlen, F. Vahidi
Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

P. Müller
EWZ
pascal.mueller@ewz.ch
Switzerland

J. Gebauer
Maschinenfabrik Reinhausen
j.gebauer@reinhausen.com
Germany

M. Krüger
Omicron electronics GmbH
michael.krueger@omicon.at
Austria

KURZFASSUNG

Leistungstransformatoren gehören zu den wichtigsten und kostenintensivsten Betriebsmitteln des elektrischen Energieversorgungsnetzes. Kenntnis über Häufigkeit und Ursache von Transformatorausfällen ist daher von entscheidender Bedeutung für einen zuverlässigen Betrieb und das Asset Management eines Energieversorgungsunternehmens. Ein Weg, die Fehlerrate zu reduzieren, ist die Auswertung von Fehlern, um die Wirkungsmechanismen zu verstehen und daraus Konsequenzen für Design und Betrieb abzuleiten.

Aus diesem Grunde wurde vom Studienkomitee A2 (Power Transformers) der CIGRE eine Arbeitsgruppe «Transformer Reliability Survey» ins Leben gerufen, die die bereits existierenden Methoden zur statistischen Erfassung und Auswertung von Transformatorfehlern sammeln und bewerten soll. Auf Basis dieser Statistiken soll eine standardisierte Form der Fehlererfassung entwickelt werden, die dann zur weltweiten Sammlung von Fehlerdaten verwendet werden soll.

In diesem Beitrag werden basierend auf dem von der CIGRE Arbeitsgruppe entwickelten Verfahren die ersten Ergebnisse einer Fehlerdatenanalyse von 20 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland, Schweiz, Österreich und den Niederlanden präsentiert. Die untersuchte Transformatorpopulation umfasste in Summe mehr als 23800 Transformatorjahre. Für schwere Fehler wurde eine Rate von 0,3% für 110-kV-Transformatoren und 0,6% für 220 und 380-kV-Transformatoren ermittelt. Erst ab einem Betriebsalter von 30 Jahren steigt die Fehlerrate an. Wicklungsisolierung und Stufenschalter sind die Hauptkomponenten, die am häufigsten zu einem Ausfall führen.

1 INTRODUCTION

Power transformers are one of the important parts of power systems and often the most valuable asset in a substation. Understanding how and when transformers are likely to fail is a critical point in the asset management of large networks. Due to aging and inadequate maintenance some critical failures in power transformers may occur. Thus, the aim is to reduce the failure rate as low as possible. One way to minimize failure probability is the analysis of old failures and their conditions in order to understand the reasons for severe failures and to improve maintenance procedures by means of this knowledge.

An international survey on failures in large power transformers in Service was launched in March 1978 and was limited, for practical reasons, to the countries represented in CIGRE Study Committee 12 (power transformers, now A2). The survey involved transformer and reactor units designed for networks with a highest system voltage of not less than 72 kV, without any limitation on rated power, not older than 20 years, and installed on generation, transmission and distribution systems [1].

In Germany, official statistics are compiled that present the analysis of disturbances from participating utilities in the country. All disturbances are recorded in a standardized way. The main objective of this survey is the systematic collection of data on the availability and disturbances of the electrical power supply. So, main figures are frequency, duration and extent of interruptions. Detailed statistics about the failure location in the respective equipment, failure cause or mode and repair activities are not included. Therefore the benefit of this statistic regarding asset management is limited. [2, 3]

In contrast to this a questionnaire was developed by the CIGRE working group A2.37 (Transformer Reliability Survey) which constitutes a helpful tool to collect utility failure statistics in a standardized way [4, 5]. Beside information about the population under investigation failure data is collected for various groups of transformers in terms of failure locations, failure causes, failure modes, actions, external effects and others. Thus valuable information for asset management purposes can be achieved.

In this contribution the results of a failure data collection in Germany, Austria, Swiss and the Netherlands are presented based on the newly developed questionnaire.

2 DATA ACQUISITION

2.1 Methodology

The data used in this contribution are acquired by means of the reliability questionnaire form of CIGRE WG A2-37. Each utility filled a questionnaire form and all the answers were collected in a database. In order to achieve a maximum security and anonymity, the failure data were anonymized by a code on the basis of the geographical location and a sequential number.

In this survey failure data of transmission, distribution and generator-step-up transformers with operating voltage of 110kV, 220kV and 380kV were analysed.

2.2 Investigated Population

The questionnaire consists of three major sheets. The first sheet presents general information about the population of the operating transformers for the indicated reference period. Also, voltage ratio, rated power, typical loading and some other specifications for different applications of transformer units are available in this section. The other sheets of questionnaire submit failure data, essential definitions and failure analysis.

For each utilities a reliability questionnaire form exists which contains mentioned data. To be exact it is required to summarize all these forms into one single unified form.

The resulted unified form shows the number of applications based on their voltage throughout Germany, Austria, Swiss and Netherlands.

The characteristics of transformers from these countries are in terms of age and condition of population so similar that they have been classified in same category.

The analysis takes 112 failures within the last 11 years into account. All the failures are analyzed relating to a total population of more than 23800 unit-years. The investigation results are presented in term of external effects of failures, failure location, failure mode, failure cause and the action that was taken after failure. The following table shows the population information investigated in this contribution:

POPULATION INFORMATION	HIGHEST SYSTEM VOLTAGE		
	110kV	220kV	380kV
Application			
Substation - Distribution	1292	0	0
Substation - Transmission	73	581	478
Power Station - Generator Step-Up	66	127	73

Table 1: Investigated population data of the transformers dependent on system voltage and application

Because of limited failure data for generator step-up units, the following failure data analysis was not performed dependent on the application of the power transformer. Having a larger database it is planned to do a more specific analysis also taking the application and voltage class into account [4].

2.3 Failure data

The collected failure data account for major failures only. To clarify the meaning of failure, some terms are given according to the definitions within CIGRE WG A2.37 as follows:

Failure

Any unscheduled situation which requires the equipment to be removed from service for investigation, remedial work or replacement is a failure. Failure can be divided into minor and major failures both *with* forced and scheduled outages.

Major failure

Any situation which requires the equipment to be removed from service for a period longer than 7 days for investigation, remedial work or replacement is a major failure. Where repairs are required, these involve major remedial work, usually requiring the transformer to be removed from its plinth and returned to the factory. A major failure would require at least the opening of the tank, including the tap changer tank or an exchange of bushings. Also a reliable indication that the condition of the transformer prevents a safe operation should be counted as a major failure if remedial work (longer than 7 days) is needed for restoring original service capability (e.g. detection of strong PDs).

Minor failure

A minor failure requires remedial work that lasts shorter than 7 days.

After receiving the completed forms from utilities the data was checked and adjusted as follows:

- To have a uniformed survey, just the failures after year 2000 are counted.
- 20 utilities submitted data with different reference periods. The smallest reference period was 5 years.
- There were some data with nominal voltages less than 69 kV, in this case the failures were not counted.
- Bushings failures are assigned to major failures although the repair time was partly given as less than 1 week.

According to these preconditions, the investigation contains 112 major failures within 20 utilities from Germany, Austria, Swiss and the Netherlands.

3 DATA ANALYSIS

3.1 Failure rate

Failure rate

To determine the failure rate, the following formula is used [1]:

$$\lambda = \frac{\sum_i n_i}{\sum_i N_i} \cdot 100 \% \tag{1}$$

Where:

n_i = Number of transformers that failed in the i^{th} year

N_i = Number of transformers in service during the i^{th} year

For the calculation of failure rates a constant transformer population was assumed for the investigated time period.

The calculated failure rates are given in table 2 dependent on the voltage level. These results agree fairly well with the failure rates given in [2], where the failure rate is 0.31 % or the 110 kV units and 0.64% for the 220 kV and 380 kV units. The increase of failure rate with increasing voltage is obvious

Voltage level	110 kV	220 kV	380 kV
Number of failures	36	44	32
Transformer years	11474	7111	5226
Failure rate (%)	0.31%	0.62%	0.61%

Table 2: Failure rate analysis of power transformers as a function of voltage class (Years from 2000 to 2010)

In [1] a general failure rate, irrespective of the voltage class and function of the units was given of the order of two percent. Reason for this deviation could be the different investigated population and taking into account also failures with downtimes of less than one week.

Voltage level	110 kV	220 kV	380 kV
Number of failures	34	40	20
Transformer years	10748	5756	4482
Failure rate (%)	0.31%	0.69%	0.45%

Table 3: Failure rate analysis of power transformers (transmission and distribution) as a function of voltage class (Years from 2000 to 2010)

In tables 3 and 4 the failure rates are shown dependent on the application of the transformer. It has to be considered that the investigated population and consequently also the number of failures of generator step-up units were quiet low. Therefore the failure rate of 1.61% for 380 kV G.S.U. is statistically not proven.

Voltage level	110 kV	220 kV	380 kV
Number of failures	2	4	12
Transformer years	726	1355	744
Failure rate (%)	0.28%	0.30%	1.61%

Table 4: Failure rate analysis of generator step-up transformers as a function of voltage class (Years from 2000 to 2010)

3.2 Hazard curve

There are some useful reliability functions to analyze the failure situation dependent on transformers age. Calculating the failure rate for ever smaller intervals of time, results in the hazard function. It shows the momentary probability of a failure dependent on the transformer age. In order to calculate the hazard rate the age distribution of all transformers is required. Due to simplicity reasons this age distribution is unfortunately not included into the used questionnaire. Therefore the transformer age distribution of the investigated population is calculated by using the age distribution of a utility participating in this survey as a reference for the 220kV and 380 kV voltage classes. Assuming that the transformer fleets of the other utilities have a similar age distribution in these voltage classes – which is very probable -, the full transformer age distribution can be calculated by scaling up the data of the reference utility. The achieved cumulative distribution of operational years of the investigated population in the voltage classes 220KV and 380 kV is shown in figure 1.

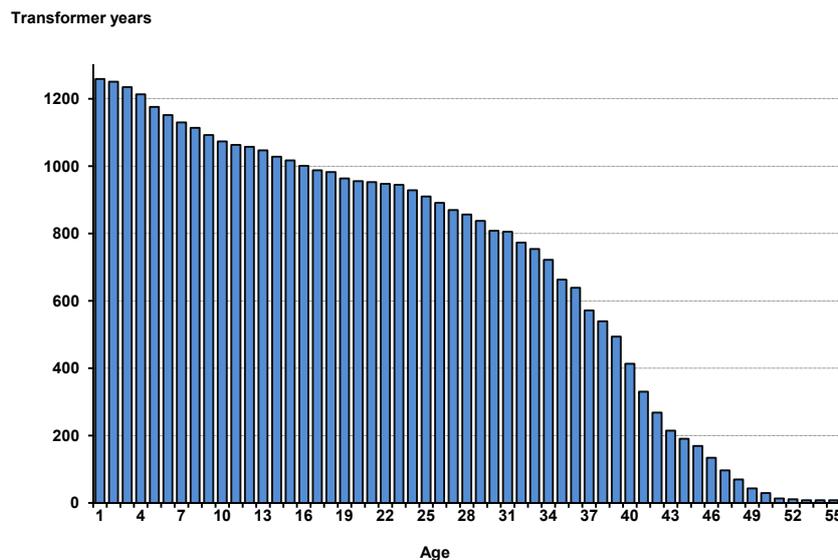


Figure 1: Cumulative distribution of operational years of investigated transformer population (220kV and 380 kV)

The hazard function is computed using the information from figure 1 and the following formula:

$$H(T) = \frac{f(T)}{N(T)} \cdot 100 \%$$

$H(T)$: Failure hazard rate in percentage

$f(T)$: Number of failures at age interval T

$N(T)$: Number of transformers in operation and surviving at age interval T

In figure 2 the hazard function is shown as a dotted line. In order to obtain a better interpretation of the results an averaged curve is provided using a five year moving average method.

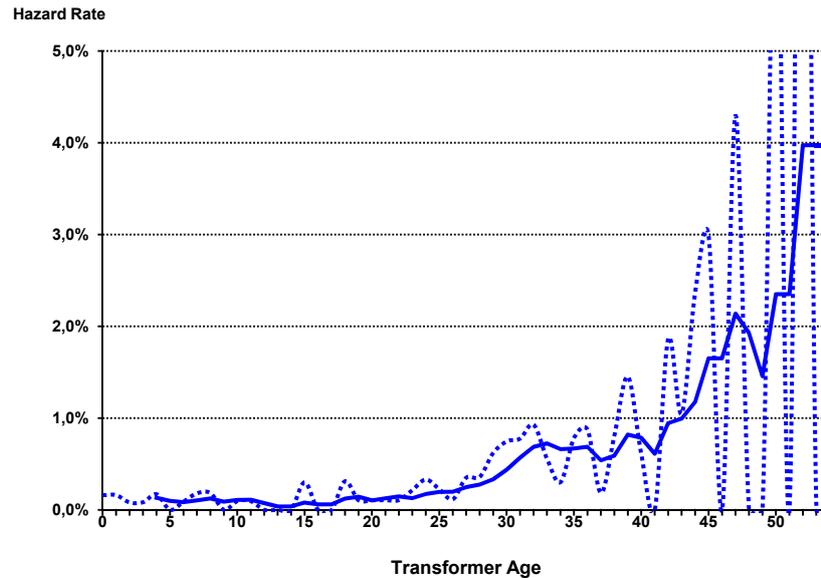


Figure 2: Failure hazard rate (dotted line) and five period moving average of failure hazard as a function of transformer age (220kV and 380 kV)

Below 30 years the failure rate is around 0.2% and therefore considerable low. Especially at the beginning of the operational life no period of particularly high failure rate could be observed that could possibly indicate design or manufacturing problems. At an age of 30 years the failure rate increases to an order of 0.7%. After an age of 40 years the hazard curve is increasing strongly to levels of far beyond 1%, which can be associated with end of life wear-out failures. It has to be regarded that for transformer ages above 40 years the operational experience is low. Therefore the calculation of hazard rate is statistically inaccurate, which can be seen by the peaks in the dotted curve in figure 2. Because only failures between 2000 and 2010 were evaluated, it has to be regarded that this hazard rate function does not deliver information about early failure rates of elder transformer designs and ageing problems of newer designs. It is usually assumed that the increasing probability of failure after a particular age is due to the effects of component ageing, i.e. oil or paper ageing for transformers, but for transformers a more likely cause of the onset of unreliability is probably damage caused by unusual system events, e.g. short circuits, lightning strikes or switching transients, particularly when transformers have design or manufacturing weaknesses [6].

The hazard curve for generator step-up units only is not shown. The small investigated population and the low number of failures would give a result which is statistically not valid. But there are indications that the increase of failure rate starts some year earlier.

3.3 Failure location analysis

The failure data of the full population were analysed as a function of the primary location (component) in the transformer where the failure was initiated (Fig. 3).

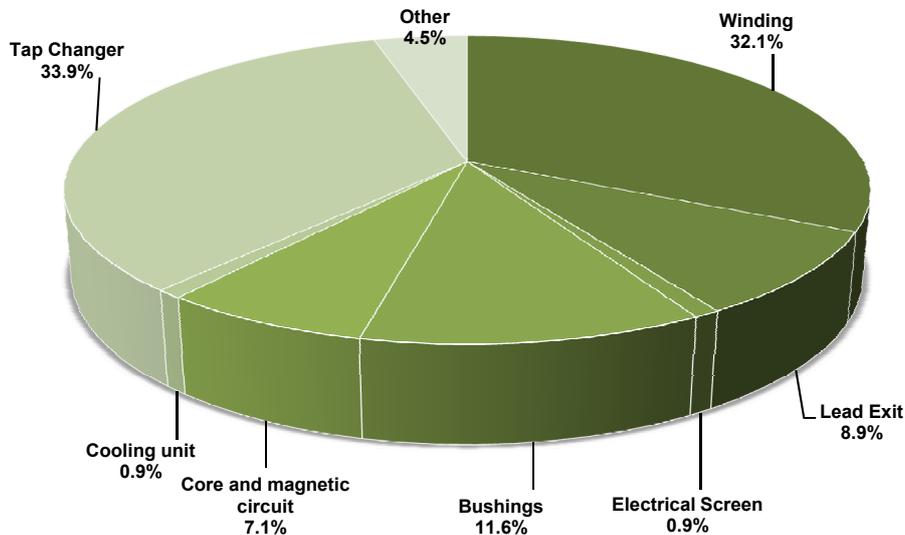


Figure 3: Failure location analysis based on 112 major failures between 2000 and 2010

Like in former surveys major failures are originating from several transformer components. Tap changer and windings are with one third each the main reasons for major failures. Bushings, lead exits and core are listed with a minor percentage as a reason for major failures. This result agrees fairly well with the statistics from 1983, if only failures with downtimes longer than one day are regarded [1].

3.4 Failure mode analysis

Information about the failure mode was also collected in the questionnaire which describes the nature of the failure illustrating what actually happened when the failure occurred. The definitions of the failure modes are according to [7]. Dielectric failure means PD, tracking, flashover. Electrical failure means open circuit, short circuit, poor joint, poor contact, ground deterioration, floating potential. There is no single prominent failure mode. The categories of dielectric and electrical are with 27% each the most dominant (Fig. 4).

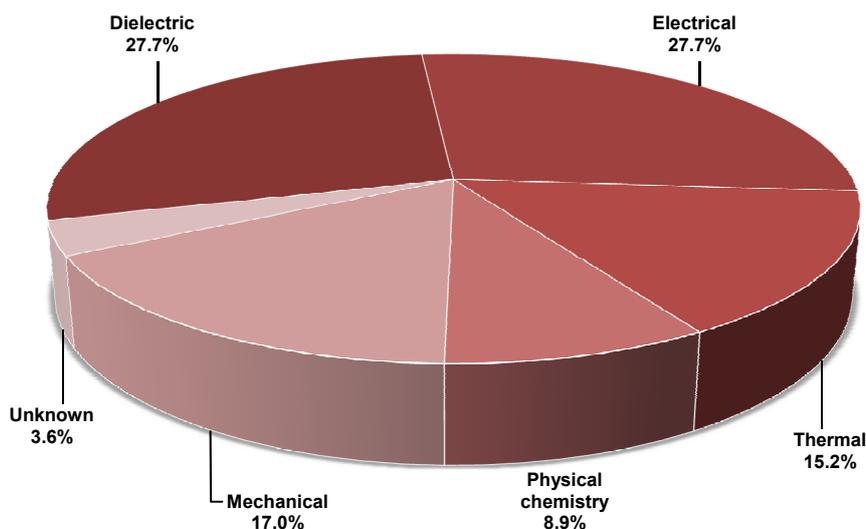


Figure 4: Failure mode analysis based on 112 major failures

3.5 Failure cause analysis

The circumstances during design, manufacture or operation that led to the failure are analysed. Because it is quite difficult to determine the root cause of a failure, 25% are unknown causes. Among the different failure causes aging of transformer is with a contribution of 17.9% the most mentioned one. Astonishingly design and manufacturing are mentioned quite often as a failure cause. This cannot be proven by the quite low failure rate during the first 30 years of operation. Lightning and overvoltage are almost negligible as failure cause. An explanation is that almost all transformers in the investigated population are protected by surge arresters.

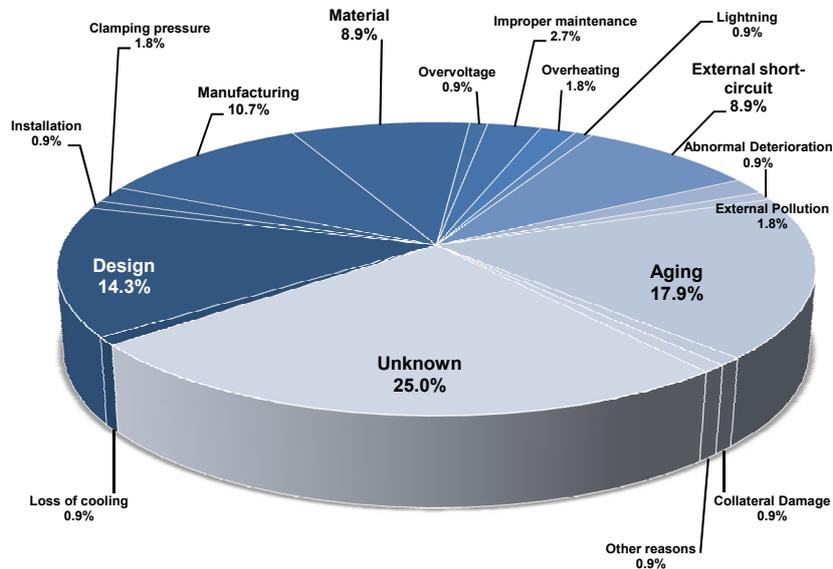


Figure 5: Failure cause analysis based on 112 major failures

3.6 External effects analysis

In figure 6 the various external effects which are caused due to the transformer failures are shown. Most of the major failures do not result in external effects (88.4%). Some other external effects which are detected in some cases are "Fire" with 6.3% and "Explosion or Burst" with 2.7%.

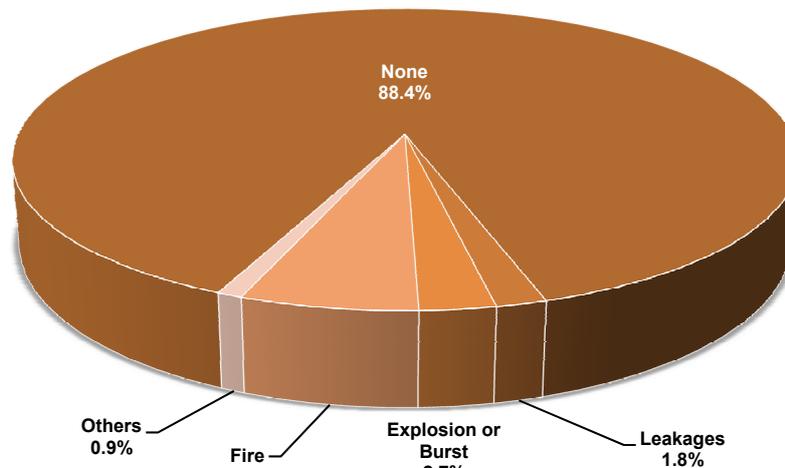


Figure 6: External effects of 112 transformers major failures

3.7 Action analysis

The actions taken after a major failure are depicted in figure 7. It can be explicitly seen that except the scrapped portion of transformers (35.7%), 24.2% of the failed ones were repaired onsite and 39.3% were repaired in a workshop.

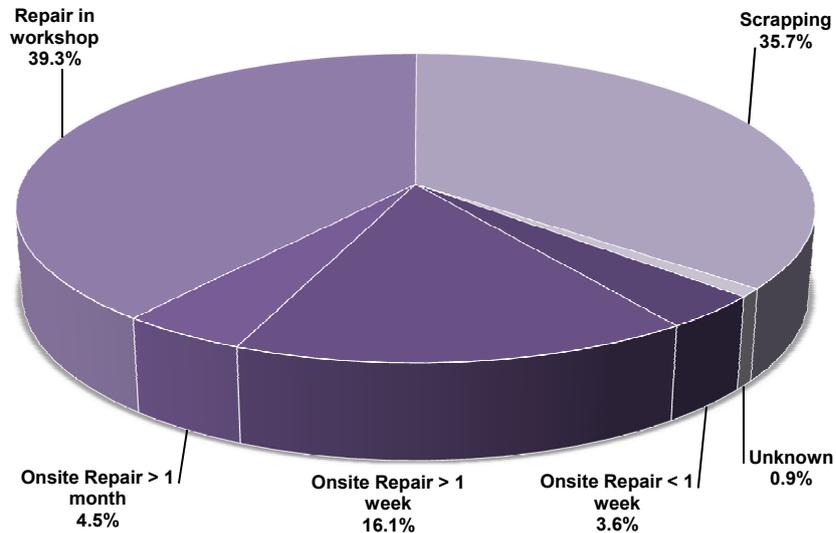


Figure 7: The analysis of the actions taken after 112 transformers failure

Figure 8 and 9 show the failure location of scrapped and repaired transformers respectively.

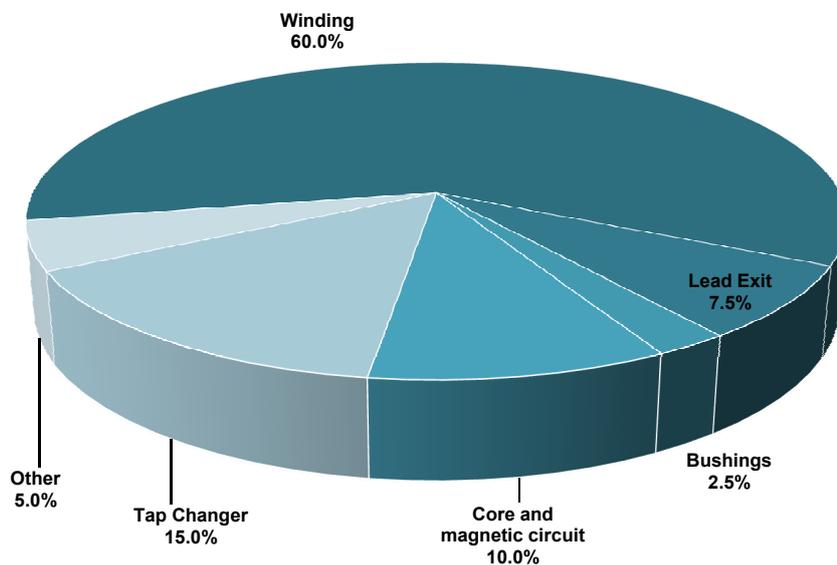


Figure 8: Failure location analysis of 40 scrapped transformers

Due to their impact winding failures lead normally to a situation where the failed transformer is scrapped. On the other hand tap changer and bushing failures are normally repaired.

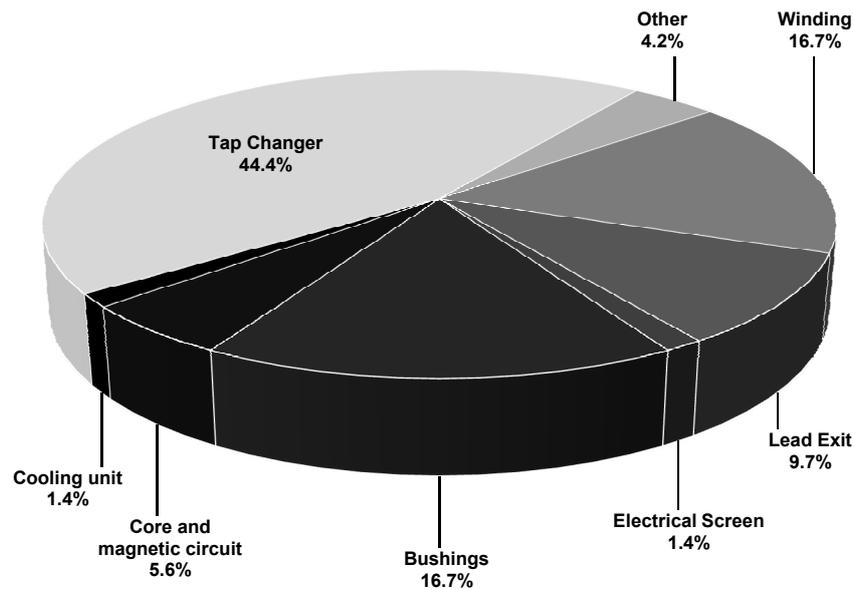


Figure 9: Failure location analysis of 72 repaired transformers

4 CONCLUSION

A questionnaire was developed by the CIGRE working group A2.37 (Transformer Reliability Survey) by which utility failure statistics in a standardized way can be collected. In contrast to several public available statistics the results of this questionnaire deliver valuable information which can be used for asset management of power transformer fleet. Thus transformer failure data can be analysed and interpreted for various types of transformers in terms of failure locations, failure causes, failure modes, actions, external effects and failure rates in transformers.

The presented results of the performed failure data survey are based on a population of 2690 transformers with more than 23800 unit-years and 112 major failures in Germany, Swiss, Austria and the Netherlands. They show a failure rate of 0.3% for 110kV and 0.6% for 220kV and above. The hazard curve function shows considerable low failure rates for a transformer age below 30 years. Tap changer and windings are with one third each the main reasons for major failures. Winding failures lead normally to scrapping of the transformer whereas tap changer and bushing failures are mostly repaired.

5 ACKNOWLEDGMENTS

The authors appreciate the fruitful discussions within CIGRE Working Group A2.37 “Transformer Reliability Survey” and thank the transformer specialists of the utilities involved in the data collection for their valuable support.

6 REFERENCES

- [1] A. Bossi, et al., “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service” – Final report of CIGRE Working Group 12.05, *Electra*, No.88, pp. 22 – 48, 1983.
- [2] VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik , Verband der Netzbetreiber VDN, Berlin, www.vde.com/fnn, Berichtsjahr 2004.
- [3] J. Jagers, S. Tenbohlen, “*Evaluation of Transformer Reliability Data Based on National and Utility Statistics*”, 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, August 24-28, 2009, Proceedings of the ISH, paper No. F-3, page 1488-1493

- [4] Terms of reference of CIGRE WG A2.37 “Transformer Reliability Survey”, Jan. 2008, url: http://www.cigre-a2.org/Site/What/pa_od.asp, last accessed: May 01, 2011
- [5] Questionnaire of CIGRE WG A2.37 “Transformer Reliability Survey”, May 2011, url: <http://www.uni-stuttgart.de/ieh/wga237.html>, last accessed: June 01, 2011
- [6] J. Lapworth: Transformer Reliability Surveys, A2-114, CIGRE Colloquium, Paris, 2006
- [7] “Life Management Techniques for Power Transformers”, CIGRÉ Brochure No. 227, June 2003.

Umbau der Energieversorgung – Stresstest für die Stromnetze

Rainer Joswig
Transnet BW GmbH
r.joswig@transnetbw.de
Germany

Tobias Weißbach
Transnet BW GmbH
t.weissbach@transnetbw.de
Germany

KURZFASSUNG

Ausgehend vom derzeit stattfindenden Umbau der elektrischen Energieversorgung in Deutschland und Europa führen zahlreiche auf das Gesamtsystem einwirkende „Stressfaktoren“ zu bisher nie dagewesenen Belastungen für die Stromnetze. Während den Netzbetreibern bisher ausreichend Werkzeuge zur Verfügung standen, um Extremsituationen im Netz zu begegnen und eine Versorgung der Bevölkerung sicherzustellen, muss nun der „Werkzeugkasten“ der Netzbetreiber erheblich erweitert werden, um der neuen Qualität der einwirkenden Stressfaktoren Rechnung zu tragen und den „Stresstest“ für die Netze zu bestehen.

Der vorliegende Beitrag erörtert bestehende und zukünftig zu erwartende Stressfaktoren für die Stromnetze aus der Sicht des Netzbetreibers. Darauf aufbauend werden erforderliche Maßnahmen eingeführt und durch konkrete praktische Beispiele aus dem Übertragungsnetz der Transnet BW erläutert. Der Fokus des Beitrags liegt dabei überwiegend auf den technischen Maßnahmen.

1 EINLEITUNG

Nicht erst aufgrund der seitens der Politik infolge der Nuklearkatastrophe in Fukushima ausgerufenen Energiewende findet derzeit ein deutlicher Wandel der elektrischen Energieversorgung statt. Begünstigt durch den national- und europapolitischen Rahmen hat sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromerzeugung in den letzten Jahren beträchtlich erhöht, zudem konnten erhebliche Fortschritte bei der grenzüberschreitenden Integration der europäischen Strommärkte durch verbesserte Vergabeverfahren von Netzkuppelkapazitäten und Marktkopplungen erzielt werden – ohne den hohen Grad der Versorgungssicherheit erkennbar zu schmälern.

Die übergeordneten europapolitischen Motive für den Umbau der elektrischen Energieversorgung leiten sich aus dem Ziel ab, unter Sicherstellung der leitungsgebundenen Stromversorgung der Gesellschaft den Wettbewerb auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt zu fördern und eine nachhaltige Strategie zur Bekämpfung des Klimawandels umzusetzen [1]. Hierdurch angestoßene Maßnahmen und Initiativen, die sich sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene mit zunehmender Geschwindigkeit weiterentwickeln, führen allerdings zu insgesamt steigenden Belastungen der Stromnetze aller Spannungsebenen. Die Beispiellosigkeit, mit der eine Vielzahl neuer destabilisierender Faktoren („Stressfaktoren“) auf die Stromnetze einwirken, legt den Vergleich mit einem „Stresstest für die Stromnetze“ nahe, wobei dieser tatsächlich während des laufenden Betriebs erfolgt und es deshalb ein Scheitern nicht geben darf. Die Netzbetreiber müssen daher neue Wege beschreiten und ihren „Werkzeugkasten“ erweitern, um diesen Stresstest für die Stromnetze erfolgreich zu bestehen. Neben der technischen Aufrüstung und dem Bau neuer Leitungen nimmt auch die Bedeutung marktseitiger Werkzeuge immer mehr zu, wie beispielsweise Redispatch oder Countertrading. Hierdurch werden völlig neue Handlungsfelder für die Netzbetreiber eröffnet, die eine deutliche Erweiterung des klassischen Netzbetreiber-Know-Hows über die letzten Jahre bedingen.

Im Rahmen des vorliegenden Beitrags werden zunächst frühere, heutige und zukünftige Stressfaktoren für die Stromnetze und deren gegenseitige Abhängigkeiten und Beeinflussungen dargestellt. Darauf aufbauend werden erforderliche Maßnahmen der Netzbetreiber eingeführt und durch konkrete praktische Beispiele aus dem Übertragungsnetz der Transnet BW GmbH erläutert. Der Fokus des Beitrags liegt dabei überwiegend auf technischen Maßnahmen.

2 STRESSFAKTOREN FÜR DIE STROMNETZE

2.1 Ursachen

Stressfaktoren für die Stromnetze können neben rein physikalisch bedingten Ursachen auf Einflüsse des Strommarkts, der Politik und der Gesellschaft zurückgeführt werden. Aufgrund dieser auf den ersten Blick nicht miteinander verbundenen Ursachen werden fälschlicherweise einzelne Stressfaktoren für das Stromnetz oft isoliert betrachtet, wie beispielsweise die Einwirkung der verstärkten Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen, der grenzüberschreitende Stromhandel oder der Beschluss zum beschleunigten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland. Dies ist aber nicht zielführend, da im praktischen Netzbetrieb eine Vielzahl von Stressfaktoren gleichzeitig auftreten, die sich überlagern und teilweise gegenseitig beeinflussen, s. Abb. 1.



Abb. 1. Frühere, heutige und zukünftige Stressfaktoren für die Stromnetze

2.2 Frühere Stressfaktoren

Selbstverständlich wirkten auch in der Vergangenheit vor der Energiewende bereits Stressfaktoren auf das Stromnetz ein. So konnte die Netzsicherheit sowohl durch geplante Abschaltungen als auch durch ungeplante Einwirkungen wie Betriebsmittelausfälle, beispielsweise nach Überlastungen, äußeren Einwirkungen wie Terror oder Unwetter sowie menschliches Versagen, negativ beeinträchtigt werden. Hinzu kamen potentielle Einwirkungen durch Einspeisungen und/oder Entnahmen, die vor allem bei Kraftwerksrevisionen, während Hitze- und Niedrigwasserperioden, bei Kraftwerksausfällen, bei Brennstoffknappheit oder bei Leistungsmangel im europäischen Ausland Auswirkungen auf den stabilen Netzbetrieb zeigten. Für das sich aus diesen Stressfaktoren ergebende Anforderungsprofil war der Netzbetreiber mit den ihm zur Verfügung stehenden Werkzeugen ausreichend gerüstet.

2.3 Steigende Flexibilitätsanforderungen

Aus dem aktuellen Umbau der elektrischen Stromversorgung resultieren weitere Stressfaktoren, die das bestehende Anforderungsprofil erheblich erweitern. Lag die mittlere Entfernung, über die Strom durch das Netz von Erzeugung zu Verbrauch zu transportieren ist, in der Vergangenheit bei ca. 80 km, so bedingt die zunehmende Diversifizierung der Erzeugung eine stark variiierende mittlere Transportentfernung, die von nahezu 0 km bei dezentraler Erzeugung („Fotovoltaik auf dem Dach“) bis hin zu mehreren 100 km bei großräumigem Transport von Windstrom von Nord- nach Süddeutschland betragen kann. Hieraus ergeben sich stark steigende Anforderungen an die Flexibilität der Verteilungs- und Transportnetze, insbesondere im Hinblick auf die Übertragungskapazität und die für die Spannungshaltung erforderliche Blindleistungsbereitstellung.

2.4 Kernenergieausstieg

Nach den Ereignissen in Fukushima wurden auf Beschluss der Bundesregierung acht Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Leistung von insgesamt 8400 MW vom Netz genommen. Da dies quasi ohne Vorlaufzeit erfolgte, war eine Vorbereitung auf Seiten der Netzbetreiber nicht möglich. Somit hat der Stressfaktor „Kernenergieausstieg“ deutliches Gewicht und führt dazu, dass kurzfristig vollkommen neue Werkzeuge für die Netzbetreiber geschaffen werden müssen, um die sichere Stromversorgung auch während der kommenden Wintermonate zu gewährleisten. Hierzu zählen auch die seitens der Bundesnetzagentur aufgerufenen Reservekraftwerke, der weltweit als einmalig anzusehende Umbau des Generators des abgeschalteten Kernkraftwerksblocks Biblis A für

den Phasenschieberbetrieb [3], sowie weitere Maßnahmen wie eine Blindleistungsbereitstellung durch statische Frequenzrichter der Deutschen Bahn am Standort des Kernkraftwerks Neckarwestheim.

3 TECHNISCHE MAßNAHMEN

3.1 Vermeidung der Abschaltung von Photovoltaikanlagen bei 50,2 Hz

Die Wirkleistungs-Frequenz-Regelung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz ist bereits seit mehreren Jahrzehnten sowohl dynamisch als auch stationär auf den schlagartigen Ausfall von 3000 MW an Erzeugungsleistung (gleichzeitiger Ausfall von zwei großen Kernkraftwerksblöcken, sog. „Doppelblockausfall“) ausgelegt. Diese Größenordnung führte dazu, dass entsprechende Vorgaben für Erzeuger auf das Transportnetz beschränkt blieben und damit nur größere Kraftwerksblöcke in Europa betrafen; kleine Leistungen dezentraler Erzeugung spielten eine nur untergeordnete Rolle.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, speziell in Deutschland, über die letzten Jahre hat mittlerweile allerdings eine Größenordnung erreicht, die weit über den bestehenden Auslegungspunkt der Wirkleistungs-Frequenz-Regelung hinausgeht und in ihrer Gesamtheit unter ungünstigen Umständen destabilisierende Wirkungen für das gesamte Stromversorgungssystem entfalten kann, mit der Folge weitreichender Lastabschaltungen in weiten Teilen Europas. Grund hierfür ist, dass die Grenzwerte für die Netzfrequenz, bei deren Überschreiten sich eine dezentrale Erzeugungsanlage vom Netz trennt, aufgrund der bisher geltenden Richtlinien für den Anschluss an die Verteilungsnetze auf denselben niedrigen Wert parametrisiert wurden. Dies hat u.a. zur Folge, dass sich nun alleine in Deutschland im ungünstigsten Fall eine Einspeisung in der Größenordnung von 9000 MW, entsprechend einer installierten Leistung von über 12000 MW, bereits bei Überschreiten der Netzfrequenz von 50,2 Hz schlagartig vom Netz trennt, das Betriebskonzept in Europa dagegen von einer Netztrennung der an das Transportnetz angeschlossenen Kraftwerke erst oberhalb 51,5 Hz ausgeht, s. Abb. 2.

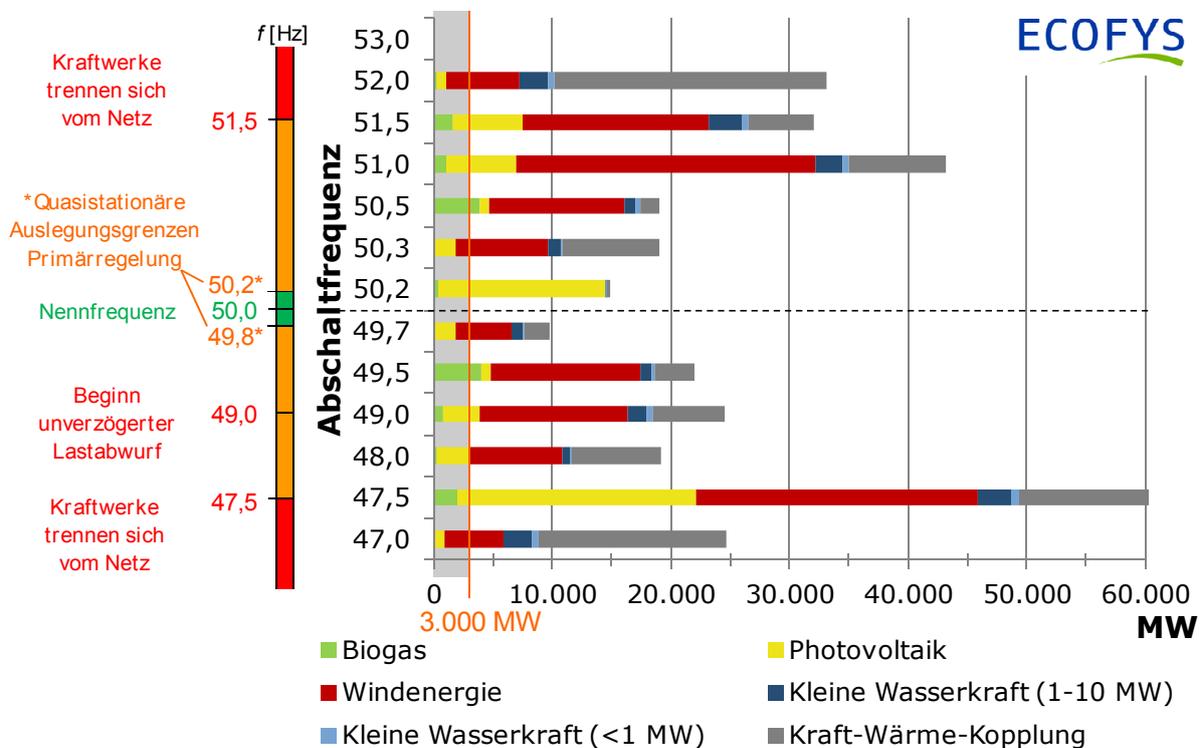


Abb. 2. Europaweit installierte Leistung mit frequenzabhängiger Abschaltung zwischen 47 und 52 Hz [2]

Die Transnet BW GmbH hat dieses Problemfeld bereits im Frühjahr 2010 identifiziert, in einer ersten Studie mit der Universität Stuttgart analysiert und anschließend gemeinsam mit den anderen deutschen Übertragungsnetzbetreibern unter Beteiligung des Bundesverbandes Solarwirtschaft e.V. und des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE e.V. eine Studie zur Ableitung geeigneter Lösungsansätze initiiert. Die sich hieraus ergebende Handlungsempfehlung besteht in der Umrüstung von 315.000 Photovoltaikanlagen mit einer jeweils installierten Leistung größer 10 kWp mit dem Ziel, die Grenzfrequenzwerte über den Bereich von 50,2 Hz bis 51,5 Hz möglichst gleichmäßig zu verteilen, so dass das Gesamtverhalten aller Anlagen gemäß einer linearen frequenzabhängigen Statik erfolgt. Für die Umrüstung werden eine Dauer von insgesamt bis zu drei Jahren und Kosten im Bereich von 65 bis 175 Millionen Euro für Deutschland veranschlagt [2]. Die Vorbereitungen zur Umsetzung dieser Handlungsempfehlungen sind abgeschlossen; die Frage der Kostenübernahme ist zum Zeitpunkt der Manuskripterstellung noch in Klärung. Dieses Beispiel zeigt, dass sich die bisher bestehende Abgrenzung von Aufgaben und Werkzeugen der Netzbetreiber entlang der vertikalen Stromnetzgliederung nach Spannungsebenen langsam auflöst und neue Schnittstellen zu definieren sind.

3.2 Optimierung der Leitungsauslastung

Im Rahmen der DENA II Netzstudie [3] wurden insbesondere der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und eines Freileitungsmonitorings als technische Maßnahmen zur Optimierung der Leitungsauslastung auf bestehenden Trassen erörtert. Eines der zahlreichen Ergebnisse der Studie besteht in der Handlungsempfehlung bezüglich Hochtemperaturleitern, Feld- und Langzeitversuche durchzuführen. Auch beim Freileitungsmonitoring wird noch weiterer Forschungsbedarf gesehen. Die in der Studie angegebenen höheren Leitungsauslastbarkeiten bei Starkwind- und Mittelwindwetterlagen in Norddeutschland (150 % bzw. 140 %) lassen sich nicht unmittelbar auf süddeutsche Verhältnisse übertragen. Zur Untersuchung dieser Sachverhalte führt die Transnet BW GmbH im Rheintal Feldversuche an dem 116 km langen 220-kV-Leitungsabschnitt Daxlanden-Eichstetten („Rheinschiene“) durch, s. Abb. 3.

Die Feldversuche sollen zur Klärung der folgenden Fragestellungen beitragen:

- Verhalten des „indirekten“ Monitoringverfahrens (nur Messung der Umgebungsbedingungen an punktuellen Standorten) und ein reines Witterungsvorhersageverfahren im Vergleich zu einem direkten Messverfahren am Leiterseil,
- Korrelationsanalyse und Unsicherheit der Wetterdaten,
- Messort in einem Spannungsfeld oder am Mast, um wirklich repräsentative Ergebnisse für die Strombelastbarkeit zu erhalten,
- Sensitivitäten der Messorte,
- Einflüsse der Umgebungsbedingungen (Temperatur, Solareinstrahlung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Luftfeuchte, Luftdruck),
- Mechanisches und elektrisches Verhalten der Hochtemperaturseile, Schwingungsneigung.



Abb. 3. Aktuelle Feldversuche der Transnet BW GmbH im Rheintal

Neben den rein technischen Maßnahmen zur Optimierung der Leitungsauslastung ist aufgrund der fortschreitenden Integration der europäischen Strommärkte und des stetig zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandels bereits heute auch eine umfassende Koordination des Netzbetriebs auf europäischer Ebene unabdingbar, um das vorhandene Verbundnetz optimal auszulasten und die grenzüberschreitenden Lastflüsse sicher zu beherrschen. Die ebenso zunehmenden wirtschaftlichen Verflechtungen zwischen den europäischen Netzbetreibern werden in den vermehrt auch länderübergreifend gegründeten Gemeinschaftsunternehmen wie CASC (Capacity Allocating Service Company, u.a. zur Abwicklung der Allokation von Leitungskapazität im Marktgebiet Central West Europe) deutlich.

3.3 Einsatz neuer Betriebsmittel

Das Netz muss im Hinblick auf das gesetzlich verankerte Vorrangprinzip für die Erneuerbaren Energien auch in den Zeiträumen sicher betrieben werden können, in denen sich ein großer Teil der konventionellen Großkraftwerke nicht am Netz befindet. In diesem Fall stehen diese Kraftwerke mit ihren Synchrongeneratoren nicht mehr zur Blindleistungskompensation und damit zur Spannungshaltung zur Verfügung. Bereits heute treten diese Zeiträume in bestimmten Netzbereichen der Transnet BW GmbH zunehmend auf, was sich bei weiterem Ausbau der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien in absehbarer Zeit weiter verstärken wird. Zudem wird der Betriebspunkt des Übertragungsnetzes durch zunehmende Stromtransite in Richtung eines übernatürlichen Betriebs verschoben, was zusätzliche Maßnahmen zur Blindleistungskompensation erfordert. Aus diesem Grund ist der Einsatz neuer Netzbetriebsmittel als zusätzliches Werkzeug zur Blindleistungskompensation bereits heute eine zwingende Notwendigkeit.

Im Netz der Transnet BW GmbH ging bereits Ende 2009 die erste Kondensatorbank im Umspannwerk Oberjettingen mit einer Leistung von 250 Mvar in Betrieb. Ein Jahr später wurde eine identische Anlage im neuen Umspannwerk Mühlhausen in Betrieb genommen, s. Abb. 4. Weitere Kondensatorbänke sind in netzplanerischer Untersuchung und werden aufgrund des KKW-Ausstiegs nun zeitlich vorgezogen beschafft werden müssen.



Abb. 4. Kondensatorbank im Umspannwerk Mühlhausen

3.4 Netzbau und –ausbau

Die Transnet BW GmbH hat über die vergangenen Jahre ein umfangreiches Programm zur Kapazitätssteigerung ihres Übertragungsnetzes durchgeführt. Ein Schwerpunkt dieses Programms bildet insbesondere die sukzessive Umstellung der 220-kV-Spannungsebene auf 380 kV. In diesem Rahmen wurde im Jahr 2011 nach dreijähriger Bauzeit auch eine neue 380-kV-Schaltanlage in Großgartach in Betrieb genommen, die nun einen der wichtigsten Verknüpfungspunkte im nördlichen Teil des Netzes der Transnet BW GmbH bildet. Ein Großteil des Stromtransits, der durch den europaweiten Stromhandel und den starken Ausbau der Winderzeugung im Norden Deutschlands auch in Baden-Württemberg stetig zunimmt, fließt über dieses Umspannwerk. Zudem ist auch weiterhin die Einspeisung in das unterlagerte 110-kV-Netz und damit die Versorgung der Region Heilbronn sichergestellt sowie der Abtransport des durch die großen Kraftwerkseinheiten am Neckar eingespeisten Stroms gewährleistet.

Im Ergebnis des gemeinsamen deutschen Netzentwicklungsplanes, den die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in diesem Jahr erstmalig vorlegen werden, ist ein weitergehender Netzausbaubedarf bis zum Jahre 2020 zu erwarten.

3.5 Overlay-Netz

Die Transnet BW und Amprion führen derzeit eine gemeinsame Machbarkeitsstudie für eine Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ) mit bidirektionaler Nutzung zwischen Nordrhein-Westfalen und dem Großraum Stuttgart durch, s. Abb. 5.

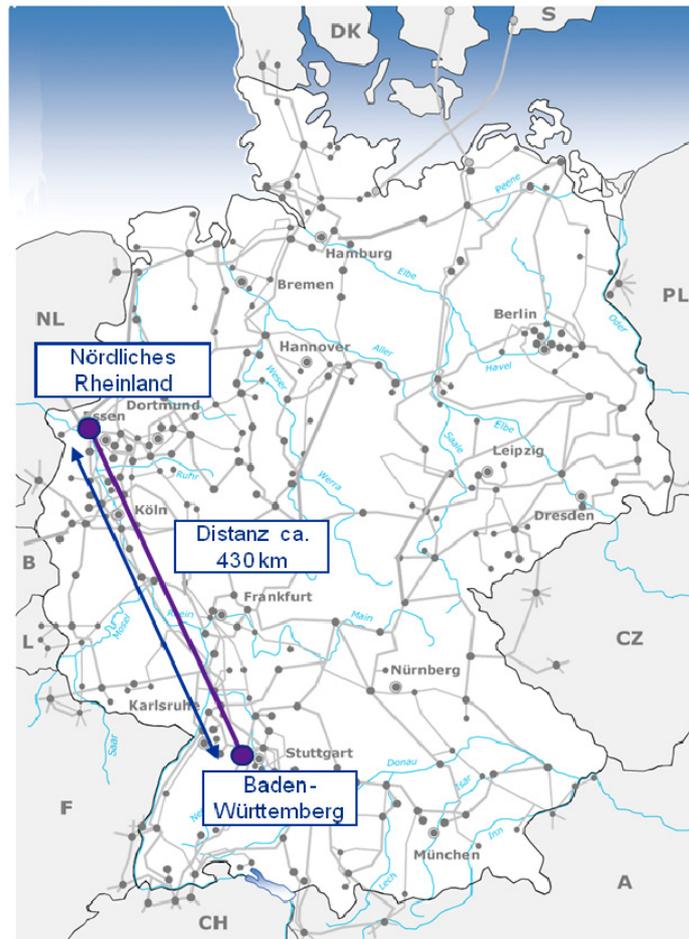


Abb. 5. Übersichtsbild HGÜ-Verbindung

Eine Verbindung zwischen dem nördlichen Rheinland (Amprion) und Baden-Württemberg (Transnet BW) hätte auf die Versorgungssicherheit, die Integration erneuerbarer Energien und auf den Strommarkt einen positiven Einfluss. Insbesondere in windstarken Zeiten ist Leistung aus dem nördlichen Rheinland, Anschlussregion sowohl für Kuppelleitungen in die Niederlande als auch für Windenergieleitungen aus dem Norden, hin zu den südlichen Lastzentren zu transportieren. Damit trägt diese HGÜ-Verbindung insbesondere vor dem Hintergrund eines beschleunigten Kernenergieausstiegs zur Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg und zur Systemsicherheit des deutschen Übertragungsnetzes im Allgemeinen bei. Zudem kann in Zeiten hoher Einspeisung aus Windkraftanlagen in Norddeutschland die Leistung in Richtung Süden zur Speicherung in vorhandenen und geplanten Pumpspeicherkraftwerken transportiert werden.

Die bisherigen Untersuchungen zeigen, dass die HGÜ-Verbindung aufgrund der relativ hohen Photovoltaik-Einspeisung in Süddeutschland und der Auspeisung aus den Pumpspeicherwerken ebenso in Süd-Nord-Richtung zum Einsatz kommen wird. Deren vergleichsweise schnelle Realisierung noch vor 2020 könnte durch die Nutzung bereits vorhandener Infrastruktur erreichbar sein, indem ein Gleichstrom-Wechselstrom-Hybrid-System auf bestehenden Masten gebaut wird – Neubauten sollen dabei soweit erforderlich entlang bestehender Trassen erfolgen. Hiermit soll auch die Akzeptanz in der Bevölkerung für eine derartige Lösung begünstigt werden. Bei den aktuellen Untersuchungen wird von einer HGÜ der Spannungsebene von ± 400 kV ausgegangen mit einer Übertragungskapazität von 2-2,5 GW, die bis zu dem Zeitraum 2017-2019 fertiggestellt sein könnte. Unter den Gesichtspunkten Fehlerbehandlung, Leistungsskalierbarkeit, Minimierung der Filterelemente, Regeldynamik und Mitführung auf bestehendem Gestänge wird eine HGÜ-Verbindung in VSC-Technologie (Voltage Sourced Converter) favorisiert.

Soweit die Ergebnisse der Machbarkeitsstudie positiv ausfallen, soll das Projekt in den Netzentwicklungsplan 2012 als einer der ersten Vorschläge für eine Gleichstromverbindung innerhalb Deutschlands eingebracht werden. Neben der Frage der Finanzierung ist zweifellos die Schaffung der gesellschaftlichen Akzeptanz für den Ausbau der Netzinfrastrukturen als der Erfolgsfaktor Nummer Eins anzusehen. Hier sind neue Wege in der frühzeitigen Einbeziehung der Bevölkerung zu beschreiten, in denen die Erfordernis für den Ausbau der Netzinfrastruktur unter Berücksichtigung der technischen Alternativen dargestellt wird, um langjährige Rechtsstreitigkeiten und Verzögerungen bei der Realisierung der dringend erforderlichen Projekte zu vermeiden. Ohne die Akzeptanz der Bevölkerung für den erforderlichen Netzausbau wird der gesellschaftlich gewollte Umbau des Energieversorgungssystems nicht gelingen. Auch die Transnet BW ist hier bereit neue Wege zu beschreiten.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Bereits vor dem Moratorium waren die Stromnetze zunehmend durch zahlreiche Stressfaktoren belastet. Durch die Optimierung und Erweiterung des Werkzeugkastens für die Netzbetreiber ist die derzeitige Lage in den Stromnetzen angespannt aber (noch) stabil. Wie aber unter anderem auch der Ende August 2011 erschienene Bericht der Bundesnetzagentur zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit [4] verdeutlicht, ist nunmehr der Sicherheitsabstand zu den physikalischen Stabilitätsgrenzen auf ein Minimum geschrumpft, so dass keine weiteren Sicherheitsreserven für unvorhersehbare Extremsituationen bestehen. Dies verdeutlicht die Unverzichtbarkeit einer möglichst zeitnahen Umsetzung wirksamer Netzausbaumaßnahmen, für die sich die Politik gemeinsam mit den Netzbetreibern einsetzen muss und entsprechende Weichen zu stellen sind. Nur auf diese Weise kann der bereits längst gestartete Stresstest der Stromnetze erfolgreich bestanden werden.

LITERATUR

- [1] Europäische Kommission: Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Official Journal L 211, Volume 52, 15.
- [2] Ecofys und IFK: Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvorschlägen zu deren Überwindung, September 2011, Berlin
- [3] Dena-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025. Endbericht November 2010
- [4] Bundesnetzagentur: Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit, zugleich: Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes. 31. August 2011, Bonn

Herausforderungen und Lösungen für das Verteilnetz von morgen

Dipl.-Ing. Simon Eilenberger
Simon.Eilenberger@ieh.uni-stuttgart.de
IEH Uni Stuttgart
Deutschland

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun
Martin.Braun@ieh.uni-stuttgart.de
IEH Uni Stuttgart, Fraunhofer IWES Kassel
Deutschland

KURZFASSUNG

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland über 18.000 GWh an elektrischer Arbeit von 880.000 Photovoltaikanlagen erzeugt [14]. Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien und den stetigen Zubau weiterer dezentraler Erzeugeranlagen wird ständig neue Erzeugerleistung insbesondere an das Verteilungsnetz angeschlossen. Durch lokale Häufungen von Photovoltaikanlagen gibt es schon heute Netzabschnitte, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht mehr verbraucht werden kann. Als logische Konsequenz muss diese Leistung in die überlagerten Netzebenen zurückgespeist werden. So werden ganze Verteilnetzbezirke abhängig von der Erzeugersituation zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Dadurch resultiert in den betroffenen Netzabschnitten mit stärker fluktuierenden Leistungsflüssen eine höhere Dynamik der Spannung.

Da die Summe an Erneuerbaren im Netz in den letzten Jahren systemstabilitätsrelevante Ausmaße angenommen hat, ist es in den letzten Jahren notwendig geworden, die Erneuerbaren an Systemdienstleistungen zu beteiligen. Seit Anfang des Jahres sind hierzu die „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ für Neuanlagen umzusetzen, welche einen Beitrag zur Systemstabilität durch die Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz fordern. Zusätzlich müssen Altanlagen teilweise nachgerüstet werden, um die Systemstabilität sicherstellen zu können.

Veränderungen im Stromversorgungssystem

Um die Klimaerwärmung aufzuhalten oder zumindest den Temperaturanstieg abzumildern, ist eine signifikante Absenkung der CO₂-Emissionen erforderlich. Gegenwärtig beruht ein Großteil der Stromerzeugung auf der Verbrennung fossiler Rohstoffe, im wesentlichen Braun- und Steinkohle. Verfahren zur Abtrennung und unterirdischen Speicherung des CO₂ sind zwar in Erprobung, allerdings ist die Lagerung des CO₂ umstritten. Eine sorgfältige Prüfung von möglichen Lagerstätten und Versuche im großtechnischen Maßstab sind somit unabdingbar.

Eine Alternative zur Verstromung von fossilen Brennstoffen stellte die Stromproduktion durch die Nutzung der Kernenergie dar. Durch die bisher ungelöste Endlagerproblematik sowie das Risiko von Strahlenunfällen, welches im Frühjahr 2011 bei dem Reaktorunglück in Fukushima erneut deutlich wurde, hat die Bundesregierung am 30. Juni 2011 den Ausstieg aus dieser nahezu CO₂-freien Stromerzeugungstechnologie beschlossen [16]. Damit stellt die nachhaltige Nutzung der Kernenergie in Zukunft keine Option mehr dar, was die Frage der Substitution von über 21 GW Leistung aufwirft.

Diese Lücken in der Erzeugung sollen vor Allem erneuerbare Energien (EE) mit ihrer CO₂-freien Stromproduktion schließen. Nach den Zielen der Bundesregierung soll 2020 der Anteil der erneuerbaren Energien am Strommix über 30% betragen. Gemäß des Leitszenarios 2010 des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kann der Beitrag der EE zur Stromversorgung von 94,8 TWh/a im Jahr 2009 bis 2020 auf 227 TWh/a steigen (s. Bild 1) [1], was einerseits auf das sehr hohe aktuelle Wachstum der Photovoltaik zurückzuführen ist; andererseits wurde im Basiszenario 2010 auch von einem höheren Ausbau der Windenergie an Land ausgegangen. Bezogen auf den ermittelten Bruttostromverbrauch des Jahres 2020 liegt der Beitrag der EE bei 40%. In 2030 werden mit 361 TWh/a bereits 64,7% des im aktualisierten Leitszenario errechneten Bruttostromverbrauchs durch EE gedeckt. Insgesamt soll in 2020 eine Leistung von 111,2 GW an EE-Anlagen installiert sein, der doppelte Wert von 2010. Den Hauptanteil wird hierbei die Photovoltaik und Windkraft stellen. Bei der Wasserkraft ist nur noch ein geringer Zuwachs durch Modernisierungsmaßnahmen und Neubau zu erwarten, da ein Großteil der geeigneten Standorte bereits genutzt wird. Die Biomasse besitzt noch ein großes Potential, obgleich hier eine gewisse Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion besteht. Laut [1] soll das Potenzial der Biomasse im gesetzlichen Rahmen mit rund 60 TWh/a im Jahr 2030 bereits ausgeschöpft sein. Bei der Geothermie ist zwar ein großes Potential vorhanden, bisher gibt es allerdings erst wenige funktionierende Anlagen.

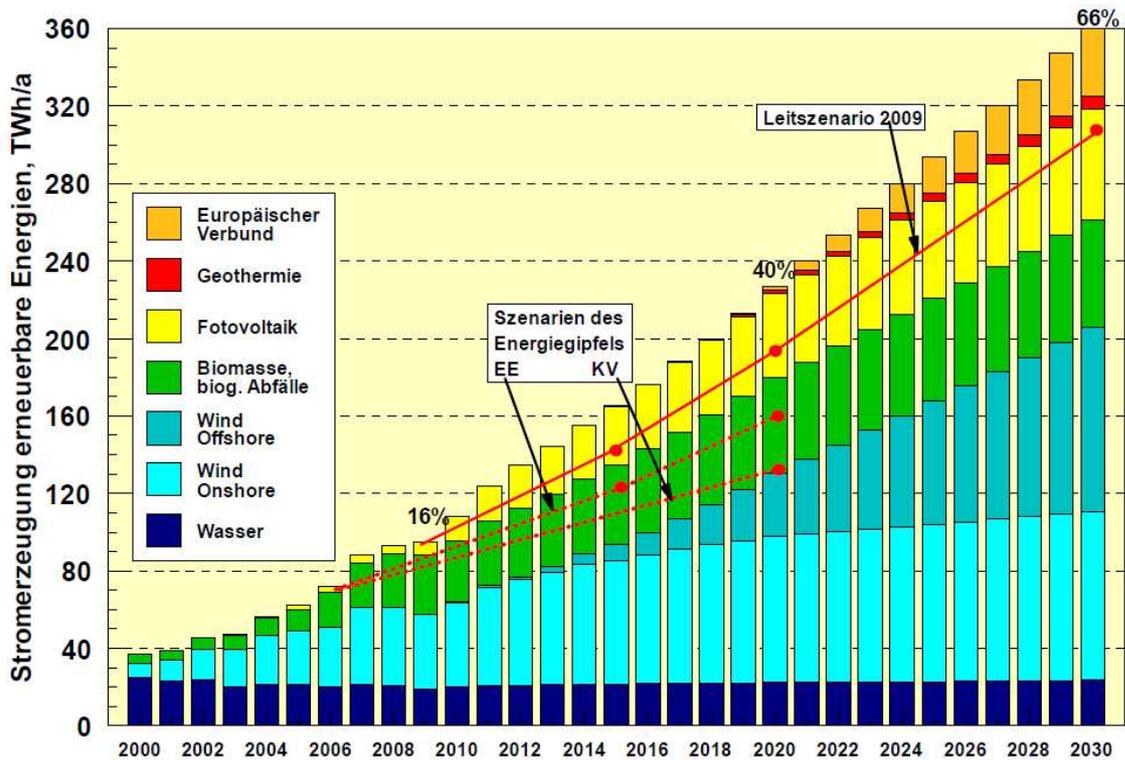


Bild 1: Entwicklung der Stromerzeugung aus EE bis 2030 im Basisszenario 2010; Vergleich mit dem Leitszenario 2009 [1]

Die Rahmenbedingungen der Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie und die dazugehörigen Technologien befinden sich in einem stetigen Wandel. Die technologischen Fortschritte in den letzten Jahren bei dezentralen Energieerzeugungsanlagen waren immens. Innerhalb von jeweils ca. einem Jahrzehnt haben zunächst die Windenergie und jetzt auch die Photovoltaik einen relevanten Anteil an Erzeugungsleistung von inzwischen jeweils über 20 GW im Stromversorgungssystem erlangt (s. Bild 2). Die regulatorischen und strukturellen Anpassungen zu deren Integration sind jedoch historisch bedingt nur sehr langsam fortgeschritten. Ähnlich schnell gestaltet sich nun auch die erwartete Entwicklung von Elektrofahrzeugen, welche nach den Plänen der Bundesregierung innerhalb des laufenden Jahrzehnts die Zahl von 1 Million Fahrzeugen erreichen sollen. Um die wachsende Erzeuger- und Verbraucherleistung im Netz integrieren zu können, ist ein ständiger Netzausbau notwendig.

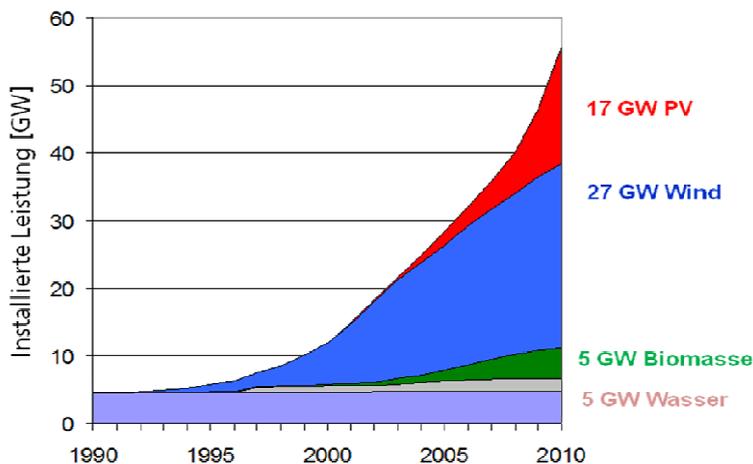


Bild 2: Entwicklung der installierten Leistung Erneuerbarer Energien [9]

Übertragungsnetz

Der Ausbau der offshore Windenergie und die politisch forcierte zunehmende Abkehr vom Prinzip der verbrauchsnahe Erzeugung bedingen die Notwendigkeit eines Ausbaus der Übertragungskapazität des Netzes. Schon heute müssen auf Grund von Netzengpässen in Norddeutschland Windparks zeitweise abgeschaltet werden [10]. Die Basis für die Netzausbauplanung auf Grund der Netzintegration der Windenergie bilden die DENA-Netzstudien aus den Jahren 2005 und 2010 [2, 3]. Nach DENA I müssen bis 2010 461 km und bis 2015 zusätzliche 390 Kilometer neue Leitungstrassen gebaut und zusätzlich bestehende verstärkt werden. Die Kosten für diesen Netzausbau wurden mit 1,1 Mrd. Euro geschätzt. Nach DENA II müssen bei Verwendung etablierter 380-kV-Freileitungstechnik bis zum Jahr 2020 3.600 km Höchstspannungstrassen neu gebaut werden. Die Kosten für diese Basisvariante betragen einschließlich des Anschlusses der Offshore-Windparks insgesamt 9,7 Milliarden Euro. Ohne diese Maßnahmen ist der wachsende Anteil Erneuerbarer Energien technisch nicht in das Netz einzubinden. Den Vorgaben der DENA-Studie hinkt die Realität aber weit hinterher. Die für das Genehmigungsverfahren erforderlichen Zeiten übersteigen die Zeit für den Trassenbau um den Faktor fünf. Selbst wenn die Bauanträge genehmigt sind, können Klagen von Anwohnern oder Grundstücksbesitzern Projekte über Jahre verzögern.

Bei Hoch- und Höchstspannungsleitungen ist die beschränkende Größe der Stromübertragung die thermische Belastbarkeit der Leitung und somit ihr maximaler Durchhang. Während man die Hoch- und Höchstspannungsleitungen aus wirtschaftlichen Gründen nahe an ihrer Belastungsgrenze fährt, ist man bestrebt diese nicht nur auf den thermischen Grenzstrom bei Normbedingungen festzulegen. Abhängig von der Wetterlage wird versucht die noch maximal zulässige Strombelastbarkeit zukünftig auf die im Rahmen des Freileitungsmonitoring festgestellte Temperatur und Durchhang anzupassen.

Ein Netzausbau wird in diesen Spannungsebenen normalerweise durch eine zu geringe Übertragungskapazität notwendig, wohingegen die Spannungshaltung durch Transformatorstufensteller und Blindleistung sichergestellt werden kann. Bild 3 zeigt Regionen in Deutschland, an deren Grenze nicht ausreichend Leistung übertragen werden kann [3].

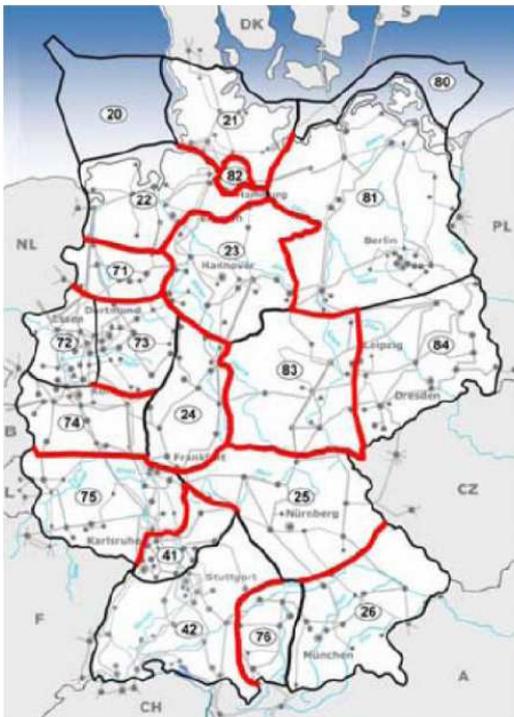


Bild 3: Regionengrenzen mit nicht übertragbarer Leistung nach DENA II [3]

Verteilungsnetz

Die Aufgabe des Verteilnetzes war noch vor 10 Jahren relativ einfach zu beschreiben. Das Verteilnetz befand sich so gut wie immer am Ende einer Kette des Übertragungswegs. Die Energie die vornehmlich in die Hoch- und Höchstspannungsebene eingespeist wird, konnte über ein weitmaschiges überregionales Transportnetz in Verbrauchsregionen transportiert werden.

Während sich die Erneuerbaren Energien im Jahr 2002 gerade mal mit 7,8% an der Stromerzeugung beteiligt haben, war deren Beitrag 2010 schon auf 17,1% angestiegen. Der Zuwachs an installierter Leistung von Photovoltaikanlagen ist in dieser Zeit jedoch unverhältnismäßig stark gewesen und bewegte sich von 296 MW_{el} im Jahr 2002 auf 17.320 MW_{el} im Jahr 2010 [9]. Da ungefähr 75% dieser Erzeugerleistung auf die Niederspannungsebene entfallen, ergeben sich bereits heute grundsätzlich andere Anforderungen an süd-deutsche Verteilnetze, als vor wenigen Jahren.

Die installierte Leistung der Photovoltaikanlagen ist nicht homogen über Deutschland verteilt. Während der Gesamtdurchschnitt von ca. 40 kWp / km² im Norden Deutschlands bis auf sehr wenige Stellen deutlich unterschritten wird, ist eine sehr deutliche Häufung der Einspeiseleistung mit Maxima bis über 200kWp / km² im Süden zu erkennen (Stand: September 2009). In diesem Gebiet ist der größte Teil Erzeugerleistung an unser Energieversorgungsnetz angeschlossen. Und eben an diesen lokalen Einspeise-HotSpots wird bereits heute die klassische Rolle des Verteilnetzes in der historisch gewachsenen Top-Down-Struktur durch Umkehr der Lastflüsse aus ihrer ursprünglichen Energieverteiler-Rolle zeitweise in eine Energiesammler-Rolle gedreht.

Die erste Hälfte von Bild 6 zeigt den Spannungsverlauf an einer Ortsnetzstation in der Modellregion Sonderbuch bei volatiler Einspeisung. In der zweiten Hälfte des Bildes ist die Leitungskurve dargestellt, die zu diesem Spannungsprofil führte. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich hier der Bezug aus dem Netz ($P > 0$) und die Einspeisung von Energie ($P < 0$) in das Netz auch während der Mittagsstunden abwechseln können, was schon heute zur hier vorherrschenden Dynamik im Netz führen kann.

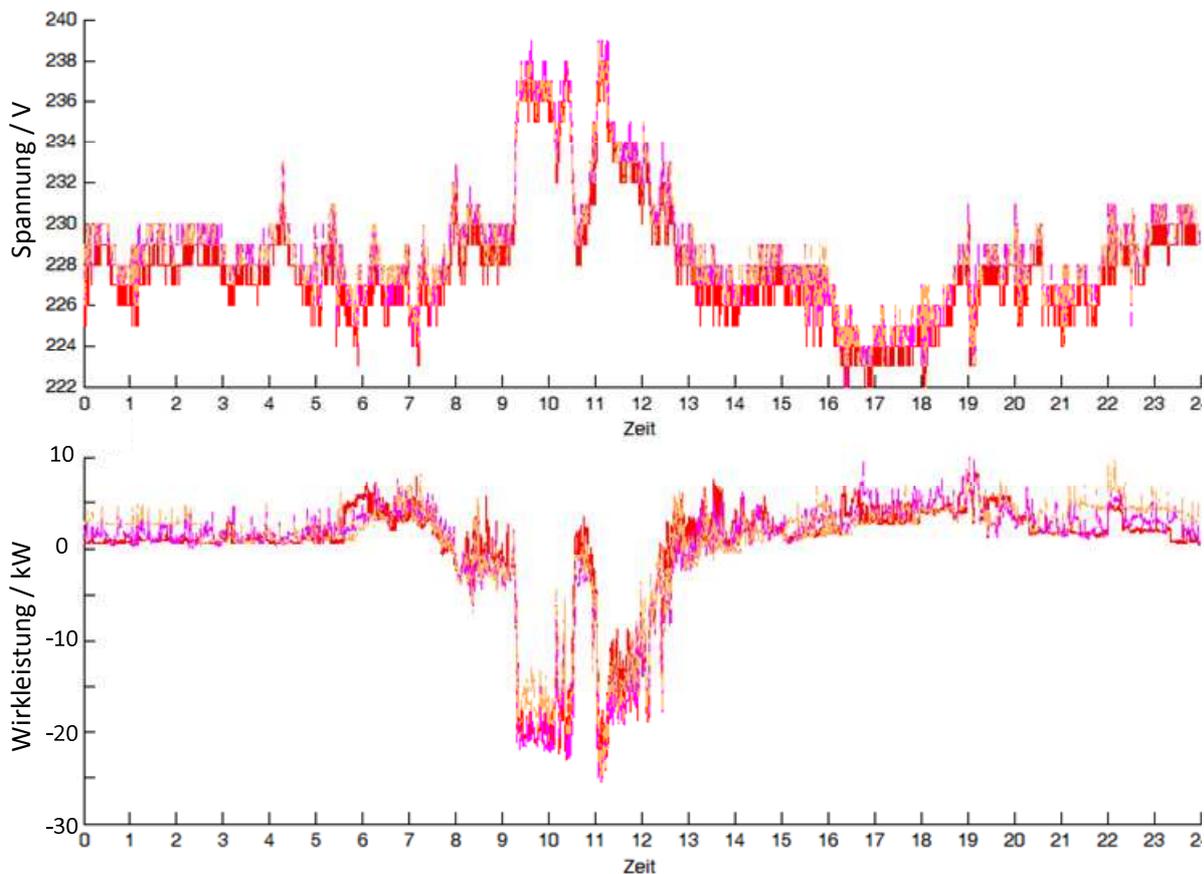


Bild 4: Spannungsverlauf eines Strangs bei dynamischer Erzeugersituation, gemessen in einer Ortsnetzstation in Sonderbuch im Tagesverlauf

Während in der Hoch- und Höchstspannungsebene der thermische Grenzstrom nahezu ausschließlich das begrenzende Kriterium ist, wird im Verteilnetz die maximale Betriebsmittelauslastung eigentlich nicht erreicht. Die für den Systembetrieb relevante Größe im Verteilnetz ist die obere und untere Spannungsgrenze. Diese Spannungsgrenze muss unabhängig von der installierten Leistung eingehalten werden, was bei über 10 GW installierter Leistung der Photovoltaik in der Niederspannungsebene (s. Bild 5) in vielen Netzen einen Netzausbau erfordert.

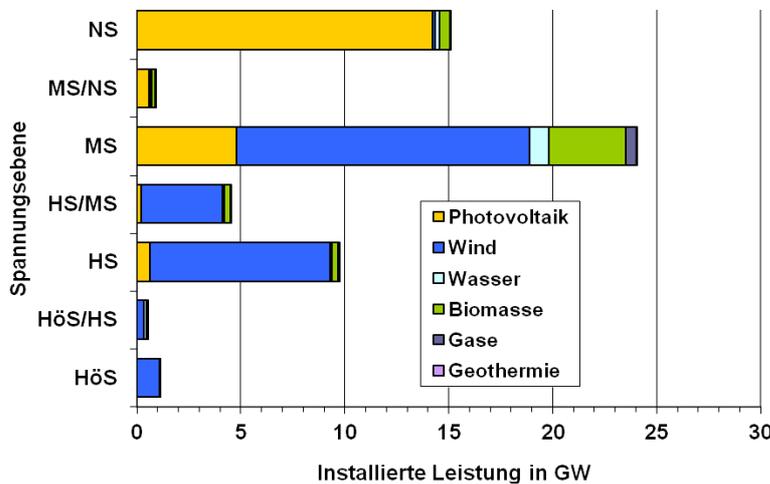
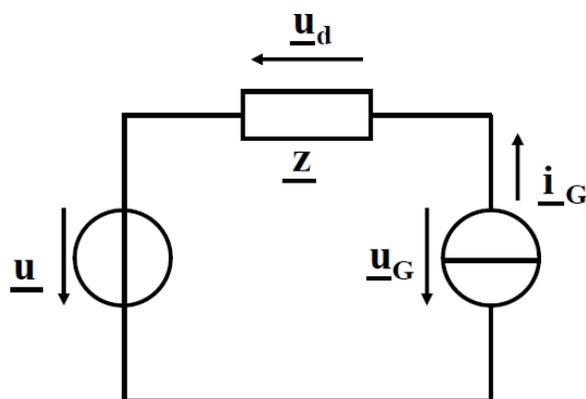


Bild 5: Installierte Leistung erneuerbarer Energieträger nach Spannungsebenen [15]

Durch eine Veränderung des R/X-Verhältnisses von $R/X \ll 1$ im Höchstspannungsnetz bis zu $R/X > 1$ im Verteilnetz ist neben der Blindleistungsregelung auch die Wirkleistungsregelung zu beachten.



$$\underline{u} = U$$

$$\underline{i}_G = I_G e^{j\varphi_G}$$

$$\underline{z} = Z e^{j\varphi_N} = R + jX$$

$$\underline{u}_G = \underline{u} - \underline{u}_d$$

$$\underline{u}_d = \underline{z} \cdot \underline{i}_G$$

$$\frac{U_G}{U} = \frac{|U - Z e^{j\varphi_N} \cdot I_G e^{j\varphi_G}|}{U}$$

Bild 6: Ersatzschaltbild zur Leistungs-/Spannungsregelung, sowie zugehörige Grundgleichungen [18]

Bild 6 zeigt ein Ersatzschaltbild (ESB) zur Spannungsregelung. Im ESB wird von einem Generator (Index G) ausgegangen, der einen Strom mit veränderbarem Phasenwinkel in das Netz einspeisen kann.

Die zugehörigen Grundgleichungen leiten den Zusammenhang zwischen der Spannung U und der Generatorausgangsspannung U_G im quasistationären Zustand her. In Bild 7 ist erkennbar, dass in einem rein resistiven Netzwerk $\varphi_N = 0^\circ$ die Spannungsstützung durch einen Generatorwinkel von $\varphi_G = 180^\circ$ (keine Blindleistung) maximiert wird, während eine reine Blindleistungsgeneration bei einem $\varphi_G = 90^\circ$ bzw. $\varphi_G = 270^\circ$ keinen Effekt auf die Spannung hat. Im Fall eines Netzphasenwinkels von $\varphi_N = 90^\circ$ (rein induktiv) wird die Spannung durch die Bereitstellung von kapazitiver Blindleistung ($\varphi_G = 90^\circ$) erhöht, während die Bereitstellung induktiver Blindleistung ($\varphi_G = 270^\circ$) die Spannung senkt. Ein Phasenwinkel von $\varphi_G = 180^\circ$ beeinflusst die Spannung an dieser Stelle durch die Erzeugung von Wirkleistung nicht.

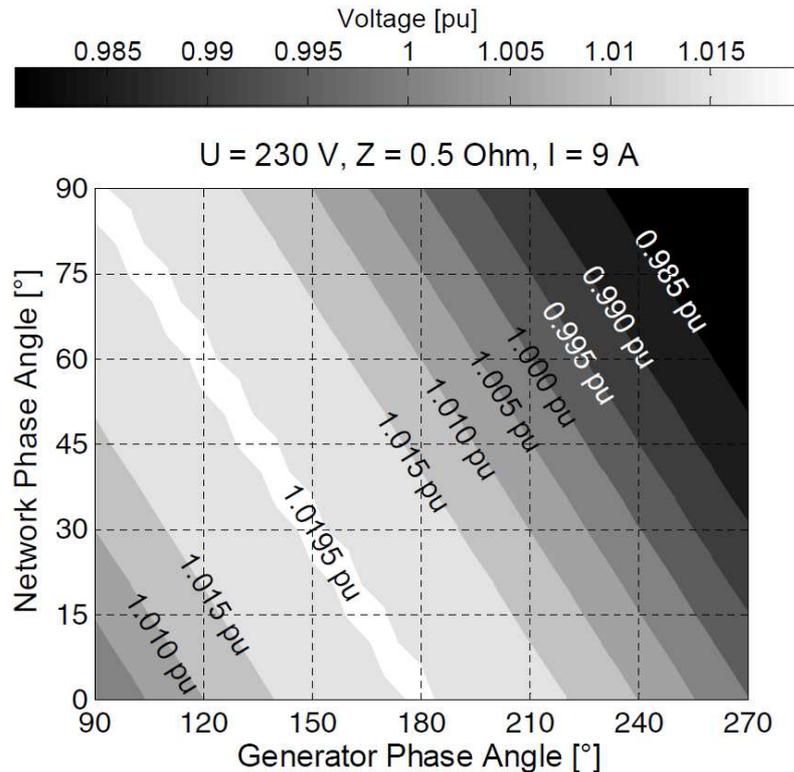


Bild 7: Spannungsbeeinflussung beim Phasenwinkel φ_G bei verschiedenen Netzimpedanzwinkeln φ_N [18]

Bild 7 zeigt die Spannungsbeeinflussung durch verschiedene Phasenwinkel des Generators φ_G in Abhängigkeit verschiedener Netzimpedanzwinkel φ_N . Unter den oben genannten Annahmen kann zusammengefasst werden, dass die Spannungsbeeinflussung im Übertragungsnetz hauptsächlich durch Blindleistung realisiert werden kann, wohingegen im Verteilnetzbereich die Wirkleistung einen größeren Effekt auf die Spannung haben kann.

Um im Verteilnetz ähnliche Möglichkeiten der Spannungsbeeinflussung bereitstellen zu können wie im Übertragungsnetz, ist es notwendig, entsprechende Regelmöglichkeiten zu schaffen.

Eine erste Möglichkeit wäre beispielsweise die Blindleistungsregelung, die durch entsprechende Wechselrichter mit veränderbarem Phasenwinkel umgesetzt werden kann.

Als zweite Möglichkeit ist die Wirkleistungsregelung zu nennen, welche die abgegebene Wirkleistung am Wechselrichter beschränkt und reduzieren kann.

Eine weitere Möglichkeit stellt die stufenweise Beeinflussung der Spannungshöhe an einer Ortsnetzstation durch einen regelbaren Ortsnetztransformator dar.

Transformatorstufensteller an Niederspannungstransformatoren werden hierzu im Feldbetrieb gerade erprobt um das Potenzial der Spannungsbeeinflussung abschätzen zu können (z.B. [11]). Bild 8 zeigt die Position eines regelbaren Ortsnetztransformators schematisch.

Ein Fallbeispiel - Sonderbuch

Um die Energieversorgung in den kommenden Jahren weiterhin sicher zu gestalten, ist es bereits heute notwendig, Netzabschnitte zu finden, die ein mögliches zukünftiges Entwicklungsszenario schon heute widerspiegeln können. Die EnBW Regional AG hat im Rahmen einer Forschungskoooperation mit der Universität Stuttgart das Ortsnetz Sonderbuch in der Gemeinde Zwiefalten im Landkreis Reutlingen ausgewählt.

Ländlich gelegen an einem Hang bieten die südliche Ausrichtung und die Größe der Dachflächen ideale Rahmenbedingungen für die Installation von Photovoltaikanlagen.

Mit einer maximalen Rückspeiseleistung von ca. 1,3 MW, welche den Verbrauch um den Faktor 10 übersteigt, ist Sonderbuch sehr deutlich ein Einspeise-Hotspot.

Die kleine, 80 Haushalte umfassende, Gemeinde wurde ausgewählt, um an diesem Verteilnetzabschnitt Fallstudien für zukünftige Smart Grids durchzuführen. Dazu sollen neue technische Lösungen in das Netz oder in einzelne Netzabschnitte eingebracht werden.

Im beschriebene Verteilnetz wird im ersten Teil der Untersuchung ein besonderes Augenmerk auf die Spannungshaltung gelegt. Wie jedes andere Verteilnetz mit hohem Anteil volatiler, erneuerbarer Energien – vornehmlich Photovoltaik – liegt auch dieses Netz stellenweise am oberen Limit der Spannungsanhebung durch die Einspeisung der Photovoltaikanlagen in den Mittagsstunden. Was in diesem Netz aktuell zu keinen Problemen führt, kann allerdings bei weiterem PV-Ausbau zu deutlichen Überspannungen führen, die ein Abschalten und somit einen Erzeugungsausfall der Photovoltaikanlagen zur Folge haben. Es wurden bereits Netzausbaumaßnahmen durchgeführt, um einen sicheren Betrieb in der aktuellen Situation zu gewährleisten.

Als bis jetzt gängige Lösung für die beschriebene Problematik galt der Netzausbau oder die Verstärkung bestehender Kabeltrassen. Durch die Verstärkung bzw. die Parallelschaltung eines Kabels

kann der für den Spannungsabfall über der Leitung maßgebliche Widerstand des Kabels gesenkt werden. Um ein Absenken der Spannung zu erreichen, müsste im Verteilnetz eine Wirkleistungsregelung bzw. eine Drosselung der Anlagen erfolgen. Das ist natürlich nicht erwünscht, weil die erzeugte Energie der PV-Anlagen ohne Speicher in diesem Fall verloren wäre. Beim Netzausbau kann auf die im Normalbetrieb ungewollte Drosselung der PV-Anlage verzichtet werden. Die maximal zulässige Spannungsanhebung kann eingehalten und die gewohnte Versorgungsqualität sichergestellt werden.

Eine Alternative zum klassischen Netzausbau kann die Integration von Energiespeicherlösungen oder spannungsregelnden bzw. spannungsstützenden Maßnahmen sein.

Um die Spannungsbelastung auf verschiedene Arten und Weisen zu beeinflussen, leistet die EnBW mit der Universität Stuttgart Pionierarbeit und versucht einen Batteriespeicher und einen regelbaren Verteiltransformator nutzbringend im Ortsnetz Sonderbuch in den Betriebsablauf zu integrieren.

Bild 8 zeigt eine mögliche Position eines Speichers (Batt), in Bezug zu einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) im Niederspannungsnetz (NS) bei unterschiedlichem informationstechnischem Vernetzungsgrad. Je nach Vernetzungsgrad ist die Implementierung einer lokalen oder abgesetzten Spannungsmessung sowie ein entsprechender regelungstechnischer Ansatz möglich (Bild 8, schematisch).

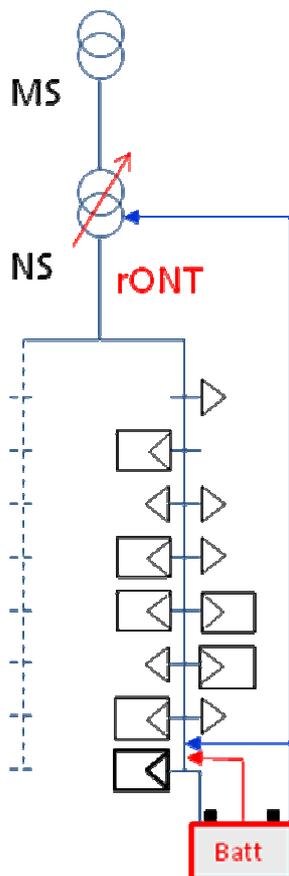


Bild 8: Mögliche Position eines Batteriespeichers in Bezug zu einem stufbaren Ortsnetztransformator

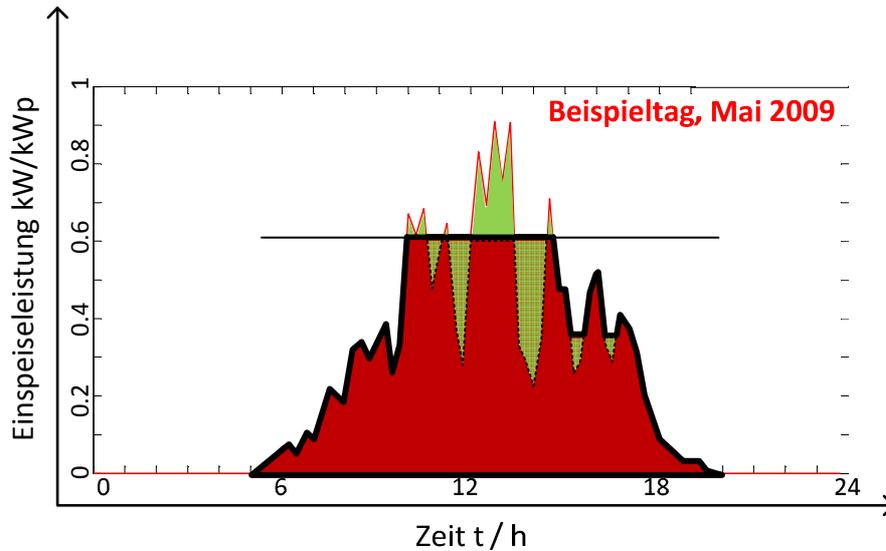


Bild 9: Erwarteter Nutzen beim Betrieb des Batteriespeichers im Modus „Loadshifting“

Zur Spannungsreduktion einzelner Abgänge soll ein Batteriespeicher im Netz implementiert werden, der eine Möglichkeit des Spannungs- und Leistungsmanagements realisiert. Durch den Batteriespeicher steht in diesem Netz in Kürze ein Prototyp zur Verfügung wie er in einem zukünftigen Netz eingesetzt werden kann.

Während mit dem Speicher einfache Spannungsstützungszyklen gefahren werden können bietet er auch das Potenzial, auf die Last und Erzeugerspitzen Einfluss zu nehmen (s Bild 9) und tageweise Extremwerte an einen Durchschnittstag anzugleichen, um die Netzbelastung zu senken.

Der Speicher nimmt im „Loadshift“-Modus ab einer bestimmten Einspeiseleistung Energie aus dem Netz auf und reduziert durch ein „Abschneiden“ der Erzeugungsspitze die aktuelle Netzbelastung (Bild 9, dunkle Schraffur, Beispieltag Mai 2009). Während einer schwachen Einspeisung wird Energie gespeichert, welche die Dynamik im Netzstrang reduzieren soll. Eine Aufsummierung von Speicherleistung und Erzeugerleistung ergibt die dunkel schraffierte Fläche, deren Energie in das Netz übertragen wird.

Zusätzlich zum Batteriespeicher wird ein regelbarer Verteiltransformator installiert, der die Möglichkeit zur Verfügung stellt die Spannungsanpassung von einem Strang auf größere Teile des Niederspannungsnetzes zu erweitern.

Unter diesen Rahmenbedingungen soll das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten untersucht werden.

Frequenzregelung

Innerhalb eines Übertragungsnetzes müssen zu jedem Zeitpunkt Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie im Gleichgewicht sein. Ist der Verbrauch höher als die Erzeugung wird den rotierenden Generatoren Energie entzogen - die Netzfrequenz sinkt. Ein plötzlicher Ausfall eines großen Kraftwerkblocks führt demnach zum sofortigen Absinken der Frequenz und würde ohne Gegenmaßnahmen zum automatischen Abschalten von Verbrauchern bis hin zum teilweisen oder kompletten Zusammenbruch der Stromversorgung führen. Um einem solchen Leistungsungleichgewicht schnell entgegen wirken zu können, besteht daher ein Bedarf für sofortige Aktivierung von schneller positiver Regelleistung. Die europäischen Netzbetreiber sind zur Vorhaltung einer primären Regelleistung von 3000 MW verpflichtet, die innerhalb von 30 s aktiviert werden kann. Diese Primärregelleistung entspricht einem angenommenen Ausfall zweier Großkraftwerke mit je 1500 MW. Zur Aktivierung werden in den thermischen Kraftwerken, die in der Regel angedrosselt gefahren werden, die Einlassventile geöffnet, um mehr Dampf auf die Turbinenschaufeln zu bringen. Außerdem werden Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke gestartet.

Erneuerbare Energien nehmen bisher nicht an dieser Leistungs-Frequenzregelung teil, da sie nur einen sehr geringen Teil zur Stromerzeugung beitragen. Darüber hinaus verfügen viele der am Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossenen Anlagen nicht über die notwendigen Regelungs- oder Kommunikationseinrichtungen, um sich an der Frequenzregelung beteiligen zu können. Da der Anteil der Erneuerbaren und stetig wächst, müssen sie in Zukunft auch Systemdienstleistungen bereitstellen. In den „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ werden Systemdienstleistungen für Neuanlagen festgeschrieben. Neben der Bereitstellung von Blindleistung ist auch die eingespeiste Wirkleistung ab 50,2 Hz mit einem Gradienten von 40% der momentan verfügbaren Leistung pro Hz abzusenken. Bei Bestandsanlagen ist diese dynamische Abregelung nicht umgesetzt. Die meisten Anlagen trennen sich innerhalb von 200 ms beim Überschreiten von 50,2 Hz vom Netz.

Bild 10.1 zeigt den Ausfall von ca. 9 GW Erzeugerleistung, wie nach [8] möglich beim Erreichen einer Frequenz von 50,2 Hz nach beispielsweise einer Netzstörung, wie sie 2006 durch das Abschalten einer Hochspannungsleitung für ein Kreuzfahrtschiff 2006 vorkam, die das Erzeugergleichgewicht stört und Energie exportierende Regionen dann in den Überfrequenzbetrieb verschiebt.

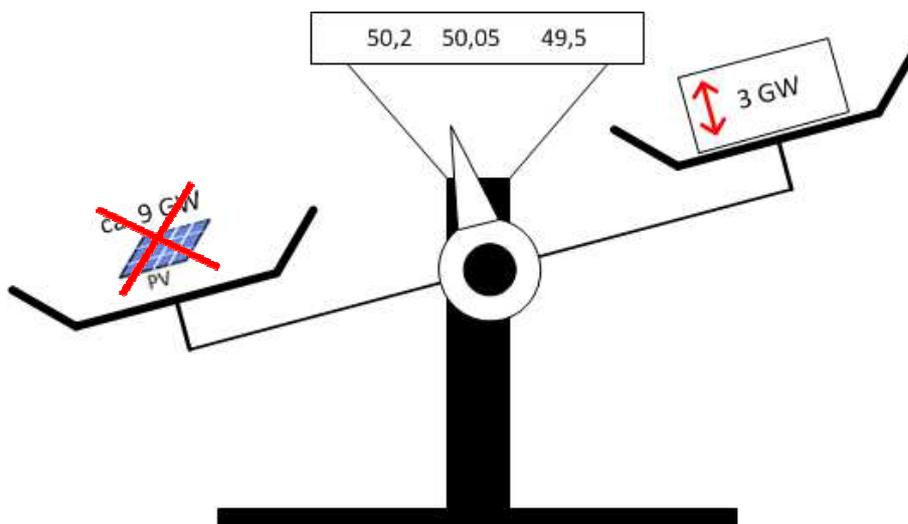


Bild 10.1: Ausfall von 9 GW Erzeugerleistung bei Erreichen der Frequenz 50,2Hz.

Da die vorzuhaltende Regelleistung von 3 GW nicht ausreicht um das Gleichgewicht wieder herstellen zu können, kann die Frequenz bis unter 49,5Hz sinken (s. Bild 10.2).

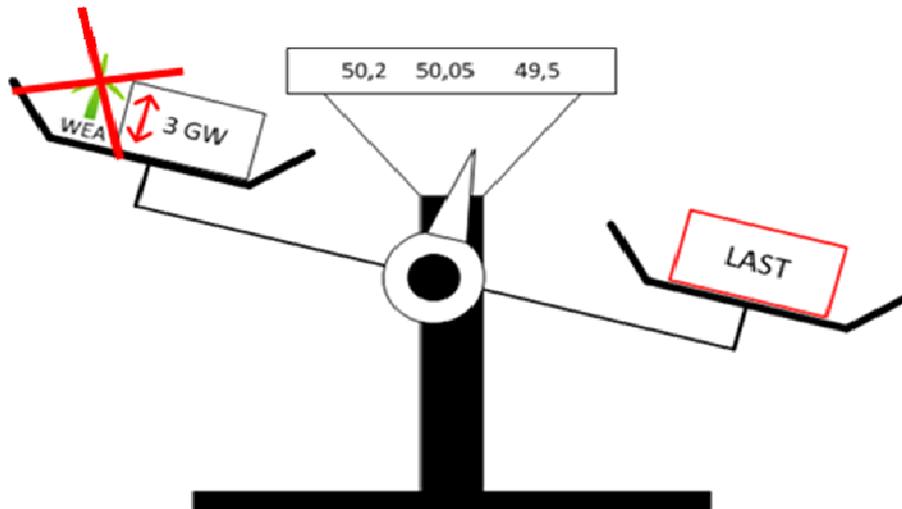


Bild 10.2: Wegfall weiterer Erzeugerleistung bei 49,5 Hz und dadurch entstehendes Ungleichgewicht

Falls 49,5 Hz unterschritten wird, gehen weitere Erzeugeranlagen (v.a. Windenergieanlagen) wegen Unterfrequenz vom Netz. An dieser Stelle ist ein Aufhalten einer weiteren Netzauftrennung oder gar eines „Blackouts“ durch die Regelreserve immer schwieriger, da viel Erzeugerleistung vom Netz getrennt wurde (s. Bild 10.3).

Um das Netz wieder zu stabilisieren, wird eine Lasttrennung notwendig, die sich in der Größenordnung der getrennten EEG Erzeugungsanlagen bewegen kann.

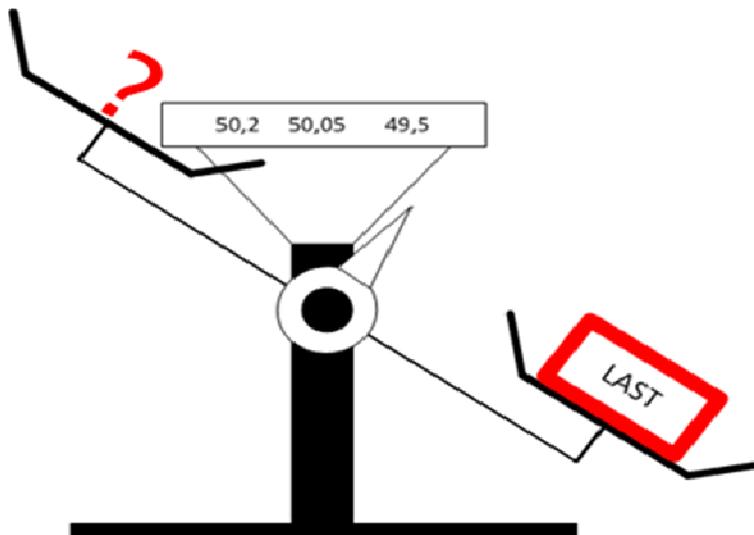


Bild 10.3: Starke Unterfrequenz durch massiven Erzeugerausfall

Da im Niederspannungsnetz neben Wasserkraft (16,3%) und Biomasseanlagen (9,7%) hauptsächlich Photovoltaikanlagen (70%) verschiedener Leistungsklassen angeschlossen sind, betrifft die Reglementierung hauptsächlich die photovoltaische Erzeugung. Die Regelung ist seit 1.1.2012 unter der VDE-AR-N 4105 festgeschrieben und soll nach der Eingliederungen in die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber unter Anderem eine Handhabe für die 50,2Hz-Problematik darstellen. Bei Altanlagen besteht der Bestandsschutz, womit eine Nachrüstpflicht für Anlagen < 10 kW_p Leistung eventuell entfallen kann. Alle größeren Anlagen müssen nachgerüstet werden, bzw. Neuanlagen müssen die spezifizierten Funktionen erfüllen, damit möglichst schnell die Gefährdung der Systemstabilität reduziert werden kann.

Nach der ecofys-Studie [8] zum Thema der 50,2 Hz-Problematik bestehen generell 2 Möglichkeiten die kritischen 50,2 Hz zu erreichen.

Zum Einen kann die Frequenzabweichung durch den Handel am Markt zur vollen Stunde bereits heute den Wert 50,1 Hz überschreiten, wobei es denkbar ist, dass die 50,2 Hz in Zukunft erreicht werden, sofern die Marktintervalle nicht verkürzt werden und der Zuwachs an volatiler Einspeisung auch in Zukunft bestehen bleibt. Das würde zu einer Vergrößerung der Fehlprognose führen, was letzten Endes in einer Frequenzabweichung resultiert.

Während vor der Deregulierung der überwiegende Teil des Strombedarfs von integrierten Unternehmen im Lastfolgebetrieb bereitgestellt wurde, führen die neuen Randbedingungen im deregulierten Strommarkt zum Übergang auf eine fahrplanbasierte Lastdeckung. Die Erzeugung folgt somit nicht mehr einem prognostizierten kontinuierlichen Verlauf des Strombedarfs sondern deckt lediglich die Bestellungen seitens der Stromhändler basierend auf zeitgerasterten Fahrplänen ab. Im europaweiten Strommarkt haben sich überwiegend Produkte mit einer Stundenrasterung als Standardprodukte etabliert, weshalb durch den Übergang vom Lastfolgebetrieb zum Fahrplanbetrieb regelmäßig zum Stundenwechsel sehr große Frequenzabweichungen auftreten, die durch die Primärregelreserve abgefangen werden müssen. Bild 11 setzt die gemittelten Frequenzen in Zusammenhang zu Fahrplanänderungen.

Zum Anderen kann bei einer Netzstörung eine teilweise Auftrennung des Verbundnetzes auftreten. Netzgebiete, welche zu diesem Zeitpunkt Energie exportieren, rutschen durch ein Überangebot an Energie in den Überfrequenzbereich. Bei Überschreiten der 50,2 Hz schalten sich nach „alter“ Regelung bis zu 9 GW photovoltaischer Erzeugung gleichzeitig ab. Dieser Ausfall könnte durch die vorgehaltene Regelenergie von 3 GW nicht abgefangen werden, weshalb diese Netzgebiete in den Unterfrequenzbetrieb fallen. Bei Erreichen einer Frequenz von 49,5 Hz gehen noch nicht neu parametrisierte Windenergieanlagen vom Netz und verstärken das Versorgungsproblem noch weiter. Eine Ausdehnung auf das europäische Verbundnetz ist hier ein mögliches Szenario.

Deshalb soll nach neuer Regelung im seltenen Fall einer Frequenzüberschreitung von 50,2 Hz keine Anlagentrennung mehr stattfinden.

Die beim Überschreiten der Grenzfrequenz festgestellte Leistung P_M soll mit einem Gradienten von 40%/Hz reduziert werden.

Eine harte Abschaltung soll mit dem Erreichen einer Frequenz von 51,5 Hz zum Schutz der Anlagen erfolgen. Sobald die Frequenz von oben kommend 50,2 Hz passiert dürfen die Erzeugeranlagen nach einer Wartezeit von 60 Sekunden mit einem Gradienten von $10\%P_{max}/min$ wieder in das Netz einspeisen.

Das Beispiel der 50,2 Hz-Problematik zeigt ganz deutlich, wie wichtig es schon heute ist die dezentralen Energieerzeuger in einen gesamtheitlichen Ansatz der Systemdienstleistungen mit einzubeziehen. Durch den stetigen Zuwachs an erneuerbaren Energien ist an dieser Stelle ein Vorhalten von Regelenergie alleine durch konventionelle Kraftwerke nicht mehr ausreichend und steht im Gegensatz zu den Zielen der Bundesregierung einer Beteiligung der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung im Jahr 2050 von 80% zu erreichen.

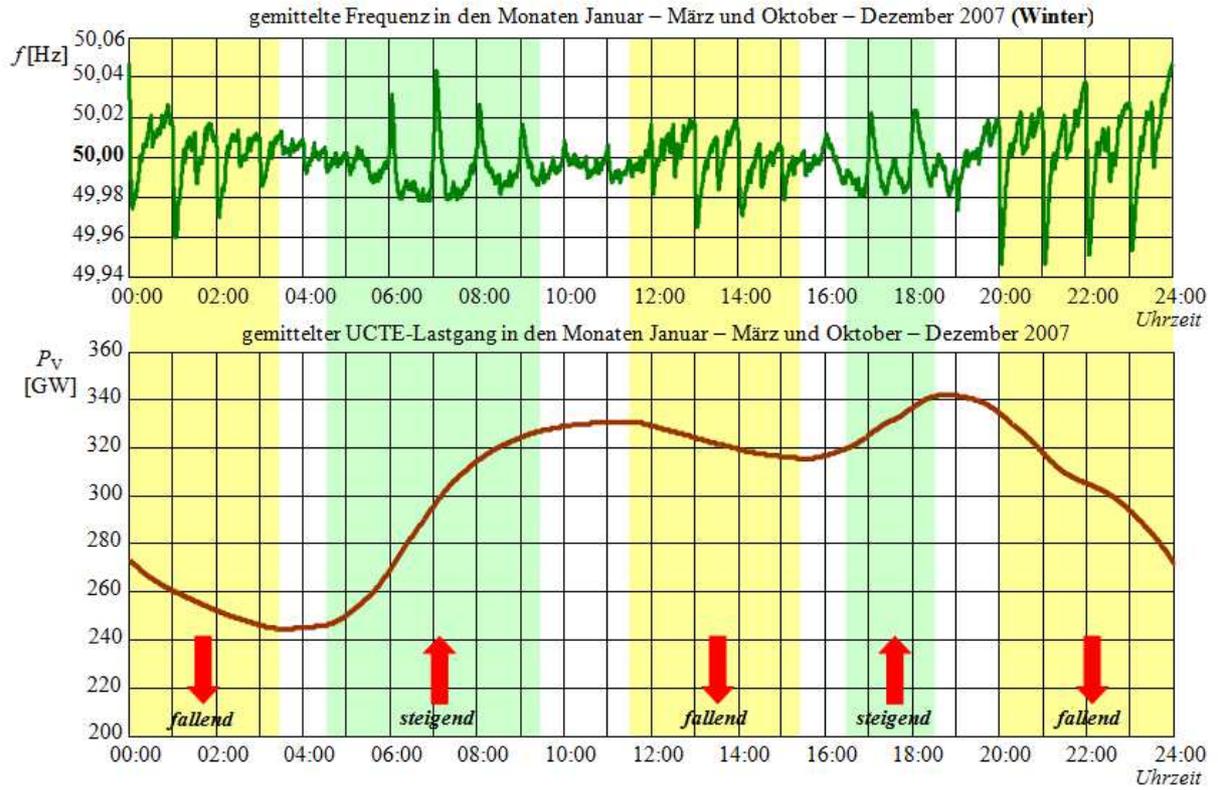


Bild 11: Frequenzabweichungen durch Fahrplanänderungen [4]

Elektromobilität

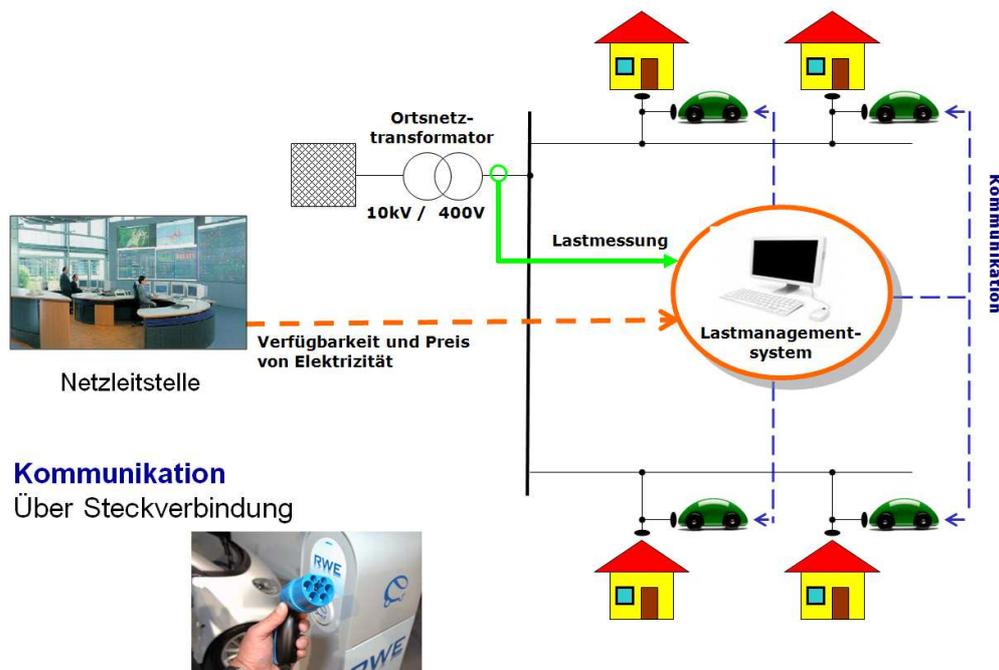


Bild 12: Konzept eines Lastmanagementsystems für Elektrofahrzeuge [13]

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen stellt das Netz vor neue Herausforderungen. Das Ziel der Bundesregierung ist es eine Million Elektrofahrzeuge in Deutschland im Jahr 2020 zugelassen zu haben [7]. McKinsey rechnet dabei in den Metropolen sogar schon mit einer Rate von 16% Neuzulassungen von Plug-In Hybriden im Jahr 2015. Es stellt sich die Frage, ob das derzeitige Stromnetz dieser Verbreitung gewachsen ist, oder ob zusätzliche Maßnahmen getroffen werden müssen, um die Elektromobile in das Netz zu integrieren. Beispielsweise werden nach einem Arbeitstag viele Autos geladen, was in dieser Zeit die Stromnachfrage rapide steigen lässt. Auf der anderen Seite können sie durch hohe Standzeiten am Tag einen Beitrag leisten, das Netz zu entlasten und regenerative Energien im Verbund mit einem virtuellen Kraftwerk besser zu nutzen, indem sie zu Starklastzeiten Strom zurück ins Netz einspeisen. Sie fungieren während dieser Zeit wie ein großer Batteriespeicher, der Energie aufnehmen und abgeben kann. Dadurch, dass die Energie zum Speichern nicht mit Verlusten behaftet umgeformt werden muss, wäre dieser Speicher, der sowieso im Elektromobil vorhanden ist, sehr effizient nutzbar.

Auch wäre denkbar, dass die Fahrzeuge nur dann laden, wenn das Netz dafür gerade ausreichend Kapazitäten hat, wie in Bild 12 dargestellt. Hier hat das Lastmanagement Kenntnis von der aktuellen Auslastung des Ortsnetztransformators und kann anhand der aktuellen Belastung und der Verfügbarkeit von Strom entscheiden, welche Fahrzeuge wie stark geladen oder entladen werden. Für Stromerzeuger und Netzbetreiber ist dieses Konzept interessant, da sie weniger Regelleistung bereithalten müssen und auch bei großen Speichern Kapazität sparen können. Der Verbund der Elektromobile kann somit einen Beitrag zur Netzstabilität in Form von Systemdienstleistungen liefern. Für den Halter eines Fahrzeugs kann es ebenso interessant sein, das eigene Fahrzeug für Regeldienste zur Verfügung zu stellen, da dieser beispielsweise dafür entsprechend entlohnt wird. Heutzutage stehen diesem vehicle-to-grid genannten Konzept allerdings noch die hohen Kosten für die Energiespeicherung in der Lithium-Ionen-Batterie entgegen. Unter der Annahme, dass 2015 der Anschaffungspreis 200 €/kWh und die Lebensdauer 5000 Ladezyklen betragen, wären die Kosten für die Speicherung einer kWh vier Cent. Dies ist sicherlich ein Wert, der diese Technologieoption auch wirtschaftlich erscheinen lässt. Mit 5000 Vollzyklen kann ein durchschnittliches Elektroauto mit 150 km Reichweite 750.000 km fahren, was die Nutzungsdauer der meisten Fahrzeuge bei weitem übersteigt. Insofern können die Kosten zur zusätzlichen Nutzung der Batterie für Netzdienstleistungen gering gehalten werden.

Zusammenfassung

Im Jahr 2010 wurden in Deutschland über 18.000 GWh an elektrischer Arbeit von 880.000 Photovoltaikanlagen erzeugt [14]. Durch den anhaltenden Ausbau erneuerbarer Energien und den stetigen Zubau weiterer dezentraler Erzeugeranlagen wird ständig neue Erzeugerleistung insbesondere an das Verteilungsnetz angeschlossen. Durch lokale Häufungen von Photovoltaikanlagen gibt es schon heute Netzabschnitte, in denen die erzeugte Leistung lokal nicht mehr verbraucht werden kann. Als logische Konsequenz muss diese Leistung in die überlagerten Netzebenen zurückgespeist werden. So werden ganze Verteilnetzbezirke abhängig von der Erzeugersituation zu Netto-Stromlieferanten (Einspeisenetze). Dadurch resultiert in den betroffenen Netzabschnitten mit stärker fluktuierenden Leistungsflüssen eine höhere Dynamik der Spannung.

Da die Summe an Erneuerbaren im Netz in den letzten Jahren systemstabilitätsrelevante Ausmaße angenommen hat, ist es in den letzten Jahren notwendig geworden, die Erneuerbaren an Systemdienstleistungen zu beteiligen. Seit Anfang des Jahres sind hierzu die „Technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ für Neuanlagen umzusetzen, welche einen Beitrag zur Systemstabilität durch die Erzeugeranlagen am Niederspannungsnetz fordern. Zusätzlich müssen Altanlagen teilweise nachgerüstet werden, um die Systemstabilität sicherstellen zu können.

Literatur:

- [1] Leitszenario 2010: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, www.erneuerbare-energien.de, 2010
- [2] DENA-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2005
- [3] DENA-Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung bis 2020, Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Köln, 2010
- [4] T. Weißbach, Verbesserung des Kraftwerks- und Netzregelverhaltens bezüglich handelsseitiger Fahrplanänderungen, Dissertation Universität Stuttgart (IEH), 2009
- [5] VDE-Studie: Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen – Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, 2008
- [6] VDE-Studie: Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf, 2009
- [7] Bundesregierung, Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität, August 2009
- [8] ecofys und IFK-Studie, 50,2
- [9] Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland, Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2011
- [10] ecofys-Studie: Abschätzung der Bedeutung des Einspeisemanagements nach EEG 2009, 2011
- [11] ew-Magazin: Fit für mehr erneuerbare Energien, Teil 2; Ausgabe 1-2 Seite 60 ff., 2012
- [12] ew-Magazin: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen, März 2008
- [13] Themenheft Forschung: Erneuerbare Energien, Universität Stuttgart, Juni 2010
- [14] A. Kuhlmann, *Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken*, BDEW, Berlin, 2011.
- [15] energymap.info: Stromproduktion der Erneuerbaren in Deutschland, Stand 24.10.2011
- [16] bundesrat.de: Pressemitteilung 106/2011, 8. Juli 2011
- [17] Dena Faltblatt Freileitung und Kabel: Ausbau des Stromtransportnetzes: Technische Varianten im Vergleich, 2006
- [18] Prof. Dr.-Ing. Martin Braun: „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators“, *Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*, Band 10, Vol. 10, Dezember 2008

Innovative Freileitungskonzepte für den Netzausbau

Sven Behrend
SAG Group GmbH
sven.behrend@sag.eu
Germany

Dr. Joachim Hofmann
SAG GmbH
joachim.hofmann@sag.eu
Germany

Dr. Frank Golletz
50Hertz Transmission GmbH
frank.golletz@50hertz.com
Germany

1 EINLEITUNG

Dem Netzausbau kommt eine Schlüsselrolle bei der Integration erneuerbarer Energien zu. Freileitungen, die das Rückgrat des Übertragungsnetzes bilden, sind kostengünstig zu errichten und zuverlässig zu betreiben. Es gibt jedoch Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung, die auch auf den optischen Eindruck der Freileitungen zurückzuführen sind. Insbesondere werden heutige 380-kV-Freileitungssysteme als raumgreifend, das Landschaftsbild beeinträchtigend und den Erholungswert mindernd empfunden. Die politisch gewollte Integration erneuerbarer Energien wird dadurch behindert oder zumindest erheblich verzögert.

SAG hat deshalb – angestoßen durch die 50 Hertz Transmission GmbH – neue innovative Freileitungskonzepte entwickelt, mit dem Ziel einer raumoptimierten Bauweise bei gleichzeitig geringerer visueller Wahrnehmung.

2 INNOVATIVE FREILEITUNGSKONZEPTE

2.1 Stand der Technik und internationale Recherchen

In Deutschland werden auf Grund seiner hohen Besiedlungsdichte und des (n-1)-Planungsprinzips Höchstspannungsleitungen mit mindestens 2 (teilweise auch 4) Stromkreisen auf einem Mastgestänge errichtet. Der tiefste Punkt des Seildurchhangs muss aus elektrischen Sicherheitsgründen mindestens 10 m über dem Erdboden und mit größeren Abständen über Straßen- oder Bahnlinien etc. geführt werden.

Es werden vorwiegend Gittermaste im sog. „Donaumastbild“ (unterer Querträger je 2 Phasenleiter pro Mastseite, oberer kürzerer Querträger je 1 Phasenleiter pro Mastseite) oder das sog. „Tonnenmastbild“ (unterer Querträger, mittlerer, etwas längerer Querträger, oberer kurzer Querträger mit je 1 Phasenleiter pro Mastseite) verwendet.

Wie zum Erdboden müssen auch zwischen den Querträgern (Traversen) sogenannte „Stockwerksabstände“ von 10 m eingehalten werden. Im Kopfbereich des Mastes werden zur Herstellung der Blitzschutzfunktion über den obersten Phasenseilen ein oder mehrere Erdseile installiert. Somit ergeben sich bei gebräuchlichen Spannfeldlängen Masthöhen beim Donaumastbild von ca. 60 m und beim Tonnenmast durch den 3. Querträger von ca. 70 m.

Eine eingehende Prüfung ausländischer Bauformen und deren Übertragbarkeit auf das deutsche Hochspannungssystem führte zu dem Ergebnis, dass

- optisch günstige Maste nur mit einem Stromkreis errichtet werden.
- kostengünstige filigrane Bauformen mit Seilen dauerhaft abgeankert werden. Dauerhaft abgeankerte Maste sind aufgrund der intensiven landwirtschaftlichen Nutzung und dichten Besiedlung in Deutschland gemäß der gültigen Norm nicht zugelassen.
- sich bei allen untersuchten Leitungen keine nennenswerten Möglichkeiten zur Verminderung der Trassenbreiten ergeben.

Ansatzpunkte für sehr schlanke und filigrane Bauweisen sind bei Masten mit reinen Druckstützenkonstruktionen zu finden.

2.2 Ansatzpunkte für Neukonstruktionen

Das Grundprinzip des innovativen Leitungskonzeptes beruht auf einem straff gespannten Stahltragseil, das von Vollwandmasten, die zum Teil als Druckstützen konzipiert sind, getragen wird. An diesem Tragseil mit sehr geringem Durchhang werden nun die Phasenseile girlandenförmig aufgehängt. Damit ergibt sich im Gesamtspannfeld zwischen zwei Masten ein deutlich verkleinerter Durchhang, der zu merklich reduzierten Masthöhen führt. Ferner resultiert aus dem geringeren Durchhang auch eine deutlich reduzierte Trassenbreite, da die Auslenkungen der Seile selbst bei Starkwind erheblich geringer ausfallen.

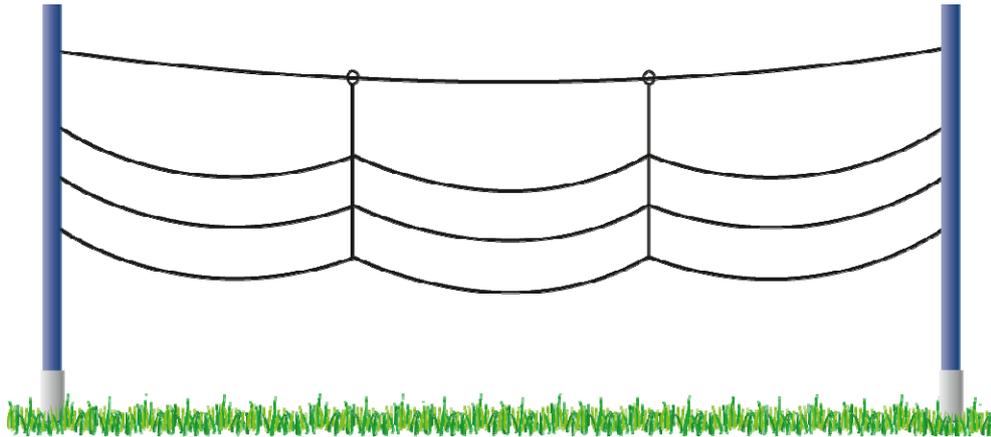


Abbildung 1: Straff gespanntes Tragseil trägt Phasenseile

3 ZUSAMMENFASSUNG

SAG hat auf Initiative der 50 Hertz Transmission GmbH eine Vielzahl neuer Freileitungskonzepte entwickelt, die im Wesentlichen auf dem Prinzip beruhen, die Leiterseile an einem straff gespannten Stahlseil girlandenförmig „aufzuhängen“. Dabei wurde auf bewährte Materiale wie z.B. GFK-Isolatoren oder Stahlseile aus dem Seilbahnbau zurückgegriffen. Neben der mechanischen Entkopplung der Zugkräfte eröffnet das Stahltragseil auch die Möglichkeit, die Leitungen mit Hochtemperaturleiterseilen für hohe Übertragungsleistungen auszulegen.

Mit diesem innovativen Gesamtkonzept ist es möglich, neue 380-kV-Freileitungen zu errichten, die unter 30 m Höhe bleiben und deren Schutzstreifenbreite geringer ist, als die einer 110-kV-Leitung.

Damit kann diese Innovation bei vertretbaren Mehrkosten einen erheblichen Beitrag zum dringend notwendigen Übertragungsnetzausbau leisten.

Freileitungs-Monitoring: Witterungsabhängige Belastbarkeit von Freileitungen

Dr.-Ing. Michael Schmale
TenneT TSO GmbH
Asset Management | Leitungen
michael.schmale@tennet.eu
Bayreuth, Deutschland

KURZFASSUNG

Die Übertragungskapazität von Freileitungen wird im Wesentlichen durch den zu wahrenen Sicherheitsabstand zum Boden oder zu Objekten (Verkehrssicherungspflicht des Netzbetreibers) und von der maximal zulässigen Leiterseiltemperatur begrenzt. Zusätzlich müssen die aus stationären und dynamischen Netzberechnungen resultierenden maximal zulässigen Lastflüsse eingehalten werden.

Der Durchhang von Leiterseilen ist von der Strombelastung und den Witterungsbedingungen abhängig.

Die Dauerstrombelastbarkeit von Leitern für Freileitungen wird üblicherweise für konservative Randbedingungen (35°C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiterseil und 900 W/m² Globalstrahlung) angegeben.

Bei günstigeren Witterungsbedingungen steht eine höhere Strombelastbarkeit zur Verfügung.

Deshalb ist eine Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität von Freileitungen deren witterungsabhängiger Betrieb, der bei TenneT TSO GmbH unter der Bezeichnung Freileitungs-Monitoring (FLM) entwickelt und erprobt wurde.

Beim Freileitungs-Monitoring wird die Strombelastbarkeit von Stromkreisen mit Freileitungen abhängig von den aktuellen Witterungsbedingungen bestimmt – vor allem die Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit sind hier wesentliche Einflussgrößen.

In der Regel werden diese Größen an verschiedenen Stellen entlang der Freileitung erfasst und aus den Messwerten die für den Leiter relevanten Witterungsdaten ermittelt.

Im Beitrag wird die Ausnutzung der witterungsabhängigen Reserven von Freileitungen im Netzbetrieb der TenneT TSO GmbH vorgestellt.

1 EINLEITUNG

Die Auslastung von Freileitungen nahm in den letzten Jahren stetig zu. Auf Grund des Ausbaus der Windkraft, der Errichtung neuer Kraftwerke in Küstennähe sowie des Stromhandels ist der Transportbedarf großer Energiemengen von Nord- nach Süddeutschland stark gewachsen [1].

Die TenneT TSO GmbH untersucht und nutzt daher schon seit mehreren Jahren die Möglichkeit, einen Teil des gestiegenen Übertragungsbedarfs mit Hilfe des sogenannten Freileitungs-Monitorings zu decken. Nur dort, wo es unbedingt erforderlich ist, werden neue Leitungen gebaut.

Die Struktur des deutschen Übertragungsnetzes war in den vergangenen Jahrzehnten durch eine verbrauchsnahe Erzeugung gekennzeichnet. Durch veränderte Vorgaben seitens der Politik und durch wirtschaftliche Entwicklungen – vor allem durch die Übertragung hoher fluktuierender Leistungen durch Windenergieeinspeisung vom Norden Deutschlands in Richtung Süden zu den Lastzentren und die Zunahme grenzüberschreitender Energieflüsse als Folge von Handelsgeschäften – werden heute und verstärkt zukünftig erhöhte Anforderungen an die Übertragungsnetze gestellt.

Das eigenständig entwickelte und im Netzbetrieb zum Einsatz gebrachte System ermittelt die Strombelastbarkeit einer Freileitung witterungsabhängig. Im Beitrag werden das Monitoring-Verfahren, die zur Umsetzung notwendigen Maßnahmen sowie die Erfahrungen im Netzbetrieb beschrieben [2].

2 VORAUSSETZUNGEN

Die verschiedenen Annahmen, die zur Berechnung der Strombelastbarkeit getroffen werden, müssen gewährleisten, dass die maximal zulässige Leitertemperatur nicht überschritten wird sowie die normativ festgelegten, zulässigen Abstände zum Boden oder zu Objekten gewahrt bleiben [3].

2.1 Witterung und Strombelastbarkeit

Der Leiter einer Freileitung dehnt sich mit steigender Leitertemperatur zunehmend aus, dadurch vergrößert sich der Durchhang des Leiters und der Bodenabstand wird geringer. Die Leitertemperatur hängt neben der Strombelastung und dem Leitertyp auch von den herrschenden Witterungsbedingungen ab. Zur Bestimmung der maximal zulässigen Strombelastbarkeit einer Freileitung werden daher üblicherweise hochsommerliche Witterungsbedingungen angesetzt, die statistisch betrachtet sehr selten auftreten und daher als konservativ anzusehen sind. In Deutschland sind dies in der Regel eine Umgebungstemperatur von 35 °C, eine Windgeschwindigkeit senkrecht zum Leiter von 0,6 m/s sowie volle Globalstrahlung (vgl. DIN EN 50341 und DIN EN 50182), welche gemäß [4] mit 900 W/m² anzunehmen ist. Zumeist treten diese Werte nicht gleichzeitig auf, so dass sich bei günstigeren Wetterlagen eine höhere Strombelastbarkeit berechnen lässt. Die Nutzung der gerade herrschenden Witterungsbedingungen zur Bestimmung der aktuellen Strombelastbarkeit einer Freileitung wird im Folgenden mit Freileitungs-Monitoring bezeichnet.

Die Temperatur des Leiters ist abhängig von den Witterungsbedingungen und der Strombelastung. In Bild 1 ist der grundsätzliche Zusammenhang zwischen den Witterungsbedingungen, der Leitertemperatur und dem Durchhang bzw. dem Bodenabstand des Leiters schematisch dargestellt. Um die Strombelastbarkeit der Freileitung bestimmen zu können, müssen die vorherrschenden Witterungsdaten bekannt sein. Einen wesentlichen Einfluss haben Umgebungstemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung. Die Strombelastbarkeit eines Leiters für Freileitungen kann in Abhängigkeit der Witterungsbedingungen z. B. wie in [5] dargestellt berechnet werden. Gemäß [5] wird eine Energiebilanzgleichung für den Leiter im stationären Zustand aufgestellt, die den Einfluss der Umgebungsbedingungen und der Strombelastung auf die Leitertemperatur berücksichtigt.

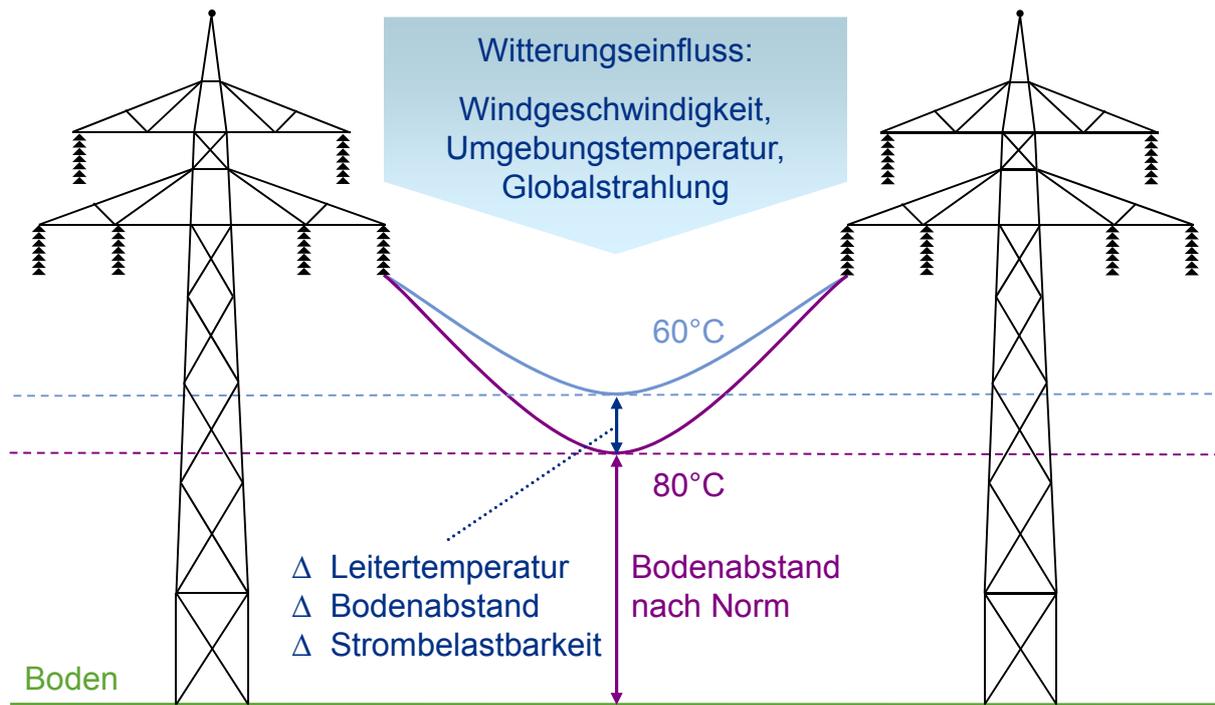


Bild 1: Schematischer Zusammenhang zwischen Witterungsbedingungen, Durchhang, Leitertemperatur und Strombelastbarkeit

2.2 Zur Anwendung erforderliche Maßnahmen

Zur Anwendung von Freileitungs-Monitoring sind Maßnahmen erforderlich, die schematisch im Ablaufdiagramm in Bild 2 dargestellt sind.

Im Leitungsbereich ist die Auslegungstemperatur durch eine Nachtrassierung zu überprüfen. Sofern nicht ausgeschöpft, d. h. geringer als 80°C , kann die Trassierungstemperatur gegebenenfalls durch Masterhöhungen, Kettentausch oder Seilregulage etc. erhöht werden.

Die Leitung ist einer Sonderbegehung zur Feststellung des allgemeinen Zustandes mittels Sichtprüfung zu unterziehen. Auf Grund der Alterung werden stromführende Komponenten wie Pressverbinder mittels Thermographie untersucht.

Die Strombelastbarkeit von Leitungsverbindungen wird auch durch die in den Leitungsfeldern verwendeten Betriebsmittel bestimmt. Im Umspannwerksbereich sind deshalb sämtliche Komponenten in den zum Stromkreis zugehörigen Schaltfeldern zu überprüfen und bei Bedarf zu erneuern.

Auf Grund der Erhöhung des maximal zulässigen Betriebsstromes ist das Schutzkonzept zu verifizieren und wenn erforderlich anzupassen. Gleichzeitig sind die Werte der magnetischen Flussdichte neu zu berechnen und gemäß 26. BImSchV anzuzeigen [6], da durch die Erhöhung der Immissionen eine wesentliche Änderung vorliegt.

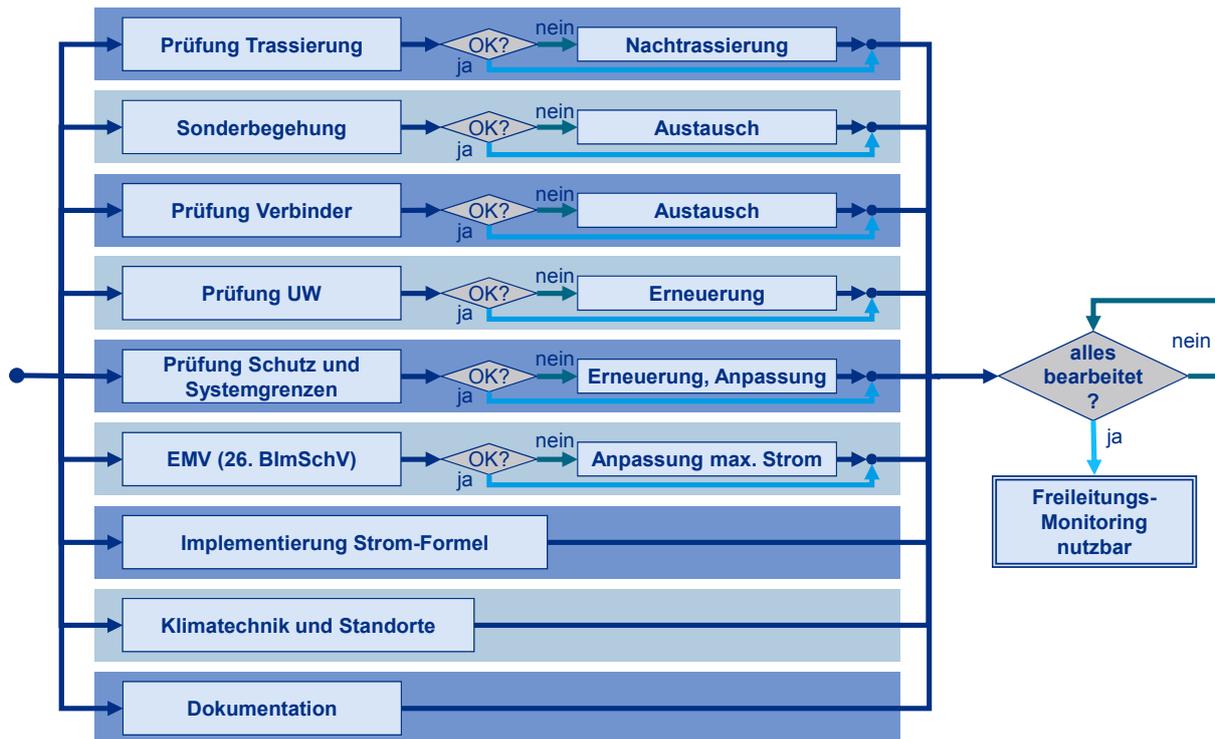


Bild 2: Zusammenfassung der erforderlichen Maßnahmen zur Anwendung von Freileitungs-Monitoring in einem Ablaufdiagramm

2.3 Einbindung in das Netzleitsystem

Um die witterungsabhängige Strombelastbarkeit von Freileitungen im Netzbetrieb nutzen zu können, ist ein Monitoring System implementiert worden, das die Strombelastbarkeit eines Stromkreises aus aktuell vorliegenden, dem Stromkreis zugeordneten Wetterdaten ermittelt und diese Strombelastbarkeit zur Netzleitstelle überträgt. Das System nutzt die Umgebungstemperatur und die Windgeschwindigkeit zur Bestimmung der Strombelastbarkeit einer Freileitung. Es ist direkt mit der Netzleitstelle verbunden und speist die jeweils aktuellen Strombelastbarkeiten in das Netzleitsystem ein (Bild 3). Die notwendigen Wetterdaten erhält das Netzleitsystem von über 40 Wetterstationen, die die Wetterverhältnisse in den einzelnen klimatischen Regionen erfassen. Innerhalb jeder Region ist ein Standort für eine Wettermessstation festgelegt. Läuft eine Freileitung durch mehrere Regionen, so werden die Wetterdaten aus allen durchlaufenen Regionen berücksichtigt. Das Netzleitsystem ist entsprechend angepasst worden, um die Strombelastbarkeit von Stromkreisen aus den zugeordneten Wetterdaten ermitteln zu können. Dazu waren umfangreiche Änderungen erforderlich, die es im Ergebnis ermöglichen, die bisher verwendeten statischen Werte der Strombelastbarkeit durch dynamische Strombelastbarkeiten zu ersetzen.

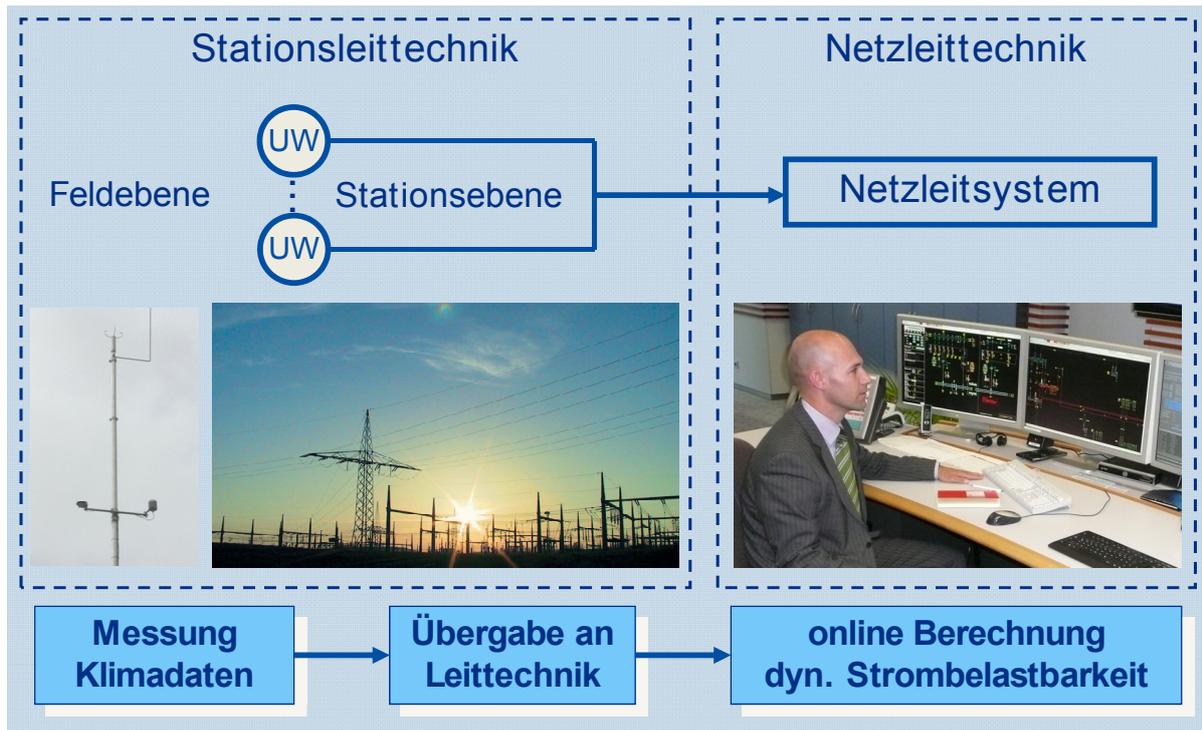


Bild 3: Übersichtsdarstellung der Einbindung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ins Netzleitsystem

3 ERGEBNISSE

Im Ergebnis ermöglicht der Einsatz von Freileitungs-Monitoring im Netzbetrieb eine zum Teil deutliche Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen gegenüber der bisher vielfach verwendeten statischen Auslegung für die Hochsommerwetterlage. In Bild 4 ist beispielhaft die während einer Woche erreichte witterungsabhängige Strombelastbarkeit dargestellt [7]. Die Strombelastbarkeit ist bezogen auf die statische Dauerstrombelastbarkeit bei einer zulässigen Leitertemperatur von 80°C bei Hochsommerwetterlage (35°C Umgebungstemperatur, 0,6 m/s Windgeschwindigkeit, 900 W/m² Sonnenstrahlung). Während dieser Woche war die Strombelastbarkeit mindestens um 15% und im Maximum bis zu 75% gegenüber der statischen Strombelastbarkeit erhöht. Die zusätzlich zur Verfügung stehende Strombelastbarkeit konnte zur Aufnahme von Energie aus Windenergieanlagen (WEA) genutzt werden.

Die Strombelastbarkeit zeigt eine starke Volatilität, die auf die Schwankungen insbesondere der Windgeschwindigkeit im Tagesverlauf zurückzuführen ist. In der Netzleitstelle konnte mit diesen Schwankungen gut umgegangen werden, da auch die Belastung der Stromkreise durch Wind-einspeisung quasi zeitgleich anstieg oder abfiel.

Die Alarmwerte im Netzleitsystem, die üblicherweise eine mögliche Überlastsituation anzeigen, werden automatisch auf die jeweils mögliche maximale Strombelastbarkeit angepasst.

Insgesamt zeigt die bisher vorliegende Betriebserfahrung im Umgang mit Freileitungs-Monitoring, dass der Einsatz im Netzbetrieb insbesondere bei einer Auslastung der Leitungen durch Einspeisung aus WEA gut funktioniert.

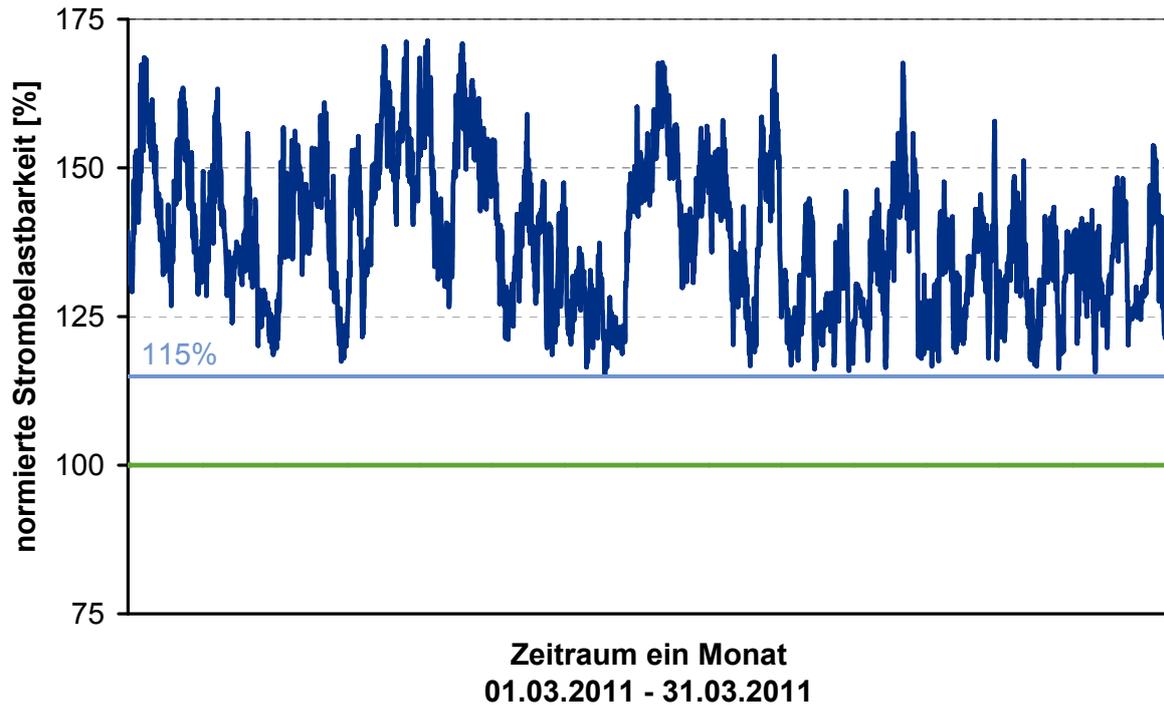


Bild 4: Übersichtsdarstellung der Einbindung des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebs ins Netzleitsystem

In Bild 5 ist die Häufigkeitsverteilung der Strombelastbarkeit (schwarze Kurve) und der Strombelastung (blaue Kurve) einer mit FLM betriebenen Freileitung dargestellt. Die zugrunde liegenden Daten wurden über den Zeitraum eines Jahres ermittelt [8]. Im Verlauf des ausgewerteten Jahres liegt die mit Freileitungs-Monitoring erreichte Strombelastbarkeit stets oberhalb der statischen Strombelastbarkeit nach DIN EN 50 182 (100%).

Aufgrund des (n-1)-Kriteriums müsste ohne Freileitungs-Monitoring die im ungestörten Betrieb zulässige Strombelastung der Leitung auf rund 60% der statischen Strombelastbarkeit beschränkt werden (gestrichelte Kurve), um im (n-1)-Fall die statische Dauerstrombelastbarkeit von 100% nicht zu überschreiten. Im Betrieb mit Freileitungs-Monitoring hängt die im ungestörten Betrieb zulässige Strombelastung von der maximal möglichen Strombelastbarkeit ab (schwarz schraffierte Fläche). Wie sich aus der blauen Kurve der Strombelastung ablesen lässt, sind im Betrieb mit Freileitungs-Monitoring Strombelastungen bis 110% erreicht worden, ohne das (n-1)-Kriterium zu verletzen. Dieser Zugewinn an Übertragungskapazität (blau schraffierte Fläche) kann wesentlich dazu beitragen, die von WEA erzeugte Energie abzutransportieren.

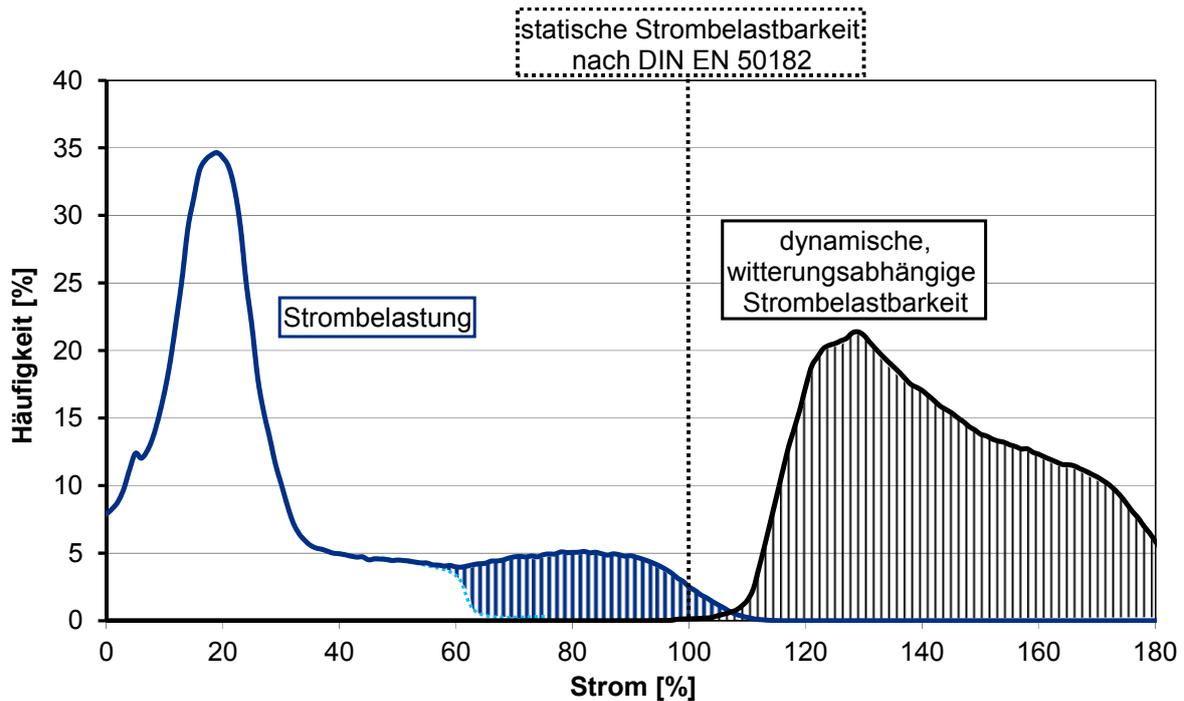


Bild 5: Strombelastung und Strombelastbarkeit einer mit FLM betriebenen Freileitung

4 ZUSAMMENFASSUNG

Der Einsatz von Freileitungs-Monitoring im Netzbetrieb der TenneT TSO GmbH ermöglicht eine witterungsabhängige Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen gegenüber der bisher vielfach verwendeten statischen Auslegung für die Hochsommerwetterlage.

Das Konzept des Freileitungs-Monitorings konnte erfolgreich im Netzbetrieb umgesetzt werden. Die Ertüchtigung der einzelnen Stromkreise im Leitungs-, Umspannwerks- und Schutzbereich auf die mit Freileitungs-Monitoring maximal mögliche Strombelastbarkeit kann mit erheblichem Aufwand verbunden sein. Die maximal zulässige Strombelastbarkeit eines Stromkreises sollte auch unter Berücksichtigung der Netzdynamik festgelegt werden.

TenneT TSO ist der erste Übertragungsnetzbetreiber, der Freileitungs-Monitoring im Höchstspannungsnetz (220/380-kV) anwendet. Zwischen Frankfurt und Gießen wurden über 900 km Höchstspannungsfreileitung (s. Bild 6) und 20 Umspannwerke ertüchtigt, drei Anlagen zur Spannungsstützung errichtet sowie der gesamte Schutz angepasst. Die Ertüchtigungsmaßnahmen wurden in einem Zeitraum von vier Jahren durchgeführt, das Investitionsvolumen betrug rd. 55 Mio. EUR.

Freileitungs-Monitoring wird bei der TenneT TSO bedarfsgerecht im gesamten Netzgebiet eingesetzt.



Bild 6: Ertüchtigte Leitungsverbindungen zwischen Hamburg und Gießen

QUELLEN

- [1] H. Kühn, F. Martin, M. Schmale, R. Puffer, W. Winter; Mehr Energie von Nord nach Süd, ew Jg. 110 (2011) Heft 3 + 4
- [2] Dräger, H.-J.; Hussels, D.; Puffer, R.; Development and Implementation of a Monitoring-System to Increase the Capacity of Overhead Lines, Paper B2-101, Cigré Session 2008
- [3] Schmale, M.; Puffer, R.: Freileitungs-Monitoring im 380-kV-Netz: Freileitungen sicher betreiben und Reserven nutzen, netzpraxis Jg.49 (2010), Heft 11
- [4] VDE-AR-N 4210-5 "Witterungsabhängiger Freileitungsbetrieb"
- [5] CIGRE Publication 207; WG 22.12: Thermal behaviour of overhead conductors (Stand 2002)
- [6] Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV) vom 16. Dezember 1996
- [7] Schmale, M.; Dräger, H.-J.; Puffer, R.: Experience with a Dynamic Rating System to Increase the Ampacity of 380-kV Overhead Lines, CIGRE 2011 Bologna Symposium, Paper 2103
- [8] Schmale, M.; Dräger, H.-J.; Puffer, R.; Kliegel, R.: Freileitungs-Monitoring – Entwicklung und Einführung eines Systems zur witterungsabhängigen Erhöhung der Strombelastbarkeit von Freileitungen; ETG Kongress 2009

Offshore-Einsatz Eine Herausforderung für den Transformator

Tobias Stirl*, Jörg Harthun

Alstom Grid

*tobias.stirl@alstom.com

Germany

Rainer Frotscher

Maschinenfabrik Reinhausen

r.frotscher@reinhausen.com

Germany

KURZFASSUNG

Im August 2009 fließt erstmals elektrischer Strom von einem Offshore-Windpark (OWP) in der deutschen Nordsee in das deutsche Stromnetz. Ein Konsortium aus den Unternehmen EWE, E.ON und Vattenfall, die „Deutsche Offshore Testfeld und Infrastruktur GmbH“ (DOTI), hatte den Windpark Alpha Ventus mit einer Nennleistung von 60 Megawatt 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum in Betrieb genommen. Als erster Hochsee-Windpark in deutschen Hoheitsgewässern markiert er den Beginn einer neuen Ära für den Bau und Betrieb von Hochspannungsanlagen unter anspruchsvollsten Offshore-Bedingungen – fernab der Küsten in der offenen See, in großen Wassertiefen und unter Einsatz modernster Technik. Nicht nur für die Betreiber, sondern vielmehr die gesamte noch recht junge Offshore-Windenergieindustrie liefert dieses Pionierprojekt grundlegende und wertvolle Erkenntnisse für den Entwurf, Bau und Betrieb künftiger Offshore-Windparks sowie deren Netzanbindung.

Die Technik von Laststufenschaltern hat sich in den letzten Jahren mit Einzug der Vakuumtechnologie entscheidend verbessert. In diesem Beitrag wird detailliert auf ein neues Konzept eingegangen, um weitere Vorteile des Vakuum-Laststufenschalters konsequent auszunutzen. Kern der Idee ist es einen gemeinsamen Ölhaushalt für den Laststufenschalter und den Hauptkessel des Transformators vorzusehen. Mit dieser innovativen Lösung kann das Design eines Leistungstransformators und seiner Anbauteile wesentlich verbessert werden. Der Vorteil: Weniger Komponenten bedeuten weniger Aufwand für Wartung und Instandhaltung. Dieses macht Vakuum-Laststufenschalter zur bevorzugten Wahl in Bezug auf die Wartungsfreundlichkeit beim Einsatz in Leistungstransformatoren für den Offshore-Einsatz.

SCHLÜSSELWÖRTER

Leistungstransformator, Drosselspule, Offshore-Windpark (OWP), Korrosionsschutz, kathodische Tauchlackierung (KTL), Gemeinsamer Ölhaushalt von Stufenschalter und Transformator, Offshore-Netzanbindung, HGÜ (Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung), VSC (Voltage Source Converter), Plattformkonzepte

1 EINLEITUNG

Alpha Ventus (Bild 1), der erste Offshore-Windpark in Deutschland, ist neben anderen Komponenten mit einem 75-MVA-Leistungstransformator ausgestattet. Die Entwurfsanforderungen waren hoch, da der Transformator extrem harten Betriebsbedingungen ausgesetzt ist. Von diesem Zeitpunkt an wurden Offshore-Windparks in großer Anzahl geplant und installiert. In diesem Industriezweig war Alstom Grid in Deutschland zuständig für die Herstellung und Lieferung von Leistungstransformatoren und Kompensations-Drosselspulen für die Offshore-Projekte Baltic 1 (68 Mvar, Bild 1), Veja Mate (2 x 240 MVA), Borkum West 2 (2 x 225 MVA), Global Tech 1 (4 x 120 MVA), Baltic 2 (2 x 150 MVA, 2 x 52 Mvar) und Meerwind (2 x 280 MVA).



Bild 1: Links: Alpha Ventus, die erste AC Offshore-Plattform in der deutschen Nordsee, ausgestattet mit einem 75-MVA-Hermetiktransformator, seit 2009 in Betrieb, rechts: Baltic 1 AC Offshore-Plattform in der deutschen Ostsee; Inbetriebnahme Mai 2011

2 OFFSHORE-EINSATZ

2.1 Technische Herausforderungen für Hochspannungsanlagen

Die technische Entwicklung von Hochspannungsanlagen für Offshore-Projekte bedeutet, die wohlbekannten und gemäßigten Onshore-Bedingungen zu verlassen und sich dem rauen und aggressiven Offshore-Klima zu stellen [1, 2]. Die Errichtung eines Umspannwerkes muss den vor Ort herrschenden Bedingungen Rechnung tragen. Dies bedeutet, dass für den Bau und die Inbetriebnahme nur ein sehr kleines Zeitfenster mit guten Wetterbedingungen zur Verfügung steht. Dabei müssen Wassertiefen von bis zu 50 Meter kontrolliert werden. In der Gas- und Ölindustrie gehört dies zum täglichen Geschäft.

Die bestehenden Erfahrungen aus der Plattformlogistik, Zugangs- und Designaspekte in Kombination mit dem langjährigen Knowhow aus der Gas- und Ölindustrie bieten eine gute Grundlage für die Hochspannungsbranche, auf diesem Gebiet tätig zu werden. Durch die Wellen- und Meeresströmungsenergie ist die Plattform hohen Belastungen ausgesetzt, die bei dem Entwurf der Anlage berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus ist die unterseeische Aufklärung schwierig und muss sehr sorgfältig durchgeführt werden, um unerwartete Probleme beim Bau zu vermeiden. Hierzu zählen auch Sicherheitsvorkehrungen zum Schutz vor Kollisionen mit Schiffen sowie der Brand- und Blitzschutz der Plattform.

2.2 Technische Herausforderungen für Leistungstransformatoren und ihre Komponenten

In diesem Beitrag werden Erfahrungen aus dem Projekt Baltic 1 sowie anderen laufenden Projekten vorgestellt und diskutiert. Sie basieren auf aktuellen technischen Erkenntnissen über Leistungstransformatoren, die einem aggressiven Meeresklima ausgesetzt sind. Da das Konzept typischerweise die Montage des Transformators auf dem Hauptdeck der Plattform vorsieht, muss er vor starker Korrosion geschützt werden. Auf Offshore-Plattformen dominieren Faktoren wie Gewichts- und Platzbeschränkungen sowie minimale Wartungsanforderungen. Dementsprechend ist eine Optimierung des Gewichts und des Platzbedarfs ein weiteres wichtiges Kriterium für das Design des Transformators.

Außerdem muss der Transformator hermetisch abgeschlossen sein, um zu verhindern, dass Feuchtigkeit von außen eindringt. Feuchtigkeit und Sauerstoff innerhalb des Isolationssystems beschleunigen die Alterung des Papiers und führen damit zu einer Verkürzung der Lebensdauer des Transformators [3, 4]. Eine Möglichkeit, um das Eindringen von Feuchtigkeit in das Isolationssystem zu verhindern, ist die Verwendung eines Hydrokompensators (Einbau eines Gummisacks im Ausdehnungsgefäß). Auf diese Weise erfolgt eine Schottung des Öls innerhalb des Transformators. Eine andere Maßnahme ist der Einsatz einer hermetisch gekapselten Ausführung ohne Ausdehnungsgefäß. In diesem Fall wird die Ausdehnung des Öls durch speziell entwickelte ausdehnungsfähige Radiatoren aufgenommen [5].

Neben diesen Maßnahmen sind die Ausleitungen auf der Hoch- und Niederspannungsseite in Form von Kabelanschlüssen ausgeführt. Da die Installation des Transformators und die Verlegung der Kabel getrennt voneinander erfolgen, ist eine Kabel-Steckverbindung zwingend erforderlich. Darüber hinaus muss das Anschlusssystem vor dem Eindringen von Salzwasser und der Einwirkung von UV-Strahlung geschützt werden und die entsprechenden mechanischen Eigenschaften aufweisen. Das gesamte Konzept ist in Hinsicht auf minimale Wartungsanforderungen optimiert.

2.3 Einfluss mechanischer Belastungen auf den Leistungstransformator

Im Vergleich zu Onshore-Transformatoren muss ein Offshore-Transformator höhere Anforderungen in Hinsicht auf mechanische Belastungen bei Transport und Betrieb erfüllen. Ähnlich einer erdbebensicheren Konstruktion muss der gesamte Transformator so konzipiert sein, dass er "harten Bedingungen" widersteht. In Tabelle 1 ist eine Übersicht über auftretende Beanspruchungen zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht über auftretende mechanische Beanspruchungen bei Transport und Betrieb

	Transport	Betrieb
Onshore	Schwerstück ¹ muss zweckmäßig verzurrt werden, Aktivteil ² muss ein dem Transportweg entsprechendes Design aufweisen	Kaum Beanspruchungen daher Aufstellung auf Rollen oder Kufen ohne besondere Maßnahmen möglich
Onshore erdbebensicher	Schwerstück ¹ muss zweckmäßig verzurrt werden, Aktivteil ² weist bereits aufgrund seiner erdbebensicheren Auslegung ein geeignetes Design auf	Ggf. erhebliche Beanspruchungen des gesamten Transformators, Aufstellung i. d. R. fest mit Fundament, Häufigkeit der Beanspruchungen eher selten
Offshore	kompletter Transformator muss ein geeignetes Design aufweisen und zweckmäßig verzurrt werden (vergleichbar mit Betriebsbeanspruchung eines erdbebensicheren Onshore-Transformators)	Permanent hohe Beanspruchungen des gesamten Transformators, Aufstellung schwingungsentkoppelt mit Plattform: "Transportbelastung for life-time"

¹ Schwerstück = Kessel und Deckel mit Aktivteil, ² Aktivteil = Kern und Wicklungen,

Onshore liegt der Fokus bei einer geeigneten Verzurrung des Schwerstücks während des Transports. Üblicherweise angenommene Werte für maximal zulässige Transportbeschleunigungen bei kombiniertem Verkehr (Straße, Schiene, Seewege) gemäß der Norm DIN EN 12195-1 [6] liegen bei:

- Längs zur Fahrtrichtung: 1,0 g * (ausgenommen Rangierstöße bei Schienentransport)
- Quer zur Fahrtrichtung: 0,8 g
- Vertikal zur Fahrtrichtung: 1,0 g

* g = 9,81 m/s²; auch Fallbeschleunigung

Die aktuelle Revision der Norm IEC 60076-1:2011 [7] schreibt erstmals vor, dass ein Transformator Transportbeschleunigungen von 1 g in allen Richtungen standhalten muss. Daneben liegen bekannte Beschleunigungen bei Verladungen auf RoRo-Schiffen (von engl. Roll on Roll off) bei etwa 1,5 bis 1,8 g. Auf diese Bedingungen ist das Design abzustimmen.

Offshore-Transformatoren werden üblicherweise im Trockendock komplett aufgerüstet und mit Öl befüllt. Danach werden Sie entweder separat oder bereits in der Plattform eingebaut auf dem Seeweg zum Zielort transportiert. Dementsprechend muss nicht nur das Schwerstück sondern der gesamte Transformator mit allen äußeren Anbauteilen den Transportbeschleunigungen auf See standhalten. Die Einleitung der Sicherungskräfte in die Struktur der Plattform stellt eine besondere Herausforderung dar. Während des Transports treten mechanische Belastungen in alle Richtungen auf. Des Weiteren

entstehen bei der "Hochzeit" der Gründungsstruktur mit der Topside-Struktur bei konventionellen Plattformlösungen hohe Belastungen (Stöße), hauptsächlich in vertikalen Richtungen.

Bei einem erdbebensicheren Design müssen im Betrieb je nach Erdbebenzone erhebliche Beanspruchungen während eines Erdbebens beherrscht werden, die in der Regel jedoch eher selten auftreten. Während bei Onshore-Transformatoren im Betrieb kaum mit erhöhten Beanspruchungen zu rechnen ist, herrschen beim Offshore-Betrieb permanent hohe Anforderungen. Dies liegt darin begründet, dass die Plattform direkt Wind und Wellen ausgesetzt ist.

Das gewählte Plattformdesign hat ebenfalls Auswirkungen auf die zu erwartenden Belastungen. So besteht beispielsweise eine Monopile-Konstruktion (z. B. Baltic 1) aus einem zylindrischen hohlen Pfahl und ist dadurch statisch nicht so steif wie das Jacket (z. B. Alpha Ventus), eine Fachwerkskonstruktion aus Stahl, die der Konstruktion von üblichen Strommasten gleicht. Die Erfahrung hat gezeigt, dass Bewegungen innerhalb der Stahlkonstruktion einer Plattform zu elastischen Verformungen von ca. 30 mm auf einer Länge von 10 m führen können. Dies muss bei der Auslegung des Transformators berücksichtigt werden. Für die Wahl eines geeigneten Designs für z. B. Art und Befestigungen von Rohrleitungsverbindungen zwischen dem Transformator und einer separat aufgestellten Kühlanlage ist dieses Kenntnis entscheidend. Wird dies nicht berücksichtigt, so würden innerhalb kürzester Zeit Materialermüdungen zu einer Schädigung am Transformator führen.

Aus diesen Gründen erfolgt die Erstellung des Entwurfs eines Transformators sorgfältig mithilfe von Berechnungen nach der Finite-Elemente-Methode (FEM) (Bild 2). Für die Bewertung der Beschleunigungsbelastungen wurden 2,5 g in alle Richtungen zugrunde gelegt. Neben diesen beispielhaft dargestellten Komponenten des Behälters müssen alle inneren und äußeren Komponenten so bemessen sein, dass sie den beschriebenen mechanischen Belastungen während ihrer gesamten Lebensdauer standhalten.

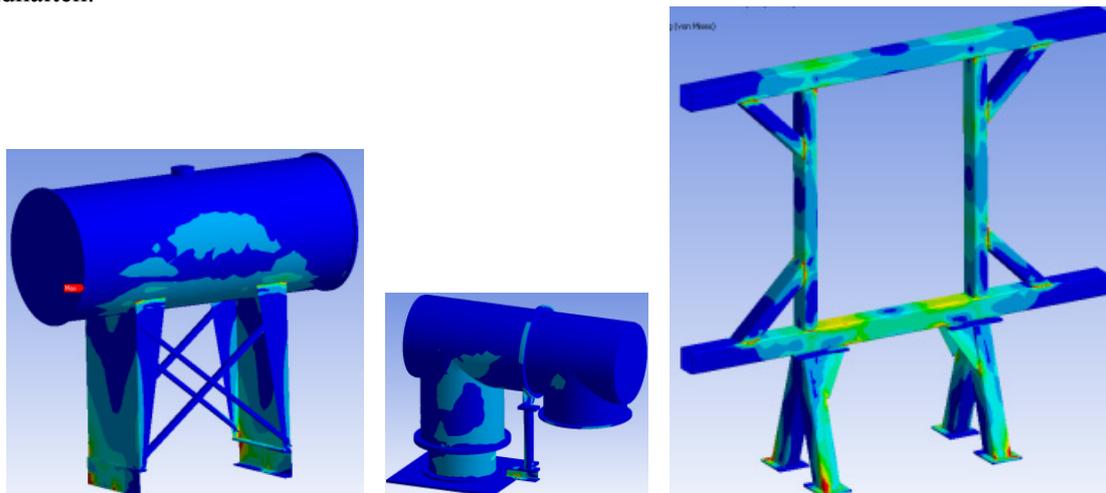


Bild 2: FEM-Berechnungen zur Simulation mechanischer Belastungen beim Transport und im Betrieb, links: Am Ausdehnungsgefäß, Mitte: Am Kabelanschlusskasten - zusätzlich Simulation einwirkender Kräfte bei der "Hochzeit" der Gründungsstruktur mit der Topside-Struktur, rechts: Am Gestell einer Radiatorenatterie

2.4 Maßnahmen zum Schutz des Transformators vor Offshore-Klimabedingungen

Charakteristische Bedingungen für ein Onshore-Klima sind zyklische Betauung ohne Belastung durch Salz und eine mäßige UV-Belastung. Das Objekt ist jederzeit frei zugänglich. Im Gegensatz dazu sind Offshore-Bedingungen durch permanente Feuchtigkeit, einen hohen Salzgehalt in der Luft und eine intensive UV-Strahlung geprägt; zudem ist die Zugänglichkeit von Offshore-Plattformen erheblich eingeschränkt, wenn es sich um unbemannte Plattformen handelt. Der Einfluss des Wetters ist von entscheidender Bedeutung.

Grundlegende Maßnahmen zum Schutz der Stahlkonstruktion sind abgerundete Kanten, um eine angemessene Dicke von Beschichtungen zu gewährleisten, die Glättung von Schweißnähten zur Vermeidung von Beschichtungsfehlern, die Auswahl eines geeigneten Beschichtungssystems und Schützen der Schraubenverbindungen durch den Einsatz von Fettkappen (Bild 3). Vorzugsweise werden Armaturen aus qualitativ hochwertigem seewasserfestem Edelstahl eingesetzt. Falls

erforderlich sind auch Lösungen zum Austausch von Schiebern ohne Ablassen des Öls und bei laufendem Betrieb des Transformators verfügbar. Alle Steuerschränke sind in der Schutzklasse IP66 ausgeführt; die Installationskabel sind UV-beständig. Entscheidend bei allen mechanischen Verbindungen ist eine Vermeidung elektrochemischer Beanspruchungen, die eine Korrosion begünstigen.

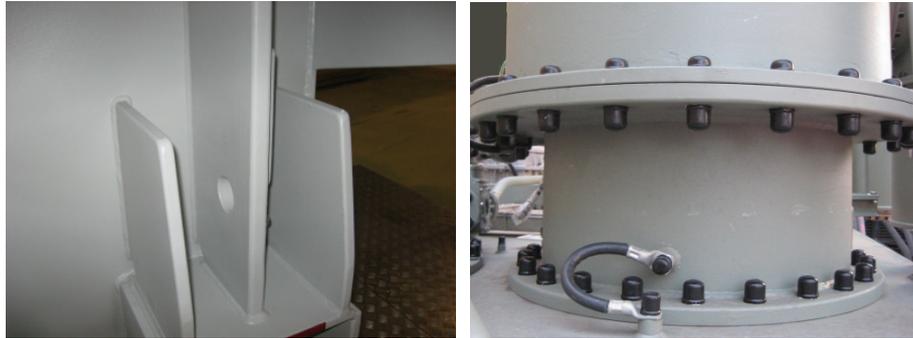


Bild 3: Grundlegende Korrosionsschutzmaßnahmen, links: Abgerundete Stahlkonstruktionen, Vermeidung von Oberflächendefekten bei Schweißnähten und ein geeignetes Beschichtungssystem, rechts: Schutz von Schraubenverbindungen durch Fettkappen

Im Zuge der Verbesserung von Korrosionsschutzmaßnahmen wurde der Stahlbau des Transformators systematisch untersucht. In diesem Zusammenhang wurden Radiatoren, mit ihren von Hause aus geringen Blechstärken, auf mögliche Verbesserungspotentiale untersucht. Von den äußeren Kanten der mit Korrosionsschutz versehenen Radiatoren, an den Stellen wo die Bleche aufeinander treffen, wurden Schlibfbilder erstellt. In Bild 4 ist das Ergebnis der Untersuchungen dargestellt. In der Mitte im Bild ist eine einwandfreie Radiatorennaht zu erkennen. Die rechts im Bild dargestellte Rollnaht hingegen bietet Angriffsfläche für Spaltkorrosion.

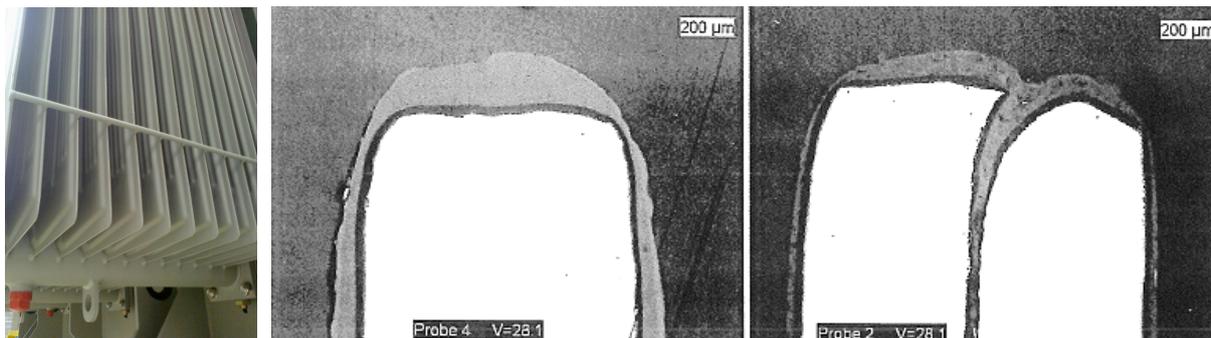


Bild 4: Untersuchung an Radiatorennahten, links: Ausschnitt eines Radiators mit äußeren Kanten, Mitte: Einwandfreie Radiatorennaht, rechts: Radiatorenrollnaht bietet Angriffsfläche für Spaltkorrosion

2.5 Kühlungsstrategien bei Offshore-Transformatoren

Zur Kühlung der Transformatoren sind derzeit als Kühlungsarten die folgenden Typen vorgesehen:

- ONAN Öltransformator mit äußerer Luftkühlung bei natürlicher Bewegung beider Kühlmedien, engl. oil natural air natural
- ODAN Öltransformator mit äußerer Luftkühlung bei natürlicher Bewegung der Kühlluft und „direkter“ Rückführung des Öls an die Wicklungen durch Pumpen, engl. oil directed air natural
- ODWF Öltransformator mit äußerer Wasserkühlung bei erzwungener Bewegung des Wassers und „direkter“ Rückführung des Öls an die Wicklungen durch Pumpen, engl. oil directed water forced

ONAN-gekühlte Transformatoren sind schwerer und größer als Ausführungen mit ODWF-Kühlung. Andererseits fallen bei ODWF-Ausführungen höhere Kosten für die Aufbereitung des Seewassers an, das zur Kühlung verwendet wird. Neben der Wartung der Filteranlage wird Energie für den Betrieb

der Pumpen benötigt. In Bild 5 ist schematisch das Prinzip einer Kühlung mit Seewasser dargestellt [2]. Das zur Kühlung vorgesehene Seewasser muss auf die Plattform gepumpt und dort gefiltert werden. Dort wird es einem Wasser-Wasser-Wärmetauscher zugeführt. Auf der anderen Seite des geschlossenen Zwischenkühlkreises befindet sich der Öl-Wasser-Kühler des Transformators.

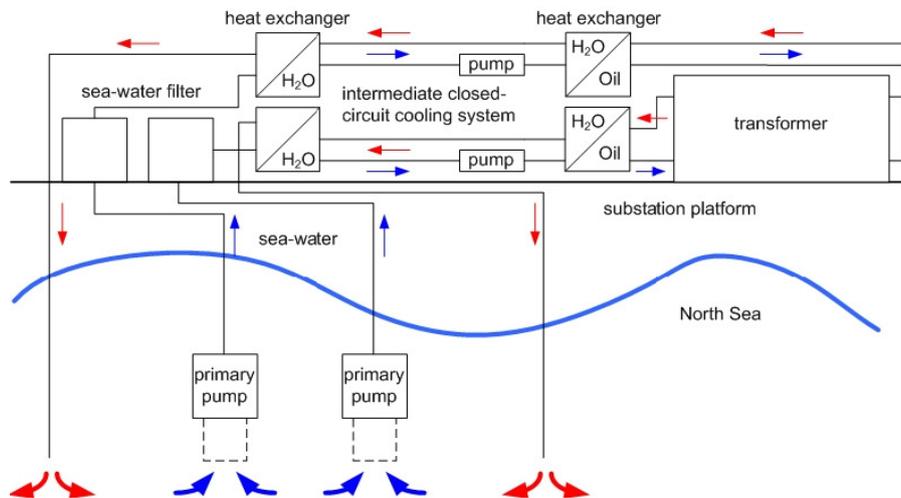


Bild 5: Kühlungsschema eines mit Seewasser gekühlten ODWF-Transformators [2]

Bei ONAN wird eine Kühlleistung von 100 % zugrunde gelegt, da jeder einzelne Radiator, im Falle eines Problems, bei laufendem Betrieb separat ausgetauscht werden kann. Für die Kühlungsart ODWF werden zwei Öl-Wasser-Kühler mit einer Kühlleistung von jeweils 100 % vorgesehen. Im Betrieb läuft jeder Kühler mit 50 % des Wasservolumens. Dadurch wird eine Redundanz von 100 % für den Fall erzielt, dass einer der Öl-Wasser-Kühler bei laufendem Betrieb ausgetauscht werden muss. Aktuelle Konzepte sehen auch die Kühlungsart ODAN vor.

3 INNOVATIVER KORROSIONSSCHUTZ

3.1 Seeklima - Lebenselixier für Rost

Bei einer ungeschützten Stahlkonstruktion wird unter Onshore-Bedingungen im ersten Jahr von einer Korrosionsrate ausgegangen, die einem Dickenverlust von 25 bis 50 μm entspricht. Unter Offshore-Bedingungen liegt die Korrosionsrate im ersten Jahr dagegen bei einem Dickenverlust von 80 bis 200 μm . Die Strategie für den Korrosionsschutz kann also nur sein: Minimieren der Einwirkung von Sauerstoff, Feuchtigkeit und Salz.

Um sicherzustellen, dass die Konstruktion den rauen Offshore-Bedingungen gewachsen ist, wurden alle Stahlkonstruktionen gemäß der internationalen Norm ISO 12944 [8] gefertigt und geprüft. Dementsprechend weist die Konstruktion die Korrosionsschutzklasse C5M H auf, bei der es sich um die höchste in dieser Norm definierte Schutzklasse handelt. Darüber hinaus wurde das Korrosionsschutzsystem gemäß der internationalen Norm ISO 20340 [9] geprüft. Diese Norm legt noch strengere Prüfbedingungen als die in der Norm ISO 12944 beschriebenen Anforderungen fest.

3.2 Kathodische Tauchlackierung (KTL)

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

Vorstudien zu Beginn des Qualifizierungsprozesses mit dem neuen Korrosionsschutzverfahren haben gezeigt, dass KTL für die Aufbringung zusätzlicher Lackschichten geeignet ist. Auch die Entfernbarkeit, sofern notwendig, und das Verschweißen von KTL-beschichteten Teilen wurden geprüft (Bild 6, links). Da die Vorstudien mit KTL vielversprechende Ergebnisse erbracht hatten, wurden weitere Tests in Übereinstimmung mit der internationalen Norm ISO 20340 durchgeführt. Es wurde

besonderer Wert auf möglichst realistische Testbedingungen gelegt. Um diese Vorgaben zu erfüllen, wurde für die Tests Radiatorsegmente verwendet (Bild 6, rechts). Nach Aufbringung von KTL wurde der Korrosionsschutz durch einen geeigneten Grundieranstrich und eine Decklackschicht vervollständigt. Zudem wurden an den Proben definierte Kratzer vorgesehen. Anschließend wurden die Proben für insgesamt 4200 Stunden geprüft. Das Testverfahren sieht eine Behandlungsdauer von 25 Wochen vor. Jede Woche wurden die Proben einer dreitägigen UV-/Kondensationseinwirkung ausgesetzt, gefolgt von einem dreitägigen Salzsprühnebeltest und einem eintägigen Kältetest bei $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Bild 7).

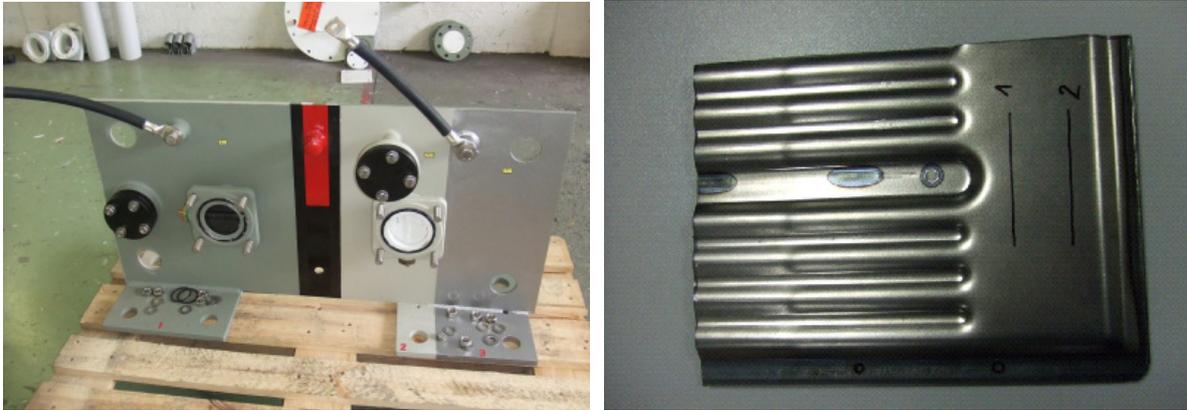


Bild 6: Links: Vorstudien zur Qualifizierung des innovativen Korrosionsschutzverfahrens der kathodischen Tauchlackierung (KTL); Probe einer Stahlkonstruktion mit Flanschen, Drosselklappen, Anschweißteilen und Decklackschicht, rechts: Radiatorsegment mit KTL zur Schaffung von realistischen Bedingungen bei der Durchführung von Tests gemäß ISO 20340



Bild 7: Tests an KTL-Proben gemäß ISO 20340, links: Bewitterungsprüfkammer (UV-/Kondensationstests), Mitte: Salzsprühnebeltests, rechts: Klimaprüfkammer



Bild 8: KTL-Proben mit Deckanstrich, links: Probe mit 2 mm breitem Ritz zur Beurteilung der Unterrostung, Mitte: nach 175 Tagen (4200 Stunden), beeindruckende Rostbildung und Unterwanderung des Korrosionsschutzes am definierten Kratzer, Tests gemäß ISO 20340 wurden bestanden; rechts zum Vergleich: Versuchsradiatoren (ohne KTL) nach 8 Jahren unter Offshore-Bedingungen ohne Pflege des Korrosionsschutzes

Bild 8 (links und Mitte) zeigt Proben zu Beginn und nach der Behandlung gemäß ISO 20340. Die beeindruckende Rostbildung und Unterwanderung des Korrosionsschutzes am definierten Kratzer liegt unterhalb des zulässigen Wertes. Somit bestanden die Proben mit KTL-Beschichtung die Tests und das Korrosionsschutzsystem konnte für die weitere Nutzung qualifiziert werden. Bild 8 (rechts) zeigt beispielhaft Versuchsradiatoren, die dem Offshore-Klima über einen Zeitraum von etwa 8 Jahren ausgesetzt wurden ohne den Korrosionsschutz zu pflegen.

Neben der Anwendung für Radiatoren und Flansche wird das Verfahren nach und nach auch für andere Transformatorbestandteile eingesetzt, wie zum Beispiel Kabelanschlusskästen und Rohrleitungen, so dass auch diese Teile mit einem optimierten langfristigen Korrosionsschutz versehen werden können (Bild 9). Erste Erfahrungen mit KTL liegen bereits für einen kompletten Kessel eines 120-MVA-Transformators (Bild 10) vor.



Bild 9: KTL-beschichtete Teile mit sehr glatter Oberfläche, von links nach rechts: Radiator, Flansche, Kabelanschlusskästen und Rohrleitungen



Bild 10: Kompletter Kessel eines 120-MVA-Transformators mit KTL-Behandlung, links: Teilansicht des Kessels mit bereits aufgetragenem zusätzlichem Kantenschutz (graue Farbe), rechts: zur Prüfung komplett aufgerüstet im Herstellerwerk

Ein weiteres wichtiges Kriterium beim Einsatz von KTL im Transformatorbau ist der Nachweis der Kompatibilität mit Mineralöl. Zu diesem Zwecke wurden KTL-behandelte Proben verschiedener KTL-Lieferanten bei der Universität Stuttgart untersucht. Das Ziel war eine Analyse des Ausgasungsverhaltens sowie der charakteristischen Ölparameter. Die Gas-in-Öl Analyse hat bestätigt, dass KTL keine Auswirkungen auf das Öl hat, da in den Proben kein Wasserstoff und keine Kohlenwasserstoffe nachgewiesen werden konnten. Außerdem wiesen Farbe, Säuregehalt, dielektrischer Verlustfaktor und Wassergehalt der Ölproben keinerlei Veränderungen auf. Somit ist kein Einfluss auf das Alterungsverhalten von Mineralölen nachweisbar.

4 NEUES INNOVATIVES KONZEPT MIT STUFENSCHALTERN MIT VAKUUMTECHNOLOGIE (VACUTAP®)

4.1 Vakuumtechnologie bei Stufenschaltern

Im Gegensatz zum Leistungstransformator ist ein konventioneller Laststufenschalter wartungsintensiv. Neben sich bewegenden, mechanischen Teilen kommt es durch die elektrischen Schaltheftungen zu Kontaktabbrand und somit zu Verschleißerscheinungen. Auch das Isolieröl muss überwacht werden und unter bestimmten Umständen auch ausgetauscht werden. Notwendige Wartungsarbeiten sind unumgänglich.

In den 80er Jahren wurden spezielle Vakuumschaltröhren als Ersatz für die konventionellen Kontaktmaterialien entwickelt und eingesetzt. Mitte der 90er Jahre wurde die Regelung von Trockentransformatoren immer bedeutender, bei der diese Technologie zum Einsatz kam. Zu Beginn des letzten Jahrzehnts erfolgte dann der Einsatz von Vakuumschaltröhren auch bei den Stufenschaltern, die als Einbautyp in Öltransformatoren eingesetzt werden. Die damit entwickelten Vakuum-Laststufenschalter zeichnen sich durch einen wesentlich geringeren Verschleiß der Schaltkontakte, einer nahezu ausbleibenden Ölzersetzung und den dadurch erheblich verlängerten Wartungsintervallen aus [10].

Diese Wartungsfreundlichkeit war für die Betreiber von Leistungstransformatoren von großer Bedeutung, so dass diese die konventionellen Ölschalter ablösten. Für den Hersteller von Leistungstransformatoren war der Entwicklungsschritt von untergeordneter Bedeutung. Weil äußerlich keine Veränderungen erkennbar waren, wurde die Neuentwicklung im Zuge der Neufertigung von Leistungstransformatoren sowie im Prüffeld bei den elektrischen Endprüfungen kaum registriert.

Nach der erfolgreichen Einführung der Vakuumtechnologie liegt es nahe, das Design des Leistungstransformators zu optimieren, um weitere Vorteile des Vakuum-Laststufenschalters auszunutzen. Weil die Lastumschaltung in einem vom Isolieröl gekapselten Volumen stattfindet und da der Lastumschalter keinerlei Schutzfunkenstrecken mehr besitzt, ist es nicht mehr notwendig, die beiden Ölvolumina von Lastumschalter und Hauptkessel voneinander zu trennen.

4.2 Die Idee eines gemeinsamen Ölhaushalts

Das neue Konzept zeichnet sich durch den Einsatz von Stufenschaltern mit Vakuumtechnologie (VACUTAP®) aus. Die grundsätzliche Idee besteht darin, einen gemeinsamen Ölhaushalt für den Laststufenschalter und den Hauptkessel des Transformators vorzusehen. Durch den Einsatz der Vakuumtechnologie ist die Entstehung von Gasen, hervorgerufen durch den Schaltvorgang, sehr gering, so dass die Gas-in-Öl-Analyse (DGA) dadurch nicht messbar beeinflusst wird. Ermöglicht wird dies durch das prinzipbedingte Fehlen der Schaltlichtbögen im Öl sowie einer speziellen Auslegung der Überschaltwiderstände des Laststufenschalters, bei der die Widerstandsübertemperaturen unter allen zu erwartenden Betriebsbedingungen so gering sind, dass keine freien Gase entstehen. Erste Erfahrungen bei in Betrieb befindlichen Transformatoren haben dies bestätigt. Die Werte der Gas-in-Öl-Analyse zeigen keinen Unterschied beim gemeinsamen Ölhaushalt im Vergleich zu getrennten Ölräumen.

Durch die Zusammenlegung der Ölhaushalte von Transformator und Stufenschalter kann das Design eines Leistungstransformators und seiner Anbauteile wesentlich vereinfacht werden. Diese neue Möglichkeit kann auf frei atmende Transformatoren sowie auf Hermetiktransformatoren angewendet werden. Dabei wird ein verbessertes Schutzkonzept für den Laststufenschalter angewendet. Der Vorteil: Weniger Komponenten bedeuten weniger Aufwand für Wartung und Instandhaltung. Im Folgenden wird detailliert auf die verschiedenen Varianten eines gemeinsamen Ölhaushalts eingegangen.

4.3 Gemeinsamer Ölhaushalt bei frei atmenden Transformatoren

Bei frei atmenden Transformatoren wird die temperaturbedingte Volumenänderung des Isolieröls durch ein Ausdehnungsgefäß aufgenommen. Typischerweise sind der Hauptkessel sowie der Laststufenschalter mit je einem Ausdehnungsgefäß ausgestattet. Beide Ausdehnungsgefäße werden üblicherweise jeweils mit weiteren Bauteilen wie einem Ölstandsanzeiger, Rohrleitungen, Schiebern und einem Luftentfeuchter ausgestattet.

Beim neuen Konzept eines gemeinsamen Ölhaushalts bei frei atmenden Transformatoren entfällt das separate Ausdehnungsgefäß für den Stufenschalter ersatzlos. Die Rohrleitung hinter dem Schutzrelais des Stufenschalters wird an die Rohrleitung, die in das Hauptausdehnungsgefäß führt, angeschlossen. Hierdurch werden die Ölräume miteinander verbunden. Die bisher notwendigen weiteren Bauteile am Ausdehnungsgefäß des Stufenschalters, wie Rohrleitungen, Schieber, Luftentfeuchter und Ölstandsanzeiger, entfallen (Bilder 11 und 12).

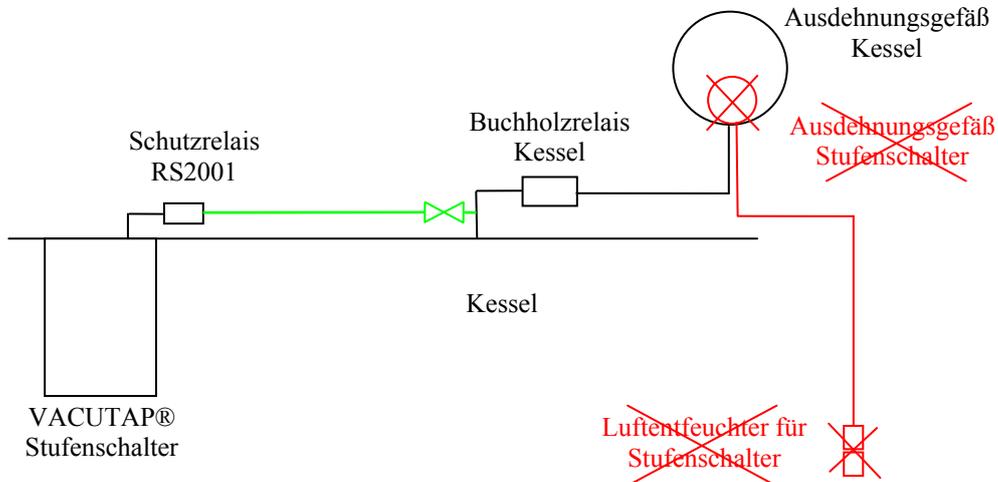


Bild 11: Schematische Darstellung des neuen Konzepts eines gemeinsamen Ölhaushalts bei frei atmenden Transformatoren, grün: neue Verbindungsrohrleitung, rot: Einsparung der Bauteile Ausdehnungsgefäß für den Stufenschalter mit Rohrleitungen, Schiebern, Ölstandsanzeiger und Luftentfeuchter

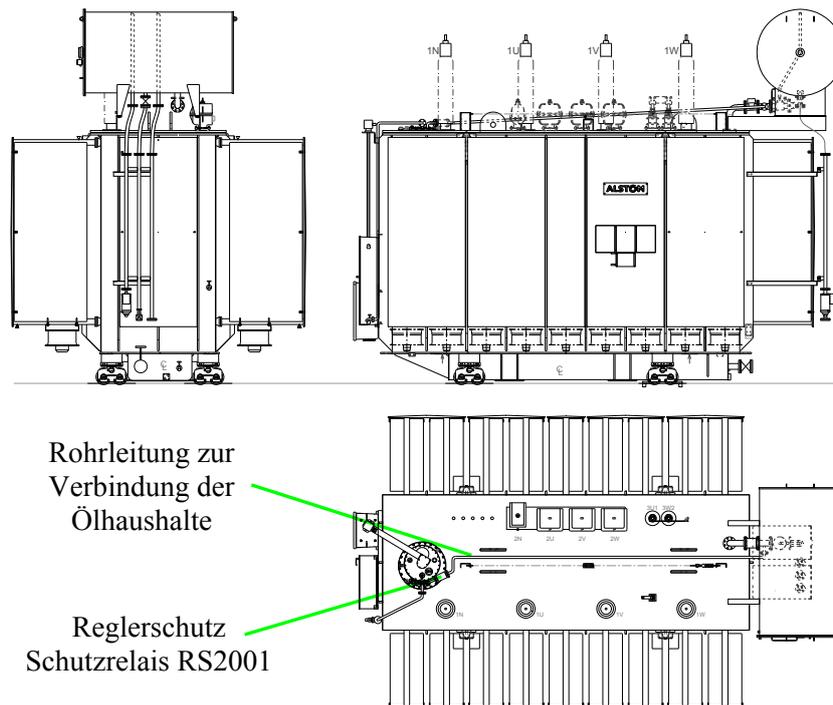


Bild 12: Neues Konzept eines gemeinsamen Ölhaushalts am Beispiel eines frei atmenden 120-MVA-Transformators

4.4 Gemeinsamer Ölhaushalt bei Hermetiktransformatoren

Bei der Maschinenfabrik Reinhausen wurden Untersuchungen durchgeführt, die die Wirksamkeit des Reglerschutzes sowie eventuelle Unterschiede zwischen frei atmenden Transformatoren und Hermetiktransformatoren aufzeigen sollten.

Bei einem frei atmenden Transformator wird in die Rohrleitung zwischen Laststufenschalterkopf und Ölausdehnungsgefäß standardmäßig ein Schwallschutz eingebaut. Dieses Ölströmungsrelais ist zum

Schutz des Laststufenschalters und des Transformators bei einer Störung innerhalb des Laststufenschalter- bzw. Lastwählerölgefäßes vorgesehen. Es spricht an, wenn die vorgegebene Ölströmungsgeschwindigkeit durch eine Störung überschritten wird.

Bei Hermetiktransformatoren bestand das Schutzkonzept bisher aus einer Kombination von Druckentlastungsventil (DEV) und (Zweischwimmer-)Buchholzrelais. Der obere Schwimmer des Buchholzrelais hatte die Funktion, vorhandene Gasansammlungen mit Hilfe eines Magnetventils abzulassen.

Im Rahmen der Untersuchungen wurde die Funktionsweise des herkömmlichen Ölströmungsrelais zunächst in Verbindung mit einem Dehnradiator, wie er bei einem Hermetiktransformator anstelle des konventionellen Ausdehnungsgefäßes zum Einsatz kommt, getestet (Bild 13). Die Untersuchungen ergaben, dass sich die Federkennlinie (Steifigkeit) eines Dehnradiators linear verhält. Es wurden Strömungsimpulse mit einem definierten Volumenstrom simuliert, die bei einer Störung des Stufenschalters zum Auslösen des Schutzrelais führen würden. Auch der Einfluss der Öltemperatur (Viskosität des Öls) wurde untersucht. Je höher die Temperatur, desto mehr Öl muss transportiert werden, um die Schwallklappe im Schutzrelais zum Fallen zu bringen. Bei tiefen Temperaturen hingegen wird ein höherer Druck benötigt, damit das Schutzrelais anspricht. Als Ergebnis konnte festgestellt werden, dass sich ein korrekt befülltes Hermetiksystem mit Dehnradiator in Bezug auf den Reglerschutz praktisch genauso verhält wie ein "klassisches" frei atmendes System.



Bild 13: Versuchsaufbau bei der Maschinenfabrik Reinhausen zu Untersuchungen an Dehnradiatoren

Im Rahmen der Untersuchungen zum neuen Konzept eines gemeinsamen Ölhaushalts bei Hermetiktransformatoren wurde mit dieser Erkenntnis das bestehende Schutzkonzept für den Laststufenschalter hinsichtlich weiterer Optimierungsmöglichkeiten untersucht. Etwa 10 Jahre positive Betriebserfahrungen sind ein Beleg dafür, dass sich dieses Konzept grundsätzlich bewährt hat. Auch wenn die Funktion des Ölströmungsrelais in Verbindung mit Dehnradiatoren im Prinzip gewährleistet ist, erscheint es sinnvoll, bei Hermetiktransformatoren die bestehende Konfiguration aus Druckentlastungsventil und Buchholzrelais beizubehalten. Nur damit ist ein unter allen Betriebsbedingungen funktionsfähiges und von den Rohrleitungsgeometrien unabhängiges Schutzkonzept realisierbar. Hierbei übernimmt das Druckentlastungsventil die Funktion des vorgeschriebenen Reglerschutzes, der im Störfall den Leistungsschalter auslöst. Das Druckentlastungsventil garantiert einen sehr schnell ansprechenden wirksamen Schutz des Laststufenschalters, der unabhängig von der gewählten Lösung des hermetischen Abschlusses (z. B. Lösung mit Dehnradiatoren oder Lösung mit Hydrokompensator) immer unter den gleichen, exakt definierten Bedingungen anspricht. Das Buchholzrelais übernimmt die Funktion des Gaswarners mit Meldefunktion.

Bei dem neuen Konzept eines gemeinsamen Ölhaushaltes bei Hermetiktransformatoren entfällt der bisher eingesetzte separate Dehnradiator mit seinen Rohrleitungen zum Stufenschalter. Im Sinne des beschriebenen Schutzkonzeptes wird stattdessen die Ausdehnerleitung des Stufenschalters direkt mit dem Buchholzrelais des Hauptkessels verbunden, das damit in einer "Doppelfunktion" auch als Gaswarner für den Laststufenschalter wirkt (Bild 14). Der Einsatz der Vakuumtechnologie hat gezeigt, dass in der Praxis keine freien Gase erzeugt wurden. Das im alten Konzept eingesetzte Magnetventil hat im Betrieb nie angesprochen. Aus diesem Grunde entfällt das Buchholzrelais mit Magnetventil beim neuen Konzept.

Wird anstelle von Dehnradiatoren ein Ausdehnungsgefäß mit hermetischem Abschluss vorgesehen, so wird in der Rohrleitung zum Ausdehnungsgefäß ein (Zweischwimmer-)Buchholzrelais als Gaswarner mit Meldefunktion vorgesehen. Dabei kann optional der untere Schwimmer in Verbindung mit der Schwallklappe zusätzlich zum Druckentlastungsventil zum Auslösen des Leistungsschalters des Transformators genutzt werden. Der obere Schwimmer soll jedoch zwingend die Meldung "Gaswarnung" auslösen.

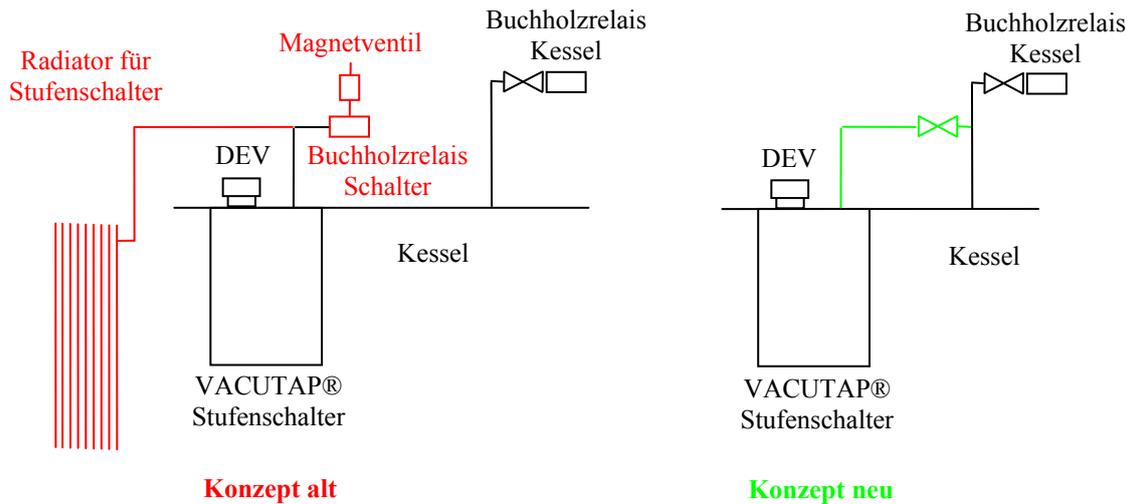


Bild 14: Schematische Darstellung des Schutzkonzepts von Hermetiktransformatoren: bisherige Lösung (links) sowie das neue Konzept eines gemeinsamen Ölhaushalts (rechts)

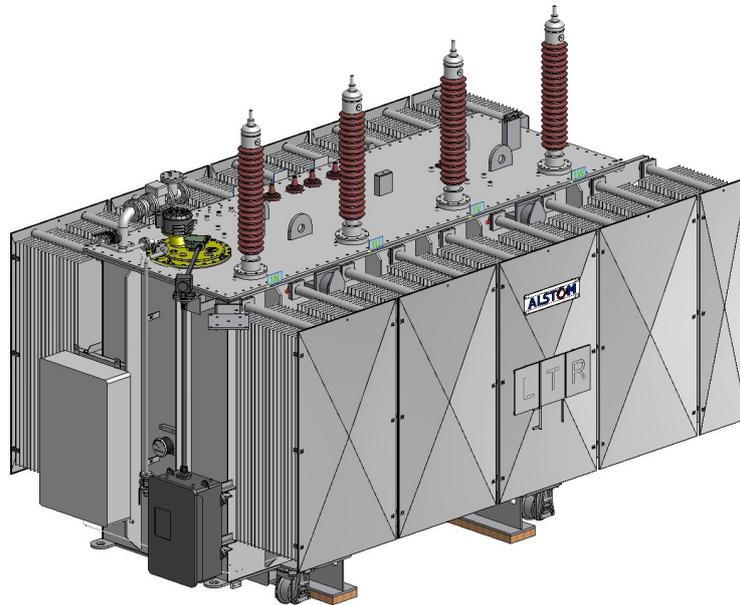


Bild 15: Neues Konzept eines gemeinsamen Ölhaushalts am Beispiel eines 40-MVA-Hermetiktransformators

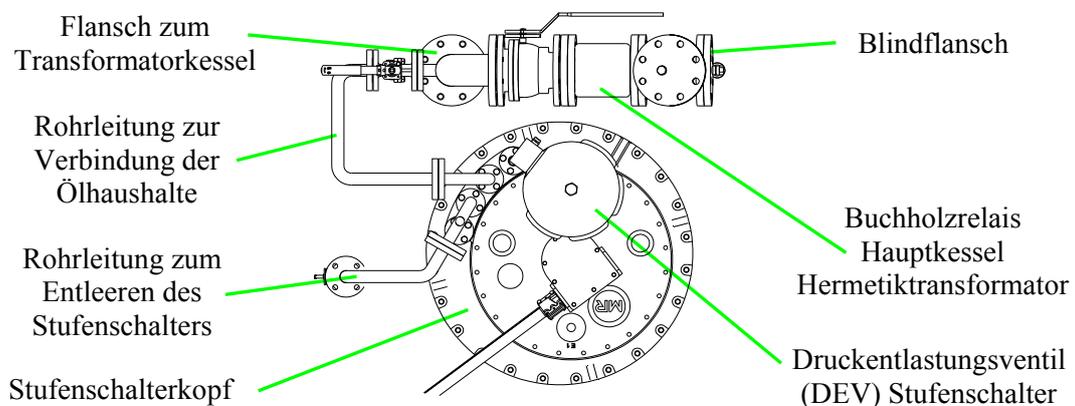


Bild 16: Detailansicht des neuen Konzepts eines gemeinsamen Ölhaushalts bei Hermetiktransformatoren, Bereich des Laststufenschalterkopfs mit kompakter Verbindungsrohrleitung zum Hauptkessel des Transformators

In Bild 14 sind das bisherige Konzept sowie die neuartige Lösung schematisch dargestellt. Am Beispiel eines 40-MVA-Hermetiktransformators ist das Konzept in Bild 15 dargestellt. Bild 16 zeigt eine Detailansicht, den Stufenschalterbereich mit seiner sehr kompakten Rohrleitungsverbindung zum Hauptkessel des Transformators.

Transformatoren im Offshore-Bereich sind verstärkt gegen das Eindringen von Feuchtigkeit in das Ausdehnungsgefäß zu schützen. Diese sind mitunter mit der Kühlungsart ODWF konzipiert. Um bei wassergekühlten Transformatoren einen hermetischen Abschluss zu gewährleisten, ist das Ausdehnungsgefäß mit einem Hydrokompensator ausgestattet. Auch bei dieser Art des hermetischen Abschlusses findet das neue Konzept des gemeinsamen Ölhaushalts zukünftig Anwendung.

5 OFFSHORE-NETZANBINDUNG

5.1 Direkte Netzanbindung in Drehstromtechnik

Bei Offshore-Projekten werden üblicherweise größere Windenergieanlagen (WEA) mit bis zu 5-MW-Leistung pro Anlage eingesetzt. Diese werden über ein 33-kV-Mittelspannungsnetz Unterwasser mit einer AC-Offshore-Umspannstation verbunden. Um Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz anzubinden, wird zwischen zwei grundsätzlichen Anschlusskonzepten unterschieden. Zum einen kann ein Offshore-Windpark in Drehstromtechnik, z. B. mit einer Spannung von 155 kV, an das sich an Land befindliche Übertragungsnetz angeschlossen werden (Bild 17). Aufgrund der Verbindung durch ein Seekabel ist jedoch die technisch und wirtschaftlich sinnvoll erreichbare Entfernung, bedingt durch die hohe Kabelkapazität, begrenzt. Um die Kabelkapazität zu kompensieren sind auf beiden Seiten des Kabels Kompensations-Drosselspulen notwendig. Eine weitere Möglichkeit bietet die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, die im Folgenden näher beschrieben wird.

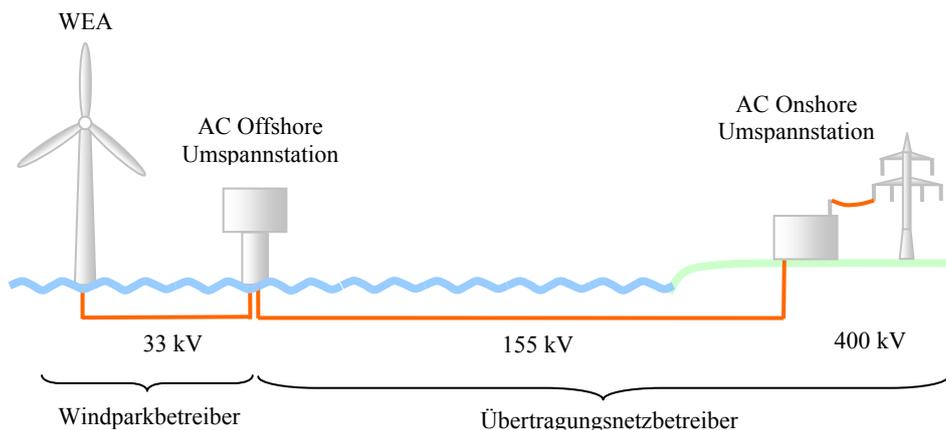


Bild 17: Beispiel eines Netzanschlusses von Offshore-Windparks, Einzelverbindung mit AC-Technologie

5.2 Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung mit VSC-Technologie

Liegen die Windparks weiter von der Küste entfernt, so erfolgt die Anbindung mit Hilfe einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) (Bild 18). Die erste deutsche Offshore-Netz-anbindung aus dem Jahre 2009, Alpha Ventus, wurde in Drehstromtechnik mit einer 66 km langen Kabelverbindung realisiert. 200 km beträgt beispielsweise die Länge der ersten deutschen Gleichstromverbindung, BorWin1, die ebenfalls in 2009 in Betrieb genommen wurde.

Die neueste Generation einer HGÜ von Alstom Grid [11] basiert auf mehrstufigen Stromrichtern mit Spannungszwischenkreis (Voltage Source Converter, VSC). Diese selbstgeführten Stromrichter verwenden als schaltende Elemente Bipolartransistoren mit isolierter Gate-Elektrode (engl. Insulated-Gate Bipolar Transistor, kurz IGBT). Vorteilhaft ist, dass sich die IGBTs durch ein Steuersignal, bei praktisch unbegrenzter Schalthäufigkeit, ein- und ausschalten lassen. Dieses ermöglicht es, eine kontrollierte Spannungsform aus einer Gleichspannung zu erzeugen.

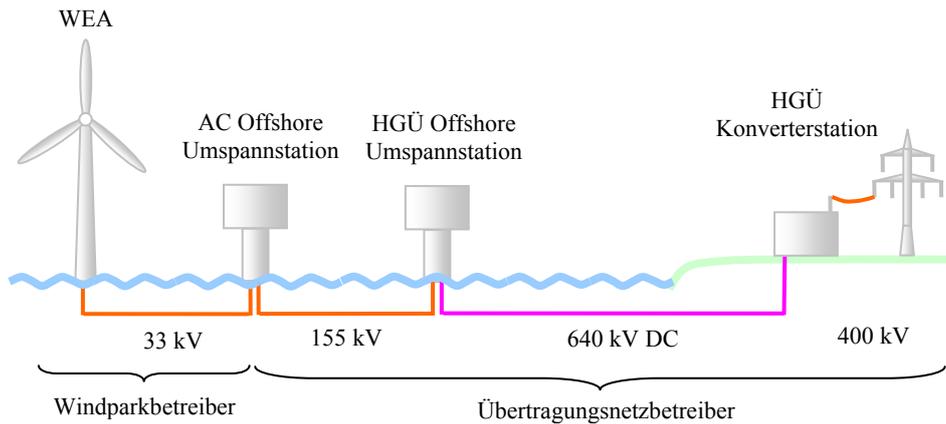


Bild 18: Beispiel eines Netzanschlusses von Offshore-Windparks, Anbindung von mehreren Offshore-Windparks mittels HGÜ-Technologie

Eine VSC-HGÜ-Anlage besteht im Wesentlichen aus den drei Hauptkomponenten Gleichspannungsschaltfeld mit einer Kondensatorbank, Leistungselektronik-Umformer zur Erzeugung einer sinusförmigen Spannungsform sowie Leistungstransformatoren (Bild 19, links). Die Vorteile der Nutzung dieser neuen Technologie bestehen darin, dass kein Filter auf der Wechselspannungsseite des VSC-Konverters notwendig ist, da die Spannungsform nahezu sinusförmig ist (Bild 19, rechts).

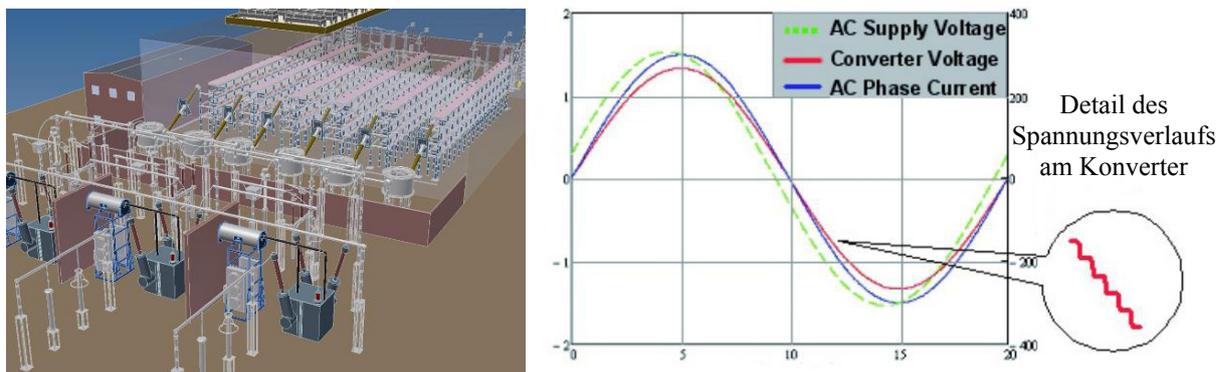


Bild 19: Links: Standard-Layout der neuesten Generation einer HGÜ von Alstom Grid basierend auf VSC-Technologie, rechts: Spannungs- und Stromverläufe einer modernen VSC-HGÜ-Anlage

Ein weiterer Vorteil dieser Technologie besteht in seiner "Schwarzstartfähigkeit", aufgrund der Tatsache, dass eine beliebige Spannungsform generiert werden kann. Dies bedeutet, dass ohne Stützung durch das umgebende Drehstromnetz nach einem Netzfehler der Betrieb selbstständig wieder aufgenommen werden kann. Daneben benötigen moderne VSC-HGÜ-Anlagen aufgrund ihrer kompakten Stromrichterstationen einen geringen Platzbedarf und eignen sich dementsprechend besonders für den Offshore-Einsatz. Diese Technologie ist die bevorzugte Lösung, die es ermöglicht, die Wirkleistungsabgabe dem Lastprofil des Windparks anzupassen.

Für die Leistungstransformatoren besteht der Vorteil, dass kaum Gleichstromanteile und harmonische Oberwellen durch eine VSC-HGÜ-Anlage generiert werden. Auf den ersten Blick betrachtet sind demnach nur geringe konstruktive Anpassungen am Leistungstransformator notwendig. Dennoch ist der Anteil von Oberwellen bei der Verlustbetrachtung zu beachten. Je nach Anlagenkonfiguration kann es notwendig sein, eine geeignete Übererregung des Leistungstransformators zu berücksichtigen. Daneben ist ein geeignetes Design der Wicklungen und seiner einzelnen Leiter zu wählen, so dass Zusatzverluste minimiert werden können. Die Messung von Verlusten eines Leistungstransformators erfolgt im Prüffeld des Herstellers nach einem speziellen Verfahren. Eine Messung erfolgt bei 50-Hz-Netzfrequenz. Eine weitere Messung bei einer Frequenz oberhalb von 150 Hz. Zusammen mit dem bekannten Spektrum an Oberwellen werden die sich im Betrieb ergebenden Gesamtverluste nach einem vorgeschriebenen Verfahren ermittelt. Die sich so ergebenden Gesamtverluste sind bei der Dimensionierung der Kühlanlage zu berücksichtigen. Außerdem stellt die Wicklungsbeanspruchung der Seite zum VSC-Konverter hohe Ansprüche hinsichtlich ihrer Spannungskoordination, da diese üblicherweise in einer Dreieckschaltung ausgeführt ist.

6 ZUKUNFTSKONZEPT FÜR OFFSHORE-PLATTFORMEN

6.1 Plattformkonzepte - offene Containerbauweise vs. geschlossene Gebäudelösung

Im Folgenden werden geeignete Plattformkonzepte aus mechanischer Sicht sowie aus Perspektive des Transports, der Konstruktion und des Betriebs vorgestellt. Derzeit ist eine Reihe von Konzepten verfügbar, die sich in verschiedenen konstruktionsspezifischen Punkten voneinander unterscheiden. Außerdem bieten statische Konstruktionen verschiedene Lösungen hinsichtlich des Fundaments und Oberbaus (engl. Topside). Alle diese Konstruktionen weisen ein spezifisches Gewicht pro Kubikmeter genutzter Fläche auf. Das Ziel besteht nun darin, eine optimierte wirtschaftliche Lösung in Hinsicht auf die Produktions- und Betriebskosten zu finden. Darüber hinaus kommt der Anordnung und Ausführung von Plattform-Versteifungen eine wesentliche Bedeutung bei der Beherrschung von Wind und Wellen zu, um unerwünschte Beschleunigungskräfte in den Anlagen zu vermeiden. Das Ziel dieses Kapitels besteht darin, die Vor- und Nachteile wesentlicher Konstruktionsausführungen aufzuführen und zusammenzufassen.

Alle Plattformen müssen auf dem Seeweg transportiert werden. Dies erfordert eine wohl durchdachte Installationsstrategie, die erheblichen Einfluss auf die Kosten der Anlagen ausübt. Um den Einfluss der Belastungen, die bei einem solchen Seetransport auftreten, beurteilen zu können, muss eine Bewegungs- und Schwingungsanalyse durchgeführt werden. Diese Untersuchungen vermitteln Kenntnisse über Beschleunigungskräfte, denen die Anlagen und einzelnen Komponenten ausgesetzt sind.

Im Prinzip werden zwei verschiedene Konzepte zur Kontrolle des Einflusses extremer Wetterbedingungen entwickelt. Bei dem einen handelt es sich um eine Containerlösung, wie sie für die Projekte Alpha Ventus, Baltic 1 und Borkum West 2 vorgesehen ist. Das andere Konzept ist eine moderne Gebäudelösung, wie sie für Projekte wie z. B. Veja Mate, Global Tech 1 oder Baltic 2 angedacht ist. Diese bietet die Möglichkeit, sie als selbstschwimmende Struktur einzusetzen und kommt beispielsweise für das Baltic 2-Projekt zur Anwendung. Heute ist bereits ein umfassendes Knowhow in Hinsicht auf Lösungen für die Entwicklung, den Transport, den Bau und den Betrieb vorhanden.

Das erste Offshore-Projekt für Alstom Grid in Deutschland war Alpha Ventus. Der Projektbeginn war 2007. Die Plattform ist mit einem 75-MVA-ONAN-Hermetiktransformator ausgestattet, seit 2009 in Betrieb und in eine offene Containerlösung integriert (Bild 1). Das Projekt Baltic 1, ebenfalls eine offene Containerlösung, besitzt eine 68-Mvar-Kompensations-Drosselspule (Bild 1) und wurde im Mai 2011 in Betrieb genommen. Der Offshore-Windpark Borkum West 2 ist mit zwei 225-MVA-ODWF-Leistungstransformatoren ausgestattet und als modulare Containerlösung konzipiert. In der ersten Phase liefert dieser Windpark eine Leistung von 200 MW. Die Inbetriebnahme ist für 2012 vorgesehen. Das Konzept für den Offshore-Windpark Veja Mate besteht aus einer Konstruktion in Modulbauweise, die auf der Oberseite unter anderem einen Sektor enthält, der im unteren Plattformteil geschlossen und im oberen Deck geöffnet ist; ausgestattet ist die Anlage mit zwei 240-MVA-ODAN-Leistungstransformatoren. Die Inbetriebnahme ist für 2012 vorgesehen.

Wesentliche Herausforderungen bei der Errichtung der beschriebenen Windparks in Form einer „konventionellen“ Containerlösung sind die begrenzte Anzahl verfügbarer Schwerlast-Schwimmkrane, die Charterkosten sowie die relativ hohen Baukosten. Um die allgemeine Leistungsfähigkeit zu verbessern, wurden neue selbstschwimmende selbsterrichtende Lösungen entwickelt.

6.2 Neue selbstschwimmende selbsterrichtende Plattformlösungen

Global Tech 1 ist ein komplett abgeschlossenes Gebäude in Form einer selbstschwimmenden selbsterrichtenden Schnellmontage-Plattformlösung, eine so genannte "Mobile Offshore Application Barge" (MOAB) mit vier 120-MVA-ODWF-Leistungstransformatoren (Bild 20, links). Die MOAB bietet dauerhafte Unterkünfte für bis zu 40 Personen, die für den Betrieb der Windfarm benötigt werden. Die volle Betriebsfähigkeit der Plattform soll 2012 erreicht sein.

Die neuste Entwicklung ist die Offshore-Plattform Baltic 2, eine vollständig selbstschwimmende selbsterrichtende Plattformlösung mit zwei 150-MVA-ODWF-Leistungstransformatoren (Bild 20,

rechts). Die Inbetriebnahme ist für 2013 vorgesehen. Weitere Erfahrungen werden in Großbritannien mit den folgenden Projekten gesammelt:

- Barrow (90 MW), fertig gestellt 2006,
- Robin Rigg (180 MW) fertig gestellt 2009,
- Ormonde (150 MW) fertig gestellt 2011,
- Sheringham Shoal (315 MW) fertig gestellt 2011.



Bild 20: AC Offshore-Plattformen, links: Global Tech 1 in der deutschen Nordsee mit vier 120-MVA-Leistungstransformatoren, rechts: Neuer Konzeptentwurf für Baltic 2 – eine selbstschwimmende selbsterrichtende Plattformlösung mit zwei 150-MVA-Leistungstransformatoren und zwei 52-Mvar-Kompensations-Drosselspulen

Abschließend kann festgestellt werden, dass es gelungen ist das Design der Offshore-Transformatoren auf die verschiedenen Plattformkonzepte anzupassen. Die an den Transformator gestellten hohen technischen Herausforderungen sind kontrollierbar. Diese sind Standhalten gegen aggressives Meeresklima im Besonderen bei einer offenen Plattformlösung, Beherrschung mechanischer Belastungen unter den erhöhten Anforderungen bei Transport und Betrieb sowie Lösungen für unterschiedliche Kühlungsstrategien (siehe Kapitel 2).

7 ZUSAMMENFASSUNG

Die technische Entwicklung, der Bau, die Inbetriebnahme und der Betrieb von Hochspannungsanlagen für Offshore-Projekte bedeutet, die wohlbekanntes und gemäßigtes Onshore-Bedingungen zu verlassen und sich dem rauen und aggressiven Offshore-Klima zu stellen. In den letzten Jahren konnten Erfahrungen im Rahmen von 11 Offshore-Projekten gesammelt werden. An Leistungstransformatoren werden besondere Maßnahmen für einen sorgfältigen Entwurf und zur Kontrolle des Einflusses mechanischer Belastungen ergriffen. Bei der Entwicklung geeigneter Lösungen wurden daher Berechnungen nach der Finite-Elemente-Methode (FEM) durchgeführt.

Grundlegende Maßnahmen zum Schutz der Stahlkonstruktion vor dem Offshore-Klima sind abgerundete Kanten, um eine angemessene Dicke von Beschichtungen zu gewährleisten, die Glättung von Schweißnähten zur Vermeidung von Beschichtungsfehlern und die Auswahl eines geeigneten Beschichtungssystems. Die Erfahrung hat gezeigt, dass das innovative Korrosionsschutzverfahren der kathodischen Tauchlackierung (KTL) in der Lage ist, herkömmliche Verfahren wie das Feuerverzinken, die Spritzverzinkung und andere Korrosionsschutzverfahren vollständig und zuverlässig zu ersetzen. Da hierdurch wesentlich bessere Resultate erzielt werden, wie beispielsweise eine einheitliche Beschichtungsdicke, sehr glatte Oberflächen sowie kratz- und stoßfeste Kanten, stellt dieses Verfahren eine neue Perspektive für den Korrosionsschutz dar.

Die Wartungsfreundlichkeit von Vakuum-Laststufenschaltern ist für die Betreiber von Leistungstransformatoren von großer Bedeutung, so dass diese die konventionellen Ölschalter ablösen. Nach

der erfolgreichen Einführung der Vakuumtechnologie lag es nahe, das Design des Transformators zu optimieren, um weitere Vorteile des Vakuum-Laststufenschalters auszunutzen. Die grundsätzliche Idee bestand darin, einen gemeinsamen Ölhaushalt für den Laststufenschalter und den Hauptkessel des Transformators vorzusehen. Mit dieser innovativen Lösung kann das Design eines Leistungstransformators und seiner Anbauteile wesentlich verbessert werden. Dieses neue Prinzip kann auf frei atmende Transformatoren sowie auf Hermetiktransformatoren angewendet werden. Der Vorteil: Weniger Komponenten bedeuten weniger Aufwand für Wartung und Instandhaltung.

Der Netzanschluss von Offshore-Windparks kann in Drehstromtechnik erfolgen. Aufgrund der Verbindung durch ein Seekabel ist jedoch die technisch und wirtschaftlich sinnvoll erreichbare Entfernung, bedingt durch die hohe Kabelkapazität, begrenzt. Liegen die Windparks weiter von der Küste entfernt, so erfolgt die Anbindung mit Hilfe einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ). Die neueste Generation einer HGÜ von Alstom Grid basiert auf mehrstufigen Stromrichtern mit Spannungszwischenkreis (Voltage Source Converter, VSC). Für die Leistungstransformatoren besteht der Vorteil, dass kaum Gleichstromanteile und harmonische Oberwellen durch eine VSC-HGÜ-Anlage generiert werden.

Im Prinzip werden zwei verschiedene Offshore-Plattformkonzepte zur Kontrolle des Einflusses extremer Wetterbedingungen entwickelt. Bei dem einen handelt es sich um eine Containerlösung, wie sie für die Projekte Alpha Ventus, Baltic 1 und Borkum West 2 vorgesehen ist. Das andere Konzept ist eine Gebäudelösung, wie sie für Projekte wie z. B. Veja Mate, Global Tech 1 oder Baltic 2 angedacht ist. In diesem Beitrag wurde eine Übersicht der bestehenden Konzepte zur Verfügung gestellt.

Erfahrungen aus den ersten Offshore-Projekten führen zu einem modernen Konzept für die Entwicklung von Offshore-Plattformen, das durch die Konstruktion und den Bau einer selbstschwimmenden selbsterrichtenden Offshore-Plattform geprägt ist. Darüber hinaus stellt diese zukunftsweisende Strategie ein Umfeld für die Hochspannungsanlage, einschließlich der Leistungstransformatoren zur Verfügung, das einen Schutz vor den rauen Klimabedingungen unterstützt. Heute ist bereits ein umfassendes Fachwissen in Hinsicht auf Lösungen für die Entwicklung, den Transport, den Bau und den Betrieb vorhanden.

Das Ziel dieses Beitrags bestand darin, Maßnahmen zum Schutz von Leistungstransformatoren vor rauen Offshore-Bedingungen zu beschreiben. Daneben wurde aufgezeigt wie es gelungen ist, das Design der Transformatoren an die unterschiedlichen Plattformkonzepte anzupassen. In diesem Rahmen wurden gesammelte Erfahrungen sowie ein Ausblick auf die Entwicklung vorgestellt und diskutiert.

LITERATUR

- [1] CIGRE B3.26, 2010, "The Challenges facing AC offshore substations for wind farms", ELECTRA Nr. 253, Frankreich
- [2] S. Höpfner, U. Gierer, R. Cooke, 2009, "Innovative platform solutions with integrated design for offshore AC substations from 60 MW to 800 MW - experience from realized projects and future challenges", 8. Internationaler Workshop zur großmaßstäblichen Integration von Windkraft und Übertragungsnetze für Offshore-Windfarmen, Stockholm, Schweden
- [3] M. Koch, S. Tenbohlen, T. Stirl, 2006, "Advanced Online Moisture Measurements in Power Transformers", CMD, Changwong, Korea
- [4] IEC 60076-7, "Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren"
- [5] J. Harthun, 2007, "Low Maintenance and Extended Lifetime with Hermetic Power Transformers", MatPost07, Lyon, Frankreich
- [6] DIN EN 12195-1, "Ladungssicherung auf Straßenfahrzeugen - Sicherheit - Teil 1: Berechnung von Sicherungskraften"
- [7] IEC 60076-1, "Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines"
- [8] ISO 12944, "Beschichtungsstoffe - Korrosionsschutz von Stahlbauten durch Beschichtungssysteme"
- [9] ISO 20340, "Beschichtungsstoffe – Leistungsanforderungen an Beschichtungssysteme für Bauwerke im Offshorebereich"
- [10] J. Gebauer, 2010, " VACUTAP® - Stufenschalter in Vakuumschalttechnologie - Lösungen für spezielle Anwendungen", Stuttgarter Hochspannungssymposium, Deutschland
- [11] Alstom Grid Produktbeschreibungen, "HVDC Voltage Source Converter"

Aktuelle Herausforderungen an Leistungstransformatoren in Transportnetzen

Karsten Loppach
Siemens AG
karsten.loppach@siemens.com
Nürnberg, Germany

KURZFASSUNG

Leistungstransformatoren und Drosselspulen sind langlebige elektrotechnische Betriebsmittel, die einen wesentlichen Beitrag zur Stabilität der Netze und damit der Energieversorgung liefern. Als solche unterliegen sie langjährig erprobten Betriebsanforderungen die im Wesentlichen auf den Strukturen ‚Energieübertragung vom Kraftwerk zum Verbraucher‘ beruhen. Die Energiemärkte sind im Umbruch und werden immer komplexer. Alternative Energieerzeugung, dezentrale Energieerzeugung, Energiespeicherung und verbraucherseitige Veränderungen führen zu erweiterten bis zu neuartigen Anforderungen an die Transportnetze und verändern diese nachhaltig. Leistungstransformatoren und Drosselspulen als wesentliche Bindeglieder bei der Energieübertragung folgen diesen Entwicklungen. Der Vortrag erläutert, worin der Wandel für diese Betriebsmittel besteht.

2. EINLEITUNG

Das Produktspektrum im Bereich Leistungstransformatoren erweitert sich in Folge der Veränderungen in den Transportnetzen. Der Vortrag gibt einen Einblick in neueste Entwicklungen, neue Produkte oder neue Produkteigenschaften.

3. DER LEISTUNGSTRANSFORMATOR IM WANDEL

3.1 Klassische Anforderungen an Leistungstransformatoren

Die Anforderungen an Leistungstransformatoren erwachsen aus der geforderten Funktionalität, im Folgenden Funktionsanforderungen genannt, und den Rückwirkungen des Betriebsmittels auf die Umwelt, die im Folgenden Nebenanforderungen genannt werden. Typische Funktionsanforderungen sind:

- Beherrschung der Übertragungsnennleistung
- Spannungsübersetzung einschließlich Regelung
- Impedanz (Kurzschlußspannung)
- Alterungsbeständigkeit (Einhaltung zulässiger Übertemperaturen)
- Überlastbarkeit
- Widerstandsfähigkeit gegenüber Überspannungen
- Kurzschlußfestigkeit

Typische Nebenanforderungen sind:

- Verluste / Wirkungsgrad
- Geräusche
- Vibrationen
- Dichtigkeit
- Erdbebenfestigkeit
- Korrosionsbeständigkeit

3.2 Neuausrichtung der Netzstrukturen

Energieerzeugung basierend auf fossilen Energieträgern oder Kernkraft erfolgt am effizientesten bei möglichst geringen Entfernungen zwischen Kraftwerk und Verbraucher. Diese Grundkonstellation wird durch die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien aufgebrochen, Windparks sind besonders effizient im Offshorebereich, die Effizienz von Solarparks hängt selbstredend stark von der jährlich Sonnenscheindauer ab, Wasserkraftnutzung gelingt nur an Flussläufen mit entsprechend notwendigen geografischen Gegebenheiten. Damit erhöht sich die Distanz zwischen Energieerzeugung und Energieverbrauch. Gleichzeitig sind erneuerbare Energien mit Ausnahme der Wasserkraft stark fluktuierend, Phasen eines Energieüberangebotes wechseln mit Phasen von Unterdeckung des Energiebedarfs. Dadurch entsteht verstärkter Bedarf zur Energiespeicherung, beispielsweise über Pumpspeicherkraftwerke, aber auch die Abkehr von Grundlastkraftwerken hin zu schnell reagierender Energieerzeugungstechnik. Der Trend zur erneuerbaren Energieerzeugung ist gleichzeitig eine Orientierung hin zur dezentralen Energieerzeugung, Sonnenkollektoren und Windräder sind allgegenwärtig. Dies bewirkt das Energieflußrichtungen und Übertragungsleistungen stärker volatil sind. Der Einzug der Leistungselektronik sowohl verbraucher- als auch erzeugerseitig führt zu einem gesteigerten Oberwellengehalt. Damit die Versorgungssicherheit mit notwendiger Spannungsqualität, geringer Spannungsschwankung und hoher Frequenzstabilität sichergestellt werden kann, sind Veränderungen in den Transportnetzen und deren Betriebsmitteln notwendige Voraussetzungen.

3.3 Erweiterte Anforderungen an Leistungstransformatoren

Zusätzlich zu den klassischen Anforderungen an Leistungstransformatoren erwachsen aus der Neuausrichtung der Netze folgende erweiterte Anforderungen:

- Erhöhung Wirkungsgrad (Verlustabsenkung)
- Trend zur EHV-Übertragungsspannung
- Trend zu höherer Übertragungsleistung pro Einheit
- Lastflußbeeinflussung
- Erhöhung der Überlastbarkeit
- Reduzierung der Geräusche
- Beherrschung GIC (geomagnetic induced currents)
- Reduzierung Brandlast
- Erhöhung Explosionsschutz (tank rupture)
- Reduzierung Wassergefährdung (alternative Isolierflüssigkeiten)
- Kurzschlußstrombegrenzung
- Verlängerung der Wartungszyklen, Erhöhung der Zuverlässigkeit
- Beeinflussung der Spannungsstabilität in Netzen
- Beherrschung der Effekte von Oberwellen
- Isolationstechnische Beherrschung von Mischspannungsbeanspruchungen (AC und DC)
- Transportierbarkeit des Betriebsmittels

3.4 Antworten aus dem Bereich Leistungstransformatoren zu den neuartigen Anforderungen

Die erweiterten Anforderungen führen zu neuen Lösungen bis hin zu neuen Produkten im Bereich von Leistungstransformatoren. Dazu zählen:

UHV-AC-Technologie: Erhöhung des Wirkungsgrades von Langstrecken-Energieübertragungen

HVDC-Technologie (EHVDC): Erhöhung des Wirkungsgrades von Langstrecken-Energieübertragungen, Reduzierung des Trassenbedarfs, Kupplung asynchroner Netze (back-to-back-Systeme), energieeffiziente Kabelverbindungstechnik (Seekabel), Beherrschung von Mischspannungsbeanspruchungen, EHV-Technologie

HVDC+-Technologie: energieeffiziente Kabelverbindungstechnik, Erhöhung Wirkungsgrad

Offshore-Technologie: Erhöhte Überlastfähigkeit, Reduzierung Wassergefährdung, Erhöhung Korrosionsschutz, Erhöhung mechanische Festigkeit (Erdbebensicherheit), verbesserter Explosionsschutz, verbesserte Wartungsfreundlichkeit

Active noise damping / DC-Kompensation: Reduzierung der Geräusche und der magnetischen Beeinflussung hervorgerufen durch unkontrollierbare DC-Ströme

GEAFOL: Reduzierung der Brandlast, Verbesserung der Wassergefährdungsklasse, Explosionsschutz

Amorphous Core-Technologie: Reduzierung der Leerlaufverluste bei Verteiltransformatoren

Kompensationsdrosseln (auch regelbar ausführbar): Spannungsstabilisierung auf langen Leitungen bei Lastschwankungen, Blindleistungskompensation und damit Verlustleistungsreduzierung

Seriendrossel: Kurzschlußstrombegrenzung, Lastflußregulierung

Phasenschieber-Transformatoren: Lastflußregulierung

SVC-Technologie: hochdynamische Blindleistungskompensation, Filterung von Oberwellen, Beeinflussung der Spannungsstabilität in Netzen, erhöhte Überlastbarkeit

Alternative Liquids: Reduzierung der Wassergefährdung, Reduzierung der Brandlast

Vacutap: Reduzierung der Wartungszyklen, Erhöhung der Zuverlässigkeit

RIP-Durchführung: Erhöhung der Zuverlässigkeit

Grenzleistungstransformatoren: Transportierbarkeit

Transformatoren für Gondeln von Windkrafanlagen: Verlängerung Wartungszyklen, Erhöhung der Zuverlässigkeit, Beherrschung von Vibrationen

Subsea-Trafo: Verlängerung Wartungszyklen, Erhöhung der Zuverlässigkeit,

4. ZUSAMMENFASSUNG

Im Ergebnis von Simulationen und Tests erfahren die nach langjährig erprobten Funktionsprinzipien aufgebauten Produkte Leistungstransformatoren und Drosselspulen Adaptionen, die den gewandelten Anforderungen an diese Betriebsmittel vollständig entsprechen bis hin zur Neuentwicklung von Produkten dieser Kategorie von Betriebsmitteln.

LITERATUR

5. Energy – Die Mitarbeiterzeitschrift des Energy Sectors, 2011-IV/November-Dezember
6. Dr. P. Hamberger: Active Noise Damping – interne Präsentation
7. T. Hammer: CIGRE-CAN-101-Presentation

Beurteilung der Überlastbarkeit von Windparktransformatoren durch Monitoring

N. Schmidt
Universität Stuttgart
nicolas.schmidt@ieh.uni-
stuttgart.de, Germany

J. Wildenhain
EWE NETZ GmbH
jens.wildenhain@ewe.de
Germany

R. Skrzypek
ALSTOM Grid
raimund.skrzypek@alstom.com
Germany

KURZFASSUNG

Dieser Beitrag beschreibt einen Ansatz, mit dem die Fähigkeit zur Überlast bei ölgekühlten Transformatoren in Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur bestimmt werden kann. Hierfür wurde ein vereinfachendes, empirisch gestütztes Modell entwickelt, welches Veränderungen der Öltemperatur mit hoher Genauigkeit prognostizieren kann. Entsprechend den Vorstellungen des sogenannten *Einkörpermodells* wird darin der gesamte Transformator als ein homogen temperierter Körper mit einer bestimmten Wärmekapazität betrachtet. Zudem werden alle elektrischen Verluste als die Summe der lastabhängigen Verluste und Leerlaufverluste angesetzt und als Eintrag gleichmäßig verteilter Wärme berücksichtigt. Im Gegensatz zu früheren Ansätzen wird der Wärmeaustausch mit der Umgebung über eine komplexe Funktion abgebildet, die in erster Linie von der Temperaturdifferenz zwischen dem Transformator und der Umgebung abhängt. Darüber hinaus werden zeitabhängige Größen, wie beispielsweise die anliegende Last, das vorliegende Temperaturniveau sowie die zugehörigen Temperaturgradienten neben temperaturabhängigen Materialeigenschaften als Einflussfaktoren für die Bestimmung des Wärmeaustauschs berücksichtigt.

Um das Verhalten eines bestimmten Transformators modellieren zu können, werden im vorgestellten Modell mehrere empirische Faktoren verwendet. Für deren Bestimmung hat sich ein repräsentativer Betriebszeitraum über zwei bis vier Wochen eines zu untersuchenden Transformators bereits als ausreichend erwiesen. Um das entwickelte Modell validieren und dessen Zuverlässigkeit untersuchen zu können, wurden Messdaten von mehreren ONAN- und ONAF-Transformatoren herangezogen. Die zugehörigen Datensätze umfassen die Öl- und Umgebungstemperatur, sowie die anliegende Last und den Zustand der Kühlanlage. Darüber hinaus wurden die Daten der entsprechenden Typenschilder integriert. Im Anschluss an die Berechnung der Öltemperatur, wird die maximale Belastbarkeit bestimmt, welche auch bei dauerhafter Beanspruchung in einer Hot-Spot-Temperatur unterhalb kritischen Niveaus resultiert. Hierfür wurde auf die IEC 60076-7 [1] zurückgegriffen. Auf Basis der gewonnenen Ergebnisse konnte schließlich für jeden untersuchten Transformator eine charakteristische lineare Funktion abgeleitet werden, welche die maximale Überlastbarkeit in Abhängigkeit der Umgebungstemperatur angibt. Im Fall der untersuchten ONAN- und ONAF-Transformatoren der Leistungsklasse zwischen 31,5 und 63 MVA zeigten sich erhebliche Überlastungspotenziale.

1 INTRODUCTION

The integration of renewable energy technologies into present power grids implicates significant challenges for the network operators. Due to its unsteady character, the commonly provided output of a wind park often results in peak loading of the connected network components. Furthermore, the ongoing extension of established wind farms and the assembly of new wind parks amplify the emerging peak loads for the existent technical resources. This development might induce network operators to tolerate temporary loading levels beyond name plate rating. Nevertheless, long term consequences concerning the ageing of the equipment have to be taken into account.

The lifetime performance of a power transformer strongly depends on the temperatures its materials have been exposed to. Because of their significant effect, a profound knowledge about these temperatures is of great interest. While a current state may also be derived from measurements, prospective developments can only be obtained by modelling. Due to transient load conditions, changing ambient conditions, adjustable cooling systems and their design and operation principles, transformers represent a rather complex thermal system. In addition, the particular design of a certain transformer, with its applied materials and installed components, complicates precise simulations tremendously. However, knowledge about the exact temperature distribution inside a transformer may not be necessary within the scope of every desired application. For instance, the determination of a constant, non-critical level of overload might already be achieved by means of a simplified thermal model.

2 THERMAL TRANSFORMER MODEL

The applied thermal model bases upon the idea of an one-body-model (Figure 1). Consequently, the entire transformer is considered as a single, homogenous tempered body with the thermal capacity C_{th} . All electrical losses P_{loss} are perceived as an input of the equally distributed heat \dot{Q}_{in} and assumed to be the sum of the load losses P_{sc} and the no-load losses P_0 , as stated in equation (1). For the nominal load losses $P_{sc,n}$, the middle position of the on-load tap-changer is applied. The time-dependent load factor $k(t)$ is thereby determined by the ratio of the actual current $I(t)$ to the nominal current I_n .

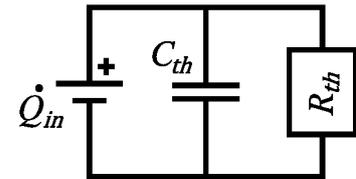


Figure 1: One-body-model

$$\dot{Q}_{in}(t) = P_{loss} = P_0 + k(t)^2 \cdot P_{sc,n} \quad \text{with} \quad k(t) = \frac{I(t)}{I_n} \quad (1)$$

The heat flow rate \dot{Q}_{out} coming out of the transformer's cooling system is assumed to be proportional to the reciprocal value of the thermal resistance R_{th} and to the temperature gradient of the top-oil temperature ϑ_{TO} and the ambient temperature ϑ_{amb} . This concludes in

$$\dot{Q}_{out}(t) = \frac{1}{R_{th}(t)} \cdot (\vartheta_{TO}(t) - \vartheta_{amb}(t)) \quad \text{with} \quad R_{th}(t) = \frac{1}{\alpha(t) \cdot A} \quad (2)$$

While A describes the heat transferring surface, α represents the corresponding heat transfer coefficient. The energy balance finally factors in the thermal capacity C_{th} , resulting in

$$P_{loss}(t) - \dot{Q}_{out}(t) = C_{th} \cdot \dot{\vartheta}_{TO}(t) \quad \text{with} \quad C_{th} = \sum m_i \cdot c_i \quad (3)$$

Equation (3) shows, that the thermal inertia of the transformer is modelled proportional to the changing rate of the top-oil temperature. The total thermal capacity C_{th} of the modelled transformer is calculated from the sum of all considered thermal masses (tank, windings, core and oil) multiplied with each corresponding specific thermal capacity.

Combining equation (2) and (3) leads to

$$P_{\text{loss}}(t) - \frac{1}{R_{\text{th}}(t)} \cdot (\vartheta_{\text{TO}}(t) - \vartheta_{\text{amb}}(t)) = C_{\text{th}} \cdot \dot{\vartheta}_{\text{TO}}(t) \quad (4)$$

Solving the differential equation (4) provides an approximation for the temperature change along the time step from t to $t+\Delta t$ in the form of

$$\Delta\vartheta_{\text{TO},t \rightarrow t+\Delta t} = \left(\overline{P_{\text{loss}}(t)} \cdot \overline{R_{\text{th}}(t)} + \overline{\vartheta_{\text{amb}}(t)} - \overline{\vartheta_{\text{TO}}(t)} \right) \cdot \left(1 - e^{\frac{-\Delta t}{\overline{R_{\text{th}}(t)} \cdot C_{\text{th}}}} \right) \quad (5)$$

All properties in equation (5) carrying a bar refer to the averaged value of the corresponding property during the time step from t to $t+\Delta t$. The only remaining unknown in this equation is the thermal resistance R_{th} , that can be either taken out of standards or be determined empirically by a set measurements.

Instead of assessing R_{th} by a constant value as in earlier investigations [2], a more complex approach was chosen. **Figure 2** displays the underlying principle, that was applied to model the physical conditions of the heat exchange between the transformer and its surroundings. It subdivides the thermal resistance into three parts, representing different principles and locations of heat transfer. Although the thermal model, according to equation (5), takes only one temperature for the entire transformer into account (ϑ_{TO}), Figure 2 also refers to the temperature of the windings ϑ_{wdg} . This necessitates a transformation that will be described in detail below (see equation (8)). To model the transport of heat from the locations of heat generation to the ambience, in a first step $R_{\text{conv,wdg-TO}}$ takes the heat convection between the windings and the oil into account. Subsequently, $R_{\text{rad,TO-amb}}$ includes the heat transfer between the tank and the ambience due to heat radiation. Finally, $R_{\text{conv,TO-amb}}$ factors in the heat convection between the transformer's radiators and the ambience. Neglecting the thermal resistance of the convecting oil at the heat transferring surfaces of the tank as well as at the radiators results in identical temperatures of the oil, the tank and the radiators. According to the calculation rules for thermal resistances, the overall thermal resistance $R_{\text{th,total}}$ then can be calculated with

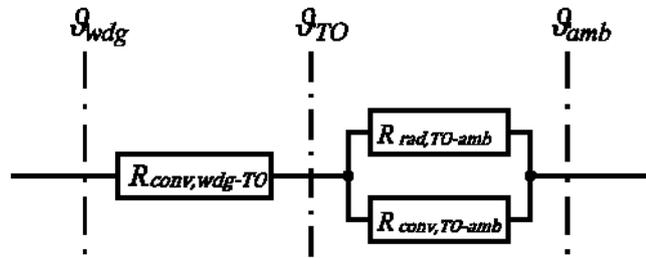


Figure 2: R_{th} -Modelling

$$R_{\text{th,total}} = R_{\text{conv,wdg-TO}} + \frac{1}{\frac{1}{R_{\text{rad,TO-amb}}} + \frac{1}{R_{\text{conv,TO-amb}}}} \quad (6)$$

or with $R_t = 1/(\alpha \cdot A)_t$

$$R_{\text{th,total}} = \frac{1}{(A \cdot \alpha)_{\text{conv,wdg-TO}}} + \frac{1}{(A \cdot \alpha)_{\text{rad,TO-amb}} + (A \cdot \alpha)_{\text{conv,TO-amb}}} \quad (7)$$

However, the corresponding heat flow rate of $R_{\text{th,total}}$ would refer to the temperature gradient $\Delta\vartheta_{\text{wdg-amb}}$. To avoid a contradiction with the equations (1)-(5), $R_{\text{th,total}}$ is transformed to

$$R_{ch} = R_{ch,total} \cdot \frac{\Delta\vartheta_{TO-amb}}{\Delta\vartheta_{wdg-amb}} \quad (8)$$

Beside the heat transfer coefficients α_i and the corresponding areas of heat transfer A_i , also the applied winding temperature ϑ_{wdg} has to be modelled appropriately. The latter is accomplished by

$$\vartheta_{wdg}(t) = \vartheta_{TO}(t) + x_{g1} \cdot (k(t)^2)^{x_{g2}} \quad (9)$$

with the empirical factors x_{g1} and x_{g2} . Equation (9) therefore assumes that the temperature gradient between oil and windings depends on the loading rate $k(t)$. To model the heat transferring areas, additional empirical factors have to be applied. It would be possible to apply three empirical factors for three unknown values directly, nevertheless the presented results rely on correlations displayed in equation (10). This offers the opportunity to keep the resulting values of the empirical factors within reasonable boundaries with respect to their physical equivalent. The factor x_h refers to the geometrical height of the winding while x_U resembles the sum of all wetted perimeters formed by the vertical cooling channels inside the windings. Finally, x_p can be interpreted as the number of applied radiator plates.

$$A_{cons,wdg-TO} = x_U \cdot x_h ; A_{cons,TO-amb} = x_p \cdot 4 \cdot x_h^2 ; A_{rad,TO-amb} = 10 \cdot x_h^2 \quad (10)$$

The purpose of the roughly estimated constant values in equation (10) is to couple the empirical factors within the calculation of the heat transferring surfaces in a physical reasonable manner without introducing new empirical factors. Nevertheless, values differing from the chosen ones might very well lead to similar simulation results. The heat transfer coefficients for the natural convection of oil inside the windings $\alpha_{nc,wdg-TO}$ and air inside the radiator panels $\alpha_{nc,TO-amb}$ are modelled on basis of correlations given by the VDI Heat Atlas [3]. In case of oil, a scenario of a vertical annular gap with the characteristic height of x_h and a gap width of x_d is chosen. A scenario of vertical sets of plates with a characteristic height of x_h and a plate distance of $5 \cdot x_d$ is selected for the natural convection of air. As mentioned before, a value differing from the roughly estimated value of 5 might very well lead to similar simulation results. Furthermore, temperature dependent material properties for oil and air are applied. To cover forced convection (e.g. for ONAF or OFAF cooling systems), a linear extension depending on the number of active fans/ pumps $n_{fan/pump}$ is applied. With the additional empirical factors $x_{fc,i}$ follows

$$\alpha_{cons,i} = \alpha_{nc,i} + n_{fan/pump} \cdot x_{fc,i} \quad (11)$$

As a possible future development, instead of this strongly simplifying approach, elaborated functions or correlations for forced convection could be applied alternatively. Finally, the heat transfer coefficient of the heat radiation is given by

$$\alpha_{rad,TO-amb} = \frac{\varepsilon \cdot \sigma \cdot (T_{TO}^4 - T_{amb}^4)}{\Delta\vartheta_{TO-amb}} \quad (12)$$

with an approximated emission coefficient $\varepsilon = 0.9$ and the Stefan-Boltzmann constant σ . In summary, the presented model pursuits the goal to cover the basic thermal kinetics of a transformer sufficiently. To make it as applicable as possible, the amount of required information is kept as little as possible. Consequently, since the introduced model depends on additional specifications and data, the lack of information is covered empirically. To validate the capabilities of this approach, the following sections will present modelling results that could be gathered applying the presented thermal model.

3 MODELLING RESULTS

To point out the advantage of a variably modelled thermal resistance in comparison to a constant thermal resistance, **Figure 3** shows the corresponding modelling results for a 31.5 MVA ONAN transformer. In case of a constant thermal resistance, the top-oil temperature is overestimated in periods with a high loading rate while in times with a low loading rate the top-oil temperature is underestimated. In comparison, the presented thermal model covers both loading states very well. The consulted evaluation period to determine the empirical parameters was thereby set to one week.

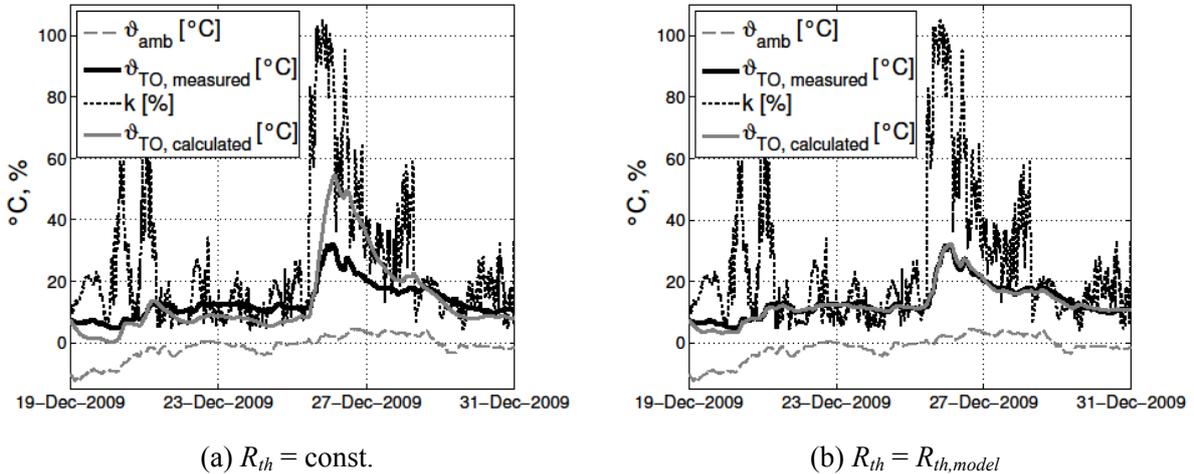


Figure 3: Modelling results for a 31.5 MVA ONAN transformer

Figure 4 shows the influence of the evaluation period on the modelling results for a 40 MVA ONAF transformer. It can be seen that an evaluation period of four weeks is already sufficient to achieve expedient results. Accordingly, a longer evaluation period provides only little improvement.

4 ASSESSMENT OF OVERLOAD CAPABILITIES

The loading guide for oil-immersed power transformers IEC 60076-7 [1] provides an equation to determine the resulting hot-spot temperature ϑ_{HS} at a given constant loading rate k depending on the emerging temperature gradient between the top-oil temperature and the ambient temperature at nominal conditions $\Delta\vartheta_{TO-amb,n}$. It states

$$\vartheta_{HS} = \vartheta_{amb} + \Delta\vartheta_{TO-amb,n} \cdot \left[\frac{1 + \frac{P_{SCM} \cdot k^2}{P_0}}{1 + \frac{P_{SCM}}{P_0}} \right]^x + H \cdot g_r \cdot k^y, \quad (1)$$

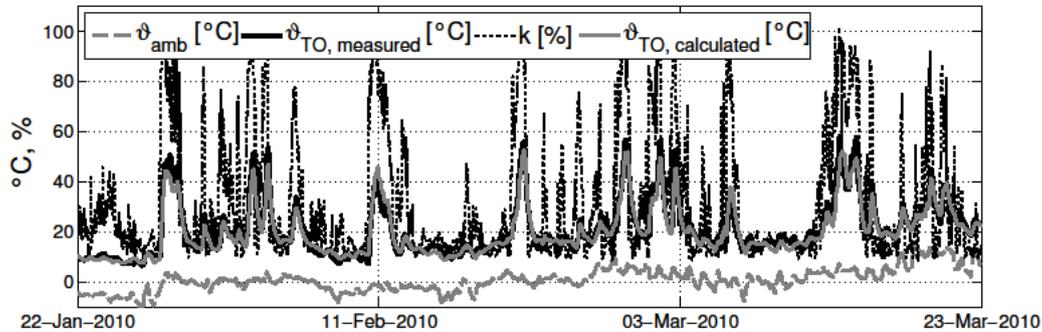
with the hot-spot factor H , the averaged temperature gradient between the windings and the oil g_r , the oil-exponent x and the winding-exponent y . Equation (4) delivers at constant conditions $\Delta\vartheta_{TO-amb,n} = P_{loss,n} \cdot R_{th} = (P_0 + P_{SCM}) \cdot R_{th}$. Applied in equation (1) follows

$$\vartheta_{HS} = \vartheta_{amb} + P_{loss,n} \cdot R_{th} \cdot \left[\frac{P_{loss}(k)}{P_{loss}} \right]^x + H \cdot g_r \cdot k^y. \quad (2)$$

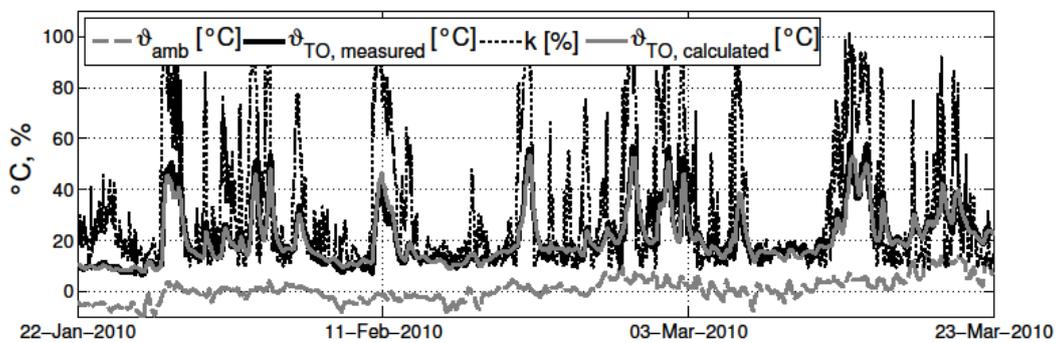
In case of ONAN- and ONAF-transformers, IEC 60076-7 [1] provides a set of possible values for the introduced factors with $x = 0.8$, $y = 1.3$, $H = 1.3$ and $g_r = 20$ K. Moreover, it recommends a hot-spot temperature of $\vartheta_{HS} = 98$ °C to maintain a nominal aging rate. Consequently, applying the validated

thermal resistance of a certain transformer can permit the determination of a maximum, non-critical loading rate k_{max} that results in a nominal aging rate. **Figure 5** displays the results of the described proceeding for the investigated transformers approximated with linear functions in the form of

$$k_{max} = a \cdot \vartheta_{amb} + b . \quad (3)$$



(a) Empirical evaluation time of four weeks



(b) Empirical evaluation time of three months

Figure 4: Influence of the evaluation period on the results for a 40 MVA ONAF-transformer

All transformers show a significant overload potential of at least 20 % at ambient temperatures below 10 °C. Moreover, the results attest ONAN transformers higher overload capabilities compared to ONAF transformers. **Figure 6** shows the influence of the various parameters in equation (2). Each graph represents the derived results for a 31.5 MVA ONAN transformer with one altered parameter out of x , y , g_r , H and ϑ_{HS} in comparison to the previously applied factors. For example, it can be seen that an increase of the hot-spot factor from $H = 1.3$ to $H = 1.6$ results in a decrease of almost 15 % of the maximal loading rate k_{max} independent of the ambient temperature. An increase of g_r from $g_r = 20$ K to $g_r = 25$ K causes similar consequences. Hence, the displayed correlations underline that the presented approach strongly depends on the hot-spot temperature calculation.

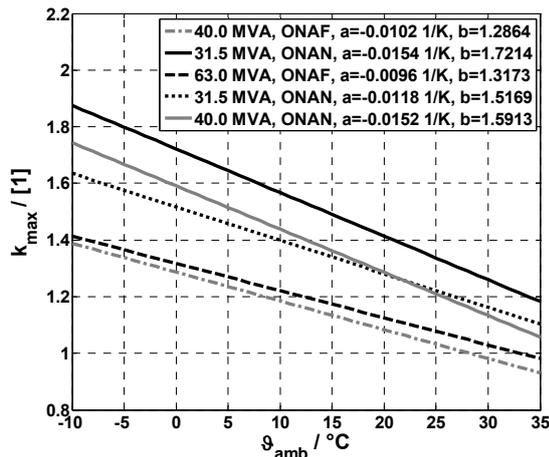


Figure 5: Maximum loading rate of the investigated transformers with $x = 0.8$, $y = 1.3$, $H = 1.3$, $g_r = 20$ K and $\vartheta_{HS} = 98$ °C

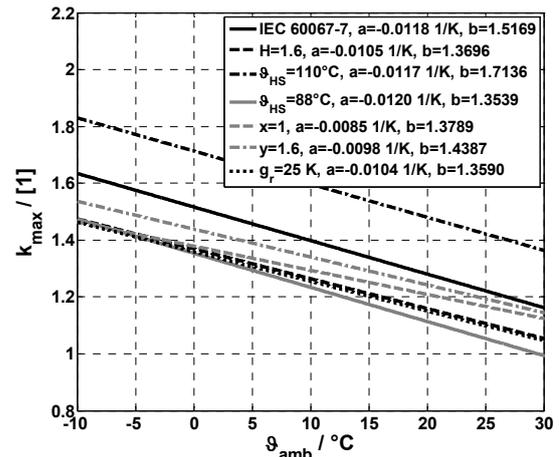


Figure 6: Maximum loading rate of a 31.5 MVA ONAN transformer

5 CONCLUSION

The assessment of overload capabilities of ONAN and ONAF transformers by means of thermal modelling offers network operators a profound insight into the correlation between the ambient temperature and the maximal applicable loading rate. However, the exact value of the maximal loading rate at a certain ambient temperature strongly depends on the calculation of the hot-spot temperature. Nevertheless, the provided certainty of the presented approach might be sufficient to allow network operators a responsible assessment of overloading potentials.

In reference to the illustrated results in Figure 5 and 6 it should be noted that IEC 60076-7 [1] explicitly limits the loading rate at standard operating conditions to $k_{max} = 1.3$. In addition, the presented results don't take the performance limits of attached accessories like the on-load tap-changer and bushings into account. For application of the introduced approach, also the specific condition concerning the service life (e. g. moisture content, DGA) of a certain transformer has to be regarded.

LITERATURE

- [1] IEC 60076-7: Power Transformers Part 7: Loading guide for oil immersed power transformers, 2005
- [2] S. Tenbohlen, M. Schäfer, H. Matthes: Beurteilung der Überlastbarkeit von Transformatoren mit online Monitoringsystemen, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99 (2000), H. 1-2, S. 1-5
- [3] VDI, VDI-Heat Atlas, 10th edition, Berlin: Springer, 2006

Von der Trafostation zum intelligenten Knotenpunkt

Gunter Kries
Kries Energietechnik GmbH
Deutschland

Kurzfassung

Die Anforderungen an die Fernüberwachung und Fernsteuerung von Verteilnetzen erhöhen sich in den letzten Jahren durch die Dezentralisierung der Erzeugung einerseits und die Qualitäts-Vorgaben der Bundesnetzagentur andererseits deutlich. Die Verteilnetzbetreiber können diesen erhöhten Anforderungen am besten gerecht werden, wenn sie rechtzeitig Trafostationen zu intelligenten Knotenpunkten ertüchtigen. Hierfür sind intelligente und wirtschaftliche Lösungen gefragt, die sowohl in neuen Trafostationen integriert als auch in bestehenden Trafostationen nachgerüstet werden können. Der Beitrag beschreibt eine mögliche Lösung anhand eines sensorbasierenden intelligenten Feldsteuer- und Messsystems.

Einleitung

Aufgrund der sich verändernden Netztopologien und dem bidirektionalen Lastfluss kommt dem Verteilnetz-Management im Rahmen von Smart-Grid-Anwendungen eine besondere Bedeutung zu. In der EDV haben bei der Einführung dezentraler Rechner-Systeme intelligente Knotenpunkte (z.B. Switches) ihren Einzug gefunden. Dieselbe Entwicklung ist nun im Energieverteilnetz abzusehen, das seine statische Struktur zunehmend verlässt und aufgrund von Lastschwankungen aber auch zur Verkürzung der Fehlerklärungszeit häufiger ferngesteuert werden muss als dies bisher erforderlich war. Für diese Aufgabenstellung sind in den Ortsnetzstationen intelligente Messstellen, Auswerte- und Fernsteuersysteme erforderlich, die bisher in vergleichbarer Ausführung nur in Umspannwerken bekannt waren. Eine flächendeckende Nutzung dieser Intelligenz wird nur möglich, wenn es gelingt diese Systeme bzgl. Kompaktheit, Bauform und Flexibilität an die vorhandenen Gegebenheiten einer Trafostation anzupassen.

Der Beitrag beschreibt wie ein idealisierter Netzbetrieb realisiert werden kann, entweder mit konventioneller Wandler-, Schutz- und Leittechnik oder mittels intelligenter Sensortechnik in Kombination mit einem Feldsteuer- u. Messsystem.

1) Merkmale eines idealisierten Verteilnetzes

Im praktischen Netzausbau gibt es verschiedene Strukturen. Diese sind z.T. gewachsen, orientieren sich aber auch an den Möglichkeiten der vorgelagerten Schutztechnik und eines pragmatischen Netzbetriebes.

Viele Verteilnetze werden heute als offene Ringe betreiben. Dies ist einerseits in einer vereinfachten (da ungerichteten) Fehlerortung, andererseits durch eine eingeschränkte Anzahl von Kunden begründet, die in einem Fehlerfall betroffen sind. Wird in diesen offenen Ringen die Trennstelle noch ferngesteuert, so lässt sich im Fehlerfall eine rasche Wiederschaltung realisieren.

Beide Argumente können jedoch heute nochmals hinterfragt werden, zumal die gerichtete Fehlerortung aufgrund von dezentralen Erzeugern ohnehin schon an vielen Stellen sinnvoll ist und eine Überführung aus einem geschlossenen Ring in einen offenen Ring im Fehlerfall sogar automatisch und damit sehr rasch möglich wäre. Geschlossene Ringe bieten darüber hinaus einige Vorteile, die gerade im Hinblick auf die künftigen Anforderungen an das Verteilnetz überlegenswert sind.

Ohne die Kosten für die erforderlichen Einzelmaßnahmen zu bewerten, weist ein beispielhaftes, idealisiertes Verteilnetz folgende Merkmale auf:

a) Geschlossene Ringe

- hierdurch ergeben sich folgende Vorteile:
- Optimale Kapazitätsnutzung der Leitungsnetze
 - Verbesserte Spannungshaltung
 - Reduzierung der Verlustenergie *

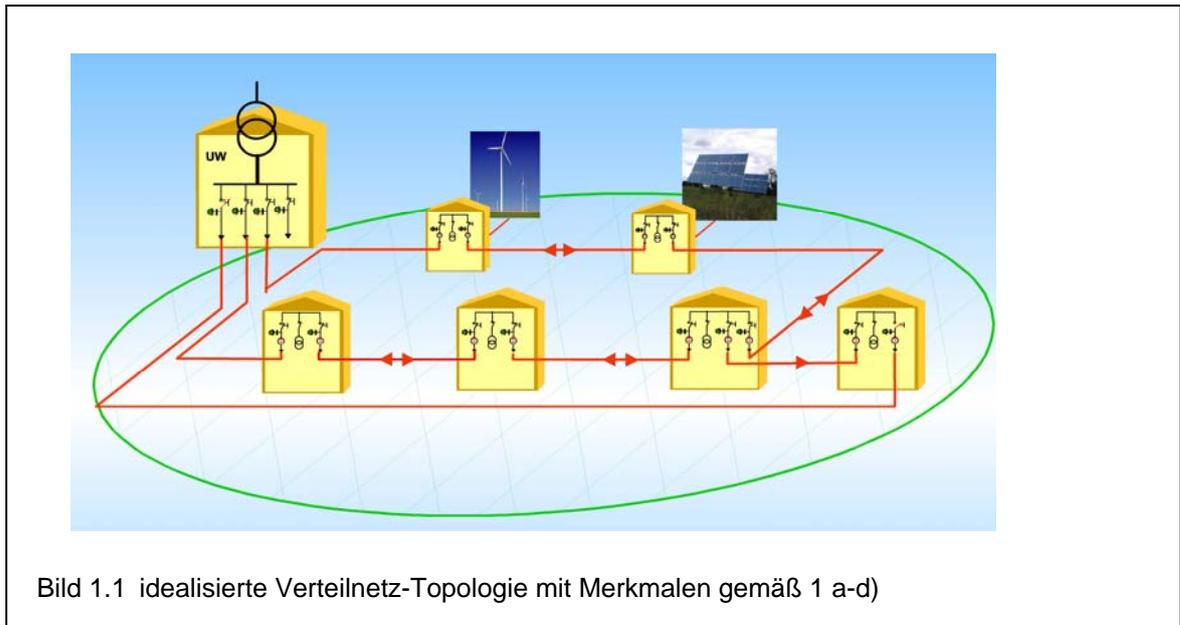
b) Dezentrale, z.T. regenerative Einspeisungen mit entsprechender Fernsteuermöglichkeit

c) Schalt- u. Knotenpunkte mit Fernsteuerung

Umso mehr Schalt- u. Knotenpunkte mit Aktoren und Fernsteuerungen versehen werden, umso weiter können die Ausfallzeiten reduziert bzw. die Wiedereinschaltzeit nach einem Fehler verkürzt werden. Der ab 1.1.2012 gültige ASIDI (Average System Interruption Duration Index) entscheidet über die Bonus/Malus-Zahlungen bei geplanten und ungeplanten Unterbrechungen länger als 3 Minuten.

d) Redundante Einspeisungen mit Teilautomatisierung

An besonders wichtigen Knotenpunkten bzw. bei wichtigen Kunden werden zur Verfügbarkeitsoptimierung redundante Einspeisungen vorgesehen. Werden diese mit Umschaltautomatiken ausgerüstet, kann die Verfügbarkeit hoch und die Überbrückungszeit der Netzersatzanlagen kurz gehalten werden.



- *) Praktische Simulationen haben ergeben, dass die möglichen Einsparungen der Verlustenergie beim Betrieb geschlossener Ringe zwischen ca. 17% u. 39 % liegen (abh. von tatsächlichen Netzverhältnissen) (1)

Beispielrechnung:

Jahresverlustenergie-Ausschreibung eines Stadtwerks: 14 500 MWh für 2012.

Davon 30% im Mittelspannungsnetz (20kV; offene Ringe)

Durchschnittlicher Preis für Verlustenergie: ca. 6 Cent pro kWh

d.h. Verlustenergiekosten für Mittelspannungsnetz: 261 000,-€ p.a.

d.h. mögliche Einsparung durch den Betrieb geschlossener Ringe: Bei 25% Reduzierung: ca. 65 250,- Euro pro Jahr

2) Optimaler Netzbetrieb

Ein optimaler Netzbetrieb wird beispielsweise mit folgenden konventionellen Betriebsmitteln erreicht, die allesamt auf dem Markt verfügbar, jedoch nicht unbedingt für den Einsatz in einer Trafostation konzipiert sind.

- a) Strom- u. Spannungswandler in allen Abgängen jeder Trafostation
- b) Komplette Lastflussmessung an jedem Knotenpunkt
- c) Leistungsschalter mit Kraftspeicher für Schnellauslösung an jedem Schaltpunkt
- d) Gerichteter UMZ-Schutz mit rückwärtiger Verriegelung (-> automatisierte selektive Freischaltung) in jedem Abgang innerhalb des Verteilnetzes
- e) Gerichtete Erdfehler-Erfassung in jedem Abgang innerhalb des Verteilnetzes
- f) LWL-Verbindung zwischen allen Trafostationen bis zur Leitstelle
- g) Motorisierung aller Schaltfelder
- h) USV-Versorgung

Diese Einrichtungen sind in den heute üblichen kompakten Trafostationen nicht ohne erheblichen konstruktiven Eingriff unterzubringen. Die Kosten für diese Einrichtungen würden eine Trafostation u.U. um Faktor 5-10 gegenüber einer heute üblichen kompakten Trafostation ohne Intelligenz verteuern.

Gesucht ist also eine Alternative zu den klassischen Betriebsmitteln, die ein besseres Kosten-/Nutzenverhältnis ohne Effizienzeinbußen bietet.

2.1) Kernfunktionen in einem effizienten Verteilnetz

Die Energieversorger benötigen daher Lösungen, die sich für die bisherigen Bauformen der Ortsnetzstationen eignen und sich sowohl in neue Anlagen als auch in Bestandsanlagen integrieren lassen.

Die wichtigsten Aufgabenstellungen für einen effizienten Verteilnetzbetrieb lassen sich auf folgende Kernfunktionen reduzieren:

- Gerichtete Lastflussmessung
- Gerichtete Fehlerortung
- Fernsteuerung und selektive Fehlerfreischaltung der Knotenpunkte

3) Voraussetzungen für die Realisierung von gerichteten Messungen und gerichteter Fehlerortung

Ströme können mit herkömmlichen Kleinsignal-Stromwandlern an den Kabeln oder an den Durchführungen erfasst werden.

Für die Spannungsmessung können keine herkömmlichen Spannungswandler genutzt werden, da diese weder wirtschaftlich noch von den Abmessungen für die kompakten Ortsnetzstationen geeignet sind.

Kapazitive Spannungsprüfsysteme haben sich seit mehr als 20 Jahren zur Prüfung auf Spannungsfreiheit bewährt und können ohne Eingriff in den Primärteil der Schaltanlage zu Messsystemen ertüchtigt werden (2).

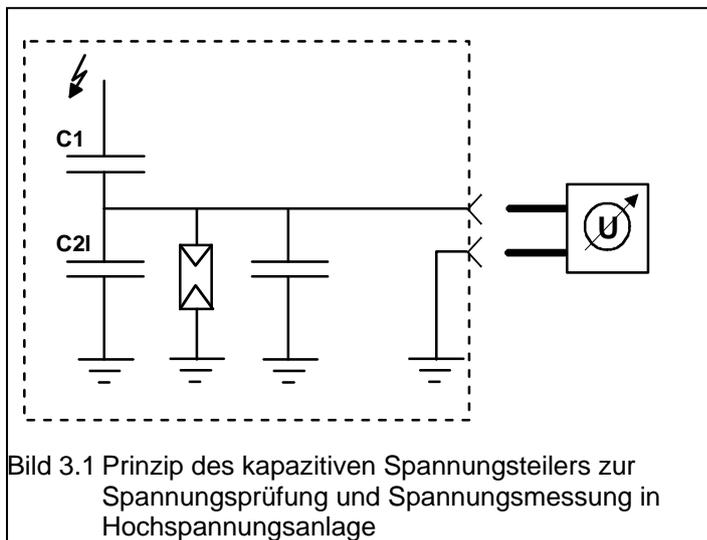


Bild 3.1 Prinzip des kapazitiven Spannungsteilers zur Spannungsprüfung und Spannungsmessung in Hochspannungsanlage



Bild 3.2 Spannungsprüfsystem Typ CAPDIS geeignet zum Einbau in jedes Schaltfeld einer Trafostation

Mittels einer Schnittstelle am Spannungsprüfsystem CAPDIS können die Spannungssignale aus den bestehenden kapazitiven Teilern auch zur Spannungsmessung genutzt werden. Die kapazitive Spannungserfassung erfüllt somit gleichzeitig zwei wichtige Aufgaben:

- Spannungsprüfung gemäß IEC 61243-5 mit integriertem kapazitiven Spannungsprüfsystem (z.B. CAPDIS)

und

- Spannungsmessung: Die Spannungssignale werden vom CAPDIS mittels Y-Kabel einem intelligenten Auswertesystem z.B. Grid-Inspector zur Verfügung gestellt

Die Spannungsmessung stellt hierbei die Voraussetzung für die Fehlerrichtungserfassung und Lastflussrichtungserfassung dar.



Bild 3.3 Spannungsprüfung u. Spannungsmessung an kapazitiven Teilern

4) Gerichtete Fehlerortung und Lastflussmessung

4A) Voraussetzung für selektive Fehlerfreischaltung ist eine selektive Fehlerortung

Im Verteilnetz sind zwei Haupt-Fehlerarten zu unterscheiden:

a) Einpoliger Fehler: Erdschluss, Erdkurzschluss

- mehr als **90 %** aller Fehler im Kabelnetz sind einpolige Fehler
- ein Erdschluss in gelöschten Netzen muss immer gerichtet erfasst werden
- ein Erdkurzschluss im niederohmig geerdeten Netz muss bei geschlossenem Ring u/o bei dezentralen Einspeisern gerichtet erfasst werden

b) Mehrpolige Fehler: Kurzschluss, Doppelerdschluss

- Kurzschlüsse treten v.a. in Freileitungen, innerhalb von Anlagen oder in Form von Erdfehlern mit mehreren Fußpunkten auf.
- Mehrpolige Fehler müssen in geschlossenen Ringen u/o bei dezentraler Einspeisung gerichtet erfasst werden

Abhängig von der Netztopologie und der Sternpunktbehandlung müssen die richtigen Fehlerortungsverfahren gewählt bzw. kombiniert werden:

Unabhängig von der Sternpunktbehandlung ist im Fall von geschlossenen Ringen oder in Verbindung mit dezentralen Einspeisungen eine gerichtete, in radialen, einseitig gespeisten Ringen eine ungerichtete Kurzschlussfassung sinnvoll.

Bezüglich der einpoligen Fehler ist in NOSPE- (Niederohmige Sternpunkterdung) u. KNOSPE-Netzen (Kurzzeitige Niederohmige Sternpunkterdung) im Fall von geschlossenen Ringen oder in Verbindung mit dezentralen Einspeisungen eine gerichtete Erdkurzschlussfassung erforderlich. In radialen einseitig gespeisten Ringen ist eine ungerichtete Erdkurzschlussfassung ausreichend.

In RESPE-Netzen (Resonanz-Sternpunkterdung bzw. gelöschten Netzen) stehen verschiedene Erdschlussortungsverfahren zur Verfügung:

Wischerverfahren:

Transientes Verfahren, Eingangsgrößen: I_0 , U_0

Pulsortung:

anwendbar im offenen oder geschlossenen Ring
statisches Verfahren, erfordert Takteinrichtung an der Petersenspule;
Eingangsgrößen I_0 ;

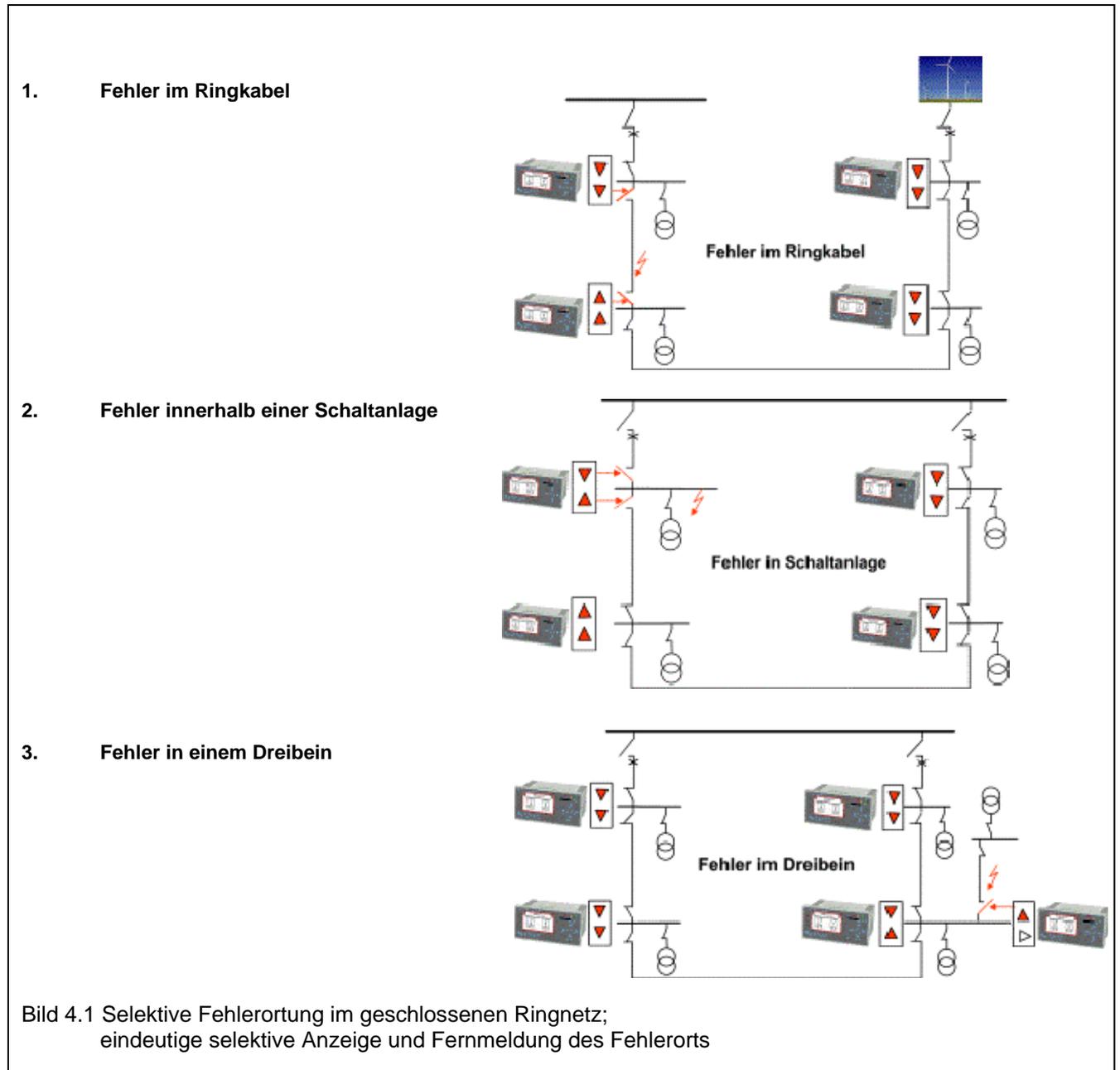
Wattmetrik:

geschlossene Ringe müssen zur Ortung geöffnet werden.
Statisches Verfahren; nur sinnvoll in Verbindung mit Wattreststrom-
erhöhung; geschlossene Ringe müssen geöffnet werden
Eingangsgrößen: I_0 , U_0 ; (Wandler-Genauigkeit <1%)

Für eine zuverlässige, selektive Fehlerortung ist stets eine Kombination aus ein- und mehrpoliger Fehlerortung zu empfehlen.

Selektive, gerichtete Fehler-Erfassung

In fernsteuerbaren Verteilnetzen sind die Messpunkte vorzugsweise am Eingang und am Ausgang einer Trafostation bzw. eines Knotenpunkts vorzusehen, damit aus dem Fehlerbild umgehend die Fehlerstelle lokalisiert und mittels selektiver Schaltbefehle der fehlerbehaftete Netzabschnitt freigeschaltet werden kann.



4B) Lastflussmessung

Innerhalb des Verteilnetzes müssen Messstellen vorgesehen werden, die die Auslastung der Netze und den jeweiligen Beitrag der dezentralen Generatoren erfassen. Die herkömmliche komplexe Lastflussberechnung liefert aufgrund der zahlreichen unbekanntenen Eingangsgrößen keine ausreichenden Ergebnisse mehr. Darüber hinaus muss die Lastflussmessung in Netzen mit dezentraler Einspeisung gerichtet erfolgen.

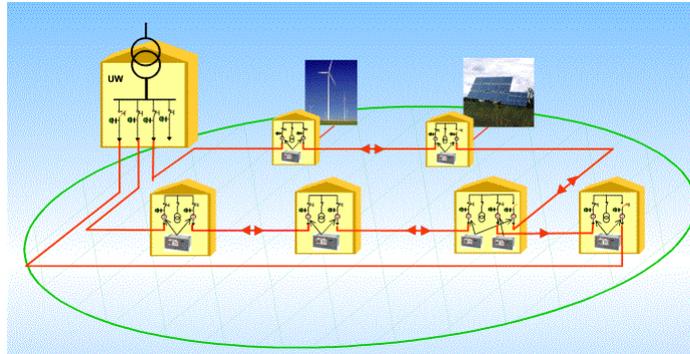


Bild 4.2 Verteilnetz mit dezentraler Einspeisung und geschlossenem Ring

4C) Lösungen für gerichtete Fehlerortung und Lastflussmessung:

Die Kombination von integriertem Spannungsprüfsystem (Bsp. CAPDIS) mit Auskoppelung für die Spannungsmesswerte und Feldsteuer- u. Messgerät (Grid-Inspector IKI-50) ermöglicht die Erfassung aller Messgrößen für eine gerichtete Fehlerortung und Lastflussmessung. Die kompakte Bauform erlaubt den Einbau in bestehende oder neue Standard-Schaltfelder ohne konstruktive Veränderung der Trafostationen. Mittels einer Modbus-Schnittstelle können alle Zustände und Messwerte fernübertragen werden. Darüber hinaus erlaubt die Schnittstelle eine Fernparametrierung des Gerätes sowie eine Fernsteuerung der angeschlossenen Aktoren.

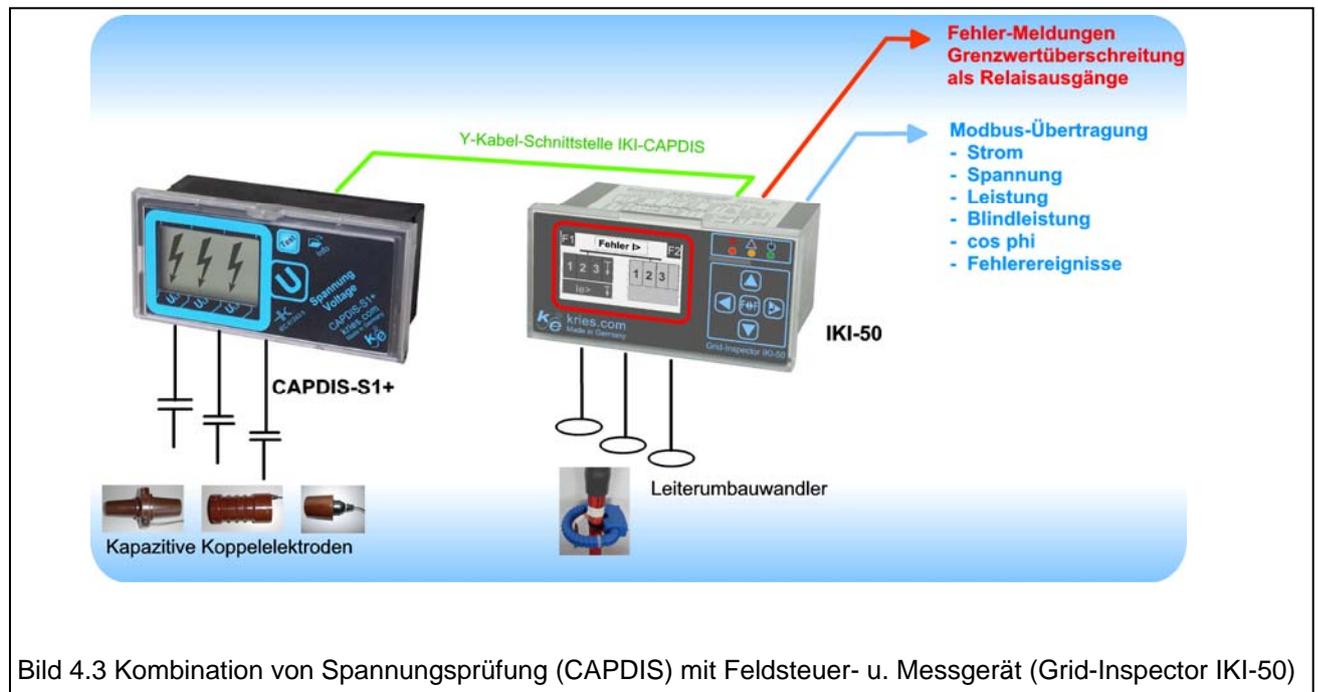


Bild 4.3 Kombination von Spannungsprüfung (CAPDIS) mit Feldsteuer- u. Messgerät (Grid-Inspector IKI-50)

4D) Besonders kompakte Lösung durch Zusammenfassung mehrerer Feldmessungen:

Um den Installationsaufwand des Feldsteuer- und Messsystems zu reduzieren und die Informationsverarbeitung zu dezentralisieren, können Messwerte auch feldübergreifend erfasst und verarbeitet werden. Außerdem wird die Anzahl der zu übertragenden Messwerte durch die dezentrale Vorverarbeitung im Feldsteuer- u. Messsystem reduziert. Mittels zusätzlicher Logikfunktionen können außerdem Automatisierungsaufgaben realisiert werden.

Merkmale eines kompakten Feldsteuer- und Messsystems:

- a. Überwachungsmöglichkeit von 2 Kabelfeldern;
z.B. Ringkabeleingang und Ringkabelausgang
- b. Überwachung eines 3. Feldes mittels Kirchhoffscher-Knotenpunktregel
(z.B. Trafoabgang) ohne weiteres Messgerät
- c. Erfassung von: - 3 oder 6 Strömen und
- 3 oder 6 Spannungen
- d. Erfassung von Meldungen (Türkontakt, Gasdruck, Übertemperatur)
- e. Ausgabe von Befehlen an Auslöser oder Motoren
- f. Übertragung der Messwerte, Befehle u. Meldungen über Modbus an ein Fernwirkmodem

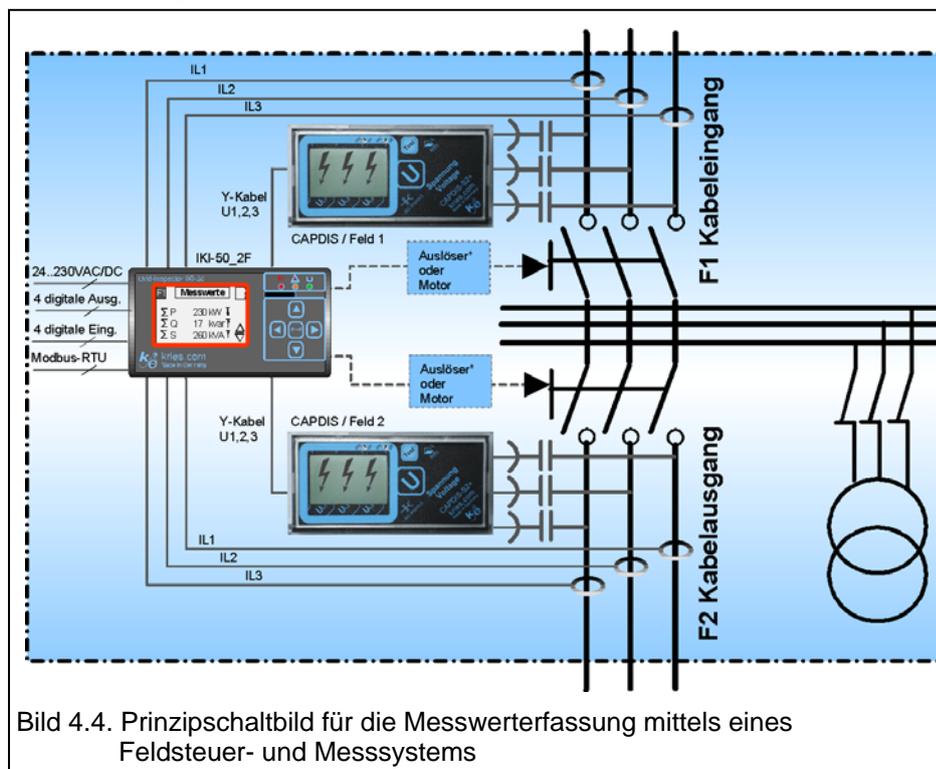


Bild 4.4. Prinzipschaltbild für die Messwerterfassung mittels eines Feldsteuer- und Messsystems

F1 Messwerte F2

220 kVA 100 kVA

F1 Messwerte F2

I
PQS
Arbeit
U
f
cos phi

F1 I F2

I L1	25.0 A	↕
I L2	26.0 A	↕
I L3	24.0 A	↕
I0Σ	1.7 A	↕

F1 U F2

U L12	9.9 kV	▲
U L23	9.9 kV	▲
U L31	9.8 kV	▲
U0Σ	100.0 V	▼

F1 I F2

I Ø [dt]	dt= 1min▲
I Ø Min [dT]	dT= 1d
I Ø Max [dT]	dT= 1d
I Ø Min/Res	
I Ø Max/Res	

Bild 4.5 Darstellung verschiedener Messwerte im Feldsteuer- u. Messsystem IKI-50

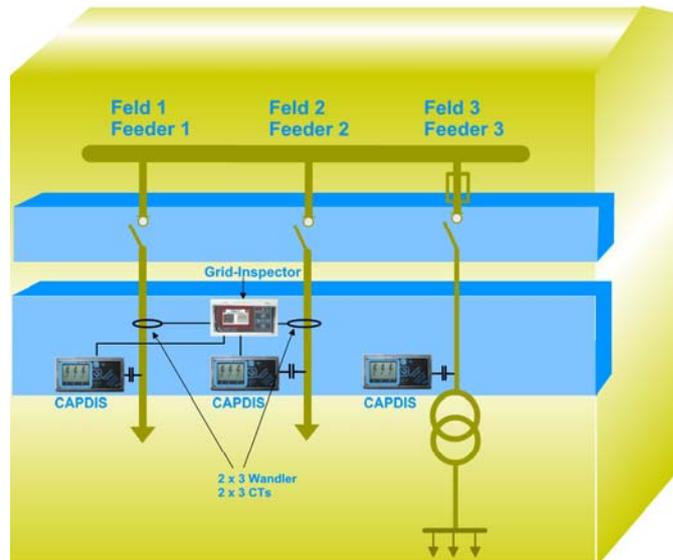


Bild 4.6. Stationstopologie einer Ortsnetzstation mit zwei Kabelfeldern und einem Trafobereich. Überwacht werden alle drei Felder mit nur einem Feldsteuer- u. Messgerät Grid-Inspector IKI-50, das seine Spannungsmesswerte aus den kapazitiven Spannungsprüfsystemen in den beiden Kabelfeldern erhält.

5) Verteilnetzsteuerung mit unterschiedlichen Akteuren

5A) Heutige Vorgehensweise für die Fehlerfreischaltung in vielen Verteilnetzen:

Sofern bereits eine Fernwirktechnik in den Trafostationen vorgesehen ist, müssen im Fehlerfall die Informationen aus den Trafostationen im Verteilnetz an die Leitstelle übertragen werden. Anschließend schaltet das Betriebspersonal an den der Fehlerstelle benachbarten Trafostationen den fehlerhaften Netzabschnitt selektiv ab. Im Falle eines offenen Ringnetzes muss evtl. noch die Trennstelle umgeschaltet werden. Erst jetzt kann das übrige, nicht fehlerbehaftete Netz wieder zugeschaltet werden. Die gesamte manuelle Freischaltung des Fehlers dauert üblicherweise ca. 0,75..1,5h. Ist keine Fernübertragung vorhanden, dauert die Lokalisierung und damit die selektive Freischaltung meist noch wesentlich länger.

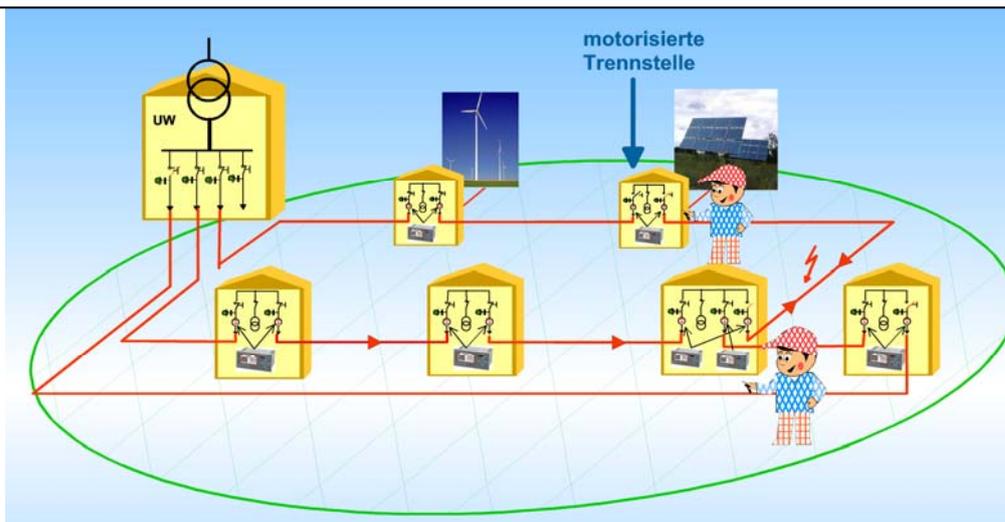


Bild 5.1 manuelle Fehlerfreischaltung durch das Betriebspersonal
Zeitaufwand bis zur Fehlerfreischaltung ca. 0,75 .. 1,5 h

Als Schaltmittel bzw. Aktoren zur Fernsteuerung stehen in den Stationen entweder Motoren oder Kraftspeicher mit Auslösespulen zur Verfügung. Abhängig vom gewünschten Funktionsumfang wird die wirtschaftlichste Lösung gewählt. Beide Aktoren, Motor oder Auslöser, können über das Feldsteuer- u. Messgerät z.B. Grid-Inspector IKI-50 angesteuert werden.

Über den Einsatz des wirtschaftlichsten Aktors entscheidet der Einbauort und der jeweils gewünschte Funktionsumfang.

Der Kosten-Nutzenvergleich ergibt sich wie folgt:

Aktor	Kostenaufwand	Funktion	
Motor	100 %	ein / aus	
Kraftspeicher Auslösespule	10-20 %	aus	



Bild 5.2 Feldsteuer- u. Messgerät IKI-50 zusammen mit Spannungsprüfsystem IKI-50 eingebaut in einem Standard-Schaltfeld einer Lastschaltanlage

5B) Optimierte Fehlerfreischaltung mittels Feldsteuer- u. Messgerät

Im Fehlerfall innerhalb des Verteilnetzes erfolgt stets eine Abschaltung des gesamten Netzes über die Schutzauslösung im Umspannwerk. Der genaue Fehlerort ergibt sich aus den Informationen aller Feldsteuer- u. Messgeräte in den Trafostationen, die an die Leitstelle übertragen werden. Aus der Leitstelle werden die Schaltbefehle zur selektiven Freischaltung der beiden Kabelabgänge in direkter Nachbarschaft zum Fehlerort übertragen. Das Feldsteuer- u. Messgerät nimmt die Schaltung vor Ort nur vor, wenn der Strom durch den jeweiligen Lastschalter kleiner gleich dem zulässigen Grenzstrom für den Schalter ist. Der jeweilige Grenzstrom ist im Feldsteuer- u. Messgerät hinterlegt. Erfolgt trotz Schaltbefehl keine Schaltung wird eine Fehlermeldung an die Leitstelle übertragen.

Für diese Vorgehensweise ist zunächst kein Außeneinsatz des Betriebspersonals erforderlich. Die Fehlerfreischaltung erfolgt innerhalb von 2..10 Minuten. Anschließend werden die Leistungsschalter im Umspannwerk wieder zugeschaltet und alle Verbraucher sind wieder am Netz. Die eigentliche Fehlerbehebung im fehlerhaften Abschnitt kann zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, ohne dass bis dahin einzelne Kunden unversorgt bleiben.

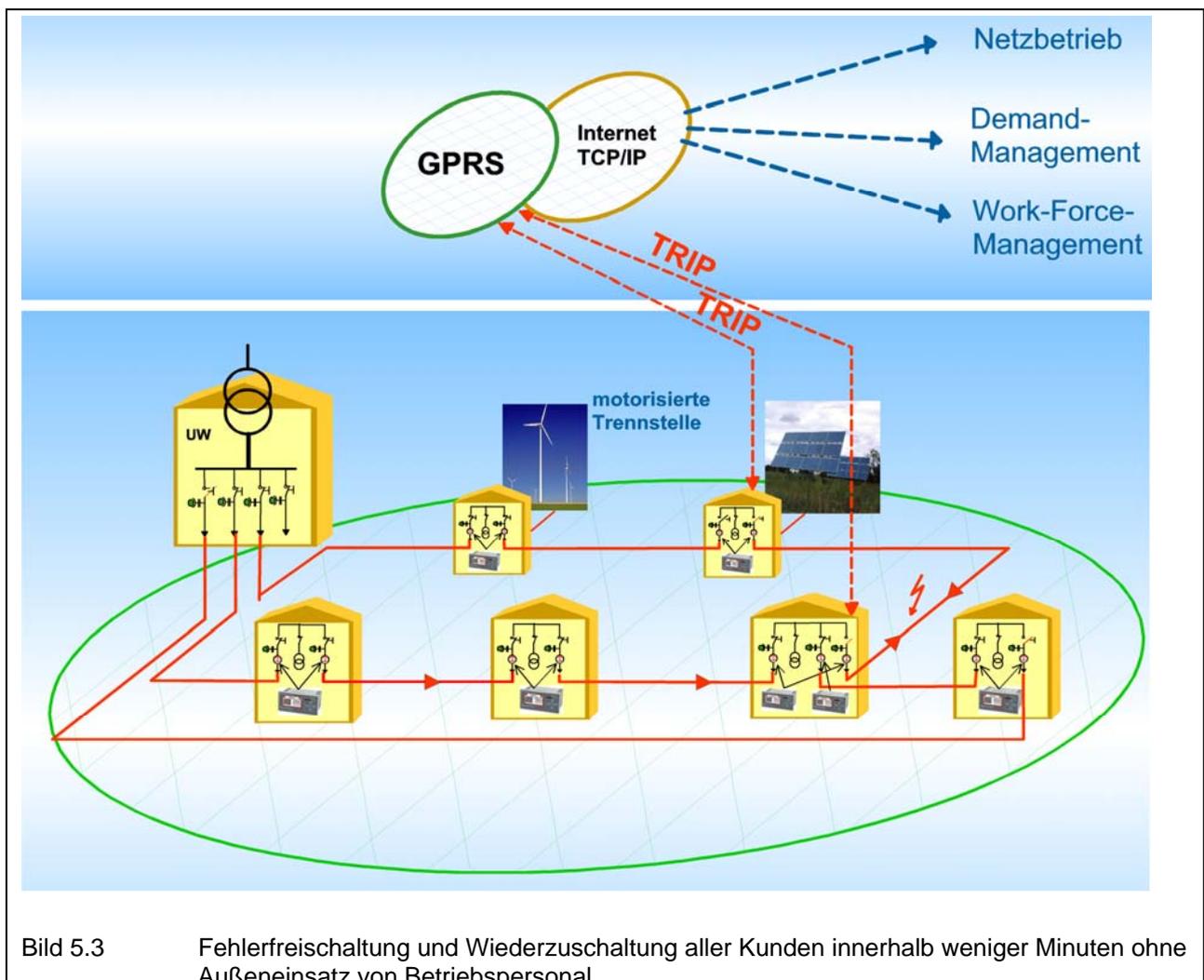


Bild 5.3 Fehlerfreischaltung und Wiederschaltung aller Kunden innerhalb weniger Minuten ohne Außeneinsatz von Betriebspersonal

5C) Realisierung einer Umschaltautomatik mittels Feldsteuer- um Messgerät

Tritt ein Fehler in der Dreibeinstation A auf, so kann die Stichleitung in Richtung Station B mittels einem Feldsteuer- und Messgerät ebenfalls im stromfreien Zustand kurzfristig freigeschaltet werden. Damit auch die ausgelagerte Station B schnellst möglich wieder versorgt werden kann, muss diese mit einer Umschaltautomatik ausgerüstet sein, die eine automatische Umschaltung auf die Reserve-Einspeisung ermöglicht. Über die Logikfunktionen im Feldsteuer- u. Messgerät kann diese Umschaltautomatik mit minimalem Geräteaufwand realisiert werden.

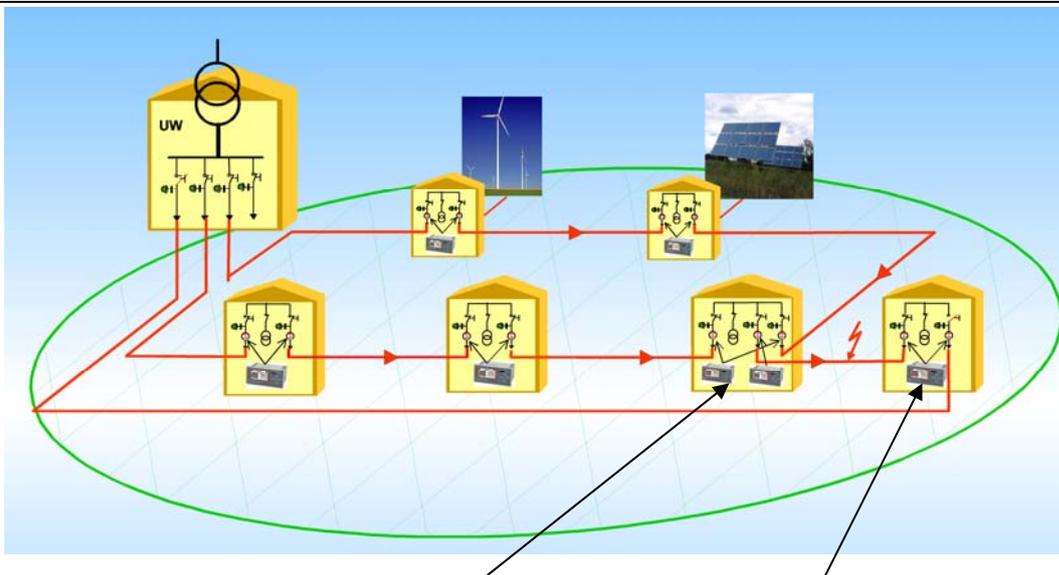


Bild 5.4 Fehlerstelle zwischen **Dreibeinstation A** und ausgelagerter **Station B** mit Reserveeinspeisung

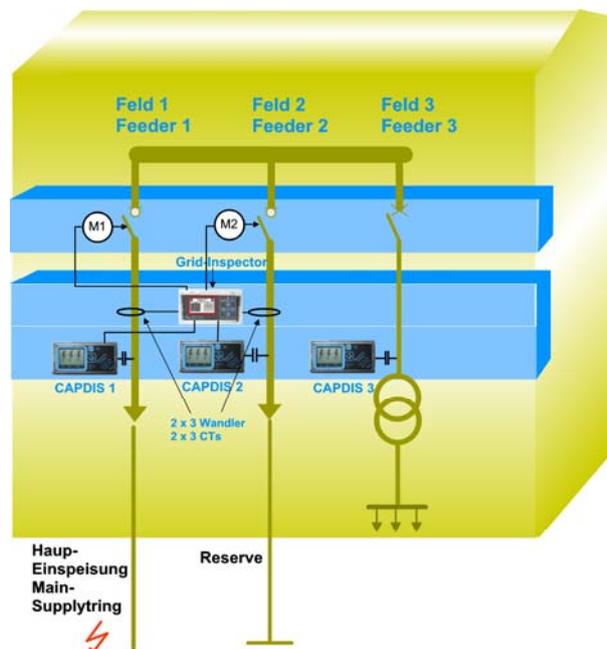


Bild 5.5 Station B mit Umschaltautomatik

Funktionsabfolge der Umschaltautomatik im Feldsteuer- u. Messgerät bei einem erkannten Fehler in der Haupteinspeisung

1. Fehler und Ausfall der Haupteinspeisung in Feld 1
 2. Prüfung der Spannung im Reservefeld 2
 3. Abschaltung der Haupteinspeisung mittels Motor M1
 4. Zuschaltung Reservefeld mittels Motor M2
- > **automatische Wiederzuschaltung der Station in wenigen Sekunden ohne Außereinsatz des Betriebspersonals**

Solange das Netz in 5.3 nicht vollumfänglich mit entsprechenden Aktoren ausgestattet ist, empfiehlt es sich beim Betrieb eines geschlossenen Rings zumindest eine Trennstelle im Ring zu definieren, die üblicher Weise geschlossen ist und im Fehlerfall entweder automatisch oder ferngesteuert durch das Feldsteuer- u. Messgerät geöffnet wird. Sofern der Aktor an der Trennstelle auf einen Lasttrenner wirkt, darf die Schalthandlung nur im stromfreien Zustand (evtl. auch in einer AWE-Pause) erfolgen.

6) Kompakte Lösung

Die unter Punkt 2 vorgestellten klassischen Betriebsmittel können durch die Kombination von Sensoren, Aktoren und einem Feldsteuer- u. Messgeräten dergestalt substituiert werden, dass gegenüber dem optimalen Netzbetrieb keine Effizienz-Einschränkungen zu erwarten ist. Gleichzeitig werden die Kosten gegenüber klassischen Betriebsmitteln gemäß Punkt 2 auf ein Bruchteil reduziert und die Trafostation kann ohne konstruktive Veränderung zu einem intelligenten Knotenpunkt ertüchtigt werden

Vergleich

Klassische Betriebsmittel: Herkömmliche Schutztechnik:

- In allen Ortsnetzstationen
- Strom- u. Spannungswandler
 - Komplette Lastflussmessung
 - Leistungsschalter, Kraftspeicher für Schnellauslösung
 - Gerichteter UMZ-Schutz mit rückwärtiger Verriegelung (-> automatisierte Fehlerfreischaltung)
 - Gerichtete Erdschluss-Erfassung
 - LWL-Verbindung zur Leitstelle
 - Motorisierung aller Schaltfelder

Effizienz-optimierte Betriebsmittel: Sensorik+Feldsteuer- u. Messgerät

- In allen Ortsnetzstationen
- ✓ Strom- u. Spannungssensoren
 - ✓ Komplette Lastflussmessung
 - ✓ Lastschalter u. Kraftspeicher für Schnellauslösung
 - ✓ Gerichtete Kurzschluss-Erfassung (teilautomatisierte Fehlerfreischaltung)
 - ✓ Gerichtete Erdschluss-Erfassung
 - ✓ Modbus -> GSM o. GPRS Verbind.
 - ✓ Motorisierung einzeln. Schaltfelder

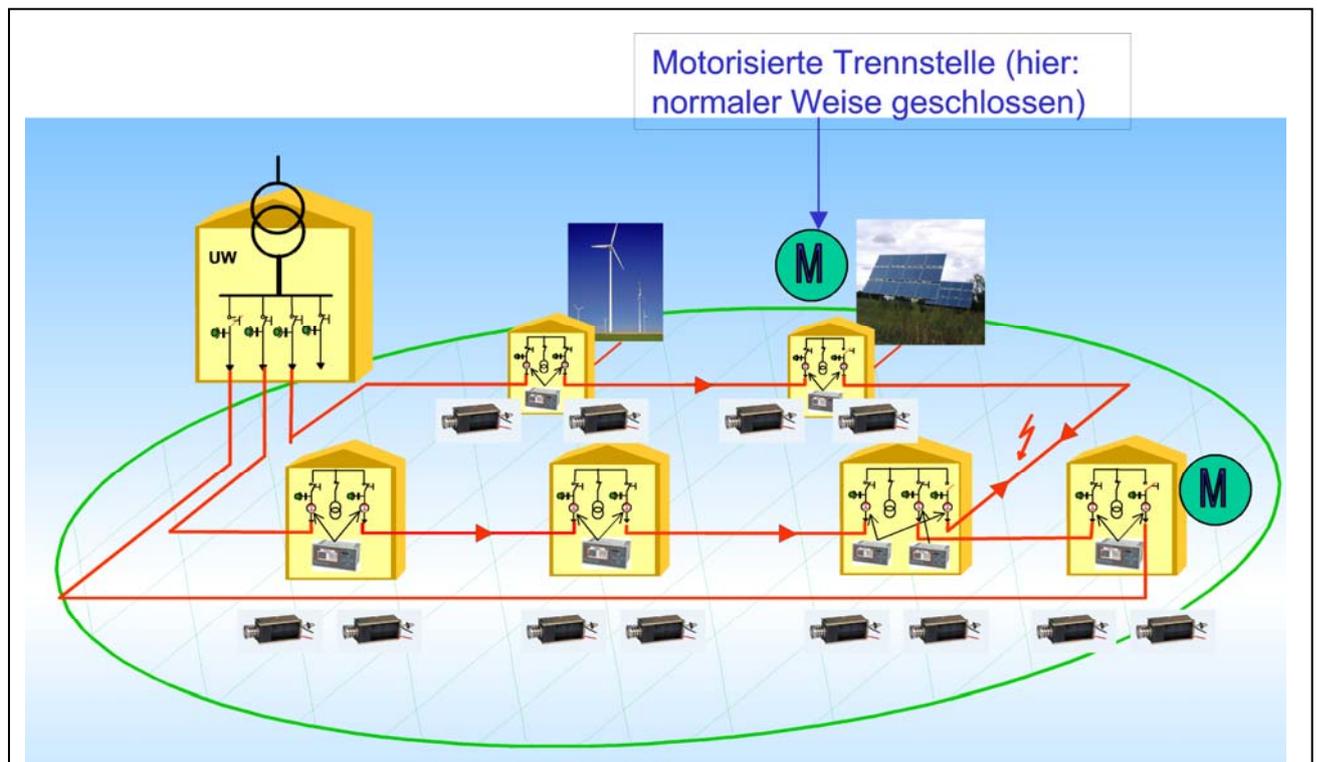


Bild 6.1

Mögliche Ausrüstung eines Verteilnetzes mit unterschiedlichen Aktoren zur selektiven

Zusammenfassung

Die Kernfunktionen für ein effizienten Verteilnetzbetrieb

- a) gerichtete Lastflussmessung
- b) gerichtete Fehlerortung
- c) Fernsteuerung und selektive Fehlerfreischaltung der Knotenpunkte

ließen sich zwar theoretisch mit klassischen Betriebsmitteln in den Trafostationen erfüllen, die Umsetzung scheitert hierbei aber spätestens an der Wirtschaftlichkeit.

Zwischenzeitlich haben sich Strom- u. Spannungssensoren in der Hochspannung über viele Jahre etabliert und können heute auch für die Messwerterfassung sinnvoll genutzt werden. Werden die Sensoren und Aktoren durch ein funktional und konstruktiv auf die Anforderungen der Trafostation optimiertes Feldsteuer- und Messgerät ergänzt, können alle Kernfunktionen im Verteilnetz effizient erfüllt werden.

Literatur

- (1) Line Loss Reduction by Distribution System Upgrading from Radial to Normally Closed-Loop Arrangement; IEEE, 2009
- (2) Smart-Grid-Lösungen für das Verteilnetz, Netzpraxis Thama 1/2011

Flächendeckende Felderprobung eines elektronischen 10kV-Trafo-reglers zum Nachweis der Erfüllung der EN 50160-Kriterien in Ortsnetzen mit PV-Anlagen

Günter Schulz / ct.e Controltechnology Engineering GmbH in Herne / schulz@cte-ingenieure.de

Wolfgang Keßler / Starkstrom-Gerätebau GmbH in Neumark/Sachsen / wolfgang.kessler@sgb-neumark.de

Kurzfassung

Die Anzahl von Photovoltaik-Anlagen zur Stromerzeugung, die in Niederspannungs-Ortsnetze der öffentlichen Stromversorgung einspeisen, hat seit Inkrafttreten des Gesetzes für den vorrangigen Anschluss von Erneuerbaren Energien im Jahr 2000 (EEG) sowie den zwischenzeitlich verabschiedeten Novellen 2004 und 2009 erheblich zugenommen. Um alle auch zukünftig zu erwartenden EEG-Anschlüsse ohne negative Auswirkungen auf die Spannungsqualität realisieren zu können, ist häufig ein Netzausbau zu Lasten des Netzbetreibers erforderlich. Auf Basis von zwei vom Land Nordrhein-Westfalen geförderten F&E- Projekten zur elektronischen Einstellung der Netzspannung in Ortsnetzen mit dezentraler Einspeisung aus Solaranlagen wurde der Prototyp eines elektronisch regelbaren 10 kV-Ortsnetztransformators von der ct.e GmbH in Herne entwickelt und erprobt. Dies geschah in Zusammenarbeit mit Entwicklungspartnern aus den Häusern RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH in Wesel und Starkstrom-Gerätebau GmbH in Neumark/Sachsen. Die vorgestellte Methode stellt eine kostengünstige Alternative zum primärtechnischen Netzausbau dar, die nach Erreichen der Marktreife den finanziellen Aufwand für die bedarfsgerechte Netzanpassung begrenzen und zugleich technische Verbesserungen herbeiführen kann.[1]

Abstract

The number of photovoltaic (PV)-generators in public distribution grids has significantly increased due to financial incentives for photovoltaics by German law (EEG). To guarantee the tolerances for the voltage, a grid expansion is sometimes necessary for the utility's. In two R&D-Projects (from North Rhine-Westphalia co-financed) for an electronic voltage regulation of decentralized feeding from PV, was developed a 10kV-prototype of an electronic regulated transformer. This visualised method shows a cost-effective alternative in relation to conventional grid expansion, when this system will reach marketability.

1 Einleitung

Im Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG-Novelle von 2009) wurden die Anreize zu einer Breitereinführung von Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien gegenüber den bisherigen gesetzlichen Regelungen (EEG 2000 und EEG-Novelle 2004) noch einmal deutlich erhöht. Über einen weiteren deutlichen Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich soll deren Anteil bis 2020 auf mindestens 30 % der gesamten Stromversorgung steigen. Die EEG-Prognose der vier Übertragungsnetzbetreiber sowie des Leipziger Instituts für Energie aus September 2010 zeigt **Bild 1**. Nach 2020 soll deren Anteil kontinuierlich weiter erhöht werden. Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Grubengas unverzüglich und vorrangig an ihr Netz anzuschließen. Diese Pflicht besteht auch dann, wenn die Abnahme des Stromes erst durch Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes möglich wird.[2]

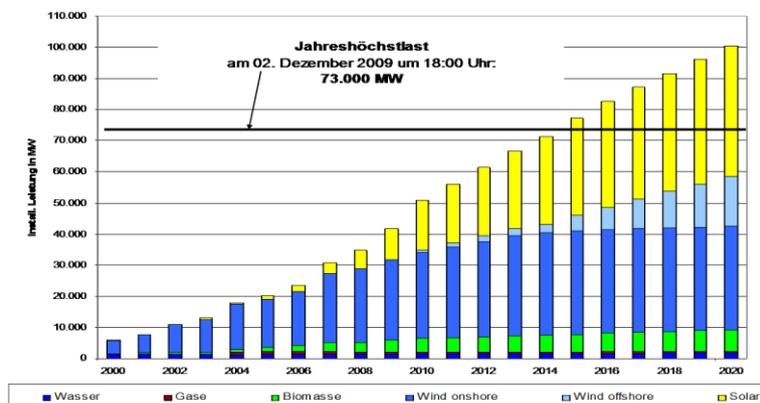


Bild 1: EEG-Prognose (September 2010)

Die Stromnetzbetreiber setzen die gesetzlichen Vorgaben zum Anschluss dezentraler Einspeiser am gesamtwirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt konsequent um. Große Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energien werden in der Regel weitab der Lastschwerpunkte errichtet, so dass in den nächsten Jahren eine nennenswerte Vergrößerung der mittleren Transportentfernung in den Stromnetzen mit entsprechenden Folgen für die Auslastung der Netze eintreten wird. Im EEG wurde – auch für den Fall, dass mehrere Erzeugungsanlagen mit einer Anlagenleistung bis 30 kW an einen Niederspannungsstrang angeschlossen werden – der Hausanschluss als günstigster Netzanschlusspunkt festgelegt. Ein gegebenenfalls erforderlicher Netzausbau erfolgt zu Lasten des Netzbetreibers.

Gleichzeitig sind die Anforderungen der Netzkunden an die Versorgungsqualität, besonders durch den vermehrten Anschluss sensibler Verbrauchsgeräte, deutlich gestiegen. Für die Netzbetreiber besteht die Herausforderung darin, die Anpassung der Netzinfrastruktur an die erhöhten Anforderungen mit möglichst geringen Mehrkosten für die Netzkunden zu bewältigen.

Durch die Zunahme dezentraler Einspeisung aus regenerativen Stromerzeugungsanlagen und aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung entwickeln sich die Stromnetze auch in den unteren Spannungsebenen mehr und mehr zu einer Energiedrehscheibe, die die eingespeiste elektrische Energie jederzeit aufnehmen soll und – sofern die Abnahme elektrischer Energie im betroffenen Abschnitt geringer ist – diese Energie sogar in die nächst höhere Spannungsebene einspeist.

Die heutigen Stromnetze sind in ihrer Funktionsweise auf den Lastfluss vom Kraftwerk zum Verbraucher dimensioniert. Das Qualitätsmanagement beim Netzbetreiber stellt sicher, dass die Qualitätskriterien für die Spannungsqualität entsprechend DIN EN 50160 an allen Kundenanschlüssen des Netzes eingehalten werden. Die neue Herausforderung an die Stromnetze besteht darin – auch unter Berücksichtigung von Energieflüssen in alle Richtungen innerhalb der Spannungsebenen und über die Umspannebenen hinweg die Einhaltung der Spannungsqualität sicherzustellen und dabei die Kosten für den in vielen Fällen erforderlichen Netzausbau möglichst gering zu halten. Neben den Kosten für die Netzausbaumaßnahmen bindet die hohe Zahl an Neuanschlüssen von EEG-Anlagen in nennenswertem Umfang Planungsressourcen beim Netzbetreiber. Zur Prüfung des Anschlussvorhabens und der Verträglichkeit mit dem bestehenden Netz sowie der Wahl des volkswirtschaftlich günstigsten Anschlusspunktes ist üblicherweise eine aufwändige Netzberechnung erforderlich.

2 Spannungsbandproblematik

Wir alle nehmen es heute als selbstverständlich, dass wir Elektro-Haushaltsgeräte, Unterhaltungselektronik oder Computer nach unserem persönlichen Belieben kaufen und zu Hause an eine Steckdose anschließen können. Dies funktioniert aber nur dadurch, dass Netzbetreiber und Gerätehersteller im ständigen Kontakt normative Regeln, z.B. Europannormen, geschaffen haben und beide Seiten ihre Produkte entsprechend dimensionieren und jeweils zeitnah neue Herausforderungen in Angriff nehmen. Vor diesem Hintergrund zeichnet sich auf europäischer Ebene aktuell eine Verschärfung der Qualitätskriterien für die Spannungsqualität entsprechend EN 50160 ab. Im vorliegenden Entwurf für eine modifizierte EN 50160 sind die Anforderungen der europäischen Regulierer, wie sie im Third Benchmark Report on Power Quality und weiteren daraus entwickelten Dokumenten formuliert wurden, berücksichtigt. Der zwischen Geräteherstellern, Regulierern und Netzbetreibern einvernehmlich abgestimmte Textentwurf beinhaltet, dass die Netzbetreiber zukünftig insbesondere beim Thema Spannungsband erhöhte Anforderungen bezüglich der Einhaltung der Grenzwerte erfüllen müssen.

Nach derzeitiger Norm gilt für langsame Spannungsänderungen an allen Anschlusspunkten der Niederspannungsnetze eine Spannungstoleranz im Bereich $\pm 10\%$ unter normalen Bedingungen, d.h. zu 95% der Zeit eines Jahres. In bestehenden Netzen ohne dezentrale Einspeisung wird die mögliche Plus-Toleranz teilweise ausgenutzt, um auch bei Starklast die zum Netzausläufer hin abnehmende Spannung innerhalb des Toleranzbereichs zu halten. Mit dem zunehmenden Anschluss von Einspeisern im Niederspannungsnetz kommt es durch die häufig und innerhalb kürzester Zeit wechselnden Einspeiseleistungen an bestimmten Stellen zeitweise zu einem erheblichen Spannungsanstieg, besonders in Netzausläufern. Das schränkt nunmehr die bisherige Nutzung der Plus-Toleranz ein, so dass die Netzbetreiber in stärkere oder zusätzliche Ortnetztransformatoren oder neue bzw. stärkere Leitungen investieren müssen, um das Spannungsband nach wie vor einzuhalten (**Bild 2**).

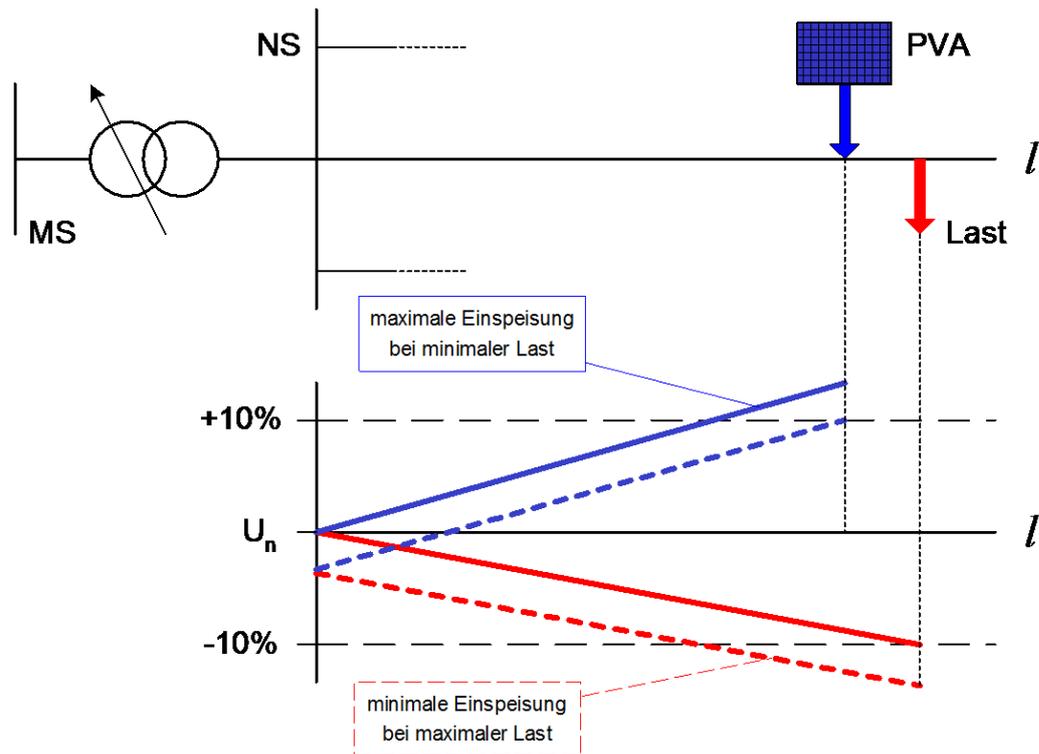


Bild 2: Spannungsbandproblematik bei zu hoher Einspeisung

Insofern sind innovative technische Lösungsansätze erforderlich, die durch Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahme-fähigkeit bestehender Netze den Netzausbau soweit möglich vermeiden oder minimieren. In zwei F&E-Projekten wurde als Alternative zu den hohen Investitionskosten für eine Netzverstärkung ein Ortsnetztransformator mit elektronischer Regelung der Ausgangsspannung untersucht. Ziel ist die Integration der zunehmenden Einspeisung aus dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen mit minimalen zusätzlichen Kosten.

3 Netztechnische Anforderungen

In der Projektspezifikation wurden zunächst für ein Funktionsmuster eines elektronisch regelbaren Transformators die technischen Anforderungen an Funktionalität und Betriebssicherheit formuliert. Die betriebsüblichen Forderungen an Verfügbarkeit, Personenschutz, Bediensicherheit und Umweltschutz sind einzuhalten. Umgeschaltet wird zwischen den Wicklungsanzapfungen des Transformators über einen elektronischen Stufenschalter mit Lastschalteigenschaften. Die Regelung erfolgt durch Umschaltung des Transformator-Übersetzungsverhältnisses in Abhängigkeit von Netzlast und Spannungsniveau im Niederspannungsnetz.

Für den Transformator und die Leistungs- und Steuerelektronik war eine Compactstation aus dem Hause SBG vorgesehen. Damit ist eine funktionelle Einheit von der Mittelspannungs-Schaltanlage über den Transformator bis zur Niederspannungsverteilung in einer EVU-typischen Compactstation entstanden. Von zentraler Bedeutung für den Einsatz im Stromverteilungsnetz ist ein störungsfreier Betrieb der gesamten Anordnung, d.h. sowohl der primärtechnischen Komponenten wie auch der elektronischen Komponenten. Hardware und Software des Reglers waren so zu konzipieren, dass der Ausfall von einzelnen Teilfunktionen der Elektronik oder der Steuerung einen Weiterbetrieb des Transformators ggf. mit Einschränkungen bezüglich der Regeleigenschaft zulässt.

Für die Kunden am angeschlossenen Niederspannungsnetz dürfen durch die Schaltvorgänge des Reglers keine Beeinträchtigungen der Spannungsqualität durch Netzzrückwirkungen entstehen. Bei den elektronischen Komponenten war besonderes Augenmerk auf die Langlebigkeit der Produkte zu legen. Zur problemlosen Einbindung in vorhandene Mittelspannungsnetze war eine dezentrale, eigenständig regelnde Einheit ohne leittechnische Anbindung zu konzipieren. Ziel ist die Nutzung eines regelbaren Transformators über eine lange Lebensdauer bei minimalen Betriebs- und Wartungskosten.

4 Realisierung eines Prototypen

Die theoretischen Grundlagen für die verwendeten Drehstromtransformatoren wurden bereits vor fast 120 Jahren durch ein entsprechendes Patent gelegt. Seither hat die Weiterentwicklung zu einem elektrischen Betriebsmittel mit hohem Wirkungsgrad, hoher Zuverlässigkeit und langer Lebensdauer geführt. In einem Standardtransformator besteht die Möglichkeit – nach Abschaltung und im spannungslosen Zustand des Transformators – eine Umstellung des Übersetzungsverhältnisses zur Voreinstellung des Spannungsniveaus im Niederspannungsnetz vorzunehmen.

Bei dem Prototyptransformator wurden die kurzschlussfesten Wicklungsanzapfungen der Stufen +4 /+2/ 0 /-2/-4% in einen angeflanschten Anschlusskasten geführt, in dem sich die Leistungselektronik auf 10kV – Potenzial befindet. Die Umschaltung zwischen den Anzapfungen erfolgt ohne Unterbrechung der Energieversorgung. Die Verbindung zwischen dem Kompaktleistungsmodul (**KLM-Bild 3**) und dem Steuer- und Regelmodul (**SRM-Bild 4**) erfolgt über Lichtwellenleiter.

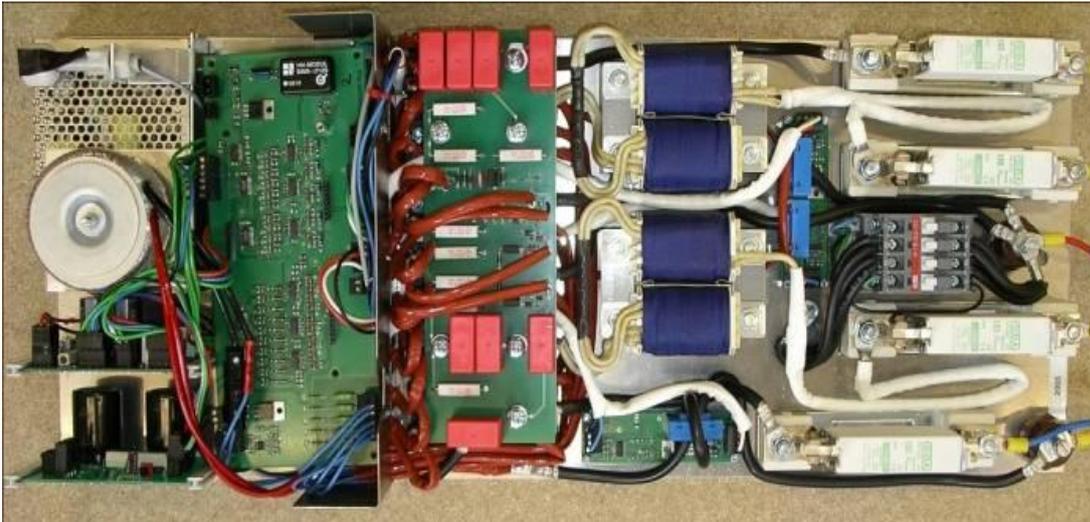


Bild 3: Kompaktleistungsmodul

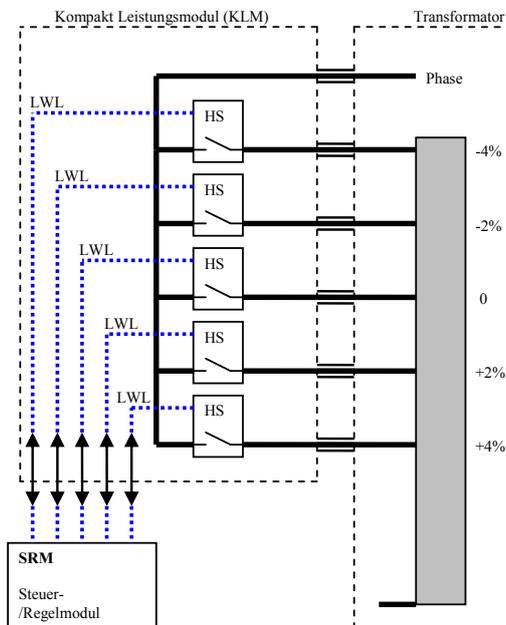


Bild 4: Einphasiges Prinzipschaltbild des Traforeglers

Ein Steuer- und Regelmodul (SRM) dient der Erfassung von Messwerten und Ansteuerung der Leistungsmodule gemäß Regelalgorithmus. Eine batteriegestützte Hilfsenergie ist nicht erforderlich. Statusdaten sowie Störmeldungen werden über ein GSM- Funkmodem per SMS an die Entwicklungsingenieure der Fa. ct.e in Herne übertragen.

Im Kompaktleistungsmodul (KLM) wird mit Hilfe von Halbleiterschaltern das Übersetzungsverhältnisses des Transformators unter Last und ohne Unterbrechung der Energieversorgung zwischen den Wicklungsanzapfungen umgeschaltet. Nach der Umschaltung werden je Phase die leitenden Thyristoren durch einen Kontakt überbrückt, so dass Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit des regelbaren Transformators genauso hoch ist wie bei konventionellen Geräten.

5 Netzerprobung bei RWE Rhein-Ruhr

Vor Einbau des regelbaren Transformators in ein öffentliches Netz war die Einhaltung der spezifizierten Anforderungen über geeignete Typ- Entwicklungs- und Funktionsprüfungen nachzuweisen. Im Prüffeld der Fa. SGB in Neumark/Sachsen wurden Hochspannungsprüfungen am Transformator sowie an den 10kV - Komponenten der Trafoverbindung und des Schaltschanks erfolgreich durchgeführt.

Umfängliche Entwicklungs- und Funktionsprüfungen des regelbaren Prototyptransformators erfolgten im Hochspannungslabor der Technischen Fachhochschule Georg Agricola zu Bochum. Für die Analyse der Umschaltvorgänge wurde ein spezielles Messsystem für Hochspannungs-Potentialdifferenzen entwickelt, mit dem 3 Spannungen je Phase auf 10kV-Potenzial gemessen werden können.

Im Hochstromlabor der RWE Eurotest GmbH in Dortmund fanden umfangreiche Prüfungen zum Umschaltverhalten des Traforeglers bei schwankender Netzlast sowie bei langsamen und schnellen Änderungen der Einspeiseleistung statt. Nach erfolgreichem Abschluss aller Prüfungen konnte im Januar 2010 die Netzerprobung bei RWE Rhein-Ruhr beginnen. Ausgewählt war ein ländliches Netz mit 2.250 m Niederspannungskabeln und -freileitungen, aufgeteilt auf mehrere Stromkreise (**Bild 5**). Angeschlossen sind 14 Haushalte mit einer maximalen Netzlast von 74 kW. Die installierte Leistung der angeschlossenen Photovoltaikanlagen beträgt 75 kWp. Auf der Mittelspannungsseite speist eine Windkraftanlage mit einer Leistung von 2 MW ein. Hierdurch und durch den mittelspannungsseitigen Betrieb einer Industriegroßanlage treten weitere Netzspannungsschwankungen auf. Zum Ausgleich dieser Spannungsänderungen wird mithilfe eines geregelten Stufenumschalters, der in einem 110kV/ 10kV- Transformator der vorgelagerten Umspannstation verbaut ist, das Potenzial des angeschlossenen 10kV- Netzes eingestellt. Für den Traforegler resultieren hieraus komplexe, sich überlagernde Netzzustände.

Während der Netzerprobung wurden umfangreiche Messungen zur Spannungsqualität durchgeführt. Auf der Niederspannungsseite wurde im ersten Schritt eine Leistungsflussregelung untersucht.

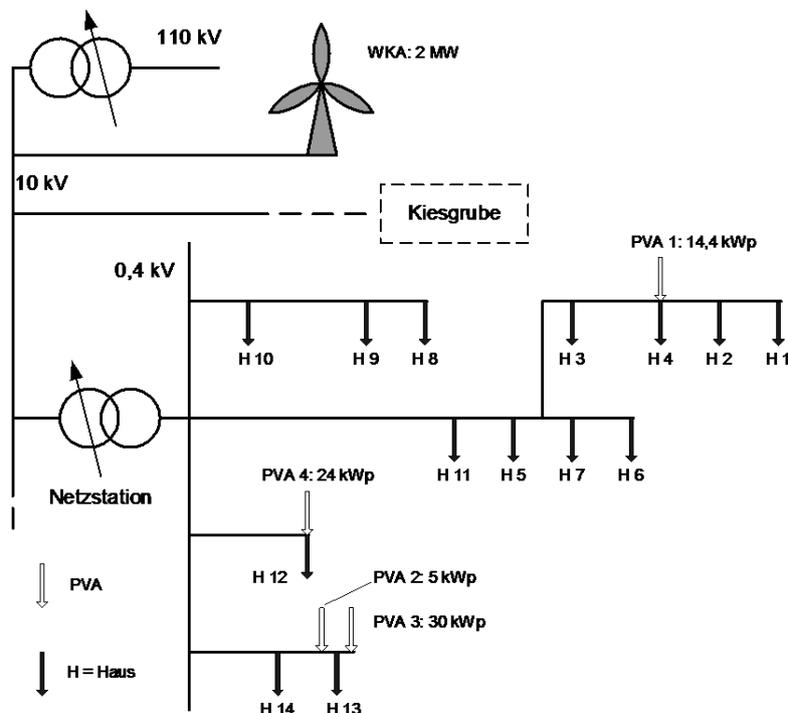


Bild 5 : Vereinfachte Netzstruktur Ortsnetz Vissel

Im Rahmen der Netzerprobung bei RWE Rhein-Ruhr wurde insgesamt festgestellt, dass mit dem Prototyptransformator die hohen Anforderungen an die Betriebssicherheit der Anlage im Hinblick auf Verfügbarkeit, Arbeitssicherheit, Umweltschutz etc. erfüllt werden. Das Konzept des Transformators ermöglicht einen zuverlässigen und störungsfreien Betrieb. Mit der laufenden Netzerprobung wird der Regelalgorithmus weiter optimiert, so dass zukünftig mit einem minimalen Aufwand an Messtechnik eine optimale Einstellung des Spannungsniveaus in Niederspannungsnetzen mit dezentraler Einspeisung erreicht werden kann.

Die positiven Erfahrungen beim Einsatz des Prototyptransformators hat das Haus RWE veranlasst, die Herstellung einer Kleinserie von fünf elektronisch regelbaren Transformatoren in Auftrag zu geben. Ziel ist es, mit diesen Vorseriengeräten (**Bild 6**) an Standorten der RWE Regionalzentren Niederrhein, Neuss, Sieg, Münster und Osnabrück den Nachweis für eine problemlose, zielgerichtete Einbindung in verschiedene Mittelspannungsnetze zu führen. Mithilfe einer hierfür entwickelten Spannungsregelung, anstelle der im Prototypen untersuchten Leistungsflussregelung, soll die Einhaltung der Kriterien der neuen EN 50160 nachgewiesen werden. Das vom RWE-Regionalzentrum Osnabrück ausgewählte Verteilnetz im Ortsteil Voltlage sei an dieser Stelle exemplarisch angeführt.



Bild 6: Anschlussbereich der regelbaren Tafos

Während der Inbetriebnahmearbeiten hat sich gezeigt, dass in diesem weitläufigen Netz (**Bild 7**) im Einschalt Augenblick Spannungsgradienten entstehen, die in den vg. Prüffeldern nicht simuliert werden konnten. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse wurden zur Optimierung der Schaltung des Kompaktleistungsmoduls genutzt.



Bild 7: Vereinfachte Netzstruktur Ortsnetz Voltlage

Der elektronisch regelbare Transformator (ERT) ist seit Oktober 2011 in Volltage in Betrieb. Erste Messresultate der Felderprobung sind in **Bild 8** wiedergegeben. Wie man daraus erkennen kann, wird bei einer Default-Stufenwahl von -4% für den Normalbetrieb der Spannungshöchstwert durch den Spannungsregler begrenzt. Entsprechende messtechnische Analysen werden an den weiteren 4 Standorten vorgenommen. Insgesamt bestätigen die bisherigen Ergebnisse die an das System gestellten Anforderungen.

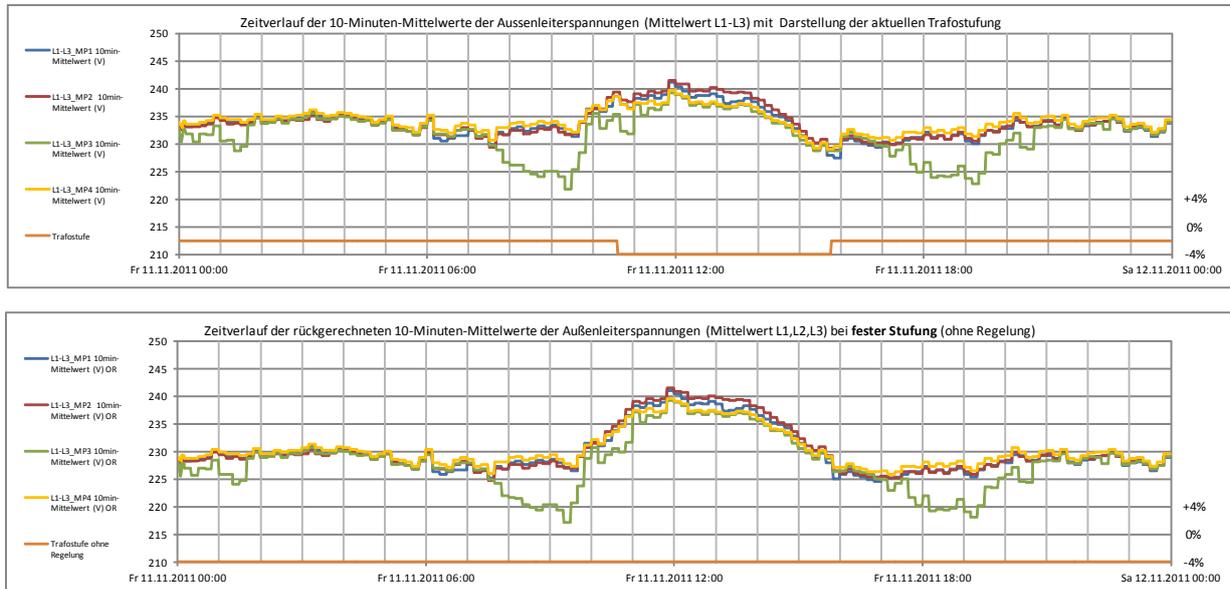


Bild 8: Messresultate Felderprobung

6 Zusammenfassung

Die politischen Vorgaben zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich schaffen neue Herausforderungen, die grundsätzlich zu Mehrkosten im Netz führen. Darüber hinaus werden erhöhte Anforderungen an die Netzbetreiber zur Einhaltung der Versorgungsqualität durch die Teilnahme der europäischen Regulierer an der Entwicklung zur neuen EN 50160 erwartet.

Im Rahmen von zwei F&E- Projekten zur Erhöhung der Spannungsqualität in Niederspannungsnetzen mit dezentraler Einspeisung wurde ein Funktionsmuster eines kompakten universell elektronisch regelbaren 10 kV-Ortsnetztransformators entwickelt und für den Einsatz in einem Stromverteilungsnetz vorbereitet. Die vom Land Nordrhein-Westfalen im Rahmen der Landesinitiative Zukunftsenergien geförderten F&E- Projekte sind Kooperationsprojekte, die von einem Team aus Ingenieuren der Unternehmen der ct.e Controltechnology Engineering GmbH (Zuwendungsempfänger), RWE Rhein- Ruhr Verteilnetz GmbH, der Starkstrom- Gerätebau GmbH sowie Hochschulinstituten durchgeführt wurden. Nach Abschluss der F&E- Projekte im Dezember 2008 wurde das Funktionsmuster in einen netztauglichen Prototypen überführt. Dieser Prototyp befindet sich seit Januar 2010 störungsfrei im Einsatz.

Seit Juli 2011 befinden sich fünf Vorserienprodukte in einer flächendeckenden Felderprobung. Erste Resultate aus einer begleitend laufenden Messkampagne lassen erkennen, dass die mit dem elektronisch regelbaren Transformator verbundenen Erwartungen erfüllt werden.

Mehrere Netzbetreiber haben bereits Interesse an einer kostengünstigen und hochverfügbaren Lösung eines Ortsnetztransformators mit Spannungsregler bekundet, um die hohen Kosten für den Netzausbau zum Anschluss dezentraler Stromerzeugungsanlagen zu minimieren.

7 Literatur

- [1] E-Wirtschaft, Heft 25 „regenerative Energien“
Heft 25, Dezember 2007
- [2] EEG 2009 - Gesetz zur Neuregelung des Recht der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften
Bundesgesetzblatt Jahrgang 2009, Teil I, Nr. 49,
31. Oktober 2008



**DIESE VORHABEN SIND VOM EUROPÄISCHEN FONDS FÜR REGIONALE ENTWICKLUNG
KOFINANZIERT WORDEN**

Regelbare Ortsnetzstation als autarke Systemlösung zur Erhöhung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit Regenerativer Energieeinspeisung

Ansgar Hinz

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH
a.hinz@messko.reinhausen.com
Germany

Claas Matrose
IFHT, RWTH Aachen
matrose@ifht.rwth-aachen.com
Germany

Michael Peitz
IFHT, RWTH Aachen
matrose@ifht.rwth-aachen.com
Germany

KURZFASSUNG

Vielfältige politische Weichen - getrieben durch unterschiedlichste Faktoren - sind gestellt, sowohl für die zukünftige Energieversorgung als auch die Elektromobilität: Im ersten Fall sollen nach dem Willen der Bundesregierung schon 2020 rund 35% am Bruttostromverbrauch durch erneuerbare Energien abgedeckt werden. Im zweiten Fall steigt der Umsetzungswillen für die Realisierung ambitionierter E-Mobilitätsszenarien ständig: 1 Million Elektrofahrzeuge sollen es aktuell im Jahr 2020 sein; der Roadmap folgend, eine Dekade später bereits 10 Millionen Fahrzeuge die durch Deutschland rollen und uns auch zum Leitmarkt für Elektromobilität machen sollen. Diese zunehmende Einspeisung und Entnahme aus oder in dezentrale Einheiten führt schon heute in der Verteilnetzebene, vor allem im Niederspannungsnetz, zu massiven Spannungsbandproblemen. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) ist angehalten, die Versorgungsspannung innerhalb der zulässigen Toleranzgrenzen sicherzustellen. Bis heute konnte dieses Problem nur durch kostspielige und oftmals aufwendige bauliche Netzerweiterungsmaßnahmen gelöst werden.

Einen aus technischer und ökonomischer Sicht vielversprechenden Lösungsansatz stellt der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) dar. Hierzu hat die Maschinenfabrik Reinhausen (MR) ein mehrstufiges Konzept entwickelt, welches speziell für den Einsatz in Ortsnetzstationen geeignet ist. Basierend auf Forschungen sowohl eines Entwicklungsteams der MR, Untersuchungen am Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen (Prof. Schnettler) als auch der Hochschule Regensburg (Prof. Brückl), wurde in zahlreichen erfolgreichen Feldtests die Wirksamkeit dieses Konzept nachgewiesen. Im Folgenden werden die Hintergründe, exemplarische Untersuchungsergebnisse und das Lösungskonzept in Kürze beschrieben.

1 EINLEITUNG

Spätestens mit dem im Juni 2011 als Reaktion auf das Unglück in Fukushima beschlossenen Atomausstieg ist die Energiewende in Deutschland, also die Umsetzung einer nachhaltigen Energieversorgung, nicht mehr umzukehren. Dies gilt auch für andere Industrienationen, die trotz Festhaltens an Nuklearenergie zur Erreichung ihrer Klimaziele den Einsatz von fossilen Energieträgern reduzieren müssen. Ein Gelingen der Energiewende macht die wirtschaftliche Integration erneuerbarer Energieträger als Ersatz für fossile und nukleare Energieformen unabdingbar. Konsequenterweise haben viele Nationen konkrete Ziele für den zukünftigen Anteil von erneuerbaren Energien an ihrem Stromverbrauch definiert und Maßnahmen eingeleitet, um diese oftmals ambitionierten Ziele zu erreichen.

Die Anreizprogramme sind europaweit bislang sehr erfolgreich und führen zu dem gewünschten massiven Ausbau von erneuerbaren Energien. Mit diesem Wachstum von Photovoltaik-, Windenergie- und Biogasanlagen sowie anderen Quellen erneuerbarer Energie bricht jedoch auch ein Paradigmenwechsel in der Netzinfrastruktur an. Gerade die regenerativen Energiequellen haben einerseits ein sehr volatiles Einspeiseverhalten und sind andererseits in der Regel dezentral installiert; also in das Mittel- und Niederspannungsnetz eingebunden. Netzhistorisch bedingt waren und sind diese Netze bislang allerdings für eine unidirektionale Energieverteilung von einigen wenigen Großkraftwerken hin zu vielen Verbrauchern optimiert. Mit allein in Deutschland bereits heute mehr als 2,3 Millionen Photovoltaikanlagen und mehr als 20.000 Windrädern, die in das Mittel- und Niederspannungsnetz einspeisen, wird der traditionelle Energiefluss jedoch im wahrsten Sinne des Wortes auf den Kopf gestellt.

2 PROBLEMBETRACHTUNG

2.1 Die Reale Netzsituation

An Tagen mit starker dezentraler Energieeinspeisung in die eigentlich auf Verteilung optimierten Netze gibt es aufgrund der beschriebenen Umkehrung der Lastflussrichtung in den Netzen bereits heute massive Schwierigkeiten. Das dabei am häufigsten auftretende Problem sind Spannungsbandverletzungen. Gemäß DIN EN 50160 ist in der Niederspannung ein Spannungsband von $\pm 10\%$ um die Nennspannung (in Deutschland 230 V) einzuhalten. Da es heute unterhalb der Umspannung in die Mittelspannungsebene keine weiteren Spannungsregelrichtungen gibt, muss der insgesamt zulässige Toleranzbereich von 20 % auf das gesamte Mittel- und Niederspannungsnetz aufgeteilt werden. Für dezentral erzeugte erneuerbare Energien stehen davon in Deutschland gemäß aktueller FNN-Richtlinie 3 % im Niederspannungs- und 2 % im Mittelspannungsnetz zur Verfügung. Die verbleibenden 15 % werden neben dem Spannungsabfall an den „inneren Widerständen“ der Betriebsmittel für die in der Regel notwendigen Toleranzen der Regeleinrichtungen und als Reserve für Spannungsunsymmetrien verwendet (siehe Abbildung 1).

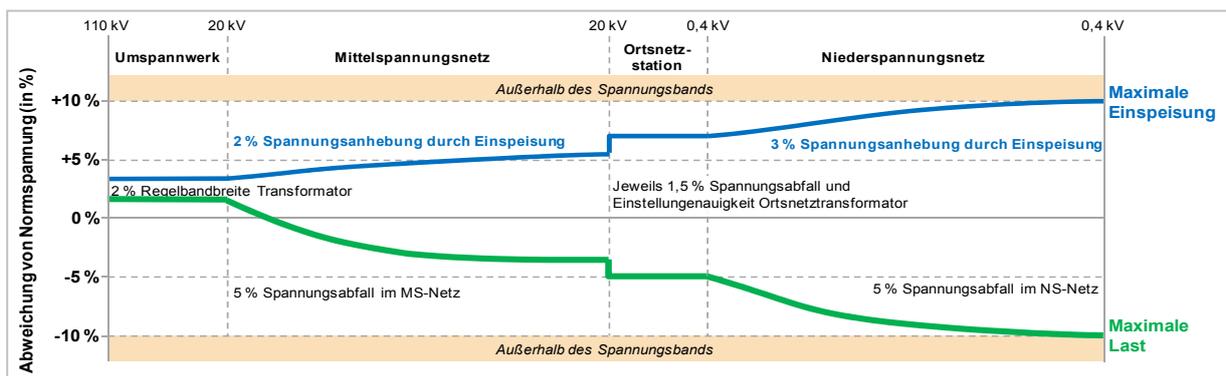


Abbildung 1: Spannungsband ohne RONT

Exemplarisch dargestellt ist das Spannungsprofil des vollständigen Spannungsbandes in der Verteilnetzebene. Abgesehen von den Spannungshüben für die Erzeugung in der MS-Ebene (2%) und der NS-Ebene (3%) ist die Aufteilung des restlichen Bandes auf jedem VNB selbst zu definieren.

Eine einspeisebedingte Anhebung der Spannung um die maximal zulässigen 2 % bzw. 3 % wird heute schon bei relativ geringen gleichmäßigen dreiphasigen Einspeiseleistungen erneuerbarer Energiequellen erzielt, weshalb

die Grenze der Aufnahmefähigkeit sehr häufig bereits deutlich unter der tatsächlichen maximalen Stromtragfähigkeit der verwendeten Betriebsmittel erreicht wird. Schon eine vereinfachte Rechnung über ein Standard-Kabel mit einem Querschnitt von 150mm² und einer typischen Leitungslänge von 500m ergibt eine maximale Einspeiseleistung am Kabelende von rund 46kW, was gerade mal 25% der möglichen Tragfähigkeit entspricht. Konsequenterweise führt das beschriebene Problem zu einer massiven Einschränkung des weiteren Ausbaus von dezentral erzeugten Erneuerbaren Energien. Bei primärer Behandlung des Spannungsbandproblems könnten – ohne weiteren Netzausbau – weitaus mehr dezentrale Erzeuger in das heutige Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz einspeisen.

Da die VNB gesetzlich verpflichtet sind, dezentrale Erzeugungsanlagen unverzüglich an ihr Netz anzuschließen und dabei trotzdem eine Versorgungsspannung innerhalb der zulässigen Toleranzgrenzen sicherstellen müssen, sind sie heute fortwährend zu klassischen, sehr kapitalintensiven Netzausbaumaßnahmen gezwungen, obwohl die Grenzen der Stromtragfähigkeit ihrer Netze noch lange nicht erreicht sind. E.ON Bayern musste beispielsweise alleine im Jahr 2010 400 km zusätzliche Leitungen verlegen, 550 neue Ortsnetzstationen bauen und 1.500 Transformatoren gegen leistungsfähigere in Ortsnetzstationen tauschen, um mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien in ihrem Netzgebiet Schritt halten zu können. Vor dem Hintergrund des Volumens des benötigten Ausbaus der erneuerbaren Energien sind derartige klassische Netzausbaumaßnahmen in Summe zu kapitalintensiv, zu langwierig in der Umsetzung und aufgrund der häufig mit ihnen einhergehenden Störungen des öffentlichen Raumes bei Bürgerinnen und Bürgern wenig beliebt.

2.2 Lösungsalternativen

Im Moment befinden sich verschiedene Lösungsalternativen zum Netzausbau in der Entwicklung und Erprobung. Beispiele sind die Blindleistungsregelung durch Wechselrichter, dezentrale Speichersysteme, die „Peak Shaving“ ermöglichen, oder „Smart Meter“-basierte Lastmanagementsysteme. Diese Lösungsansätze vermeiden lokal – zumindest temporär - zwar teure Erweiterungen der Netzinfrastruktur, benötigen jedoch allesamt eine feingliedrige Informations- und Kommunikationsinfrastruktur, deren technisch nötige Standardisierung und Finanzierung auf geraume Zeit noch nicht absehbar ist. Weiterhin sind sie mit unterschiedlichen noch nicht gelösten technischen und juristischen Problemen belastet, die ihre weiträumige Umsetzung mindestens verzögern werden.

Als kurzfristig verfügbare, effektive und wirtschaftliche Alternative zu den genannten Lösungsmaßnahmen für das Spannungsbandproblem wurde bei MR die regelbare Ortsnetztransformator (RONT) entwickelt, die schematisch in Abbildung 2 dargestellt ist. Ihr Herzstück ist ein konventioneller Verteiltransformator (1), dessen Spannung durch Integration eines Aktors (2) autark regelbar gemacht wird. Technologisch wurden hierfür zwei Konzepte entwickelt: Erstens ein konventioneller Stufenschalter auf Basis der seit über 100 Jahren bewährten Widerstandsschnellschaltertechnik und zweitens ein innovativer Hybridschalter, der aus einer Kombination eines mechanischen Kontaktsystems zur Dauerstromführung und einer leistungselektronischen Umschalteneinheit zur Änderung des Übersetzungsverhältnisses besteht.

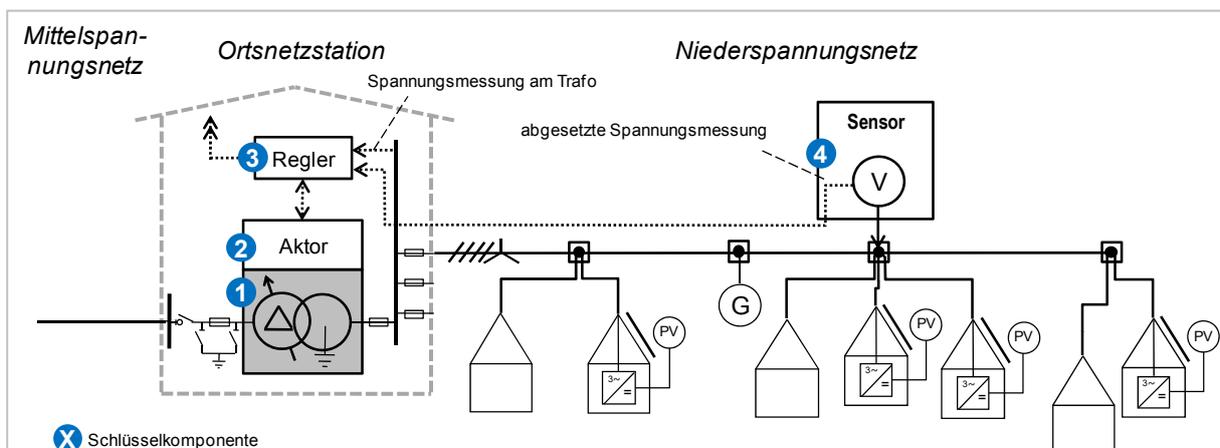


Abbildung 2: Aufbau regelbare Ortsnetzstation (RONT)

Weitere Schlüsselkomponenten der regelbaren Ortsnetzstation sind ein Regler mit an die Applikation angepassten Algorithmen (3) und ein abgesetzter Sensor (4). Ersterer bildet die Intelligenz des Systems ab und

steuert über Befehle an den Aktor die Ausgangsspannung am Transformator. Wichtige Informationen hierfür erhält er vom Sensor, der entweder innerhalb der Station auf der Sammelschiene montiert oder abgesetzt an ausgewählten Punkten im Netz positioniert werden kann.

Durch den Einsatz regelbarer Ortsnetzstation gelingt es, das Mittelspannungsnetz vom Niederspannungsnetz so zu entkoppeln, dass der komplette Regelbereich von $\pm 10\%$ sowohl im Mittelspannungs- als auch im Niederspannungsnetz zur Verfügung steht. Damit stehen dann statt 3% , wie in Abbildung 1 dargestellt, im Niederspannungsnetz 11% für die Spannungsanhebung durch die Einspeisung erneuerbarer Energien zur Verfügung, was nahezu einer Vervielfachung der Einspeisekapazität entsprechen würde (Abbildung 3). Mit diesem zusätzlichen Spielraum können Simulationen der RWTH Aachen zufolge ein hoher Prozentsatz der bis 2020 erwarteten Spannungsbandverletzungen ohne zusätzliche Netzausbaumaßnahmen ausgeregelt werden (Abbildung 4).

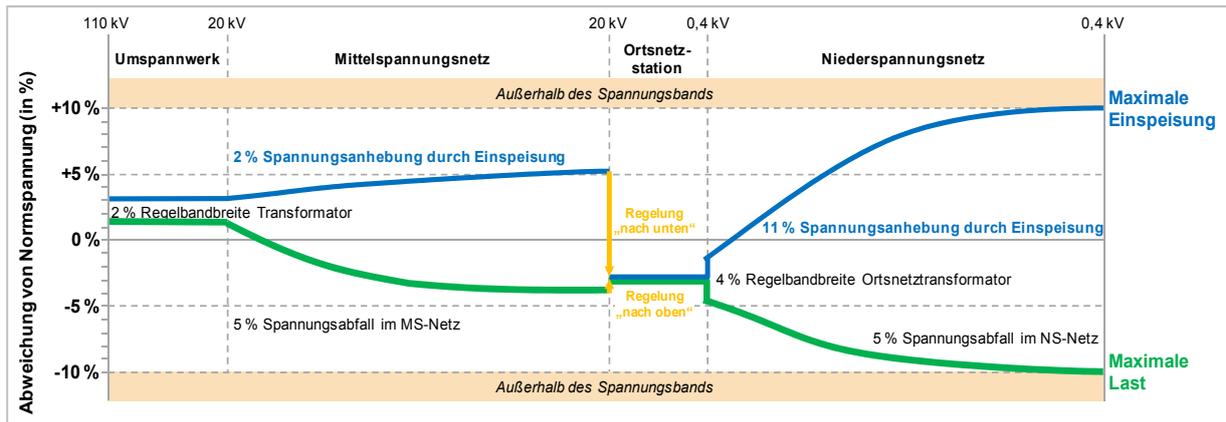


Abbildung 3: Spannungsband mit RONT

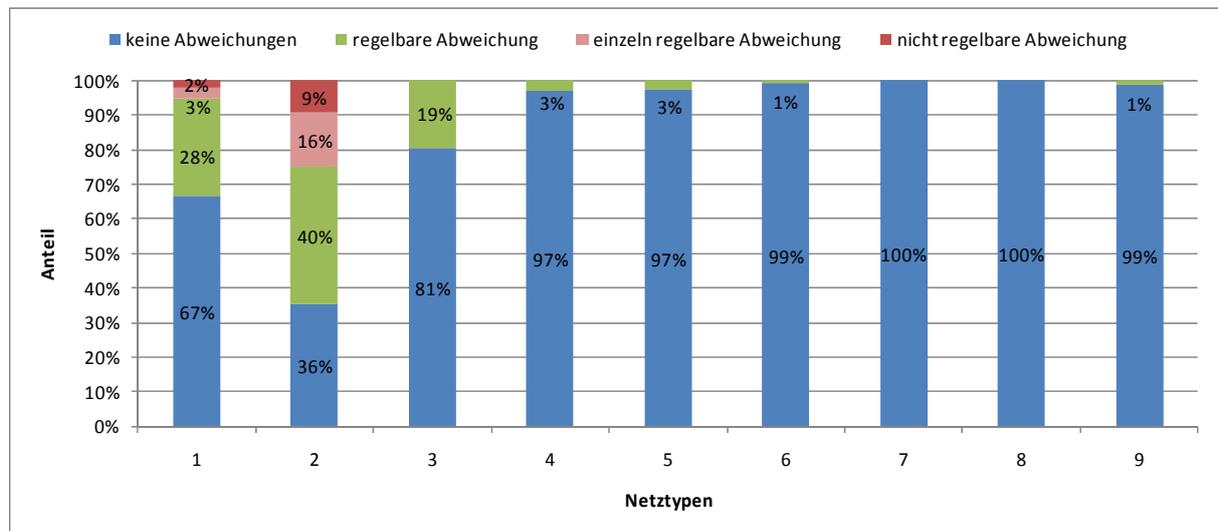


Abbildung 4: Exemplarische Darstellung der Ausregelbarkeit von Spannungsbandabweichungen aufgrund von nicht volatiler PV-Einspeisung bei Betrachtung von neun Niederspannungsnetztypen

Verglichen mit den anderen Maßnahmen bietet die Lösungsalternative RONT deutliche Vorteile. Herauszuheben ist hier, dass der RONT nicht zwingend eine großflächige Informations- und Kommunikationsinfrastruktur benötigt, sondern autark in der Lage ist, das angeschlossene Netzsegment zu regeln. Weiterhin lässt sich der RONT leicht in den heutigen Netzbetrieb integrieren. Zum einen organisatorisch, weil er im Gegensatz zu Blindleistung einspeisenden Wechselrichtern ein Netzbetriebsmittel im unmittelbaren Zugriff des Netzbetreibers ist, und zum anderen, weil existierende Ortsnetzstationen einfach durch Tausch des Transformators aufgerüstet werden können. Daneben bietet der RONT eine hohe Lebensdauer, ist nahezu verlust- und geräuschlos und bedingt keine störenden Erdarbeiten. Wirtschaftlich betrachtet ist eine regelbare Ortsnetzstation signifikant günstiger als klassische Netzausbaumaßnahmen zur Lösung des Spannungsbandproblems.

Durch die beschriebenen Effekte kann mit regelbaren Ortsnetzstationen der kapitalintensive klassische Netzausbau größtenteils vollständig vermieden oder zumindest auf ein Minimum beschränkt werden. Es werden nur vereinzelt Netzausbaumaßnahmen notwendig, wenn die Stromtragfähigkeit der Versorgungsleitungen überschritten wird.

2.3 Regelanforderungen am Beispiel einer mittels Stufenschalter geregelten Ortsnetzstation

Knotenpunkte in allen Netzebenen sind die Umspannstationen bzw. die darin im Einsatz befindlichen Transformatoren. In der Ortsnetzebene sind das die heute noch unregulierten kompakten Ortsnetzstationen (in Deutschland überwiegend 20/0,4kV) unterschiedlicher Leistungsklassen. Um nun den divergierenden Anforderungen aus volatiler regenerativer Erzeugung und ungeplanter Ladung der mobilen Speichersysteme z.B. einer E-Fahrzeugflotte gerecht zu werden, liegt es nahe, diese Netzknoten regelbar zu machen und als spannungsstabilisierendes Betriebsmittel einzusetzen. Im Rahmen der Untersuchungen am IFHT wurden die Anforderungen an die Regler und deren Algorithmus u.a. unter dem Einfluss von regenerativer Erzeugung (maßgeblich PV) und Belastung durch E-Mobilität untersucht.

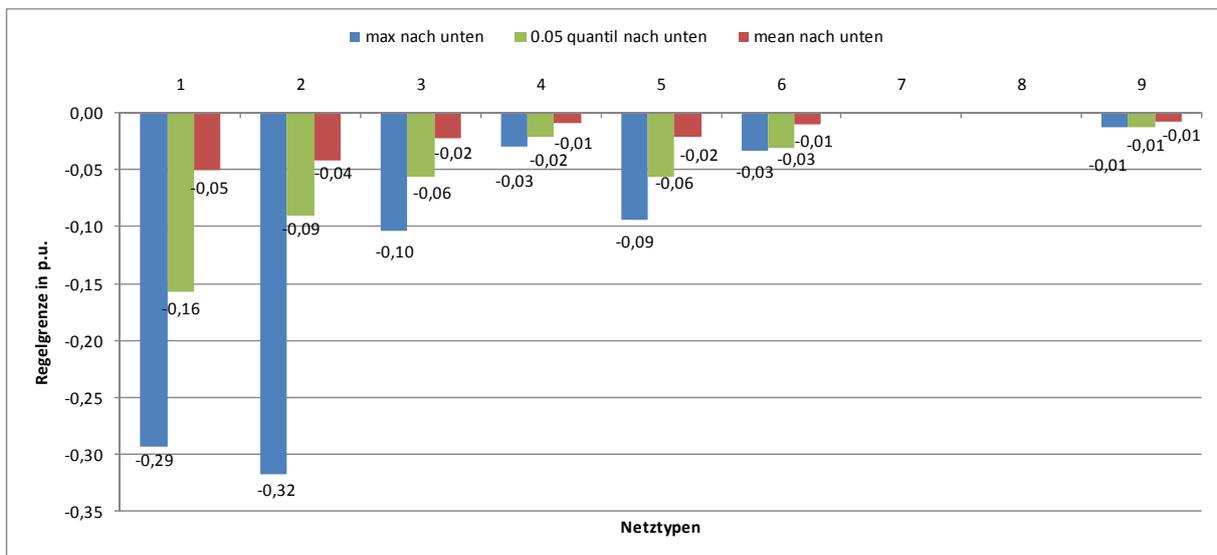


Abbildung 5: maximale Regeleinstellung des Reglers nach unten bei Regelung aller Abgänge und nicht volatilem PV-Strahlungsprofil (1=ländlicher Einzelstrang.....9=gut ausgebautes Stadtnetz)

In Abbildung 5 ist erkennbar, dass die Regelung aller Abgänge der Ortsnetzstation gerade in den ländlichen Netztypen (1,2,3) und bei starker PV-Einstrahlung hohe Anforderungen bezüglich der Regelbreite nach unten stellt, wenn alle regelbaren Spannungsabweichungen mittels regelbarer Ortsnetzstation behoben werden sollen.

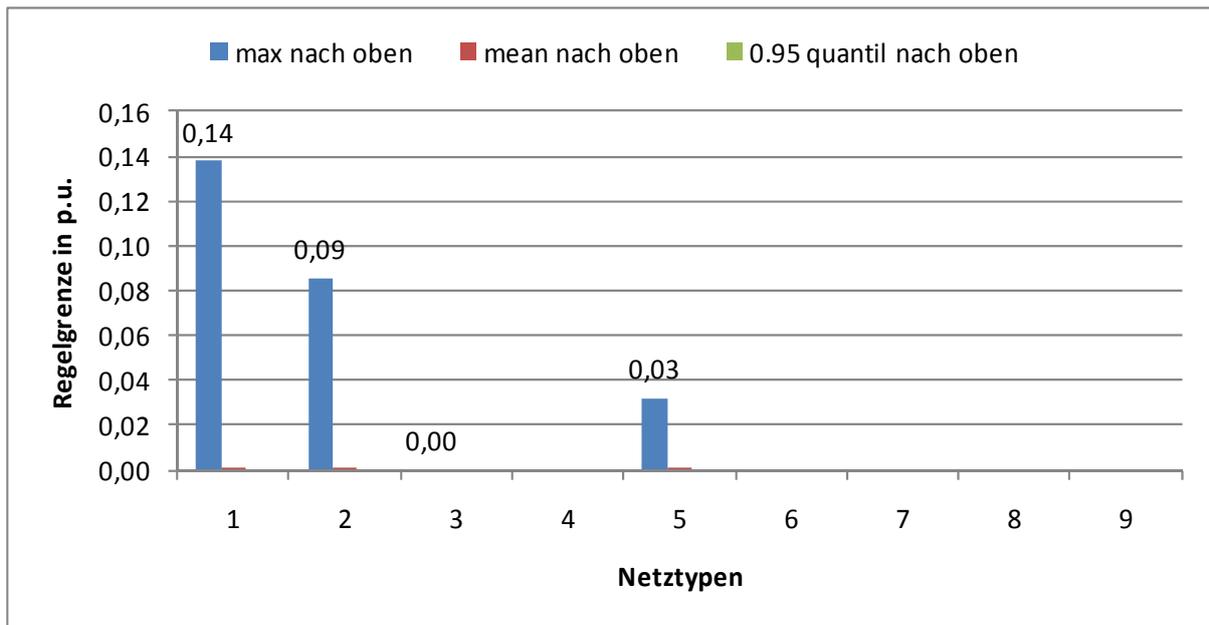


Abbildung 6: maximale Regeleinstellung nach oben bei Regelung aller Abgänge und nicht volatilem Strahlungsprofil und zusätzlicher Belastung durch E-Mobilität (1=ländlicher Einzelstrang.....9=gut ausgebautes Stadtnetz)

Ganz im Gegensatz dazu ist in Abbildung 6 ersichtlich, dass bei Integration von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen Reglereinstellungen nach oben erforderlich sind (stark abhängig von der Ladeleistung). So führt die Einbindung von Elektrofahrzeugen zwar zu Regelhandlungen nach oben, deren benötigte Regelbreite ist in Summe aber wesentlich niedriger, als die der zuvor getätigten Schalthandlungen aufgrund von PV-Einspeisungen nach unten. Schon in dieser vereinfachten Darstellung der Ergebnisse ist ersichtlich, dass aus der Perspektive der Netzbetriebsführung (Spannungsqualität, Lastflüsse) neue, flexible Regelkonzepte zu entwickeln sind. So könnten Stufensteller mit unsymmetrischen Einstellungen der Regelgrenzen nach unten für die Regelung von Einflüssen resultierend aus PV-Anlagen eingesetzt werden und zur Regelung der lokal auftretenden Abweichungen durch Elektrofahrzeuge, gerade bei hohen Ladeleistungen, weitere Regelaussagen mit der intelligenten Ortsnetzstation verknüpft werden. Dies würde eine Einbindung der intelligenten Ortsnetzstation in ein System erfordern, welches in der Lage ist, Regelprioritäten an unterschiedliche Regeltechnologien zu vergeben.

Seit Anfang 2011 werden regelbare Ortsnetzstationen mit Technologie der MR nicht mehr nur intern im Versuchslabor getestet, sondern im Rahmen von Pilotprojekten bei verschiedenen Netzbetreibern wie E.ON Avacon, N-ERGIE oder SÜWAG im Regelbetrieb sehr erfolgreich eingesetzt. Das betreffende Pilot-Netz der N-ERGIE beispielsweise zeichnet sich dadurch aus, dass dort heute bereits Einspeiseverhältnisse durch erneuerbare Energien herrschen, wie sie zukünftig für viele Netze erwartet werden. Seit Anfang 2011 im Einsatz hat sich die regelbare Ortsnetzstation in diesem Umfeld gut bewährt und sorgt für stabile Spannungsverhältnisse im Netz. Dadurch konnte sie bereits anderenfalls nötige klassische Netzausbaumaßnahmen zur Lösung von Spannungsbandverletzungen vermeiden, als neue Anschlussanfragen für zusätzliche erneuerbare Energien auf die N-ERGIE zukamen.

3 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen kann die Aufnahmefähigkeit der bestehenden Netze für erneuerbare Energien bis zum Vierfachen erhöht werden. Damit ist diese Innovation wirtschaftlicher und öffentlichkeitsverträglicher als der klassische Netzausbau, der so nicht nur verzögert und auf ein Minimum beschränkt, infolgedessen auch optimal gestaltet, sondern in vielen Fällen sogar vollständig verhindert werden kann. Die regelbare Ortsnetzstation leistet damit einen signifikanten Beitrag zur zuverlässigen und wirtschaftlichen Realisierung der Energiewende, wird Türöffner für eine Vielzahl von Innovationen rund um erneuerbare Energien sein und gewährt als einzige Lösungsoption eine zukunftssichere Flexibilität bei der Weiterentwicklung des Stromversorgungsnetzes. Mit der integrierten Kommunikationsanbindung geregelter Ortsnetzstationen wird sogar der Einstieg in das vielbeschworene Smart Grid zeitnah Realität.

4 LITERATUR

- [1] Schmiesing, J.: Das Konzept der dezentralen Spannungsregelung. Handbuch Energiemanagement, Verlag EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt (Main), 33.
- [2] E-Home Energieprojekt 2020 der Eon Avacon AG: www.ehomeprojekt.de
- [3] BMWi-Projektantrag "Smart Area", Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, RWTH Aachen, Stawag
- [4] Projektantrag "Autonome Niederspannungsagenten (ANA) für ein intelligentes Management dezentraler Energiespeicher, Verbraucher und Erzeuger im Netz der Zukunft. RWE, PSI, Solon SE, Maschinenfabrik Reinhausen, RWTH Aachen
- [5] BMWi-Projektantrag "RONT-Ring", EFZN, Maschinenfabrik Reinhausen, N-Ergie, SMA
- [6] BFS-Projektantrag "intelligente Regeleung eines Mittelspannungsnetzes", Hochschule Regensburg, Rewag, Maschinenfabrik Reinhausen
- [7] ew dossier: Fit für mehr erneuerbare Energien: ew-Ausgabe 25-26, 12. Dezember 2011, Prof. Oliver Brückl, Rainer Bäsman, Ansgar Hinz
- [8] ew dossier: Fit für mehr erneuerbare Energien: ew-Ausgabe 1-2, 09. Januar 2011, Prof. Oliver Brückl, Rainer Bäsman, Ansgar Hinz

5 REFERENTENPROFIL

Dipl.-Ing. Ansgar Hinz ist 1965 in Krefeld geboren. Nach zwei technischen Berufsausbildungen absolvierte er an der RWTH Aachen ein Studium der Allgemeinen Elektrotechnik mit Schwerpunkt Hochspannungstechnik am IFHT und beendete dieses 1994 als Dipl.-Ing.

Bei der Maschinenfabrik Reinhausen startete er 1994 als Leiter der Technischen Dokumentation. Ein Jahr später wurde er Leiter Internationales Marketing.

2001 übernahm Ansgar Hinz als Standortleiter die Messko GmbH in Oberursel, einem 100%igen Tochterunternehmen der MR.

2003 übernahm er die Geschäftsführung der Messko GmbH, dem heutigen Sensorkompetenzzentrum der Unternehmensgruppe.

Zwischen 2008 und 2011 verantwortete er zusätzlich als Regional Leiter Amerikas die Geschäftsbelange der Reinhausen Gruppe in der Region Nord- und Südamerika und wurde 2010 Geschäftsführer der Reinhausen Kanada in Montreal.

Seit 2010 ist er nun **Leiter Business Unit Power Distribution**, in der er alle Aktivitäten der Reinhausen Gruppe rund um die Themenkreise Mittelspannungssysteme, Smart Grid, Verteilnetztechnologien und Erneuerbare Energien verantwortet.

Mobile modulare Gleichspannungs-Prüfanlage für Vor-Ort-Prüfungen

Thomas Steiner
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
steiner@highvolt.de
Germany

Sven Streu
HIGHVOLT Prüftechnik Dresden GmbH
streu@highvolt.de
Germany

KURZFASSUNG

Der Beitrag stellt ein mobiles modulares Gleichspannungs-Prüfsystem für Werksprüfungen als auch für Vor-Ort-Prüfungen an Komponenten der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ, engl. HVDC) vor. Das Prüfsystem besteht aus mehreren identischen 400-kV-Modulen, welche sich einfach kaskadieren lassen, um größere Prüfspannungen zu realisieren. Mit dem Prüfsystem lassen sich Stehspannungsprüfungen und Polaritätswechselprüfungen durchführen. Die Nennleistung von 24 kW steht dem Anwender für Dauerbetrieb zur Verfügung. Durch das modulare Design ist das Prüfsystem platzsparend und insbesondere für Vor-Ort-Prüfungen, z. B. an Hochspannungskabeln, geeignet.

Zur Hochspannungsprüfung (HS-Prüfung) von Gleichspannungskabeln liegen bisher kaum Standards vor. Empfehlungen der CIGRE bilden deshalb die Grundlage für Kabelhersteller, Netzbetreiber, Dienstleister als auch Prüftechnikanbieter. Abschließend wird auf die Problematik der Teilentladungsmessungen (TE, engl. PD) an Gleichstrom-Kabelsystemen eingegangen.

1 EINLEITUNG

Da die globale Elektroenergieerzeugung immer weiter entfernt vom Endverbraucher entsteht, ergeben sich neue Herausforderungen für die Transportnetze. Deren sehr große Entfernungen lassen sich mit höchster Wechselspannung (WS, engl. AC) oder noch besser mit höchster Gleichspannung (GS, engl. DC) realisieren. Durch die aktuelle weltweite Entwicklung der HGÜ ergeben sich neue Anforderungen an die benötigte HS-Prüftechnik. Neben den HGÜ-Projekten zur Fernübertragung großer Leistungen (z. B. 800-kV-HGÜ in Asien [1]) stehen zunehmend auch HGÜ-Anwendungen zur Nutzung erneuerbarer Energien (z. B. Anbindung von Offshore Windparks [2]) sowie Pläne eines Gleichspannungs-Overlay-Netzes [3] im Fokus europäischer Netzbetreiber.

Die Hersteller von modernen HS-Gleichspannungs-Seekabeln sind in der Lage, Fertigungslängen von bis zu 15 km zu produzieren. Für Kabelsysteme größerer Länge werden mehrere Fertigungslängen mit speziellen Muffen im Werk verbunden. Um die Qualität dieser Kabel nachzuweisen, erfolgt allgemein im Werk eine Gleichspannungs-Prüfung, angelehnt an die CIGRE-Empfehlung [4]. Zur TE-Diagnose an den Muffen kann zusätzlich eine TE-Messung mit Wechselspannung durchgeführt werden.

Für die Prüfung nach der Verlegung scheint die effizienteste Methode zu sein, Gleichspannungskabel mit Gleichspannung zu prüfen.

2 MOBILE MODULARE GLEICHSPANNUNGS-PRÜFANLAGE FÜR VOR-ORT-PRÜFUNG

2.1 Anforderungen an Prüfgleichspannungen und Gleichspannungs-Prüfanlagen

Der Standard IEC 60060-1 [5] definiert Anforderungen an die Prüfgleichspannung. Zur Erzeugung solcher Prüfgleichspannungen existieren bewährte Gleichspannungs-Prüfanlagen. Um große Prüfspannungen zur Verfügung zu stellen, werden allgemeine Kaskadenschaltungen (z. B. Greinacher-Schaltung) realisiert, bei denen die Wechselspannung eines HS-Transformators gleichgerichtet und vervielfacht wird. Die notwendigen Komponenten der Prüfanlage (Transformator, Kondensatoren, Gleichrichter, etc.) sind meist auf einem gemeinsamen mit Luftkissen verfahrbaren Grundrahmen angeordnet, um veränderlichen Prüffeldanforderungen zu entsprechen.

Für einen Vor-Ort-Einsatz sind derartige Gleichspannungs-Prüfanlagen nur eingeschränkt einsetzbar, da die Vielzahl an Einzelkomponenten einen erhöhten Transport- und Montageaufwand mit sich bringt. Während Vor-Ort-Prüfungen bei Wechselspannungskabeln seit Jahren Stand der Technik sind [6], werden auch für Gleichspannung zunehmend Vor-Ort-Prüfungen erforderlich. Diese werden insbesondere zur HS-Prüfung von verlegten Gleichspannungskabeln benötigt.

Um den Anforderungen der Anwender bei Vor-Ort-Prüfungen mit Gleichspannung zu entsprechen, wurden folgende Hauptmerkmale definiert:

- mobiler Vor-Ort-Einsatz
- transportfähiges Prüfsystem
- geringe Kosten durch kurze Montagezeiten
- zuverlässiges Prüfsystem mit modularem Design

HIGHVOLT stellt sich diesen Marktanforderungen mit der nachfolgend vorgestellten mobilen modularen Gleichspannungs-Prüfanlage.

2.2 Realisierung einer neuen modularen Gleichspannungs-Prüfanlage

Zur Realisierung der vorstehenden Merkmale wurde ein neues Gleichspannungs-Prüfsystem entwickelt und gefertigt, welches aus identischen Gleichspannungsmodulen besteht. Die Hauptkomponenten (Transformator, Gleichrichter, Kondensatoren) wurden in einem gemeinsamen Isoliergefäß eingebaut. Als Grundschaltung wurde eine Zweiwegschaltung nach Delon (vgl. DCM1 in Abbildung 1) eingesetzt, die eine geringe Welligkeit der erzeugten Prüfspannung ermöglicht.

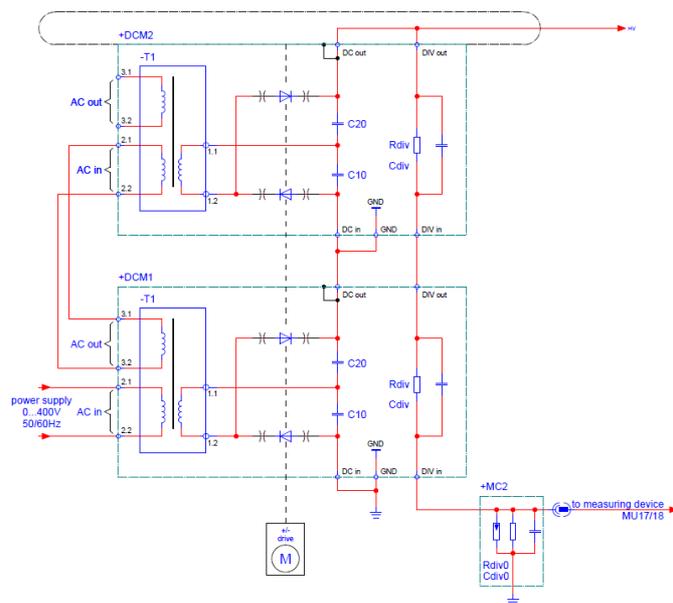


Abbildung 1: Schaltungsprinzip modulare Gleichspannungs-Prüfanlage

Der Gleichspannungserzeuger wird über ein Stellglied (z. B. Thyristorsteller) aus dem 400-V-Netz gespeist. Ein Transformator erzeugt an seiner HS-Wicklung (1.1/1.2) die notwendige Hochspannung für die Gleichrichterschaltung. Mittels zweier Gleichrichter werden die in Reihe geschalteten Kondensatoren (C10, C20) in den beiden Halbwellen der Wechselspannung mit Gleichspannung geladen. Die dargestellte Übertragerwicklung (3.1/3.2) und Erregerwicklung (2.1/2.2) speisen die nachgeschalteten Transformatoren der weiteren Module. Zur Messung der erzeugten Gleichspannung werden ein ohmsch-kapazitiver HS-Teiler und ein Spannungsmessgerät eingesetzt. Neben der Erfassung der Prüfgleichspannung ist dadurch eine exakte Bestimmung der Restwelligkeit (Ripple) möglich.

Die Gleichspannungs-Prüfanlage verfügt über eine motorangetriebene Polaritätsumschaltung zur Erzeugung von negativer oder positiver Prüfgleichspannung. Darüber hinaus lassen sich Polaritätswchselprüfungen gemäß den entsprechenden Standards durchführen. Zur Sicherheit des Bedienpersonals verfügt die Gleichspannungs-Prüfanlage über eine automatisierte motorangetriebene Erdungsvorrichtung. Die Bedienung des modularen Gleichspannungs-Prüfsystems wird durch die bewährte HIGHVOLT-Steuerung auf Basis eines Industrie-PC und einer SIMATIC®-Steuerung vervollständigt. Die Software ermöglicht automatisierte Prüfroutinen nach vorgegebenen Parametern.

Durch eine Reihenschaltung mehrerer Module werden Gleichspannungs-Prüfanlagen mit größeren Nennspannungen realisiert (vgl. Tabelle 1). So lassen sich mittels 400-kV-Modulen z. B. Nennspannungen von 800 kV oder 1200 kV generieren.

Die Nennleistung der Baureihe beträgt 24 kW. Diese leistungsstarke modulare Gleichspannungs-Prüfanlage wurde für die angegebenen Nennströme für Dauerbetrieb dimensioniert.

Tabelle 1: Modulare Gleichspannungs-Prüfanlagen auf Basis des 400-kV-Moduls

Typbezeichnung	Nennstrom [mA]	Nennspannung [kV]	Nennleistung [kW]	Betriebszyklus
GPM 40/ 400	40	400	16	Dauerbetrieb
GPM 30/ 800	30	800	24	Dauerbetrieb
GPM 20/1200	20	1200	24	Dauerbetrieb

2.3 Mobile Gleichspannungs-Prüfanlage für Vor-Ort-Prüfungen

Die vorgestellte modulare Gleichspannungs-Prüfanlage ist für den stationären Prüffeldbetrieb als auch für temporäre Vor-Ort-Prüfungen geeignet.

Beim Prüffeldbetrieb ermöglicht ein Luftkissensystem eine Adaption an veränderliche Anforderungen hinsichtlich der Aufstellung bei HS-Prüfungen als auch beim zwischenzeitlichen Nichtgebrauch der Prüfanlage. Die Prüfanlage hat dabei einen geringen kostensparenden Platzbedarf. Das modulare Design hat weiterhin den Vorteil, dass Kunden ein späteres Upgrade auf höhere Prüfspannungen realisieren können, indem sie ein weiteres Modul erwerben.

Für temporäre Vor-Ort-Prüfungen bietet das modulare Design Kundenvorteile hinsichtlich eines einfachen Transports zur Prüfanwendung sowie kurzer Auf-/ Abbaueiten für die HS-Prüfungen. Mittels eines Hebezeugs wird das modulare Prüfsystem errichtet und ist in wenigen Stunden prüfbereit.



Abbildung 2: Prüfaufbau zur Vor-Ort-Prüfung mit Prüfsystem GPM 30/800

Zum Transport der Prüfanlage bzw. zur Zwischenlagerung zwischen HS-Prüfungen bietet HIGHVOLT Container- oder Trailer-Lösungen an (vgl. Abbildung 2). Vergleichbare Transportsysteme werden seit Jahren erfolgreich bei Wechsellspannungs-Prüfsystemen für die Vor-Ort-Prüfung eingesetzt.

3 PRÜFUNG VON GLEICHSPANNUNGSKABELN

3.1 HS-Gleichspannungskabel

Für HS-Gleichspannungsanwendungen wurden in den vergangenen Jahrzehnten Öldruckkabel und Masse-imprägnierte Kabel eingesetzt. Masse-imprägnierte Kabel werden seit Jahren für Nennspannungen bis ± 500 kV eingesetzt. Mit der größeren Nachfrage nach HS-Gleichspannungs-Übertragungssystemen und neuen Fertigungstechnologien der Kabelhersteller werden heute zunehmend extrudierte kunststoffisolierte Gleichspannungskabel eingesetzt. Das Isoliermaterial Polyethylen weist jedoch sehr große Isolationswiderstände auf, die Herausforderungen hinsichtlich der Beherrschung von Raumladungen bzw. der Feldsteuerung mit sich bringt. Grundlagen zur Fertigung, zum Design und zur Prüfung von extrudierten Gleichspannungskabeln werden u. a. in den Quellen [7] und [8] beschrieben. Typische Nennspannungen extrudierter Kabelsysteme sind 80 kV, 150 kV, 320 kV bzw. 500 kV. Für diese liegen jedoch keine hinreichenden Standards zu Prüfungen an HS-Kabeln vor.

3.2 Standards und Empfehlungen zur Prüfung von HS-Gleichspannungs-Kabeln

Für HS-Gleichspannungskabel existieren derzeit keine verbindlichen Standards, die deren HS-Prüfungen beschreiben. Eine Standardisierung seitens der IEC liegt bisher nicht vor. Die CIGRE veröffentlichte 2000 eine Empfehlung zur Prüfung von HS-Gleichspannungskabeln mit Nennspannungen bis 800 kV [9]. Im Jahr 2003 folgte eine Broschüre, welche Prüfungen von extrudierten Kabeln bis 250 kV definiert [4]. Diese beschreibt u. a. Präqualifikationsprüfungen,

Typprüfungen und Stückprüfungen hinsichtlich mechanischer, thermischer und dielektrischer Anforderungen. Dabei werden insbesondere Gleichspannungs-Stehspannungsprüfungen, Gleichspannungs-Polaritätswechselprüfungen, überlagerte Impulsspannungsprüfungen sowie deren Prüfpegel beschrieben. Zur TE-Prüfung der Kabelmuffen werden Wechselspannungsprüfungen empfohlen. Da inzwischen extrudierte HS-Kabel mit Nennspannungen bis zu 500 kV realisiert werden, sind deren Prüfpegel allgemein projektbezogen zwischen Kabelhersteller und Kunde vereinbart.

3.3 HS-Prüfungen von Gleichspannungskabeln

Bei der dielektrischen Prüfung von Komponenten der Energieübertragung sollen betriebsbedingte Beanspruchungen nachgebildet werden. Dazu werden allgemein erhöhte Prüfspannungen für definierte Zeiten angelegt. Die Spannungsformen sollen den späteren Beanspruchungen entsprechen, da die resultierende Spannungsverteilung und elektrische Feldstärken von kapazitiven bzw. resistiven Materialeigenschaften abhängen. Aus diesem Grund werden Gleichspannungskabel bei Stehspannungsprüfungen bzw. Polaritätswechselprüfungen mit einer erhöhten Prüfgleichspannung beaufschlagt (vgl. Tabelle 2). Die notwendigen Gleichspannungs-Prüfleistungen entsprechen den resistiven Verlusten des Kabelsystems und sind bei extrudierten Kabeln geringer als bei imprägnierten Kabeln. Adäquate Gleichspannungs-Prüfanlagen verfügen typischerweise über Nennströme von einigen zehn Milliampere.

Tabelle 2: Prüfpegel für typische Kabelnennspannungen laut CIGRE-Broschüre 219 [4]

U_0 [kV]	U_T [kV] * (1,85 U_0)	U_{TP1} [kV] * (1,45 U_0)	U_{TP2} [kV] * (1,25 U_0)	U_r [kV] *** Prüfsystem
80	148	116	100	400
150	278	217	188	400
320	592 ~ 555 (1,73 U_0) **	464 ~ 435 (1,36 U_0) **	400	800
500	925 ~ 830 (1,66 U_0) **	725 ~ 650 (1,30 U_0) **	625	1200

* U_0 rated voltage, U_T type test, U_{TP1} load cycle test and test after installation, U_{TP2} polarity reversal test

** Für steigende Systemspannungen ist gemäß der Isolationskoordination von geringeren U_0 -Faktoren auszugehen. Andererseits werden Hersteller für interne Entwicklungsprüfungen voraussichtlich mindestens die U_0 -Faktoren der CIGRE Broschüre anwenden.

*** Die erhöhte Nennspannung des Prüfsystems sichert 20 % Reserve für Entwicklungsprüfungen bzw. zukünftige Anforderungen.

Weiterhin werden Gleichspannungskabel je nach Netztopologie mit Impulsspannungen geprüft bzw. wird eine überlagerte Spannungsprüfung durchgeführt.

Da die Stehspannungsprüfung mit Gleichspannung keine hinreichende Aussage hinsichtlich der TE-Aktivität in den Fertigungsmuffen liefert, wird zusätzlich eine TE-Messung mit Wechselspannung zur Diagnose empfohlen. Die Möglichkeiten der Wechselspannungsprüfung werden im folgenden Abschnitt diskutiert.

3.4 TE-Messung von Gleichspannungskabeln bzw. Muffen mit Wechselspannung

Die zunehmende Realisierung von HS-Gleichspannungs-Netzen (für Offshore-Anlagen bzw. zukünftige Overlay-Netze zum Lastflussausgleich) bringt größere Längen von verlegten Gleichspannungskabeln mit sich. Nach dem Fertigungsprozess der HS-Kabel führt der Kabelhersteller HS-Prüfungen an Kabelproben bzw. an Fertigungslängen durch. Durch das Muffen mehrerer Fertigungslängen im Werk werden größere Kabellängen bis zu ca. 100 km realisiert. Etwaige Isolationsfehler in diesen Muffen werden mit einer Gleichspannungsprüfung möglicherweise nicht

erkannt. Eine zusätzliche TE-Diagnose an den Muffen mit Wechselspannung wird deshalb angestrebt [10]. Die entsprechenden Prüfparameter sind zurzeit nicht durch internationale Standards geregelt.

Ebenso ist die Prüfung des Kabelsystems nach der Verlegung nicht geregelt. Auf Grund der großen Kabelkapazität kommt aus praktischen Erwägungen nur eine abschließende HS-Prüfung mit Gleichspannung in Frage.

4 ZUSAMMENFASSUNG

Der Beitrag stellt ein mobiles modulares Gleichspannungs-Prüfsystem vor. Durch die modulare und kompakte Bauweise ist dieses Prüfsystem für Werksprüfungen als auch für Vor-Ort-Prüfungen an Komponenten der HGÜ (z. B. HS-Kabel oder Converter-Transformatoren) geeignet. Für temporäre Vor-Ort-Prüfungen lässt sich das Prüfsystem mittels Container- oder Trailer-Lösungen flexibel einsetzen. Das modulare Design ermöglicht dabei Kostenvorteile durch kurze Auf-/ Abbauzeiten.

Basierend auf einzelnen 400-kV-Modulen lassen sich HS-Prüfsysteme bis 1200 kV Gleichspannung mit einer Nennleistungen von 24 kW realisieren, so dass damit alle relevanten Prüfpegel und -zyklen ausführbar sind. Diese leistungsstarken Prüfsysteme sind überdies für Dauerbetrieb ausgelegt.

Die HS-Prüfung von extrudierten Gleichstromkabeln ist bisher nicht hinreichend standardisiert, speziell für die Prüfung vor Ort. Deshalb dienen gegenwärtig u. a. die Empfehlungen der CIGRE [4] für Hersteller, Netzbetreiber, Dienstleister und Prüftechnikanbieter als Grundlage für Prüfabläufe und Prüfpegel.

Das vorgestellte modulare Gleichspannungs-Prüfsystem ermöglicht Stehspannungsprüfungen und Polaritätswechselprüfungen. Die Tabelle 1 zeigt eine Zuordnung der modularen Gleichspannungs-Prüfsysteme zu extrudierten HS-Gleichstromkabeln mit Nennspannungen bis zu 500 kV und deren Prüfpegel laut CIGRE Broschüre 219 [4] auf.

LITERATUR

- [1] Hagen, J. et al.: Betriebsmittel für 800-kV-DC-Anlagen - Herausforderungen und Lösungen, SIEMENS AG, 2009
- [2] Görner, R.: Technologieoptionen zur Deckung des Kapazitätsbedarfs in den Übertragungsnetzen - Entwicklungsperspektiven der Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, ABB-Group, 2010
- [3] ETG Taskforce Infrastruktur: Stromübertragung für den Klimaschutz, VDE-Studie, 2011
- [4] CIGRE WG 21.01: Recommendations for testing DC extruded cable systems for power transmission at a rated voltage up to 250 kV, CIGRE Brochure 219, 2003
- [5] IEC 60060-1 ed. 3.0 (2010-09): High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements, 2010
- [6] Schierig, S. et al.: HV AC Testing of Super-Long Cables, Jicable '07 Versailles, 2007
- [7] EPRI: DC Cable Systems With Extruded Dielectrics, Electric Power Research Institute Inc., 2004
- [8] Maruyama, S. et al.: Development of a 500 kV DC XLPE Cable System, Furukawa Review No. 25, 2004
- [9] CIGRE WG 21.01: Recommendations for tests of power transmission DC cables for a rated voltage up to 800 kV, CIGRE Electra 189, 2000
- [10] Coors, P. et al.: Application of AC test voltage during factory testing of super long HVDC cables, XVII ISH Hannover, 2011

Die Anwendung von gedämpften Wechselspannungen für Vor-Ort Prüfungen und Zustandsbestimmung von Hochspannungskabeln

Edward Gulski

onsite hv solutions AG

e.gulski@onsitehv.com

Switzerland

Robert Bach

onsite hv technology AG

r.bach@onsitehv.com

Germany

KURZFASSUNG

Für die Inbetriebnahmeprüfung nach Erstmontage einer neuen Hochspannungskabelanlage oder für die Qualitätskontrolle nach einer Reparatur stehen heute verschiedene Arten von Vor-Ort-Prüfungen zur Verfügung. Eine besondere Herausforderung für die Prüftechnik stellt dabei die Prüfung großer Kabellängen von Kabelanlagen mit Nennspannungen von zum Beispiel 220 kV oder höher dar.

Gleichzeitig wird die Möglichkeit zusätzlicher Aussagen beispielsweise hinsichtlich der Diagnose des Alterungszustandes ($\tan \delta$) oder der Kontrolle einer Muffenmontage (Te-Messung) vor Ort für Betreiber, Kabelhersteller und Montageunternehmen immer wichtiger.

Der vorliegende Beitrag berichtet über Aspekte der Vor-Ort-Prüfung und Diagnosemessungen die heute für Hochspannungskabelanlagen verfügbar sind. Basierend auf Untersuchungen in unterschiedlichen Stromnetzen, an Kabeln unterschiedlicher Hersteller und den Erkenntnissen aus der Arbeit von Cigre, IEEE gibt dieser Beitrag grundlegende Hinweise und Anwendungsaspekte für die Vor-Ort-Prüfung und Diagnose von Hochspannungskabelanlagen mit Hilfe von gedämpfter Wechselspannungen.

1. INTRODUCTION

Power cables are distributed insulation systems up to multiple kilometers. It is known, that small damages and/or bad installation operations on power cables may deteriorate and lead to failures which can occur in the cable insulation and/or accessories as a result of the normally applied operational stresses or during transient voltage stresses, such as lightning or switching over-voltages [1-12], figure 1.

As a result in addition to factory routine tests the reliability of power cables may further be improved by on-site after-laying testing and service diagnosis. In general the on-site testing can be applied for three main reasons:

- 1) as part of commissioning on-site: to demonstrate that the transport from manufacture to site and the final assembling has not caused any new and dangerous defects in the insulation,
- 2) after on-site repair: to spot bad workmanship during complete installation of the cable (including joints and terminations). To demonstrate that the equipment has been successfully repaired and that all dangerous defects in the insulation have been eliminated,
- 3) as a diagnostic test where using non-destructive methods e.g. PD detection, dissipation factor measurement insulation defects and or the insulation degradation in power cables can be detected.

In general as on-site acceptance test for newly installed or repaired circuits one of the two approaches is in use:

- 1) destructive withstand tests by over-voltage stresses applied, e.g. for 1 hour to the test object, or
- 2) alternatively a voltage test with “operational voltage level” of $1xU_0$ as applied for 24 hrs.

The first approach is based on the assumption that a healthy (defect-free and/or non-aged) insulation can withstand high level of voltage stresses and all insulation which is aged and/or consists of insulation defects should have lower level of withstand voltage and should produce a breakdown during the designated test time.

It is known that the above described, so called *non-monitored* voltage withstand testing methods only, can be not always sufficient to identify all manufacturing and installation problems, figure 2. Moreover it has to be considered that:

- 1) due to test voltage stresses higher than the operational stresses, the test may be destructive even if no failure has occurred,

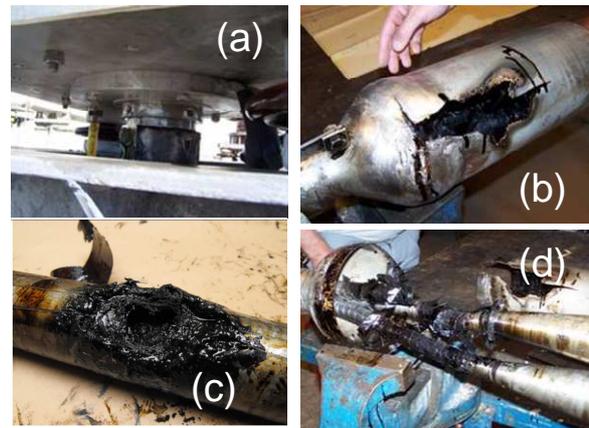


Figure 1. Examples of insulation defects in power cables: (a) termination of 132 kV XLPE cable with un-sealed bottom resulting in contamination and moisture ingress in side insulator, (b,c) cable movement due to expansion of oil due to high temperatures. Directly resulting in cracks and voids in joint insulation with final breakdown, (d) electrical treeing in 150 kV gas pressure cables resulting in long term insulation degradation and finally cable breakdown [15]

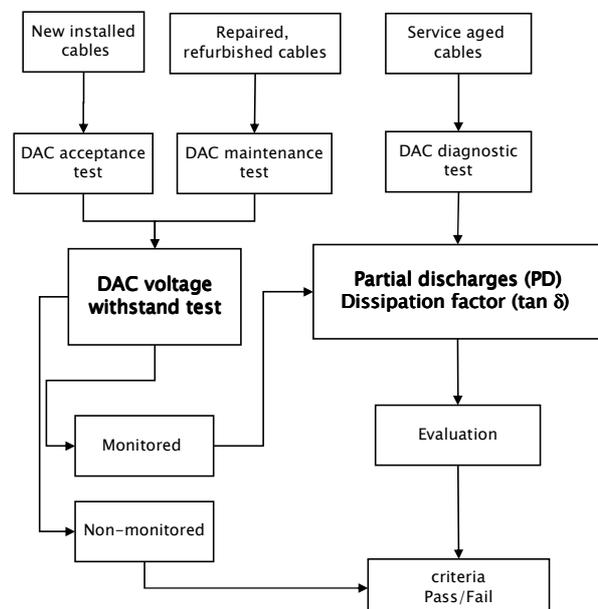


Figure 2. Types of damped AC (DAC) on-site electrical tests which can be performed on-site on power cables [15]

- 2) Due to the fact that the duration of the over-voltage is arbitrarily selected e.g. 1 hour it can not be excluded that after 1 hour and 10 minutes a failure will occur which might be initiated during the test.

It has been observed that after successful *non-monitored* voltage withstand tests as described above, during initial operation up to several months of operation failures may occur [13, 14]. It has been found that insulation defects in the cable insulation and cable accessories are responsible for these failures.

Therefore to detect during after-installation or after-repair testing all weak spots in the cable insulation and cable accessories *monitored* testing is becoming nowadays more and more the common practice, figure 2. It is known that *monitored* testing consists of a voltage withstand test combined with a diagnostic test, e.g. partial discharge measurement. Moreover with regard to diagnostic testing, where over-voltages (stresses higher than U_0) may have very destructive influence on the remaining service life of a particular cable circuit an application at stresses above U_0 of sensitive diagnostics is becoming crucial.

Practical realization of such on-site tests becomes more attractive if modern on-site testing methods are characterized by:

- a) lightweight and high level of mobility of the test system,
- b) test system compactness versus output voltage,
- c) easy system assembling and low voltage erecting effort,
- d) low necessary power demand for testing long cable lengths,
- e) possibility of sensitive standardized PD detection and dissipation factor measurement

In this paper, based on general consideration and practical examples, the use of damped sinusoidal AC voltages (DAC) for *monitored* testing of new installed and service aged power cables will be discussed, figure 3.

2. RELEVANCE AND IMPACT OF ON-SITE TESTING

From the point of view of a HV power cable quality and reliability several aspects are important for on-site AC over-voltage tests and results evaluation.

In general applying enhanced voltage after-laying testing e.g. up to $2.0U_0$ to a defect-free and not aged cable insulation does not have significant influence on the service life of the component. It follows from [12] that in this case the life-time consumption can be in the range of one week. In the case that defects are present in the cable insulation the effects of ac over-voltage are more complex and several interactions are possible between the defect type/location, breakdown and pre-breakdown possibilities and the test voltages applied [12].

The type and design stress level of accessories are in direct interaction with the type of defect and the local electric field enhancement. E.g. presence of internal cavities on the outer conductor in cables insulation has lower breakdown impact for the same cavity which is close to inner cable conductor. During the on-site testing with ac over-voltages in the 1st case a breakdown is less probable as compared to the 2nd case. In both cases depending on the local field enhancement in kV/mm in the cavities significant PD activity can be detected. The interaction between the applied ac over-voltage stress and the breakdown depends also on the type of defect. If



Figure 3. Example of modern monitored on-site testing and diagnosis by partial discharges and dissipation factor measurements using sinusoidal damped AC voltages: maintenance test of a 220 kV cable circuit.

pre-breakdown phenomena e.g. partial discharges will appear, it depends also strongly on the type of defect, see figure 4. The tests can be further subdivided into two classes:

Non-monitored DAC withstand test – a number of DAC excitations is applied and the ability to hold the maximum DAC voltage (i.e. no breakdown occurs) is recorded, see the dotted lines in figures 4a and 4b. The intent of a simple DAC withstand test is to cause weak points in the circuit to fail during voltage application (with minimal fault current) at a time when the impact of the failure is low (no system or customers affected) and repairs can be made more cost effectively. If a failure occurs during the test, see the dotted lines in figures 4c and 4d then the failure should be located through a fault location process, repaired and the circuit retested. The results of these tests are described as either Pass or Fail.

1. Monitored DAC withstand test – a number of DAC excitations is applied and one or more additional attributes are measured and used to determine whether the cable passes or fails the DAC test, see in figures 4 dotted lines for DAC voltage and dashed lines for PD measurement. These additional attributes are advanced diagnostic properties such as partial discharge detection. Temporal stability of the measured property can also be used to monitor the effect of the test on the cable system during voltage application.

Due to additional information as provided by PD detection the monitoring insulation properties during a DAC withstand test and the effect of the test voltage during its application can improve the evaluation of the insulation condition.

3. GENERAL ASPECTS OF ON-SITE TESTING

According to [1, 7, 12] several voltages and test procedures have been defined for on-site testing. Based on field experiences a number of test voltage types are in use for testing and diagnosis. Moreover depending on particular voltage type different applying sinusoidal ac voltages has long history in laboratory testing of all types of cable insulation and more than 10 years long history in on-site testing of all types of cable systems. Experiences have confirmed that applying on-site AC electrical stresses is applicable for the recognition of all types

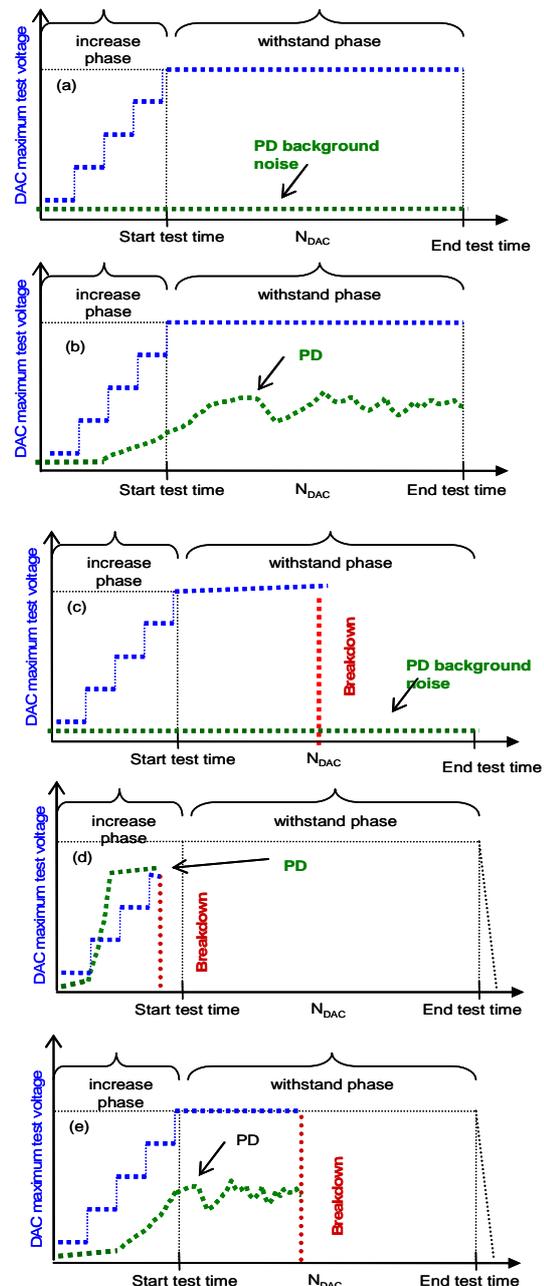


Figure 4. Schematic overview of four different situation of DAC voltage withstand test: (a), (b) no breakdown during selected number of N_{DAC} excitations (dotted lines) and alternatively above the PD background noise PD has been observed or not; (c) breakdown during DAC withstand test without any PD presence (d), (e) breakdown before the for the DAC withstand test selected number of N_{DAC} excitations has been applied during voltage increase phase respectively during voltage withstand phase and above the PD background noise PD has been observed.

of failures related to insulation and it can also be combined with diagnostics e.g. PD, dielectric measurements [12]. According to [1] the sinusoidal damped AC voltages have been proposed 20 years ago as a complementary and/or alternative method to sinusoidal continuous AC voltages and in the last years DAC has become accepted for on-site testing and PD measurements of all types and length of power cables [4, 6, 8]. Moreover as compared to conventional continuous AC testing DAC systems fulfill the above mentioned a)-e) characteristics of modern on-site testing methods, figures 3, 5.

As a result of expectations of modern *monitored* testing for on-site the use of DAC testing includes several parameters which can be measured in function of the applied test voltage. Extending the voltage testing by PD measurements provides information about changes in the test voltage and or test duration and the presence of discharging insulation defects. Moreover the increase of PD activity up to e.g. $1.3 \times U_0$ (generally accepted test voltage level for PDIV to set the PD-free status of a component) is an important indicator about the PD activity at voltages higher than the operational stress which may occur during the service life [10]. The estimation of the dissipation factor at operational stresses, e.g. up to $2.0U_0$ and at one of the equivalent power frequencies, e.g. 20-300Hz is an important parameter of oil-impregnated cable.

4. ON-SITE ENERGIZING AT DAMPED AC VOLTAGES

Damped alternating voltages are generated by the discharge of the charged test object capacitance through a suitable inductance. The test circuit basically consists of a unipolar HV voltage source, an HV inductor, a capacitor represented by the test object and a suitable HV switch. When the pre-selected maximum test voltage level is reached the HV switch is closed, generating on the test object a damped alternating voltage, see figure 6.

DAC testing can be used as simple withstand test or in combination with partial discharges (PD) and dissipation factor (DF) measurements. It follows from figure 2 that most application so far are based on the combination of voltage withstand test and advanced diagnostic measurements (e.g. partial discharges and dielectric losses). For voltage withstand test, a predetermined number of DAC excitation is applied, see figure 7-8. Due to shorter duration of the excitation and decaying characteristic of the voltage, DAC test results obtained by DAC testing can be different from those obtained by continuous AC withstand voltage testing.

To generate damped AC (DAC) voltages with duration of a few tens of cycles of AC voltage at frequencies up to a few hundreds of Hz a system has been developed [1, 2]. This method is used to energize and to test on-site power cables with sinusoidal AC frequencies in the frequency range of 20 Hz up to 500 Hz. In addition this method can easily be used to measure and to locate on-site partial discharges in power cables in accordance with IEC 60270 recommendations, figure 5. The system consists of a digitally controlled power supply to char-

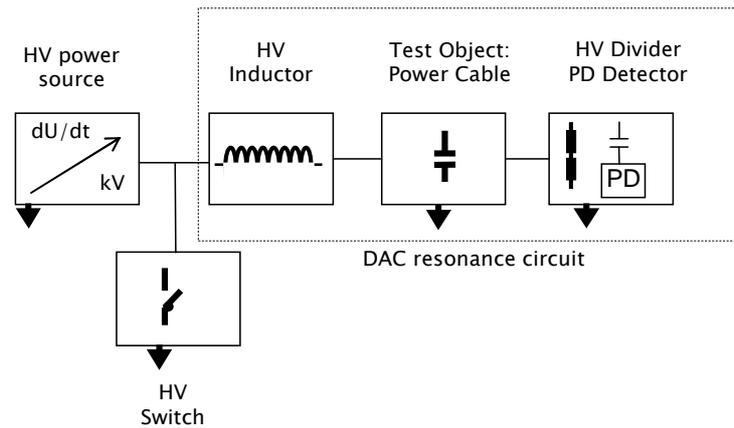


Figure 5. Schematic diagrams of damped AC systems for on-site testing and PD detection of distribution and

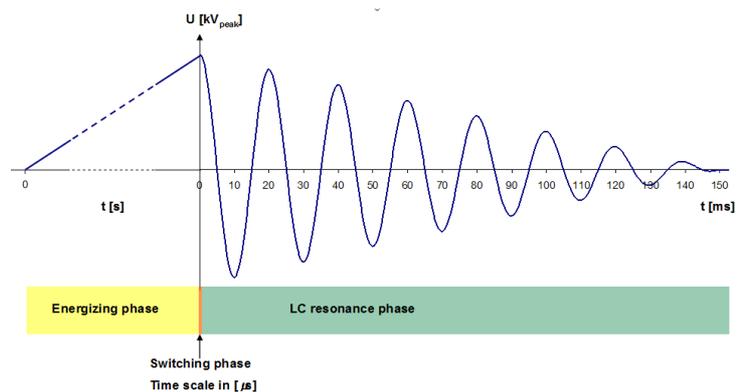


Figure 6. Schematic overview of one DAC excitation. The maximum DAC voltage level is determined by the voltage peak values V_{DAC} respectively RMS-values $V_{DAC}/\sqrt{2}$ of the 1st DAC cycle.

ge capacitive load of power cables with large capacitive load e.g. 10 μF . With this method, the cable under test is charged during $t_{\text{charge}} = U_{\text{max}} C_{\text{cable}} / I_{\text{load}}$ with increasing voltage over a period of a number of seconds to the selected maximum test voltage level. Then a specially designed solid-state switch connects an air-core inductor to the cable sample in a closing time of $< 1\mu\text{s}$. Now series of AC voltage cycles starts with the resonant frequency of the circuit $f_{\text{DAC}} = 1 / (2\pi \sqrt{L \cdot C_{\text{cable}}})$ where L represents the fixed inductance of the air core and C_{cable} represents the capacitance of the cable sample. The test frequency of the damped AC voltage is the resonant frequency of the circuit. The air core inductor has a low loss factor and design, so a slowly decaying

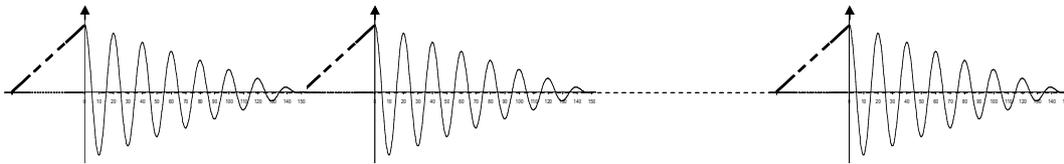


Figure 7. Schematic overview of withstand test by damped sinusoidal AC voltage excitations. The duration of the test is determined by a number of DAC excitations which have been applied to the power cable under the test at a selected DAC test voltage. The maximum DAC withstand voltage level is determined by the voltage peak values V_{DAC} respectively RMS-values $V_{\text{DAC}} / \sqrt{2}$ of the 1st DAC cycle.

AC waveform of test voltage is applied to energize the cable sample. During a number of AC voltage cycles the PD signals are initiated in a way similar to 50(60) Hz inception conditions [12]. As a result the use of damped AC voltages for testing power cables is in compliance to the following international standards:

General application:

IEC 60060-3: High Voltage test techniques Part 3: Definitions and requirements for on-site testing;

On-site testing:

IEEE 400: Guide for Field Testing and Evaluation of the Insulation of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above;

HD 632 S2 (CENELEC): Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 36kV ($U_m = 42\text{kV}$) up to 150kV ($U_m = 170\text{kV}$)

IEC 60840: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 30kV up to 150kV Test methods and requirements;

IEC 62067: Power cables with extruded insulation and the accessories for rated voltages above 150kV;

IEEE 400.4: Guide for Field-Testing of Shielded Power Cable Systems Rated 5 kV and Above with Damped Alternating Current Voltage (DAC) (draft under preparation)

Standardized PD detection:

IEEE 400.3: Guide for PD Testing of Shielded Power Cable Systems in a Field Environment;

IEC 60270: Partial discharges measurements;

IEC 885-3: Test methods for partial discharges measurements on lengths of extruded power cable;

Dissipation Factor measurement:

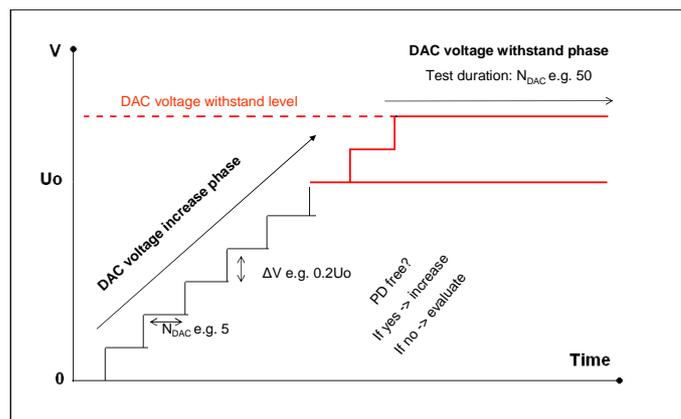


Figure 8. Procedures of monitored on-site electrical tests on power cables using sinusoidal AC and DAC voltages

IEC 60141: Tests on oil-filled and gas-pressure cables and their accessories;

IEEE 1425: Guide for the Evaluating of the Remaining Life of Impregnated Paper-insulated Transmission Cables Systems

In particular the IEC 60840 and IEC 62067 recommend that the test voltage must have a sinusoidal shape, and it should have the frequency in the range 20-300 Hz. As a result damped sinusoidal AC fulfills both recommendations and it can be used for on-site testing. It has to be remarked that comparing to continuous AC

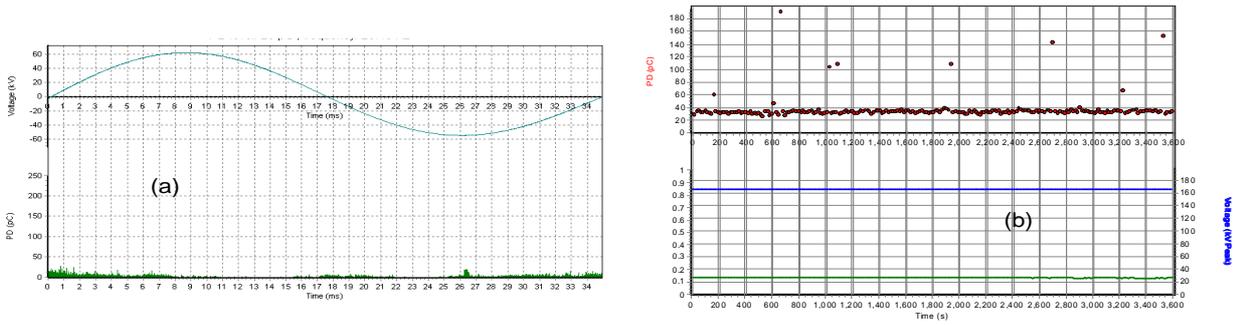


Figure 9. Monitored voltages withstand testing of a 50 kV XLPE cable underground circuit (12 km): a) example of PD pattern at $1.7U_0$, b) DAC voltage withstand test 1hrs $2.5U_0$

test voltages in case of strong inhomogeneous defects (PD presence) the destructiveness of DAC testing can be lower. Therefore it is recommended to perform DAC testing as *monitored* testing where PD measurement is used to identify the up-coming defects [4-6]. Referring to IEEE 400 and 400.3 and the 400.4 the DAC testing is fully recommended for testing and PD detection. PD measurement in combination with DAC also provides the possibility of location of the PD-initiating defects.

5. PRACTICAL EXAMPLES

Application of damped AC voltages to testing and diagnosis on transmission power cables up to 230 kV has a history of more than 6 years [5, 8, 9]. Hereafter with regard to the discussion about the importance of monitored testing three examples will be discussed.

Example 1: A newly installed 12 km long, 50 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested in accordance to the Dutch NEN 3630 recommendation. This norm recommends voltage withstand testing using AC resonance system 25-200 Hz applied at $2.5xU_0$. It has been decided to perform *monitored* withstand testing by using DAC resonant circuit with damped sinusoidal AC voltages (25-200 Hz) for 1 hour testing at $2.5U_0$. During the whole time of withstand test standardized PD detection has been applied. As a result of 1 hour DAC

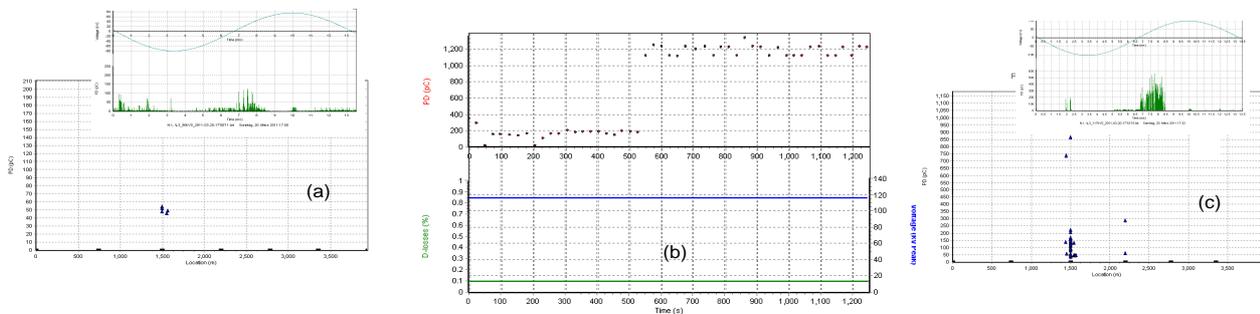


Figure 10. Monitored voltages withstand testing of a 110 kV XLPE cable underground circuit (4 km): a) example of PD pattern and PD mapping at $1.4U_0$ before DAC voltage withstand test, b) DAC voltage withstand test 50 excitations at $1.4U_0$, c) example of PD pattern and PD mapping after DAC voltage withstand test

over-voltage no breakdown has been observed, figure 9. Also no internal PD activity has been registered (except external corona). It has been concluded that up to $1.7U_0$ the complete cable system was PD-free (background noise level < 10 pC) and the test has been considered as successful.

Example 2: A newly installed 4.0 km long, 110 kV XLPE insulated underground circuit has been energized after a successful after-laying test by $1xU_0$ as applied for 24 hours. After 4 years of operation maintenance test has been performed at $1.3U_0$, figure 10. At nominal voltage $1xU_0$ no PD has been observed. Starting from

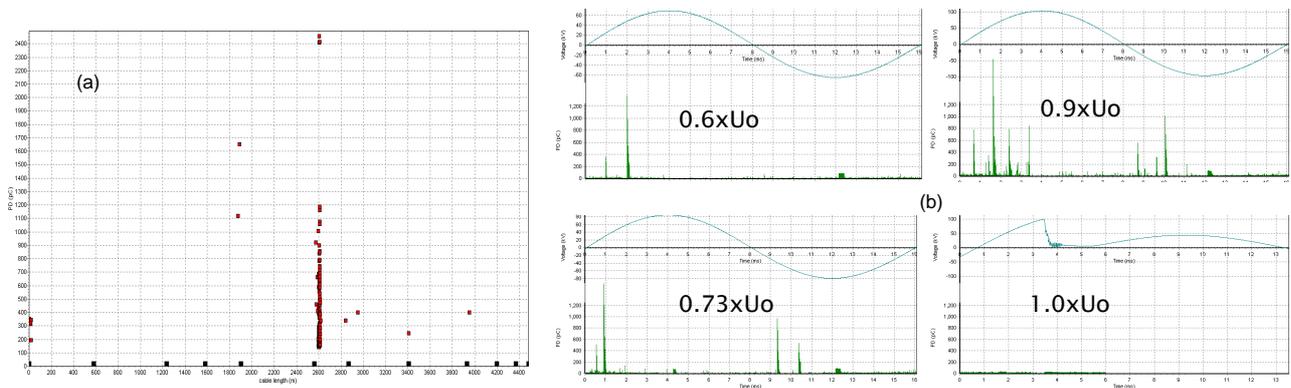


Figure 11. Monitored voltages withstand testing of a 150 kV XLPE cable underground circuit (4.5 km): a) example of PD PD mapping as obtained during DAC voltage testing up to $1.0U_0$ b) PD-phase resolved patterns as observed at $0.6U_0$, $0.73U_0$, $0.9U_0$ and at the breakdown voltage at $1.0U_0$

$1.2U_0$ PD activity up to 200 pC has been registered in one of the joints. During DAC voltage withstand test with 50 excitations (IEEE 400) at $1.3U_0$ and after 20 DAC excitations significant increase of PD activity up to 1000 pC has been observed in the particular joint at 1.5 km location. Based on this test it has been concluded that this cable section can be energized for network operation with a possible risk of a failure during operation. Due to the fact that PDIV in the joint at 1.5 km was very close to U_0 and increased network stresses may result in an inception and increase of PD activity the risk of a failure depends on the over-voltage stresses during operation. Replacement of the joint has been recommended or to conclude the progress of degradation at above mentioned locations by comparing PD activity the next maintenance tests have to be done within approximately period of 6 months.

Example 3: A newly installed 4.5 km long, 150 kV XLPE insulated underground cable circuit has been tested using DAC resonance system at 63 Hz applied up to $1.7xU_0$. It has been decided to perform *monitored* withstand testing. During increase of the DAC test voltage and starting from $0.6U_0$ PD activity has been observed in a joint at 2.5 km location, figure 11. Increasing of the test voltage has shown increase of PD activity and at $1xU_0$ test voltage a breakdown in the discharging has occurred. Due to the fact that DAC breakdown energy was very low no further damage has been done to the joint and based on the PD mapping the failed joint has been localized and replaced.

Example 4: When considering the $\tan\delta$ measurements for oil filled (OF) cables, it must be mentioned that in contrary to withstand voltage testing, the dissipation factor estimation by $\tan\delta$ measurements may be used as quality indicator for HV oil-impregnated insulation. In this way it can be stated that the results of such measurements may indicate directly the average quality of insulation at the moment of measurements performance. This is particularly important when considering obtained information about the insulation degradation as a trend for future measurements and inspections. For OF cables the $\tan\delta$ is degradation indicator, which increases during aging, figure 12. In such way, it must be emphasized that approach in relation between aging processes and $\tan\delta$ parameter in OF cables insulation would be very helpful when performing the assessment of insulation condition. The value of $\tan\delta$ depends not only on the value of electrical field intensity, but also on the temperature. The second information becomes very important in terms of cable loading in. Dissipation of energy in insulation is caused by different phenomena occurring when voltage is applied to the insulation. The most important and recognizable origins are [8]:

- conductive losses caused by finite bulk resistance of the insulation and leakage currents

- friction between dipoles and insulation material (polarization losses)
- local field enhancement on interfaces between materials characterized by different permeability
- when PD activity is present, can also increase the value of dissipation factor

Considering new non-aged oil-impregnated insulation, it is always characterized by losses of low value when subjected to AC voltage of 50 Hz [5]. The maximal value of $\tan\delta$ should not exceed 20×10^{-4} (0,2%). Moreover, there is no strong dependency between test voltage applied and increase of $\tan\delta$ ($\Delta \tan\delta$). For example, when test voltage is increased from $0,5U_0$ to $2,0U_0$ the $\Delta \tan\delta$ should not exceed 10×10^{-4} . However, when because of aging, $\tan\delta$ exceeds value of 50×10^{-4} (0,5%) the thermal breakdown might become a threat [7, 10], figure 12.

Figure 13 shows the results of measurements performed on two OF cables by using damped AC voltages [11] First cable was 150 kV, serviced for 49 years (a, b), second cable was 230 kV, serviced for 33 years (c,d). Based on the figure it can be concluded that there are significant differences in $\tan\delta$ behaviour in function of electric stress applied. It is important, how based on on-site $\tan\delta$ measurements assess the condition of OF insulation.

6. CONCLUSIONS

Based on the results above the following can be concluded:

- 1) According to newest developments the *monitored* voltage withstand testing is becoming more and more a common practice. The use of the PD measurement helps to detect and to localize discharging defects in the insulation and in accessories.
- 2) For testing power cables damped AC voltages can be applied as an alternative to continuous AC test voltages. DAC Testing is also in line with the standards (e.g. IEEE, IEC)
- 3) Regarding breakdown and as compared to *non-monitored* continuous AC voltage testing in case of inhomogeneous defects (PD occurrence) *monitored* testing using damped AC voltages can be less destructive and more sensitive (in case there is no breakdown observed) to detect and to localize discharging defects in accessories.
- 4) Application of dissipation factor estimation at power frequencies close to operational conditions provide useful information about the insulation degradation of oil-impregnated power cable circuits.

7. REFERENCES

- [1] Aucourt C., Boone W., Kalkner, W., Naybour R.D. Ombello, F., Recommendations for a New After Laying Test Method for High Voltage Extruded Cable Systems, CIGRE Paper No. 21-105, August, 1990.

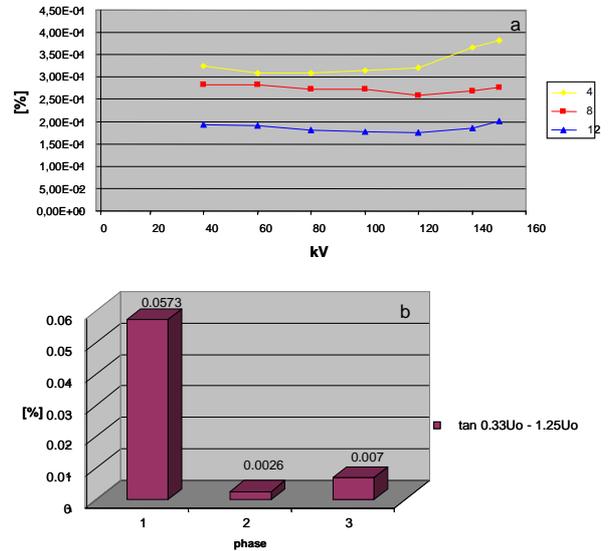


Figure 12. Example of dissipation factor diagnosis data as obtained during damped ac voltage on-site testing of a service aged 87kV/150kV external gas-pressure power cable (installed 1978) with a length of 8.5km; $C=2.2\mu F$; $f_{DAC}=40Hz$

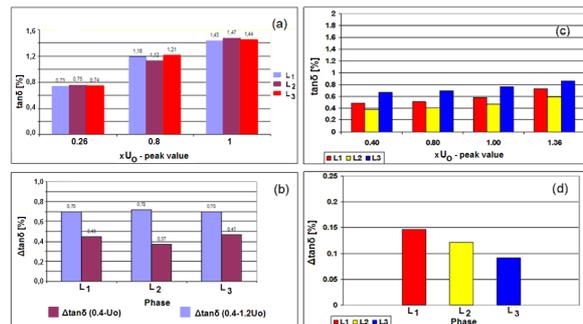


Figure 13. Example of dissipation factor diagnosis data as obtained for two different oil-filled cable circuits: a)- b) 150kV power cable, length: 850m, aged 49 years, c)-d) 230kV power cable, length 13314m, aged 33years

- [2] Seitz P.P., Quak B., Gulski E., Smit J.J., Cichecki P., de Vries P., Petzold F., Novel Method for On-site Testing and Diagnosis of Transmission Cables up to 250kV, Proceedings JiCable '07, 7th Intern. Conf. Insulated Power Cables, Versailles, France, Paper 16, 2007
- [3] Wester F.J., Gulski E., Smit J.J., Detection of PD at Different AC Voltage Stresses in Power Cables, IEEE Electr. Insul. Mag., Vol. 23, No. 4, pp. 28-43, 2007
- [4] Gulski E., Lemke E., Gamlin M., Gockenbach E., Hauschild W., Pultrum E., Experiences in partial discharge detection of distribution power cable systems, CIGRE, Vol 208 Electra, pp. 34-43, 2003
- [5] Gulski E., Cichecki P., Groot E.R.S, Smit J.J., de Vries F., Slangen J., Groot E.R.S., Pellis J., van Houwelingen D., Hermans T.J.W.H., Wegbrands B., Lamballais L., Conditon Assessment of Service Aged HV Power Cables, CIGRE, Paper D1-206, 2008
- [6] Popma J., Pellis J., Diagnostics for high voltage cable systems, proceedings ERA conference on HV plant life extension, Belgium, 23-24 November, 2000.
- [7] Densley J., Ageing Mechanisms and Diagnostics for Power Cables – An Overview, IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 17 Nr. 1 pp. 14-21, Jan/Feb 2001
- [8] Gulski E., Wester E.F.J., Wester P., Groot E.R.S., van Doeland J.W., Condition assessment of high voltage power cables. Proceedings CIGRE 2004 Session, paper D1-103.
- [9] Gulski E., Smit J.J., Cichecki P., Seitz P.P., Quak B., de Vries F., Petzold F., Insulation Diagnosis of HV Power Cables, Proceedings Jicable'07, 7th International Conference on Insulated Power Cables, France, Versailles, June 2007, paper 51.
- [10] Gulski E., Cichecki P., Smit J.J., de Vries F., Bodega R., Hermans T., Seitz P.P., Dielectric loss diagnosis of service aged HV power cables, Proceedings of CIGRE D1 Colloquium, Hungary Budapest, 2009
- [11] Cichecki P., Jongen R.A., Gulski E., Smit J.J., (2008). Statistical approach in power cables diagnostic data analysis. IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation, 15(6), 1559-1569
- [12] Gulski E., Cichecki P., Wester F.J., Smit J.J., Bodega R., Hermans T.J.W.H., Seitz P.P., Quak B., de Vries F., (2008). On-site testing and PD diagnosis of high voltage power cables, IEEE transactions on dielectrics and electrical insulation
- [13] Gulski E., Cichecki P., Jiankang Z., Rong X., Jongen R., Seitz P.P., Porsche A., Huang L., Practical aspects of on-site testing and diagnosis of transmission power cables in China, CMD2010
- [14] CIGRE WG D1.33 Technical Brochure On-site testing and PD measurements, (to be published)
- [15] Gulski E., Patterson R., Importance of On-site Testing and Diagnosis of Power Cables, NETA PowerTest 2011 Conference, Washington DC, USA

Erfahrungen im Teilentladungs-Monitoring von Hochspannungsbetriebsmitteln

Experiences with Partial Discharge Monitoring of High Voltage Assets

Stefan M. Hoek, Maik Koch
OMICRON electronics, Austria
Stefan.Hoek@omicron.at

**Wojciech Koltunowicz,
Alija Obralic, Dietmar Giselbrecht**
OMICRON Energy Solutions, Germany

KURZFASSUNG

In dieser Veröffentlichung wird ein modernes Konzept zum kontinuierlichen Monitoring des Isolationssystems von Hochspannungsbetriebsmitteln vorgestellt, das insbesondere für die Überwachung von Teilentladungen der Statorwicklung von rotierenden Maschinen und Muffen und Endverschlüssen von XLPE-Hochspannungskabeln eingesetzt wird. Der Beitrag beschreibt die Technologie der Teilentladungs-Messeinheit und Verfahren zur Unterdrückung von Störungen besonders detailliert. Zur automatisierten Analyse der Teilentladungsmuster wird ein automatisiertes System vorgeschlagen, welches probabilistische Mustererkennung mit deterministischen, wissensbasierten Analyse-Ansätzen kombiniert. Datenverarbeitung, Fehlererkennung und die Risikobewertung der Messergebnisse sind in einer modularen Monitoring-Software implementiert. Sie ermöglicht darüber hinaus eine zuverlässige langfristige Speicherung von Monitoring-Daten und einen den Zugriff über Web-Interface. Am Beispiel eines 180 MVA Turbogenerators wird gezeigt, wie solche kontinuierlichen oder periodischen Messungen und Analysen durch ein Monitoringsystem ausgeführt werden.

ABSTRACT

The advanced concept of a continuous monitoring system of high voltage assets is presented. The components to assess and monitor the condition of the insulation of HV equipment are described. In particular, the system elements for continuous monitoring of partial discharges in rotating machines and joints and terminations of XLPE HV cable lines are presented. Particular attention is put on reviewing the technology of the PD acquisition unit. In order to identify PD effects, an automated system which combines probabilistic pattern recognition with deterministic knowledge-based analysis is proposed. PD data processing, PD defect identification and risk assessment are implemented in a modular monitoring software system. It allows reliable long term storage of monitoring data and provides access via web interface.

1 INTRODUCTION AND IMPLEMENTATION PROCESS

A large percentage of failures in HV equipment can be assigned to defects in the electrical insulation system. These defects develop over the equipment's lifetime and in order to detect such changes at an early stage, detailed information on the actual insulation condition is necessary. This important information for proper maintenance management can be derived from continuous monitoring of selected diagnostic parameters during the operation of the equipment [1,2,3].

The implementation of the monitoring system starts with the understanding of customer problems and needs. The tailor made system is designed, manufactured and routine tested in factory and then installed on-site. During the commissioning of the system, its performance is verified and the sensitivity of the system to detect critical defects is checked. The customer is trained to take the maximum advantage of the system and to be able to retrieve the monitoring data. The measurement results are automatically evaluated by the system software and only in most difficult cases the help of human expert is necessary. The monitoring system is generally maintenance free but some activities like e.g. functionality checks and re-calibration has to be planned.

The monitoring system should secure peace of mind while matching the actual needs of the asset manager. It is not only a set of excellent components but also the knowledge provider in data evaluation and a long term partner supporting any utilities decision over the complete asset life cycle (Figure 1).

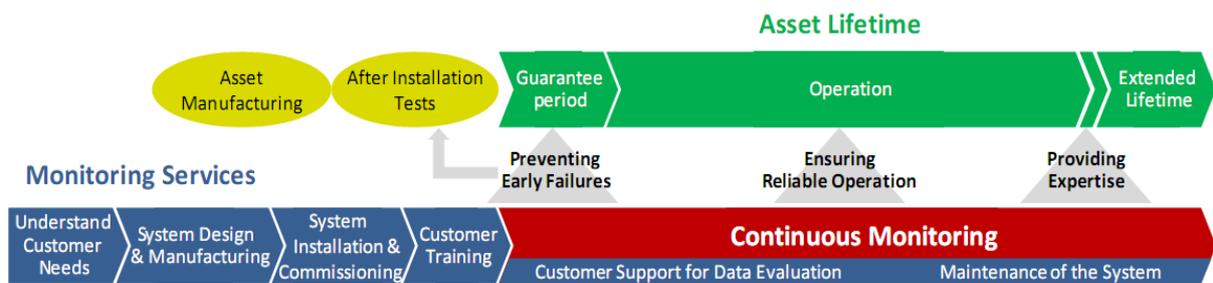


Figure 1: Role of monitoring service provider

2 MONITORING CONCEPT

Figure 2 presents the concept of an advanced continuous monitoring system. The signals from different sensors like e.g. temperature (DTS), oil pressure, surge arrester (SVL) status and PD activity are acquired in a multi-channel data acquisition unit.

In case of partial discharge (PD) signals, the acquisition unit performs advanced pre-processing of the raw data. Disturbances are removed and main characteristics of the PD signal are determined. The output of the data pre-processing is transferred to a server that enables long-term data storage. Advanced intelligent pre-processing reduces the amount of data to adequate levels for transmission over a communication network. An expert system performs intelligent data post-processing to get useful information about the insulation condition.

The type of the PD defect is identified by means of an automated pattern classification system. The main key to perform automatic diagnosis of the state of insulation is the exact separation of different PD sources and effective suppression of external noise. To achieve this, synchronous multi-channel (3PARD) and multi-spectral (3CFRD) evaluation techniques are proposed.

3PARD was originally developed for evaluation of three-phase PD measurements because its application requires three independent PD measurement points like e.g. inductive sensors connected to a three phase cable system at a the cross bonding box (Figure 7 - left). The 3PARD visualizes the relation between amplitudes of a single PD pulse in one phase and its crosstalk generated signals in the other two phases.

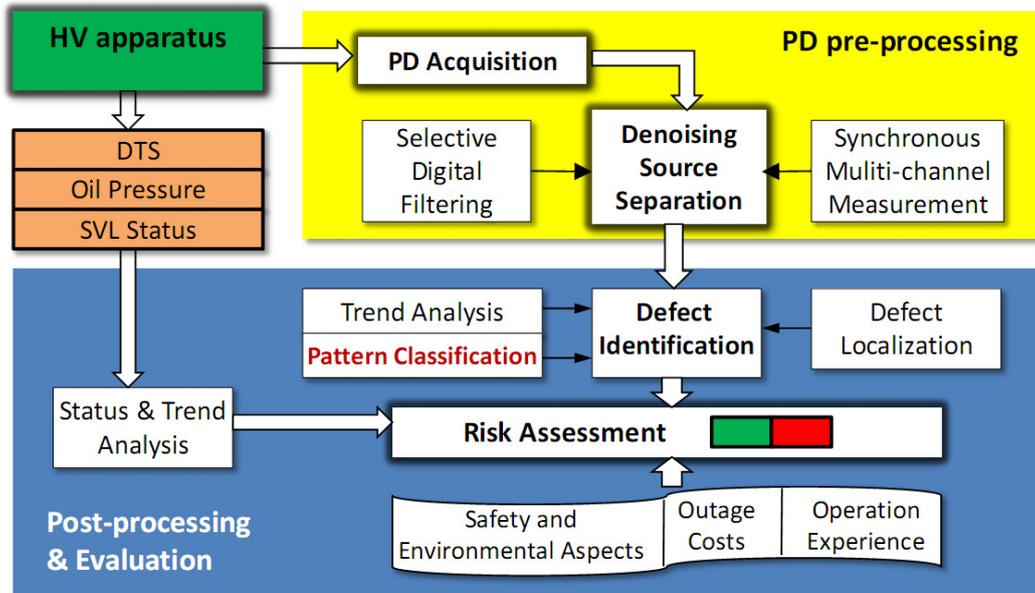


Figure 2: Concept of the monitoring system

By repetition of this procedure for a large number of PD pulses, PD sources within the test object as well as outer noise appear as clearly distinguishable concentration of dots in a 3PARD diagram [4]. 3CFRD enables synchronous multi-spectral PD measurements to separate PD sources. In contrast to 3PARD, 3CFRD evaluation is performed on single channel PD measurements. Multi-spectral measurements are based on pulse spectra correlation by applying three different band-pass filters simultaneously. The three band-pass filters can be tuned to areas with low disturbance level. Through proper choice of the band pass center frequencies it becomes feasible to remove practically all superimposed disturbances. The 3CFRD correlates the output of three band pass filters exactly like 3PARD does with the pulse magnitudes of a PD impulse triple simultaneously detected at 3 phases. Both, 3PARD and 3CFRD diagrams show different pulse-type sources in separable clusters. Each cluster can be selected individually and the pattern displayed as PRPD. No other sources are included in the pattern (Figure 3).

OPTICS (Ordering Points to Identify the Clustering Structure [5]), a highly efficient hierarchical density-based clustering algorithm is applied for the automatic clustering of heterogeneous 3PARD and 3CFRD data [3].

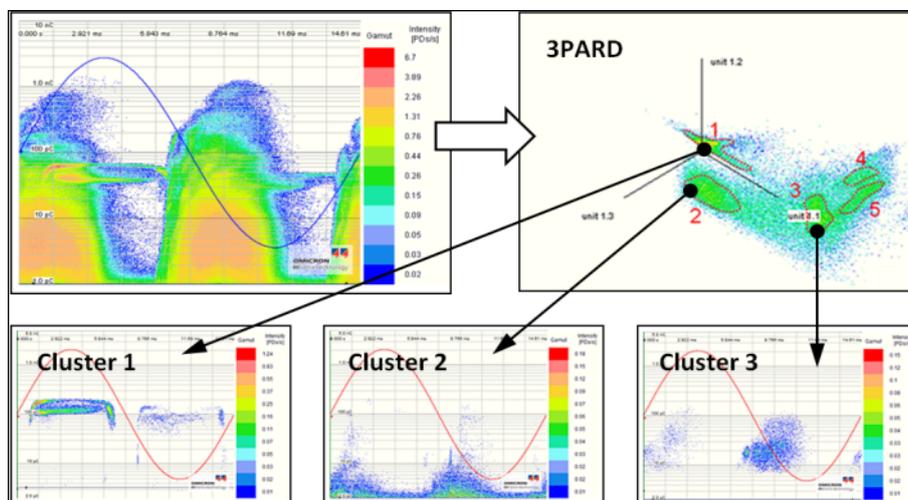


Figure 3: An example of separation of PD sources

3 SYSTEM DESIGN AND COMPONENTS

3.1 Understanding customer needs - system layout

Utilities have to improve the quality of the electrical power supply, diminish number and duration of supply interruptions to comply with the increasing severity of the regulations imposed by the national authorities. Causes of failures are extensively investigated and classified. The implementation of condition-based maintenance programs where continuous monitoring is an essential tool for optimal maintenance management is one of the effective actions to detect and eliminate the critical defects. Monitoring answers questions about the present condition of the equipment and its future performance.

The trend in the application of condition monitoring systems is backed by the development of new technologies based on components equipped with digital-interfaced, more reliable and easy-to-manage sensors and modern digital control systems.

The example of a PD monitoring system layout to monitor the state of insulation of short 220 kV and 500 kV XLPE cable lines is shown in Figure 4. The system is divided in two subsystems:

- Subsystem 1 for PD Monitoring of eighteen 500 kV Lines between a transformer bank and GIS Station 1;
- Subsystem 2 for PD Monitoring of nine 220 kV Lines between another transformer bank and GIS Station 2.

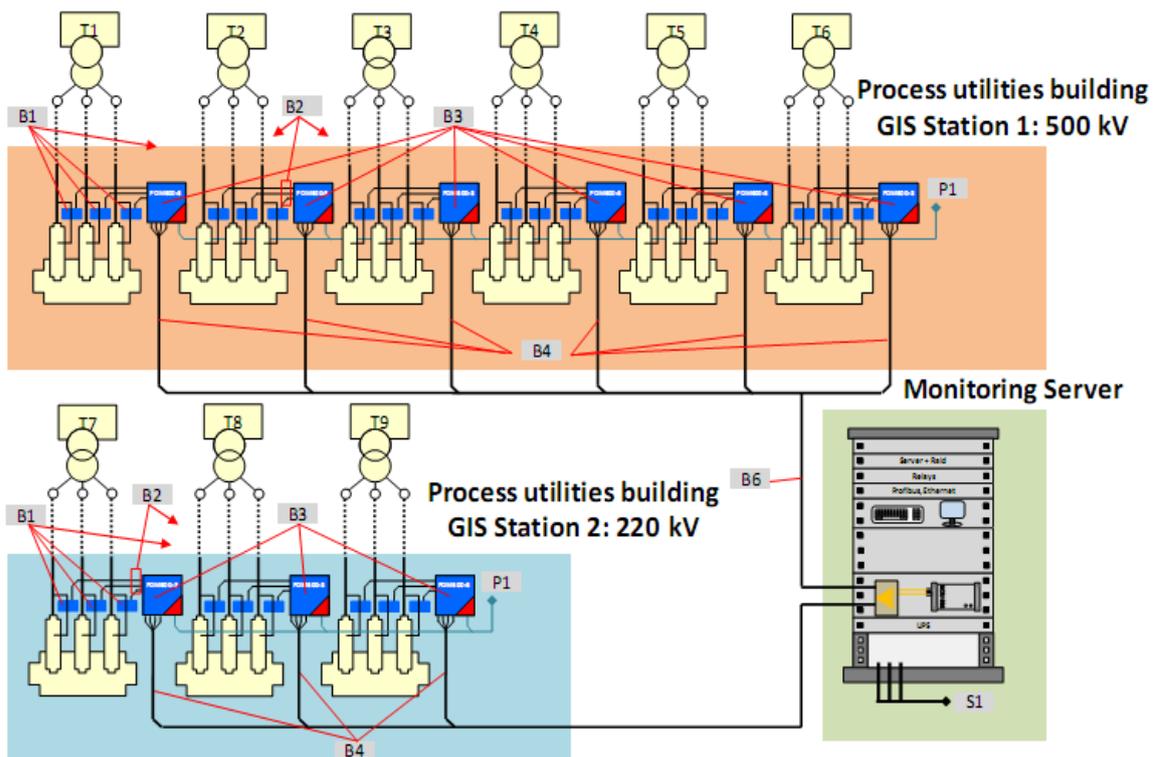


Figure 4: Example of PD monitoring system layout

The 9 three-channel PD monitoring acquisition units are located at the GIS-side cable terminations and are linked by fiber optical ring to the monitoring server in the control room where the data storage and evaluation takes place. The monitoring server has Raid System Storage and a back-up system as well as smart UPS solutions including battery back-up and HW watchdog features.

The system design is simpler for rotating machine applications, where the data taken from each machine are evaluated independently (Figure 5).

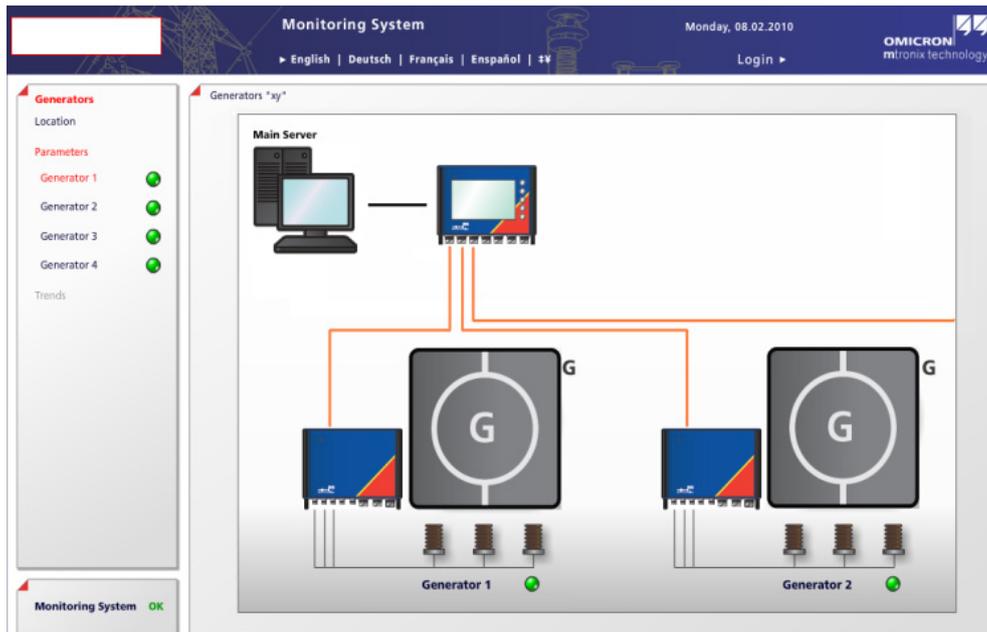


Figure 5: System layout for continuous PD monitoring of two generators

3.2 Hardware of the monitoring system

For continuous monitoring of rotating machines, solid state coupling capacitors with nominal capacitance of 1.1 nF, an integrated impedance and a transient voltage suppressor diode were designed. They can detect PDs in the frequency range according to IEC60270 and consequently check all parts of the winding exposed to HV stress. The high frequency PD signal and the low 50 Hz signal for synchronization are available at one sensor TNC output. Both signals are subsequently separated in the PD acquisition unit. The mechanical robustness permits the installation of sensors in vertical as well as in horizontal positions (Figure 6).

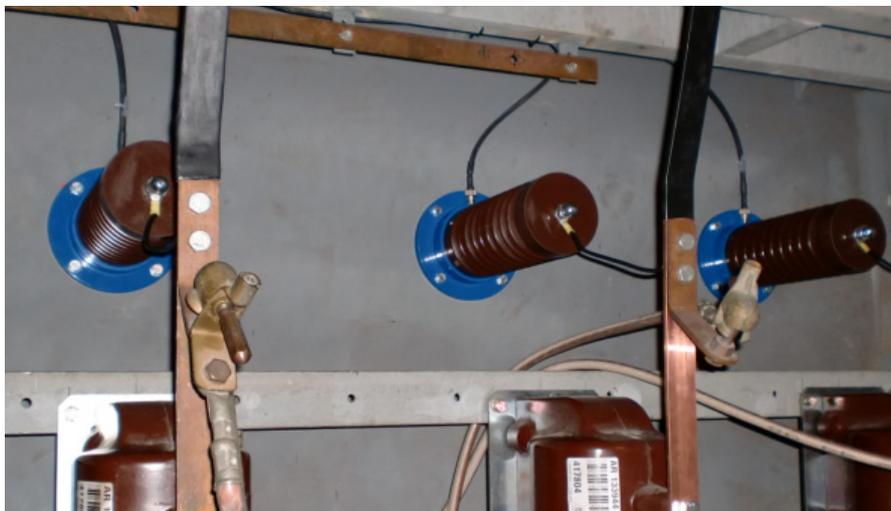


Figure 6: 24 kV capacitive sensors installed horizontally

The PD acquisition system consists typically of one four channel acquisition unit for each motor/generator connected to a data concentrator. One data concentrator collects monitoring data from maximum five acquisition units via optical fibers (point-to-point or daisy-chain topology) and routes them via Ethernet to a server. Pre-processing functions are already performed in the data concentrators like e.g. band pass integration, gating, de-noising and multi-source separation. In total, twenty input channels can be synchronously connected to one concentrator.

The PD signals are filtered, amplified and digitized in real time (pipeline architecture). With an amplitude quantization of 14 bit and a sampling rate of 125 MS/s, a sub-sample time accuracy of

± 2 ns is achieved for synchronous multi-channel measurements. Quasi integration is achieved by a digital band-pass filter. Center frequency and bandwidth can be freely chosen in the range from DC up to 30 MHz (selectable filter bandwidth from 9 kHz up to 3 MHz) to avoid disturbances and to reach an optimal SNR, even under noisy on-site conditions. All data acquisition and pre-processing routines are performed in the acquisition unit which guarantees an optimum performance in speed and signal quality. A four parameter vector for each single PD pulse is identified: $[n; q_i; \varphi_i; t_i]$, where n represents the acquisition unit number and channel, q_i the apparent charge value, φ_i the AC voltage phase angle and t_i the absolute time. An oscilloscope mode and an FFT-based spectrum viewer to analyze input signals with full bandwidth and a viewer to locate PD by time-domain-reflectometry are also included. For monitoring cable joints and terminations of HV XLPE cables, different types of PD sensors are used [6,7]. They are based on capacitive coupling (e.g. coaxial foil electrodes), inductive coupling (e.g. Rogowski coil, ferrite HF transformers (HF-CT)) or electromagnetic field coupling (e.g. directional coupler sensor). Inductive PD sensors are sensitive to the magnetic field components. They become advantageous if built-in PD sensors are not available. In this case, inductive sensors mounted on screen or cross-bonding (XB) links (Figure 7 - left) can provide an easy access for sensitive PD detection at cable accessories.



Figure 7: Example of HF-CT sensors in a XB-link (left) and one four channel synchronous PD acquisition unit (right)

The shape of the PD waveform is significantly affected when the pulse propagates along the cable line and consequently the waveform loses high frequency components of the signal due to the low pass filter character of a cable. This effect is used by multi-spectral PD measurement to gain additional information about the PD source (Figure 7 - right). Additionally the digital measurement system is capable to perform continuous and synchronous multi-channel PD measurements in real time to increase reliability of the post processing.

Monitoring server

The monitoring server receives PD data for analysis, display, and storage. The acquisition units are configured and remote-controlled by the Monitoring System Software. The software supports remote access over TCP/IP. This allows operators to quickly react to detected problems and access the stored data from any remote location. A watchdog functionality integrated into the monitoring server system automates the process of starting and observing the monitoring software. Once the watchdog application is started, it will automatically launch the monitoring software and periodically check whether the acquisition unit still receives and processes data

3.3 Additional accessories – inductive power supply

The active components of the monitoring system need electrical power for several processes, for which reason an inductive power supply was designed. Beside the computer and communication devices, also pre-amplifiers or signal converters (electrical to optical, e.g.) located close to the sensors

have to be supplied with energy. Depending on the specific component, an optimum power supply solution has to be considered.

Power supply solutions for HV cable monitoring systems face different constraints of:

- Distributed sensing and (possibly) distributed data processing close to the cable accessories require distribution of power supplies;
- EMC, e.g. transient over voltages, short-circuit currents, bad grounding conditions;
- Limitations or non-availability of AC line supply in direct-buried or tunnel-laid cable systems;
- Non-continuous power supply, e.g.: load current for inductive power supply, sunshine for solar supply;
- Limitations for size due to space restrictions, e.g. limited space inside cross-bonding-box.

An AC line power supply is generally required for cable joints. Cable joints are usually placed without installed local AC line supply. In existing cable tunnels, due to safety reasons no auxiliary cables are laid close to the power cables. The cross-bonding link boxes of direct-buried cables are the only place to connect monitoring devices, but – in general – they have no AC line power supply as well. In contrast, AC line supply of monitoring devices for cable terminals located in substations or power plants is, in principle, available.

In Figure 8, the example of the Inductive Power Supply (IPS) is shown. It allows operating an acquisition unit without the need to provide auxiliary power supply locally at the installation position of the multi-channel acquisition unit. This is a valuable feature for various applications but especially in HV cable tunnel applications where copper wiring has to be avoided and AC or DC voltage sources are not available.



Figure 8: Inductive power supply at a 400 kV cable (single phase)

4 SOFTWARE ARCHITECTURE

The PD monitoring system is a highly modular, scalable distributed software system. The system architecture consists of a windows-based core part and a web-based control part (Figure 9). The core part of the monitoring software is realized as windows services and runs continuously without any direct user interaction. The core system implements:

- Collection and persistence of measurement data served by a variety of connected acquisition devices in a database for long term storage through the flexible interfaces on the data access layer;
- Data post-processing and analysis through the process logic unit and the variety of analysis services (trending observation, pattern classification, risk assessment);
- Security tasks for data access and system operations, check of system integrity (housekeeping, self-monitoring);

- External interfaces (system integration layer) for data exchange over Ethernet or field bus (e.g. Profibus DP, Modbus) with remote applications like SCADA or other monitoring systems.

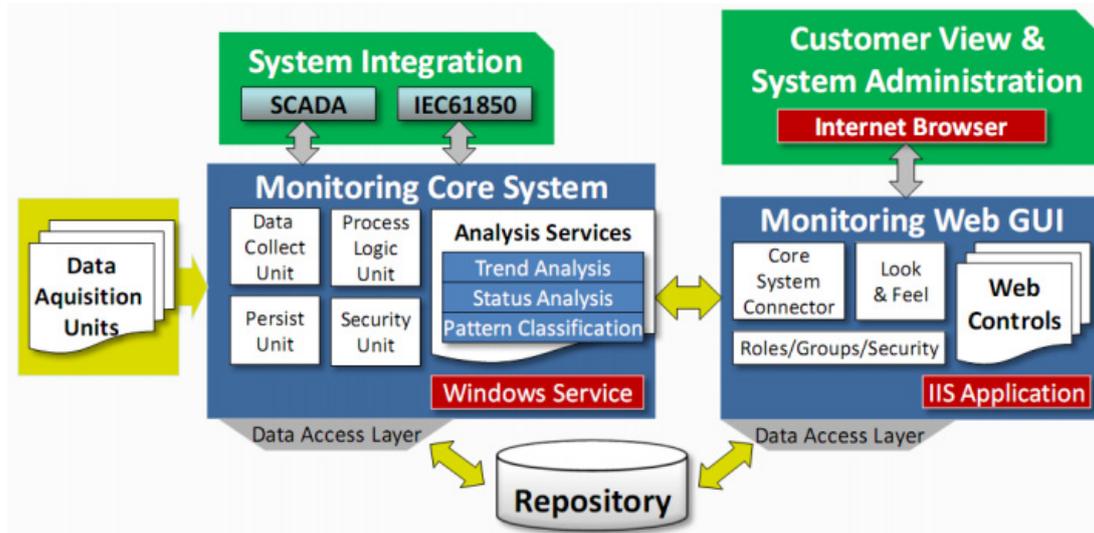


Figure 9: Software architecture

5 DATA EVALUATION

Trend analysis

The PD monitoring system provides PD data from each of the acquisition units in time intervals defined by the user. PD activity is displayed as PRPD (2D or 3D) or 3PARD for each phase/sensor and for each separated PD source (Figure 10), respectively. Trend diagrams of statistical parameters such as PD magnitude, frequency of occurrence of PD pulses etc. are available (Figure 11). Suited filter options enable the user to select the data display according to his specific interest. The user can set limits which cause warning or alarm messages when exceeded. The measured values are continuously compared with signal levels. The measured quantities are colored according to their value related to pre-seated warning or alarm threshold levels. This means, if the detected PD level on any channel on one assted exceeds a configurable threshold, the corresponding value will be drawn in red.

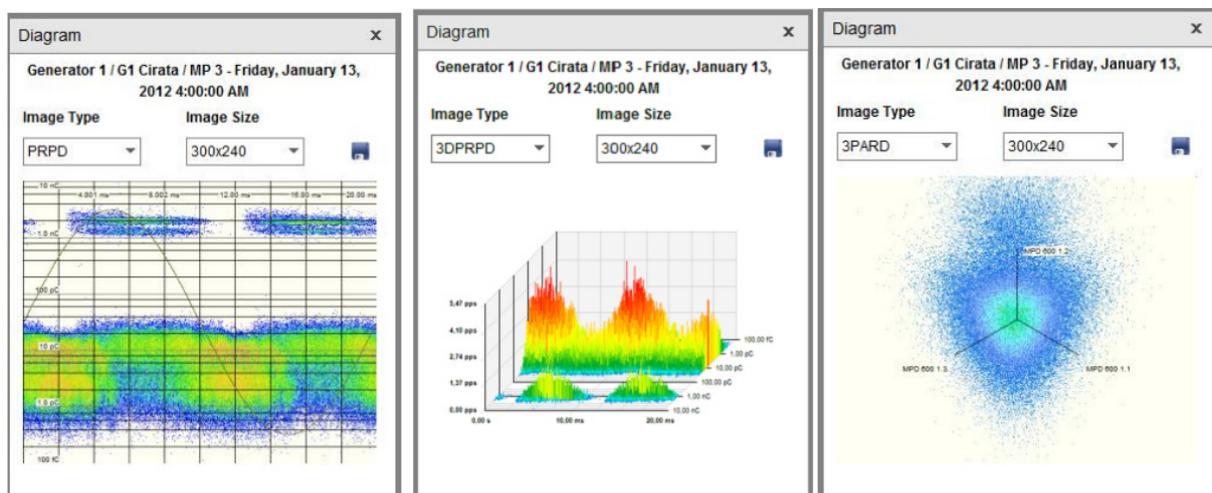


Figure 10: Different ways for visualizing PD data



Figure 11: Trend diagrams

PRPD pattern classification

The automated PRPD pattern classification aims at PD defect identification and combines pattern recognition and knowledge-based analysis (Figure 12).

PRPD pattern recognition includes supervised learning based on the patterns reference database and classification on the feature space of patterns. PRPD pattern recognition is a powerful and effective means to classify PD defects but as a probabilistic approach it involves algorithms which have limited clarity for the user.

Knowledge-based analysis uses the PD diagnostic knowledge in a form of PD behavior decision rules captured from experts. Decision rules form the classification tree for PD defects. Knowledge-based analysis imitates expert's visual interpretation of PRPD data and as a deterministic approach, it explains the reasons of the classification results [3,7,8].

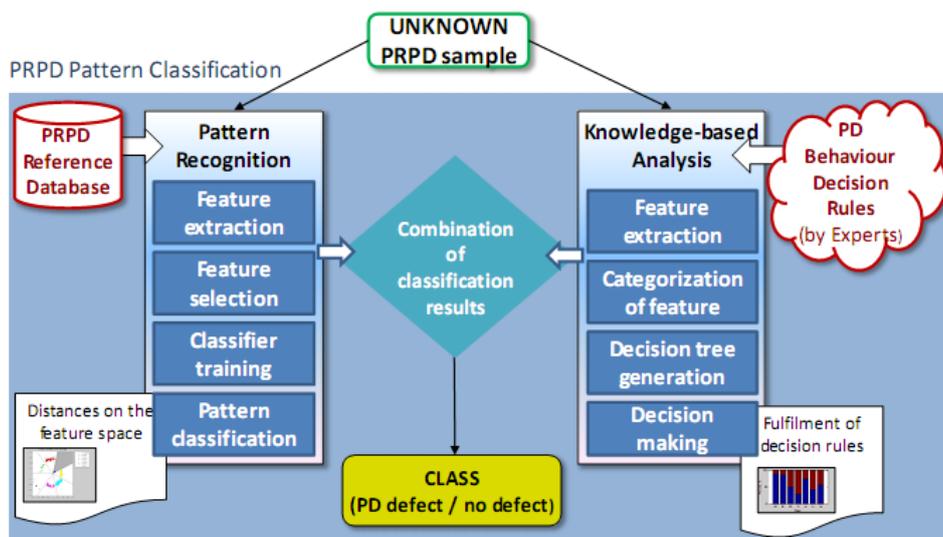


Figure 12: PRPD pattern classification

4 INSTALLATION AND ACCEPTANCE OF THE SYSTEM ON-SITE

The monitoring system is routine tested in the factory and later installed on-site (Figure 13).



Figure 13: PD monitoring system installed in a cable tunnel or on 500 kV GIS XLPE cable terminations

In case of complex systems on long cable lines (Figure 14), there is a special procedure for checking the performance of the monitoring system on-site. It is performed in several steps:

- Step 1: verification of the functional readiness of the measuring system and of the monitoring server
- Step 2: verification of the synchronous behavior of the PD measuring system
- Step 3: determination of PD impulse attenuation, damping and dispersion
- Step 4: final functional check of the monitoring system at corona PD – "wire test".

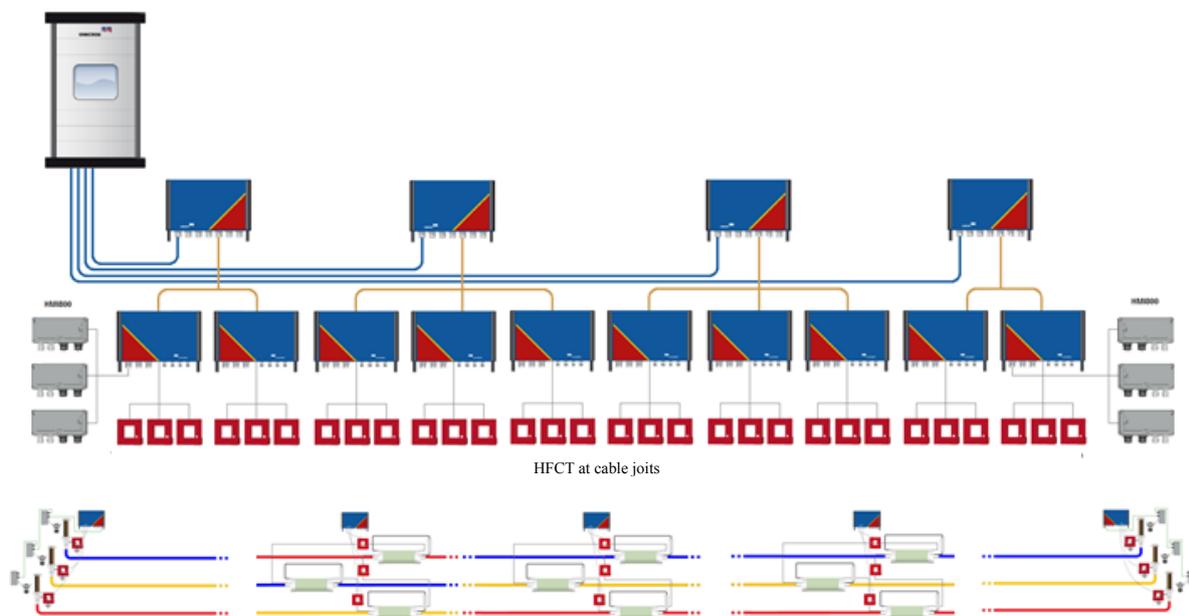


Figure 14: Example of a continuous monitoring system design for a 400 kV XLPE cable line

5 CASE STUDIES

This case study describes on-line PD measurements which are periodically performed on a turbo generator of 180 MVA. The examples of synchronous measurements taken in three phases are shown in Figure 15 as PRPD patterns and in Figure 16-a as 3PARD diagram. The area of internal PD activity observed and marked in phase W of Figure 15 was also identified in Figure 16-a and only for that area the PRPD pattern is visualized (Figure 16-b). The signal amplitude, its shape and its phase correlation to the operation voltage clearly indicates the presence of surface discharges on the stator winding of Phase W.

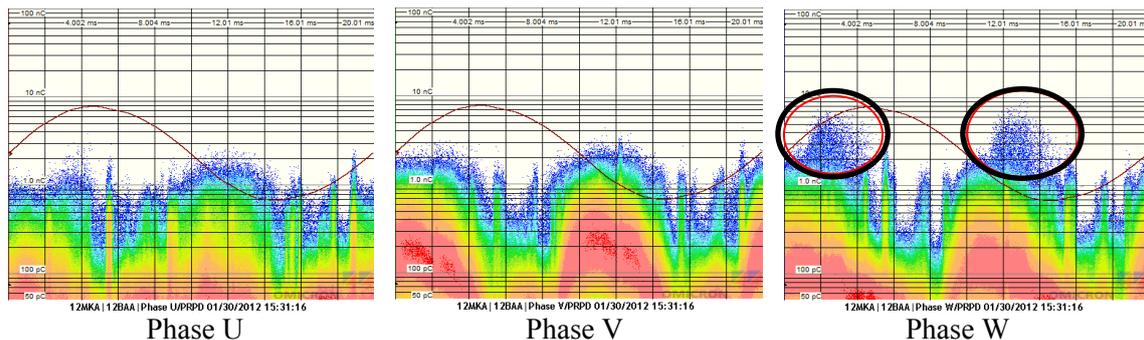


Figure 15: Example of PRPD diagrams in three phases of a 180 MVA turbo generator

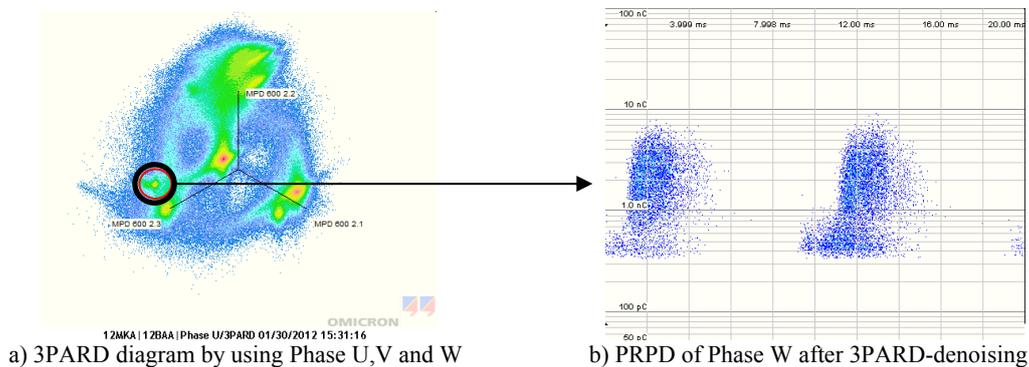


Figure 16: 3PARD diagram for the PRPD measurements - (a) and PRPD diagram of Phase W related to the area indicated on 3PARD diagram - (b)

6 CONCLUSIONS

- Continuous monitoring is an essential tool for proper maintenance management, guaranteeing the high level reliability of HV Assets;
- The monitoring system provider should support an asset owner in all stages of the monitoring project, from system design to maintenance of the monitoring system in service;
- The main key to perform automatic diagnosis of the state of insulation is the exact separation of different PD sources and effective suppression of external noise. To achieve this, synchronous multi-channel and multi-spectral evaluation techniques are proposed;
- An example of successful 3PARD technique application is shown in the paper;
- In order to identify PD defects, an advanced automated system which combines probabilistic pattern recognition approach and deterministic knowledge-based analysis approach is proposed;
- A modular, distributed monitoring software system allows reliable long term storage of monitoring data and provides access via web interface;

Acknowledgments

The authors would like to thank all partners involved in the development of monitoring products for their contribution in the preparation of this paper.

REFERENCES

- [1] CIGRE Brochure 167, 2000, "User Guide for the Application of Monitoring and Diagnostic Techniques for Switching Equipment for Rated Voltage of 72.5 kV and Above".
- [2] A. Claudi, S. Berlijin, P. Mohaupt, 2008, "Practical Experiences and Performance of Monitoring Systems", Cigre General Session, Paris, France.
- [3] W. Koltunowicz, A. Obralic, A. Belkov and R. Plath "Continuous PD Monitoring of Stator Insulation", 2010, in proceedings of the International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, September 6-11, Tokyo, Japan.
- [4] W. Koltunowicz and R. Plath, 2008, "Synchronous Multi-channel PD measurements", IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol.15, no.6, pp. 1715-1723.
- [5] M. Ankerst, M. Breunig, H.-P Kriegel, J. Sander, 1999 "OPTICS: Ordering Points To Identify the Clustering Structure", Proc. ACM SIGMOD, PA, pp 49-60.
- [6] W. Weissenberg, F. Farid, R. Plath, K. Rethmeier, and W. Kalkner, 2004, "On-site PD Detection at Cross-bonding Links of HV Cables", CIGRE General Session, Paris, France, Paper B1-102.
- [7] W. Koltunowicz, A. Belkov, A. Obralic, R. Plath, May 2010, "Automated PRPD Pattern Recognition System for Monitoring of HV Cables", presented at TechCon Conference in Sydney, Australia.
- [8] A. Belkov, W. Koltunowicz, A. Obralic, R. Plath, 2010, "Advanced Approach for Automatic PRPD Pattern Recognition in Monitoring of HV Assets", published in the proceedings of IEEE ISEI, San Diego, USA.

UHF-Teilentladungsmessungen in GIS: Technologie, Anwendung und Trends

David Gautschi
High Voltage Technology GIS
ALSTOM Grid AG, Oberentfelden, Switzerland

Die Teilentladungsmessung wird bei gasisolierten Schaltanlagen (GIS) seit Jahrzehnten als nicht mehr wegzudenkendes Qualitätssicherungsinstrument eingesetzt. Teilentladungsmessungen werden heute bei Abnahmemessungen, Inbetriebsetzungsmessungen und Kontrollmessungen während dem Betrieb eingesetzt um eventuelle Schwachstellen oder Defekte der Anlage frühzeitig erkennen zu können. Zum Einsatz kommen portable Geräte für sporadische Kontrollmessungen an der Anlage (sogenannte offline-Messungen) sowie fix installierte Messgeräte zur permanenten Überwachung der Anlagen (online-Messungen).

Verschiedene Messmethoden werden bereits seit langer Zeit verwendet; so zum Beispiel die akustische Detektion von Teilentladungen (TE) sowie die konventionelle Messmethode gemäss IEC 60270, die einen Koppelkondensator verwendet. Da sich bei SF₆ isolierten gekapselten Schaltanlagen die Teilentladungsvorgänge im Subnanosekundenbereich abspielen, können sie auch in sehr hohen Frequenzen (einige Gigahertz) gemessen werden. Die UHF-Teilentladungsmessung verwendet den Frequenzbereich zwischen 100 MHz und 2 GHz. Zur Messung stehen verschiedene Sensoren zur Verfügung. In die Anlage eingebaute *interne Sensoren* haben eine sehr hohe Sensitivität. Mobile *externe Sensoren* weisen hingegen eine je nach Anlagendesign deutlich geringere Sensitivität auf, können aber zur Eingrenzung und Lokalisierung der Teilentladung entlang der Schaltanlage bewegt werden.

Zur Messung der Teilentladungsaktivität steht eine Vielzahl von Messgeräten verschiedener Hersteller zur Verfügung. Als Messverfahren kommen vor allem die breitbandige und die schmalbandige Messung zur Anwendung. Die breitbandige Methode nutzt die Signalenergie aus einem sehr breiten Frequenzbereich (typischerweise 0.1 – 2.0 GHz). Die über einen UHF-Sensor ausgekoppelten TE-Signale werden im Frequenzbereich mit einem breitbandigen Spitzenwertdetektor erfasst. Als Nachteil bei dieser Methode erweist sich die gleichzeitige Erfassung möglicher externer Störsignale, wodurch das Signal/Rausch-Verhältnis und somit die Empfindlichkeit generell verschlechtert wird.

Die schmalbandige Methode (typische Bandbreite nur einigen MHz) wird üblicherweise mit einem Spektrumanalysator angewendet. Die Lage der Resonanzspitzen wird zuerst durch eine Aufnahme des gesamten Frequenzbereiches festgestellt. Der Spektrumanalysator wird dann auf die Frequenz einer Resonanzspitze eingestellt, die durch die TE-Signale erzeugt wird, und im sogenannten Zero-Span-Modus betrieben. In diesem Modus können TE-Signalkomponenten auf einer bestimmten Frequenz als Funktion der Zeit oder mit Bezug auf die Hochspannungsphase dargestellt werden. Der Vorteil dieser Methode besteht in der effektiven Unterdrückung von externen Störsignalen.



Bild 1: Portables UHF-Teilentladungsmesssystem für periodische Messungen

Die Beurteilung der gemessenen Teilentladungen erfolgt meist über eine Expertensoftware, die deren Aktivität in zeitlicher Abfolge und phasenaufgelöst darstellen kann. Die Software vergleicht die gemessenen phasenaufgelösten Pattern (sogenannte PRPD-Pattern) mit Referenzdaten aus einer Datenbank sowie mit den Messungen einer im Anlagenraum installierten Antenne, die externe Störquellen erfasst. Damit die Auswertungsroutinen keine Fehlalarme auslösen, sollte die Referenzdatenbank in enger Zusammenarbeit mit

dem GIS-Hersteller erstellt werden. Es gibt Referenzpatterns, die für alle Anlagen ähnlich aussehen wie z.B. diejenigen von metallischen Partikeln, Spitzen oder nicht angelegten Potentialen innerhalb der Kapselung. Aufgrund der verschiedenen möglichen Designs von Trennern, Erthern, Leistungsschaltern etc. weist jedoch jeder Schaltanlagentyp Eigenheiten in Bezug auf Teilentladungspattern auf. Zudem zeigen dreiphasig gekapselte Systeme aufgrund der Phasenverschiebung andere Patterns

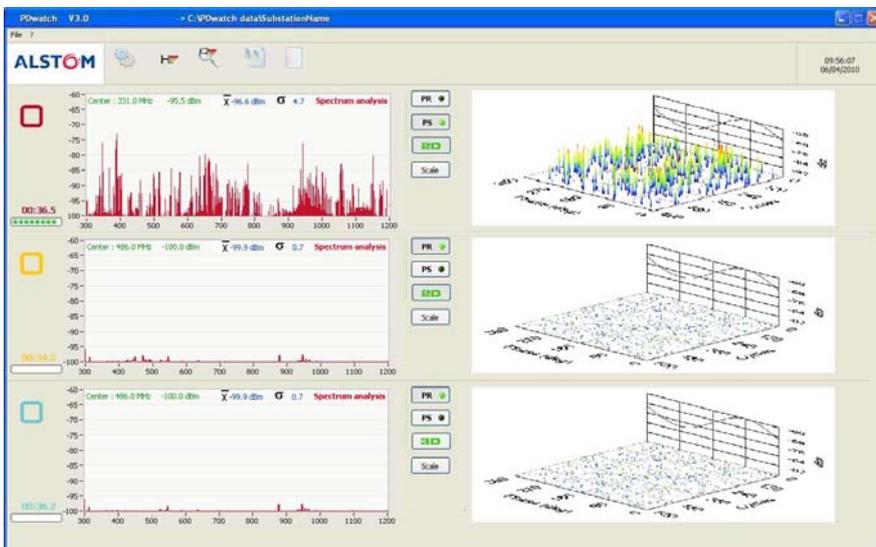


Bild 2: Auswertesoftware für periodische oder permanente Messungen

Hochentwickelte Algorithmen erlauben eine Zuordnung der gemessenen Patterns auf den Schaltanlagentyp und helfen bei der Zuordnung mehrerer gleichzeitig auftretender Fehlstellen. Alstom Grid verfügt über eine langjährige Erfahrung in der Messung und Auswertung im UHF-Bereich. Weltweit wurden verschiedene Anlagen mit Online-Monitoringsystemen ausgestattet. So sind Anlagen in Algerien, Brasilien, Frankreich, Polen, Saudi Arabien, Singapur und den Vereinigten Arabischen Emiraten im Einsatz.

Wie bisher beschrieben ist die Technik der Messung und Auswertung der Teilentladungen im UHF-Bereich bereits weit fortgeschritten. Bei der Kalibrierung der UHF-Sensoren ist die Entwicklung jedoch noch nicht abgeschlossen. Es gibt mehrere Möglichkeiten Sensoren zu kalibrieren:

- Kalibrierung von Sensoren in einer Kalibrierzelle
- Kalibrierung von Sensoren in einer Einzelkomponente (z.B. Sammelschienenkomponente) und Einspeisung über spezielle Konen
- Kalibrierung der Sensoren innerhalb der realen Anlage

Jede dieser Möglichkeiten weist seine Vor- und Nachteile auf. So ist die Kalibrierung in einer Kalibrierzelle unabhängig von der Umgebung und relativ kostengünstig. Auf der anderen Seite gibt sie nur teilweise die reale Umgebung, wenn der Sensor in einer Komponente eingebaut ist, wieder. Die auf den nächsten Seiten angehängten Untersuchungen zeigen die Vor- und Nachteile und belegen diese mit Messresultaten einer Versuchsreihe.

Die Untersuchungen zeigen, dass die Kalibrierung der Sensoren anhand des Cigré-Sensitivitätscheck gemäss TF 15/33.03.05 [1] in den meisten Fällen Sinn macht. Die Untersuchungen weist aber auch auf Lücken in der Standardisierung hin. Die Cigré-Arbeitsgruppe D1.25 überarbeitet momentan den oben erwähnten Sensitivitätscheck, um zum Beispiel die Auslegung der gemessenen Resultate zu erleichtern.

Comparison of different UHF sensor calibration methods for GIS applications

Summary - This contribution presents results of a comparative evaluation of methods of calibrating UHF sensors in gas-insulated substations (GIS). Different methods were investigated in the past: Calibration outside a GIS by using a calibration cell; calibration of sensors installed inside a GIS by using a GIS mockup and adaption cones; calibration of sensors installed inside a GIS by using a real arrangement.

Measurements have been carried out in a dedicated calibration cell and inside a GIS bay. During the measurements two different types of UHF sensors have been installed and compared. The measurements show differences in sensitivity depending on their installation location. In addition they show that the measurements obtained by using a calibration cell do not correspond well with the values obtained by using the GIS bay. Up to a frequency of 1.2 GHz, the measurements inside the GIS and those data obtained by the calibration cell vary by ± 10 dB. Above 1.2 GHz they vary by ± 15 dB.

In addition it is illustrated that there is a need for further standardization or for clarification of the existing standards.

The obtained results lead to the following recommendations:

Due to the influence of the close vicinity on the sensors characteristic, calibration inside a GIS according the Cigré Sensitivity Check [1] is the preferred method. It should be applied whenever possible.

UHF sensors may be calibrated by using dedicated calibration cells whenever the whole GIS is not available or different sensors need to be compared. This method is also interesting in terms of cost. An adequate calibration cell, however, is required.

The calibration using GIS mockups or busbar elements combines the poor properties of the two other calibration methods. It does not take into account the surrounding of the sensor (only part of it like inner conductors) or every installation location of a sensor has to be verified independently. This increases the amount of time and cost needed for calibration. In addition, most of the structures and mockups which are used for these calibrations are limited in bandwidth. The frequency is limited to typically 500 MHz. The uncertainty of such calibrations above the limit increases dramatically. Another shortcoming is the lack to perform a sensitivity check on site to check the distances between different sensors. Consequently, UHF sensors should be calibrated by using GIS mockups only under special circumstances.

Keywords - UHF sensors, partial discharge detection, partial discharge monitoring, gas insulated substations, calibration of sensors, calibration cells, cone calibration system, Cigré Sensitivity Check

David Gautschi*, High Voltage Technology GIS, ALSTOM Grid AG, Oberentfelden, Switzerland
Tilman Weiers, Manager Intellectual Property, ALSTOM Grid AG, Oberentfelden, Switzerland

1. INTRODUCTION

The measurement of partial discharge activity in gas-insulated substations (GIS) is well known and established as type test as well as during factory acceptance and commissioning testing. In addition, it is increasingly used for condition monitoring purposes. The UHF method is a modern way of measuring partial discharges. Special UHF sensors for partial discharge detection typically work in the frequency range between 100 MHz and 2 GHz.

The choice of the right method for calibrating UHF sensors has attracted considerable interest from the beginning of the development of UHF partial discharge measurements. Various methods can be employed to calibrate the sensors:

- Calibration outside a GIS by using a calibration cell.
- Calibration of sensors installed inside a GIS by using a GIS mockup and adaption cones.
- Calibration of sensors installed inside a GIS by using a real arrangement (full substation or single bay).

The following paper will give an overview over these three different approaches. In addition it will show that the choice of the calibration method has an effect on the output.

2. FUNDAMENTALS OF UHF SENSOR DESIGN

According to the well known antenna theory which is based on the Maxwell equations the electric and magnetic fields around a sensor or antenna can be divided into different regions. The area near the antenna/sensor is called *near field*, and the area far away from the antenna *far field*. In between these two regions a so called *transition zone* is located. The transition between *near* and *far field* is vague and there is no exact boundary. The distance varies depending on the design of the antenna and the wavelength. As a rule of thumb the radius where the *far field* begins is between twice the wavelength and 10 times the wavelength of the radiated signal.

$$2 \cdot \lambda < r_{far\ field} < 10 \cdot \lambda \quad (1)$$

where: λ : wavelength (m)

$r_{far\ field}$: appr. radius where the *far field* begins (m)

In the *far field* which is also known as *radiation zone* the electric and magnetic field vectors have a angle of 90° in between and their amplitude relation is given by the impedance of the free space $Z_w \approx 377 \Omega$. In addition the amplitude of the electric and magnetic fields are in this area reciprocally proportional to the distance r to the source. These relations are not valid in the *near field* and the *transition zone* of the antenna because higher order modes are propagating and energy is transmitted bidirectional.

One of the most important points in the design of sensors is that their characteristic is affected by metallic parts which are located in the *near field* and the *transition zone* of the sensor. For a frequency of 500 MHz the wavelength is approximately 60 cm and $r_{far\ field}$ therefore between 1.2 m and 6 m. For lower frequencies $r_{far\ field}$ is even larger. It is

clear that inside the GIS a lot of metallic parts are located in the surrounding of sensors like electrodes, conductors, grading elements etc. All of these elements in the surrounding of the sensor have an influence on the sensor itself and of course as well on the transmission behavior between different sensors.

3. DIFFERENT CALIBRATION METHODS

3.1 Calibration of sensors outside the GIS by using dedicated calibration cells

In the 1990s different calibration systems have been tested (strip line, triplate and TEM cell) in order to measure the sensitivity of UHF sensors in GIS. Improved methods that employ a GTEM (Gigahertz transverse electromagnetic) test cell have been presented in 1997 [2].

The latest efforts in this direction have been published in 2010 [3]. A calibration system has been used that is based on a conical monopole antenna (see Figure 1). Further developments on this novel system have been made. The latest development employs a 100 ohm cone antenna and is shown in Figure 2. Results have been published in [4].

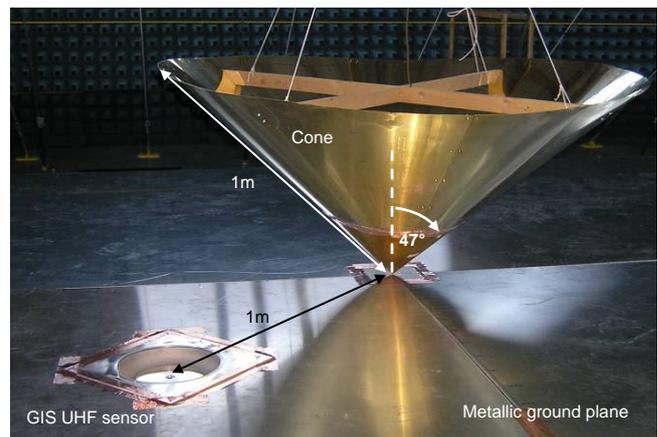


Figure 1. Cone calibration system with installed GIS UHF sensor

The basic idea of a calibration cell is to produce a stable and homogeneous electric field (mainly a TEM wave) with a known strength at a given location. At this location the UHF sensor which has to be calibrated is installed and its voltage output is measured. The sensitivity of the sensor can then be calculated according to the following formula:

$$H_e(f) = \frac{U_s(f)}{E(f)} \quad (2)$$

where: $H_e(f)$ = effective height of the sensor (m)

$U_s(f)$ = UHF sensor output voltage (V)

$E(f)$ = el. field at the UHF sensor location (V/m)

The electric field $E(f)$ can either be generated by a network analyzer, by a sine wave generator or by a pulsed source. Depending on the design of the cell, measurements can be taken directly in the frequency domain using a network analyzer. Otherwise fast oscilloscopes and pre- and post-processing (i.e. the fast Fourier transform) have to be

applied. For strip line, triplate, TEM and GTEM systems the incident field $E(f)$ should be measured using dedicated sensors. For the conical antenna system according Figure 2 this is not necessary. In this case the electric field can be calculated and there is no need for a calibration of the calibration cell itself [4].

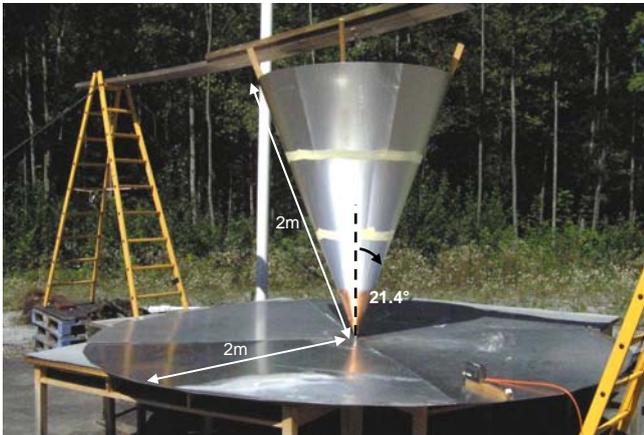


Figure 2. Latest developments of the cone calibration system by using a 100 ohme monopole cone antenna

The calibration of UHF sensors themselves in a calibration cell is convenient because the calibration only requires a calibration cell and a sensor. In addition, it opens up the new opportunities such as: Evaluation of sensors from different manufacturers, design of online monitoring systems, optimisation of sensor design to get high sensitivities to meet standards like TGN(T)121 [5] and also providing additional sensitivity data to the client. This is especially useful if older substations are retrofitted with modern UHF sensors. A negative point is that the sensor is calibrated in a homogeneous field which is not the case when the sensor is installed in the GIS. Metallic parts in the surrounding of the sensor are for example not taken into account. In addition a sensitivity check to prove the correct integration of the sensors in the substation cannot be performed respectively this check has to be performed supplementary in the substation.

3.2 Calibration of sensors inside the GIS by using GIS mockups and adaption cones

Another way of the calibration of UHF sensors is a method which was developed already in the early times of the UHF measurements [6]. The method has been used many times and a lot of results have been published (i.e. in [7]).

The UHF sensors are installed inside a GIS mockup or a busbar element. Adaption cones on both ends of the GIS mockup are installed. On one side a pulsed source or a sine wave generator is connected, on the other adaption cone a termination resistor with a specific value. The setup is relatively equal to the method were a TEM cell is used. The electric field can be generated in the same way that was mentioned under chapter 3.1 (network analyzer, sign wave generator or a pulsed source). The sensitivity is as well calculated according formula (2). In this case it is necessary to calibrate the electric field at the sensors installation location.

The positive aspect of this method is that an arrangement is used which is better adapted to a real case than a calibration cell. The real capacitances between the sensor's head and the inner conductors for example exist and their impact on the sensitivity of the sensor can therefore be measured.

The negative aspects are that the ends of the system are terminated and no reflections can show up like in a real arrangement. Due to the influence of nearby metallic objects according chapter 2 every installation location of a sensor has to be verified independently which increases the amount of time and the cost needed for the calibrations. To make one single measurement by using a simple coaxial setup with an inner conductor and an enclosure does not lead to adequate results. In addition such calibration mockups are normally limited in the frequency to about 500 MHz. If higher frequencies are applied the same disadvantages like in TEM cells appear. Propagating higher order modes will lead to an increase of uncertainty like described in [3].

3.3 Calibration of sensors inside the GIS by using a real arrangement

The calibration of the sensors inside a full GIS has been investigated in the past as well. In 1999 the Cigré Task Force 15 has presented a calibration method based on a particle floating inside a GIS. The method establishes the link between the well known conventional PD measurement according IEC 60270 and the UHF technique [1]. Since several years this sensitivity check procedure is state of the art when sensors are calibrated inside the GIS.

The measurement of the sensitivity according [1] is divided into two different steps. The first step is performed in the laboratory as a type test, the second step on site.

1) In the first step a metal particle is installed inside a GIS bay near a UHF sensor. During the energization when the apparent charge of the metal particle is 5 pC (measured according to IEC 60270) the UHF signals produced by the particle are measured at a second sensor. Then a pulse generator is connected to the sensor which was close to the particle and an artificial pulse with a rise time below 1 ns is injected. The pulse amplitude is adjusted to a value where the UHF spectrums of the 5 pC particle and the pulse generator are as close together as possible. The impulse voltage amplitude is afterwards used as a reference injection voltage in the second step.

2) In a second step which is normally performed on site the artificial pulse with the recorded injection voltage of step 1 is injected on the UHF sensors of the substation. On each neighbour sensor the UHF signals have to be recorded. If there is a difference in the spectra when the pulse source is activated and deactivated then the section has passed the sensitivity check.

This procedure is simple and very useful to a) make the link between the conventional partial discharge detection method and the UHF method and b) to prove the sensitivity of each sensor installed in the substation. It is also the preferred way of performing a check that enough sensors

are installed and that the distance between two sensors is not too big.

But there are still several open points or guidelines which are missing and which can lead to misinterpretation of measurements results. For example no limit for the signal to noise ratio of a spectrum in regards to the background noise has been defined. In addition for older substations it might be not possible to do the sensitivity check due to the fact that after some years a reference bay to perform the step 1 might not be available.

At the moment, the CIGRE working group D1.25 is working on an “Application Guide for PD Detection in GIS using the UHF or Acoustic Method” which will give more precise guidelines.

4. COMPARISON OF CALIBRATION OF SENSORS INSIDE AND OUTSIDE THE GIS

This chapter discusses results obtained from comparison of two different UHF sensors. The UHF sensor of type 1 is a disc sensor with a diameter of 240mm. The sensor of type 2 is a high sensitivity design with a diameter of only 48mm. The same sensors have been calibrated outside a GIS by using a dedicated calibration system and inside a complete GIS bay.

4.1 Sensitivity of two different sensors when calibrated inside a calibration cell

The sensitivity of the two different types of GIS sensors has been measured inside a calibration cell according Figure 1. The results of the sensitivity measurements are shown in Figure 3. The corresponding effective heights in the frequency band between 500 MHz and 1500 MHz according TGN(T)121 [5] are summarized in Table I.

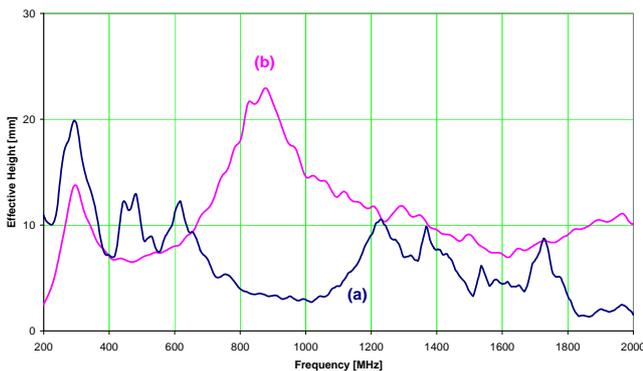


Figure 3. Measurements of the effective height of the sensor of type 1 (a) and of type 2 (b)

According to the measurements, the high sensitivity design has a much higher sensitivity in the frequency range between 650 MHz and 1200 MHz. It has a higher sensitivity in the frequency range below 1200 and 2000 MHz and a lower sensitivity below 650 MHz.

Table I: Comparison of the effective height of the two UHF sensors according [5]

Sensor Type	Frequency Range (MHz)	Mean Effective Height $\overline{H_e}$ (mm)	Minimum Effective Height $H_{e \min}$ (mm)
Type 1 sensor (disc)	500 – 1500	6.2	1.6
Type 2 sensor (high sensitivity)	500 – 1500	12.8	6.9

4.2 Sensitivity measurements of different sensors when they are installed in the GIS

Measurements have been carried out in order to check the influence of different UHF sensors on the transmission behaviour inside a real arrangement. The type F35-145 kV three-phase encapsulated GIS bay shown in Figure 4 has been used for these purposes. The bay consists of a circuit breaker, a feeder disconnecter, a busbar disconnecter, different busbar sections, a cable end box and a high speed earthing switch. Sensors were installed at the locations A, B and C.

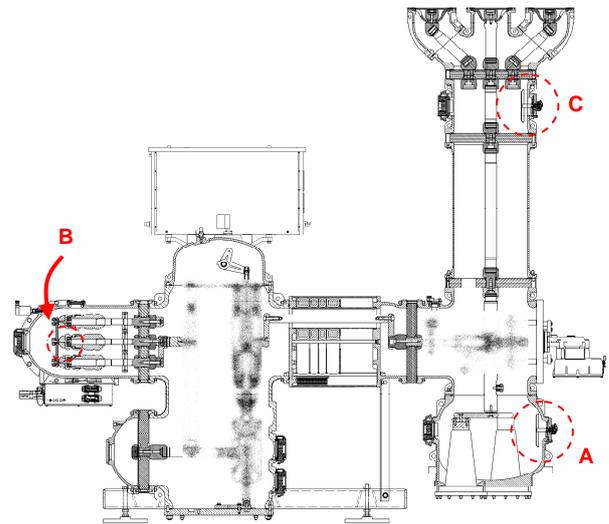


Figure 4. GIS bay used for the transmission measurements and UHF sensor location A, B and C

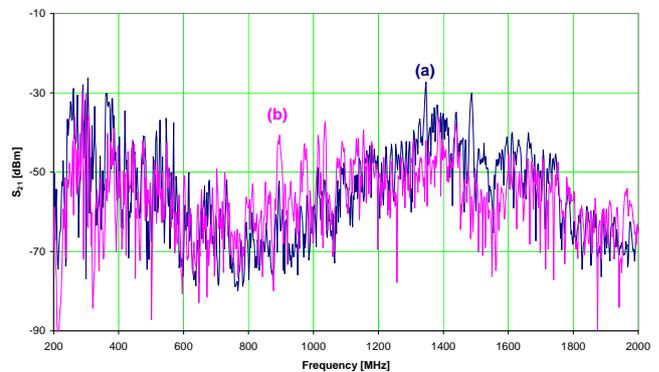


Figure 5. S_{21} of the distance A-B: (a) if sensors of type 1 are installed at location A and B and (b) if a sensor of type 2 is installed at the location B

In Figure 5 the different transmission behaviors (S_{21}) of the distance A to B is illustrated. The curve (a) shows the

transmission losses if the UHF sensors at the locations A and B are of type 1, the curve (b) shows the losses in case that the sensor at the location B is of type 2.

In Figure 6 the calculated difference of the two measurements (a) and (b) of Figure 5 are shown. Multiple resonances due to the transmission behavior of the GIS can be observed. The polynomial trend of 6th order (Figure 6 curve (c)) shows that the high sensitivity sensor does only show an improvement in the frequency range between 600 and 1200 MHz and between 1800 and 2000 MHz.

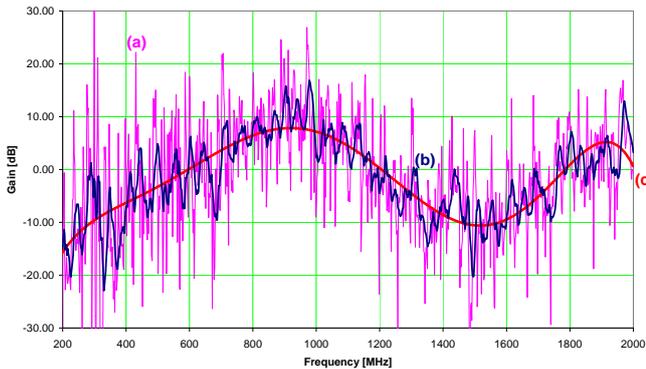


Figure 6. Calculated difference of S_{21} of the curves of Figure 5. (a) is the measured difference, (b) the moving average of 10 consecutive measurement points and (c) the polynomial trend of the 6th order

In Figure 7 the S_{21} of the distance A to C is illustrated. The curve (a) shows transmission losses if the UHF sensors at the locations A and C are of type 1 while the curve (b) shows the losses in the case that the sensor at the location C is of type 2.

In Figure 8 the calculated difference of the two measurements (a) and (b) of Figure 7 are shown. Multiple resonances due to the transmission behavior of the GIS can be observed as well. The polynomial trend of 6th order (Figure 8 curve (c)) shows that in this case the high sensitivity sensor is much more effective than between the distance A and B. It shows an improvement in the frequency range between 550 and 1400 MHz and between 1550 and 1950 MHz.

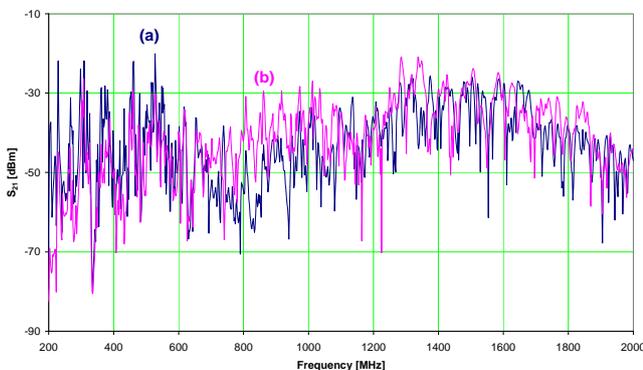


Figure 7. S_{21} of the distance A-C: (a) if sensors of type 1 are installed at location A and C and (b) if a sensor of type 2 is installed at the location C

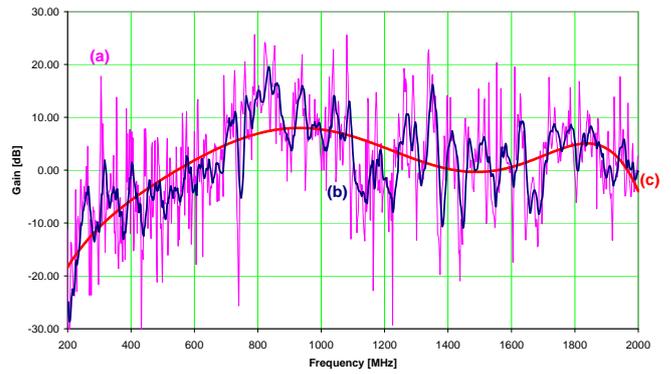


Figure 8. Calculated difference of the S_{21} of the curves of Figure 6. (a) is the effective difference, (b) the moving average of 10 consecutive measurement points and (c) the polynomial trend of the 6th order

4.3 Comparison of the different approaches

The previous sections indicate that the sensitivity obtained from a calibration cell in the frequency range between 200 MHz and 2 GHz is not the same as the sensitivity obtained in a real GIS. In addition, Figures 6 and 8 prove that the sensitivity of the sensors is strongly influenced by the surroundings of the sensors. Figure 9 summarizes the differences in gain if the measurements are performed inside the GIS between the distance A-B (a) and the distance A-C (b). In addition the calculated gain between the measured curves according Figure 3 is shown (c).

If only the trends of the curves are analyzed it is remarkable that the curves match up to a frequency of 1.2 GHz. But due to standing waves and reflections inside the GIS even the moving average over 10 consecutive measurement shows a quite big variation (about ± 10 dB / $\pm 316\%$).

When the size of nearby metallic objects or their distance to the sensor are coming in the region of the wavelength their influence on the sensitivity is seen. Therefore the differences in the curves above 1.2 GHz are increased to about ± 15 dB respectively $\pm 562\%$.

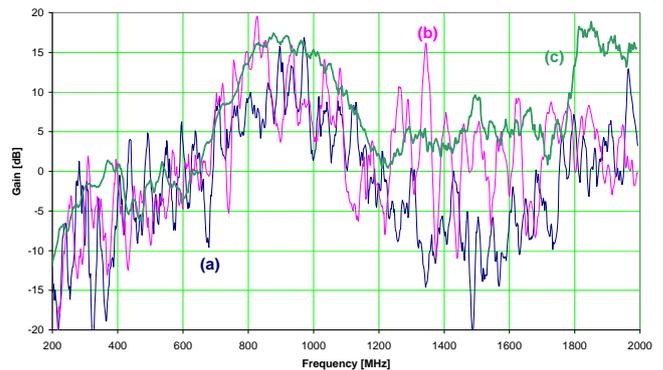


Figure 9. Calculated differences of the S_{21} respectively of the sensitivity obtained in a calibration cell. (a) shows curve (b) of Figure 6, (b) shows curve (b) of figure 8 and curve (c) shows the calculated gain out of the two curves in Figure 3.

The Table II summarizes the advantages and shortcomings of the different approaches to calibrate the UHF sensors.

Table II: Advantages and shortcomings of the three different methods of calibration

Calibration Method	Calibration outside the GIS in a dedicated calibration cell	Calibration in a GIS mockup	Calibration in a real arrangement
Cost of calibration	low	medium	high
Optimization of sensors possible	yes	yes	yes
Surrounding of the sensor is factored in	only recess	recess and inner conductors	recess, conductors, electrodes, shielding elements etc
Real arrangement of the substation and its layout is factored in (standing waves, reflections etc)	no	partly	yes
Calibration of the test setup needed	no	yes	yes
Recalibration for each installation location of the sensor needed	no	yes	yes

5. UPDATE OF RELATED STANDARDS NEEDED

In general the standardization of the calibration of UHF sensors for the application in GIS is not well developed and there is a need for further investigation.

For the calibration of sensors inside the GIS the Cigré Sensitivity Check according [1] is at the moment state of the art but different factors like the signal-to-noise ratio between the background noise and the spectrum when the artificial pulse source is turned on have to be clarified.

For the standards related to the calibration of the sensors in dedicated calibration cells the TGN(T)121 standard [5] is state of the art. But there is as well the need of further clarifications. The following example shows one of the critical points.

According TGN(T)121 the sensors have to be calibrated without its installation recess if the diameter of the recess is equal or more than twice the diameter of the sensor. Figure 10 shows two measurements of the sensitivity of the same sensor measured in the same calibration cell but (a) without and (b) within its recess. The sensor diameter was 48mm, the recess diameter about 115mm and the recess depth about 55mm. According the standard the sensor can be measured without its recess but in this case the influence of the recess is not taken into account. Even if a high accuracy calibration system like the cone system according Figures 1 or 2 is used the recess itself has a big influence on the results. The average sensitivity of the sensor without the recess is almost twice as big as if measured within its recess. In this regards the TGN(T)121 standard has to be modified in order to use the recess under all configurations or to define individual limits for specific sensor designs.

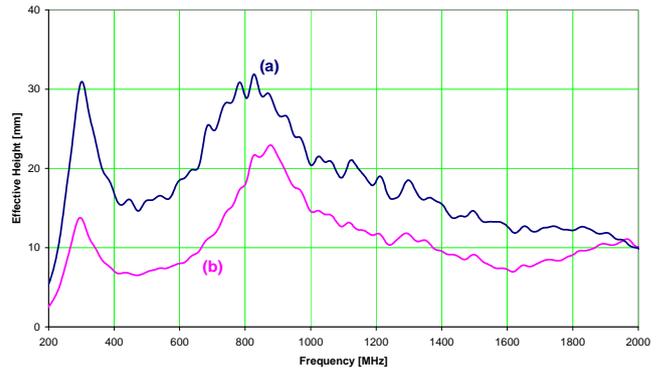


Figure 10. Effective height of the same sensor if it is installed without its recess (a) or within its recess (b)

The corresponding effective heights in the frequency band between 500 MHz and 1500 MHz according TGN(T)121 [5] are summarized in Table III.

Table III: Comparison of the effective height of the same sensor but with or without recess according to [5]

Sensor type	Frequency Range (MHz)	Mean Effective Height \bar{H}_e (mm)	Minimum Effective Height $H_{e \min}$ (mm)
Type 2 sensor installed without its recess	500 - 1500	20.8	13.7
Type 2 sensor installed within its recess	500 - 1500	12.8	6.9

6. CONCLUSIONS

In the paper three different methods to calibrate UHF sensors for GIS have been presented: Calibration outside the GIS by using dedicated calibration cells, the calibration inside a GIS mockup and the calibration in a full bay or substation.

Due to the influence of the close vicinity on the sensors characteristic, calibration inside a GIS according [1] is the preferred method. It should be applied whenever possible.

UHF sensors may be calibrated by using dedicated calibration cells whenever the whole GIS is not available or different sensors need to be compared. This method is also interesting in terms of cost. An adequate calibration cell, however, is required.

The calibration using GIS mockups or busbar elements combines the poor properties of the two other calibration methods. It does not take into account the surrounding of the sensor (only part of it like inner conductors) or every installation location of a sensor has to be verified independently. This increases the amount of time and cost needed for calibration. In addition, most of the structures and mockups which are used for these calibrations are limited in bandwidth. The frequency is limited to typically 500 MHz. The uncertainty of such calibrations above the limit increases dramatically. Another shortcoming is the lack to perform a sensitivity check on site to check the distances between different sensors. Consequently, UHF sensors should be calibrated by using GIS mockups only under special circumstances.

REFERENCES

- [1] CIGRE Task Force 15/33.03.05, "Partial discharge detection system for GIS: sensitivity verification for the UHF method and the acoustic method", *ELECTRA* No. 183, pp. 74-87, 1999
- [2] M.D. Judd, O. Farish and P.F. Coventry, "UHF Couplers for GIS – Sensitivity and Specification", *Proc. 10th Int. Symp. on High Voltage Engineering (Montreal)*, Vol. 6, August 1997
- [3] D. Gautschi, P. Bertholet, "Calibration of UHF sensors for GIS: Comparison of different methods and testing of a calibration system based on a conical antenna", *2010 International Conference on High Voltage Engineering and Application*, New Orleans, October 2010.
- [4] D. Gautschi, P. Bertholet, "Design and testing of a novel calibration system for UHF sensors for GIS", *17th International Symposium on High Voltage Engineering*, Hannover, August 2011.
- [5] The National Grid Company plc, *Technical Guidance Note TGN(T)121, Capacitive Couplers for UHF Partial Discharge Monitoring*, Issue 1, January 1997
- [6] M. Albiez, W. Zaengl, J.K. Diederich, J. Meppelink, "Design and calibration of an universal sensor for the measurement of partial discharges and very fast transients in GIS", *Sixth International Symposium on High Voltage Engineering*, New Orleans, August 1989
- [7] C. Neumann et al, "PD measurements on GIS of different designs by non-conventional UHF sensors", *Cigré Session 2000*, Paris, 15-305, August 2000

New mitigation methods for transient overvoltages in gas insulated substations

Simon Burow

Universität Stuttgart
simon.burow@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Uwe Riechert

ABB Switzerland Ltd
uwe.riechert@ch.abb.com
Switzerland

Wolfgang Köhler

Universität Stuttgart
wolfgang.koehler@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

ABSTRACT

During switching of disconnectors (DS) in GIS a varying number of pre-strikes and re-strikes occur. Due to the very short duration of the voltage collapse, traveling surges are generated in the busbar duct. These very fast transient overvoltages (VFTO) can become the limiting dielectric stress which defines the dimensions at UHV voltage levels. The decision shall be based on the maximum VFTO peak value that occurs with reference to the rated lightning impulse withstand voltage (LIWV) of the equipment. If the maximum VFTO is higher than the LIWV, it is necessary to consider the VFTO level as dimensioning criteria or to suppress VFTO by suitable measures.

The main challenges are the reduction in VFTO amplitudes and finally the reduction of the effects of VFTO on the equipment. For the different sources of VFTO and for the different equipment different mitigation methods are known. The damping of VFTO by integration of a damping resistor is a well proven technology. The way to overcome the drawback of such unwieldy designs is to use other internal damping measures. Several methods have been proposed and examined in the past, such as ferrite material or high frequency (RF) resonators.

The VFTO damping solution utilizing ferrite rings has been analysed and tested and will be described here. The measurements show that a damping effect can be achieved, but with an important drawback: the magnetic material goes easily into saturation, which complicates the design and reduces its general applicability and robustness.

A new approach for damping is to implement compact electromagnetic high-frequency resonators with low quality factor specially designed to cover a wider frequency range. The novelty of this idea is not only to design the resonators but also to dissipate the VFTO energy. The VFTO damping effect of the developed RF resonator tuned to the dominant harmonic component was confirmed by experiments.

Rings of a nanocrystalline alloy placed around the GIS conductor were also investigated. Depending on number, material and size of the rings a good mitigation could be achieved.

1 INTRODUCTION

During switching of disconnectors in GIS a varying number of pre-strikes and re-strikes occur. Due to the very short duration of the voltage collapse, traveling waves are generated in the busbar duct. The multiple refractions and reflections of these waves at impedance discontinuities within the enclosures create complex waveforms, which depend on the DS design, the operating conditions and the configurations of the GIS. The transients are characterized by their short duration and very high frequencies. The rise times are in the range of some ns, with dominant frequency components up to 100 MHz. The VFTO can become the limiting dielectric stress which defines the dimensions at UHV voltage levels [4]. The first three switchgear installations in the UHV demonstration project in China are partially executed using gas-insulated design or as hybrid systems (Hybrid-IS), that is, as a combination of air-insulated and gas-insulated components. One of these installations is being supplied by ABB/Xi'an Shiky as Hybrid-IS shown in Figure 1. Based on test and simulation results it was decided that no VFTO mitigation measures are required for the Hybrid-IS design [5].



Figure 1: Pictures of 'Jingmen' 1100 kV substation

2 VERY FAST TRANSIENT OVERVOLTAGES (VFTO)

2.1 Rise time and Peak Value

The maximum amplitude of the VFTO depends on the voltage drop at the DS just before striking and the location considered. A trapped charge on the load side resulting in a voltage of -1 pu (per unit) is normally used for the calculation of VFTO as the most unfavorable case for high speed DS or phase opposition conditions [2]. For this case the maximum VFTO peak in GIS configuration has a typical value between 1.5 pu and 2.8 pu. Extremely high values of more than 3.0 pu have been reported. It can be shown, however, that these values have been derived by calculation using unrealistic simplified simulation models [1]. VFTO in GIS are of greater concern at the highest rated voltages, for which the ratio of the LIWV to the system voltage is lower [2]. The maximum calculated VFTO in GIS system may reach the insulation level of LIWV.

The generation and propagation of VFTO from their original location throughout a GIS can produce internal and external transient overvoltages (see Figure 2). The main concerns are internal overvoltages between the conductor and the enclosure. Internal VFTO cause high stress of the insulation system [7]. External VFTO can be dangerous for secondary and adjacent equipment. These external transients include transient voltages between the enclosure and ground at GIS-air interfaces, voltages across insulating spacers in the vicinity of GIS current transformers, when they do not have a metallic screen on the outside surface, voltages on the secondary terminals of instrument transformers, radiated electromagnetic fields (EMF) which can be dangerous to adjacent control or relay equipment [7].

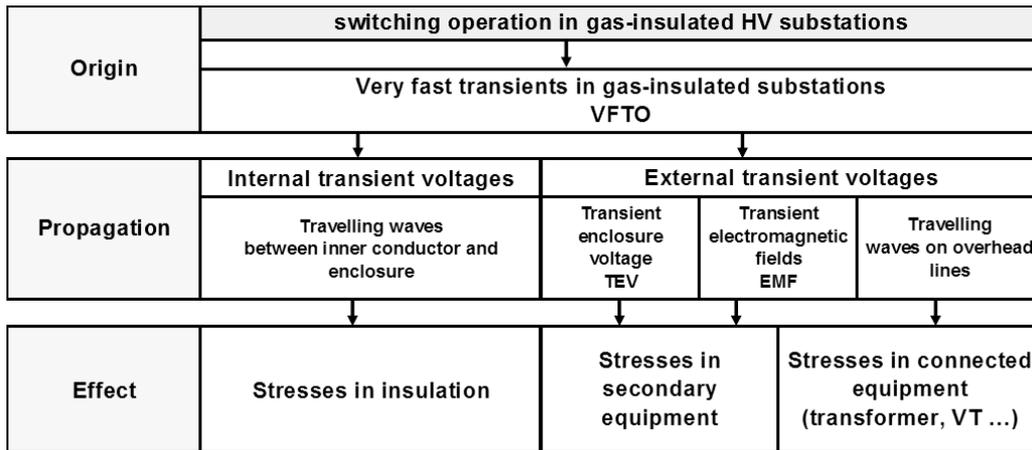


Figure 2: Classification of VFTO in high voltage GIS substation

For the discussion about the severity of the traveling waves, a detailed analysis of the current/voltage characteristics is necessary. The voltage collapse during the spark development provides the excitation function for the transients. After the formation time lag has passed, an additional phase with the duration t_b (spark formation time) is needed to complete the breakdown, which is followed by the voltage collapse. The spark formation time itself is given by the *Toepler's* spark law. Due to the high breakdown field of SF₆ and the higher gas pressure nanosecond rise times can be estimated in GIS. Measurements in a 550 kV and 1100 kV gas-insulated DS showed rise times between 3 ns and 10 ns depending on the gas pressure and field utilization factor at the time of the strike (see Figure 3). The rise times of overvoltages generated by an air-insulated DS are in the range between 0.4 μs and 1.5 μs, as shown in Figure 3 [8]. Beside the lower rise time, traveling waves on overhead lines are also characterized by lower frequency components.

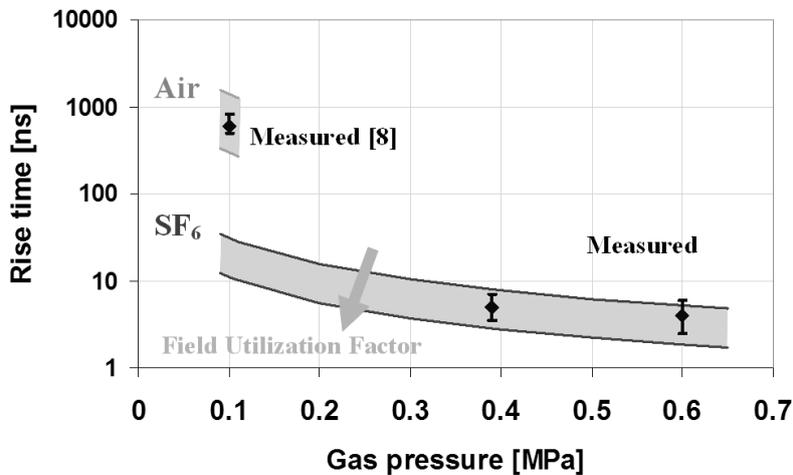


Figure 3: Spark formation time for SF₆ and air (calculated and measured values)

2.2 Influence of substation layout

The propagation of VFTO throughout GIS can be analyzed by representing GIS sections as low-loss distributed parameter transmission lines. Each section may be characterized by the surge impedance and the time of travelling. Travelling waves are reflected and refracted at every point where they encounter a change in the wave impedance. The generated transients depend on the GIS configuration and on the superposition of the surges reflected and refracted on line discontinuities like circuit-breakers, T-junctions, cable connections or bushings. Thereby, the main frequencies depend on the length of the GIS sections. Due to the travelling wave behavior of the VFTO, the overvoltages show a spatial distribution. Normally, the highest overvoltage stress is reached at the open end of the load side. For the calculation of VFTO stresses, the trapped charge remaining on the load side of the DS must be taken into consideration. For the first simulations a value of -1 pu (worst case) was used.

Figure 4 (left – case A) shows a very simple case: a GIS busbar. The reflections of the travelling wave at both terminals produce at the open end a pulse-shaped transient of constant magnitude of +3 pu and constant frequency (Figure 5 - left). Maximum voltages can reach higher values in more complex GIS configurations. Figure 4 (right – case B) shows a T-junction GIS network. The simulations show that the voltage at the open end of the longer busbar section is higher. The worst case occurs if the length ratio between the two busbars is in the range of 2 (for comparison see Figure 6). The fact that each GIS contains T- or X-connections gives an indication, that the maximum VFTO in GIS is normally higher compared to a Hybrid-IS.



Figure 4: Model network; left: case A, right: case B

Figure 5 (right) shows the simulation result obtained with a more realistic representation of the source ($R = 10 \Omega$). The frequency is still the same. The maximum VFTO at the open end is lower for both cases and the transient is damped. The maximum voltage for case B is 3.3 pu.

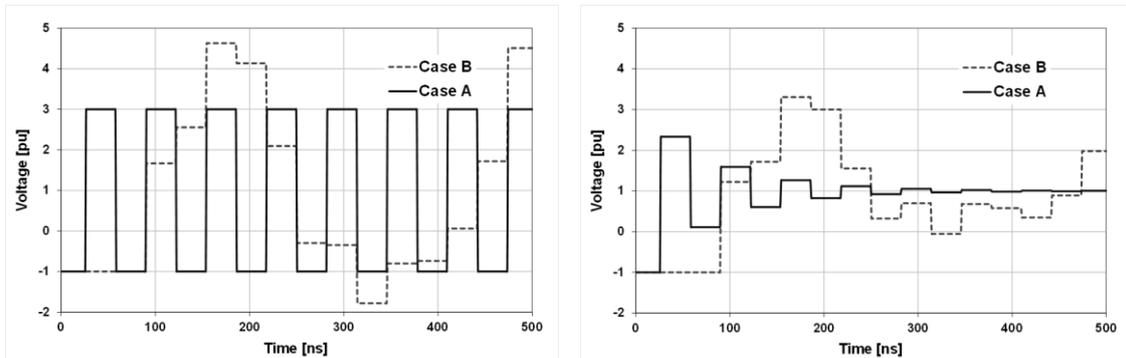


Figure 5: Simulation results with trapped charge voltage of -1 pu; left: ideal source, right: $R = 10 \Omega$

Depending on the design of the disconnector (especially contact speed, dielectric design of the contacts and SF_6 gas pressure) the assumption of trapped charge resulting in -1 pu voltage is a very conservative assumption for VFTO calculations [5]. For a slow acting DS ($< 1 \text{ m/s}$) the trapped charges were evaluated statistically [4]. The evaluation of type test results for the 1100 kV DS have revealed that the 99 % voltage associated with trapped charges where 0.45 pu at a source voltage of 1 pu. Figure 6 shows that the voltage at the open end for case B is reduced to a value of 2.7 pu (-20 %) by using a realistic value for the trapped charge voltage [3].

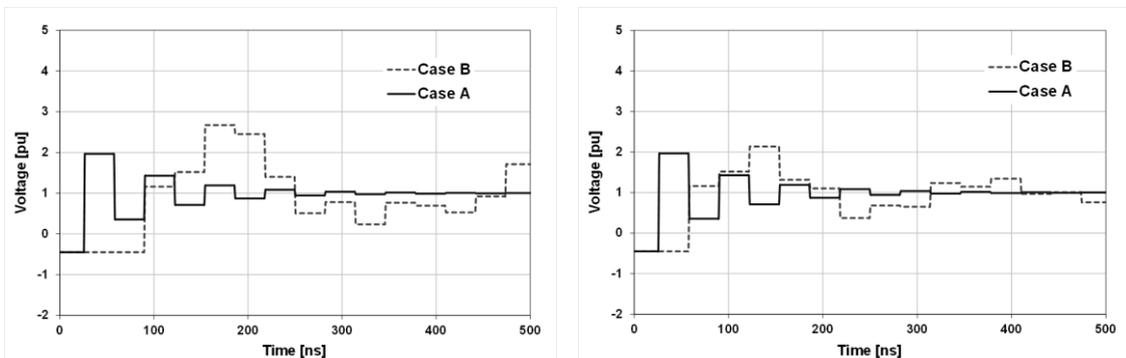


Figure 6: Simulation results with trapped charge voltage of -0.45 pu; right: the length of both busbars in case B was set to 10 m

It can be concluded, that in most cases the maximum VFTO is lower in Hybrid-IS compared to a GIS. Based on a literature survey, it can be assumed, that the maximum VFTO peak value in GIS using the

worst case assumption for the trapped charge voltage of -1 pu is lower than 2.5 pu to 2.6 pu [2]. Whereas for a Hybrid-IS, the maximum reported value is lower than 2.2 pu. Using a realistic value for the trapped charge voltage of -0.45 pu the maximum VFTO value is lower than 2.1 pu for GIS or 1.8 pu for Hybrid-IS. Because the generated transients depend strongly on the specific configuration and on the superposition of travelling waves it is not possible to give generally admitted values, valid for each case. An accurate simulation for each substation, especially in the UHV range, is necessary for the insulation co-ordination as basis for the decision making about possible countermeasures. The accuracy of VFTO simulations itself depends strongly on the quality of the model of each individual component. Therefore, it is important to verify the simulation results by measurements [3].

2.3 Other VFTO sources

VFTO appearing in GIS are caused not only by DS operation. Other events, such as the operation of a circuit-breaker, the occurrence of a line-to-ground fault or the closing of an earthing switch can also cause VFTO [2]. However, during a DS operation a high number of re-strikes and pre-strikes occur due to the low operating speed of DS compared to a circuit-breaker.

A flashover or breakdown within GIS produces VFTO. If the breakdown occurs in an almost homogeneous field, a maximum voltage enhancement factor of 1.7 compared to the applied voltage peak has to be assumed. In case of a breakdown at a defect the voltage collapse time is longer and this leads to a higher damping and a lower enhancement factor of 1.45 [6]. Nevertheless, subsequent breakdowns at defects with inhomogeneous field distribution may result. Therefore the breakdown to earth is of special concern during on-site testing.

Because of the trapped charge voltage remaining on the busbar, a making operation of an earthing switch can produce VFTO. The maximum VFTO measured during the field test of the 1100 kV GIS in Japan was 1.13 pu.

Circuit-breaker may also generate transients in GIS. But due to their very fast operation only a few number of strikes occur. VFTO occur during making of CB. Especially under out-of-phase conditions, the amplitude can reach values up to 2 pu. A larger number of re-strikes may occur for the special case of switching of small inductive current during shunt-reactor switching.

2.4 VFTO mitigation

For the different sources of VFTO and for the different equipment many mitigation methods are known. The damping of VFTO by integration of a damping resistor is a well proven technology [2]. The resistance of the damping resistor could be chosen and defined according to the maximum calculated VFTO and the required mitigation effect. The VFTO decreases with increasing resistance; and the dimension of the disconnecter increases with increasing resistance. In addition special requirements regarding the rate of rise of the voltage across the resistor, the energy absorption and the branching behaviour must be taken into account. A flashover across the resistor may lead to very high amplitude VFTO compared to a DS without such a damping resistor, and thus must be avoided. The way to overcome the drawback of such unwieldy designs is to use other internal damping measures.

3 EXPERIMENTAL SETUP

The high voltage test setup consists mainly of a 550 kV GIS from ABB type ELK-3. A schematic diagram is shown in Figure 7. The VFTOs in the GIS are generated by a breakdown between the spark gap. For this purpose a standard high voltage impulse generator injects a surge voltage via a bushing inside the GIS. The spark gap consists of two spherical electrodes and is situated in SF₆ atmosphere. As the surge voltage reaches the breakdown voltage of the spark gap, a sparkover occurs between the contacts and initiates the VFTOs.

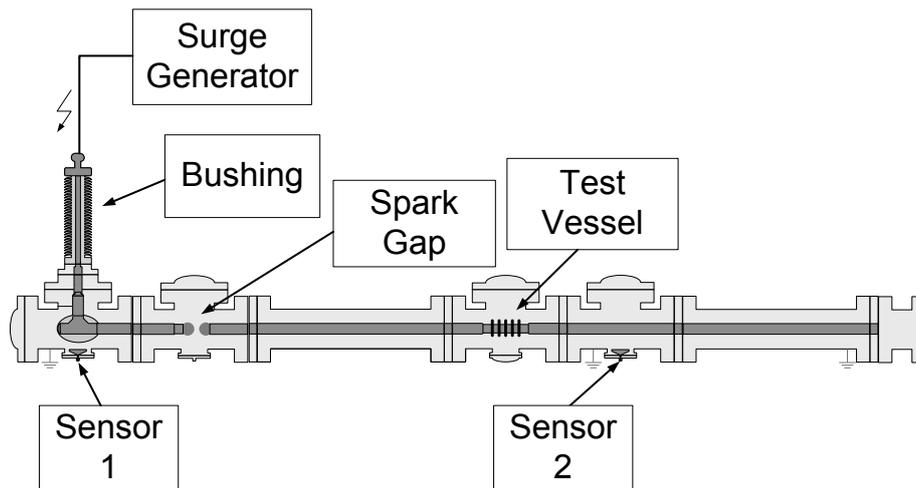


Figure 7: Schematic diagram of the high voltage test setup: GIS with spark gap, capacitive voltage sensors and a flexible test vessel for different test installations

By means of the SF₆ pressure and the distance of the spark gap, it is possible to control the breakdown voltage of the spark gap and thereby the amplitude of VFTOs as well. There are two possibilities to terminate the GIS at the end. If the end of the inner conductor is not grounded, it forms an open termination and the transient voltage waves are reflected by a positive factor close to +1. Elsewise the inner conductor is connected with two copper strips at the end to the enclosure. The transient voltage waves are reflected by a negative factor close to -1. In a test vessel with one additional flange and flexible inner conductor different testing objects (e.g. ferrite rings and resonator) could easily be installed. On both sides of the test vessel capacitive voltage sensors are installed in a flange of the GIS enclosure, enabling very accurate measurement. The testing arrangement is presented in Figure 8.



Figure 8: The high voltage test setup in the laboratory of University of Stuttgart: ABB 550 kV GIS type ELK-3 with bushing

This setup enables to generate VFTOs with an amplitude up to 800 kV and more. The dominant harmonic component of the VFTO frequency spectrum is approximately 15 MHz for the GIS setup without ground strips and about 7.5 MHz for the GIS setup with a short-circuited termination. It is related to the reflection at the ends and the total length of the GIS.

For a precise measurement of VFTOs two special developed capacitive voltage sensors were mounted inside the GIS. The sensors consist mainly of a double layer board and are shown in Figure 9. The layer facing to the grounded GIS enclosure is connected to the enclosure by the flange and a copper RF-seal directly. The top layer forms a capacitance to both the grounded layer and the inner conductor of the GIS (stray capacitance). This high frequency capacitive voltage divider has a divider ratio of some 10 000. The top layer is connected to a BNC-connector.

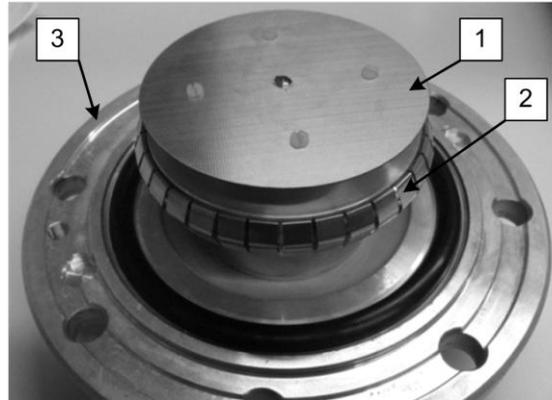


Figure 9: The capacitive sensor which was made at the University of Stuttgart: It consists mainly of a double layer board (1) which forms a capacitive voltage divider. The board and a copper RF-seal (2) are mounted on a flange cover plate (3)

The signals of the sensors are recorded by an oscilloscope (LeCroy waveRunner 104 MXi, used Bandwidth: 200 MHz). Before analysing the results, always 10 signals were superimposed to avoid impacts caused by small variation of the breakdown voltage.

4 VFTO MITTIGATION METHODS

4.1 Ferrite material for VFTO damping

The VFTO damping solution utilizing ferrite rings has been proposed and investigated in the literature e.g. in [8]. Mostly the ferrite rings were tested under low voltage conditions or simulations were carried out. In this chapter the results of high voltage tests with different ferrite rings and ferrite arrangements will be discussed. Therefore the rings were placed around the inner conductor inside the GIS. For the tests the GIS setup with short-circuited end was used.

Rings of different ferrite materials were investigated and the number of rings inside the GIS was varied between 1 and 6. Also the diameter of the rings was different. The rings are shown in Figure 10.

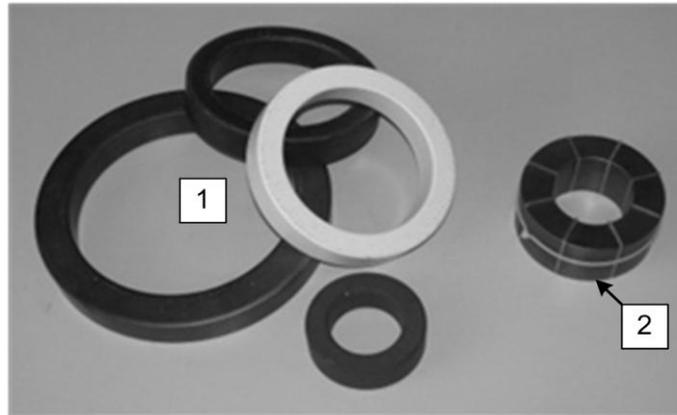


Figure 10: Different kind of ferrite rings (1) and a sheared ferrite ring arrangement with gaps of epoxy resin (2)

Figure 11 shows as an example the VFTO measurement result with and without 6 ferrite rings. The mitigation effects in a full-scale HV arrangement are negligible.

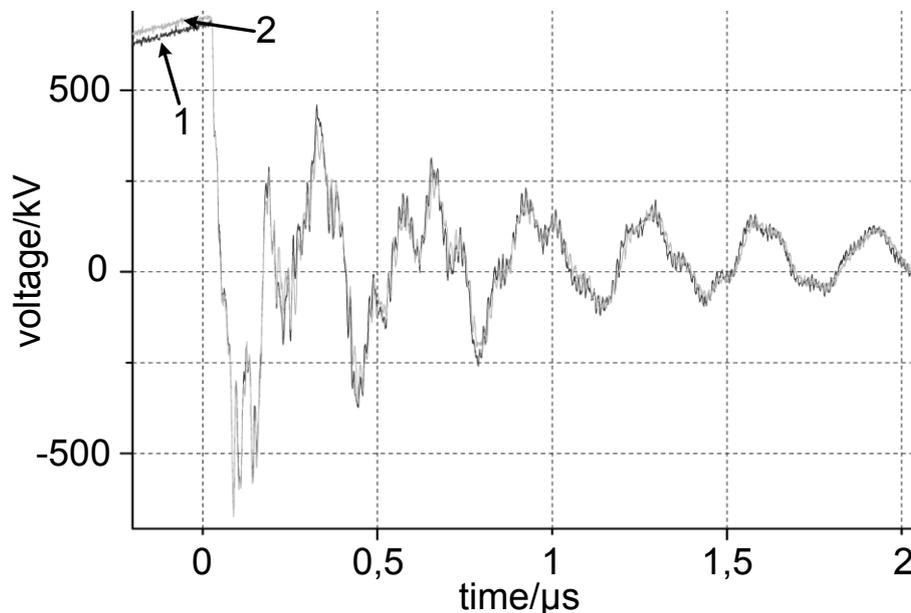


Figure 11: Comparison of VFTOs with a maximum amplitude of about 700 kV and a dominant harmonic component of approximately 7.5 MHz: Line 1 represent VFTOs without rings. VFTOs with 6 ferrite rings are shown in line 2.

In comparison to previous studies the current through the rings is much higher but represents the situation in real GIS. The impedance of the GIS setup is approximately 70Ω . Therefore VFTOs with an amplitude of 700 kV lead to a current of about 10 kA. Therefore, the intensity of the magnetic field around the conductor is also very high. This high magnetic field saturates the ferrite material completely. As a consequence the damping effect is reduced to a marginal value.

By layering of ferrite rings it is possible to increase the magnetic field strength at which the material saturates. On the other hand layering of rings with a material of lower permeability also reduces the effective permeability. Therefore, the damping efficiency of the whole ring arrangement decreases. Figure 10 shows a layered arrangement of ferrite segments with plates of epoxy resin as known from conductor boards. Tests with this ring arrangement however show no VFTO mitigation effect.

Based on the test results it could be concluded that the damping effect of ferrite rings inside the GIS for HV applications is limited. The reason is the high current of VFTOs which causes a completely saturation of the ferrite material. Saturated ferrite materials lose their damping capability.

4.2 High frequency RF resonator for VFTO damping

A new approach for mitigation of VFTOs is to implement a compact electromagnetic RF resonator with optimised quality factor (Q). The resonator could be installed inside the GIS and gets stimulated by the VFTOs. For example, a cavity of an electric shielding could serve as a resonator. The novelty of this idea is not only the design of the low Q resonator. Also the dissipating of the VFTO energy must be investigated.

RF resonators for damping of VFTOs in GIS should have a special geometrical shape to avoid a negative effect on the dielectric behaviour of the GIS. From the dielectric design viewpoint, a suitable shape of the resonator should be elongated along the axis of the inner conductor in order to achieve a suitable resonant frequency with a minimum size in the radial direction. In addition to this the outer surface of the resonator should be smooth (rounded) in order to avoid electric field enhancement regions such as sharp edges and corners.

Figure 12 shows a resonator schematically as it is used for first simulations and tests. The resonator consists of an aluminium tube which is connected to the inner conductor on one side. The other side of the tube forms a thin, but long gap between resonator and inner conductor.



Figure 12: Schematic drawing of a resonator: An aluminium tube (1) is arranged around the inner conductor of the GIS (2). A long and thin gap (3) between resonator and conductor is formed on one side of the tube.

Since the magnetic field of the resonator is distributed over the cavity volume, the cavity size will determine the resonator magnetic inductance L. The gap between resonator and inner conductor forms the space of an electric field enhancement. Therefore the electric capacitance C of the resonator is determined by this gap. Having the resonator inductance L and capacitance C, it is possible to compute its resonant frequency f using equation [1].

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad [1]$$

f	Resonance frequency
L	Inductance
C	Capacitance

It is not always straightforward to compute analytically the inductance and capacitance of each resonator geometry. A general solution of this problem is the so-called eigenvalue analysis (resonance search) of a resonator based on full-Maxwell electromagnetic field simulations that is presently a common approach for the design of microwave resonators [10], [11]. In this approach, the source-free Maxwell equations are discretized by using the finite element method (FEM). This process results in a large sparse homogenous system of linear equations. The mathematical eigenvalues of this system correspond to the resonant frequencies of the resonator and could be analysed performing time-domain and frequency-domain eigenvalue analysis [10].

The simulations verify a significant damping of VFTOs. The optimum damping could be achieved by termination of the gap with a resistor which equals the characteristic impedance of the resonator. Also the resonant frequency of the resonator has to be in the range of the dominant harmonic component of the VFTO. In this case a significant part of the energy of the VFTO is stored in the resonator. By dissipating the energy of the resonator a mitigation of VFTO will be achieved.

In order to verify the results experimentally, two test arrangements were designed. The length of the first resonator is below 1 m and it has a resonant frequency of about 57 MHz which is much higher compared to the dominant harmonic frequency component of the GIS setup. As a consequence the resonant frequency of the resonator has to be reduced.

As the gap between resonator and inner conductor forms the capacitance C and the cavity of the resonator represents the inductance L , an increase of one or both of these parameters decreases the resonant frequency of the resonator. For the tests the resonant frequency was adjusted by means of additional external capacitors in the gap.

If the adjusted resonator gets stimulated by the VFTOs sparking occurs in the gap. For the chosen resonator design the spark resistance have not been sufficient to mitigate the VFTOs. To increase the mitigation effect an additional resistor was mounted in the gap. The connected resistor is not homogeneous distributed around the gap and therefore not an ideal termination. But using this simple solution, a slight damping effect was achieved as shown in Figure 13.

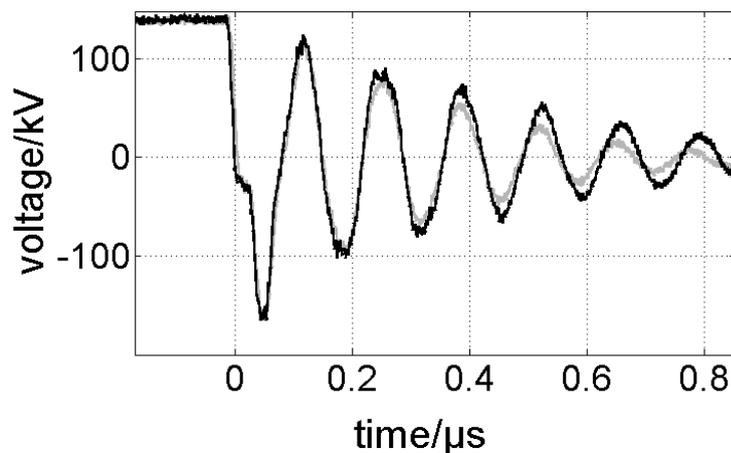


Figure 13: Comparison of VFTOs in a GIS with a resistor fitted resonator (grey line) vs. a GIS without a resonator (black line)

Since the parameters of the resonator could be changed in a wide range, this resonator design could be optimized in the future in order to increase its damping efficiency. Further investigation and tests will be performed with this setup using a new optimized resonator.

4.3 Nanocrystalline material for VFTO damping

Very promising results were found by using rings of a nanocrystalline alloy. To obtain VFTO mitigation these rings are arranged around the inner conductor of the GIS like the ferrite rings (Figure 14 right). Experiments with different ring types, different sizes and different numbers of rings were carried out.

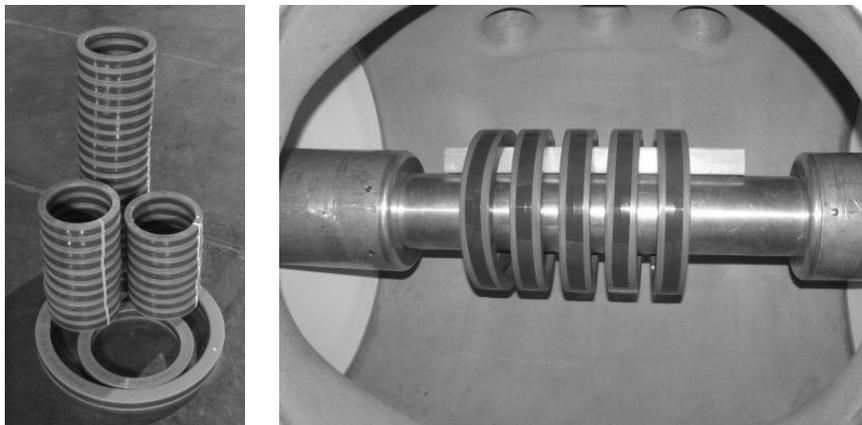


Figure 14: Nanocrystalline rings with different permeability and diameters (left). Five rings mounted inside the GIS for VFTO tests (right).

The used alloy is based on iron (Fe) with silizium (Si), boron (B) and other additives [12]. By means of a rapid solidification technology the liquid metal is converted to very thin ribbons with a thickness of approximately 20 μm . The thin tape is wound up to rings. Finally a heat treatment with temperatures between 500 and 600 $^{\circ}\text{C}$ transforms the initially amorphous microstructure of the tape into the desired nanocrystalline state with fine crystalline grains embedded in an amorphous residual phase. The average grain diameter is between 10 and 40 nm. This material has very specific properties which could be adjusted by means of an external magnetic field during the heat treatment. Especially the permeability and the saturation flux density of these rings are very high.

Different rings with an external diameter between 20 cm and 50 cm and a permeability between 8 000 and 45 000 were used (Figure 14 left). The rings were installed inside the GIS setup as shown in Figure 14. Surge voltage, SF_6 pressure and gap distance were kept constant for all tests to ensure equal conditions. Figure 15 exemplifies the difference between VFTOs measured during a test without rings and with 20 rings inside the GIS. It is obviously that the VFTOs are damped by the rings. Even the amplitude of the first peaks was significantly reduced by 20 %.

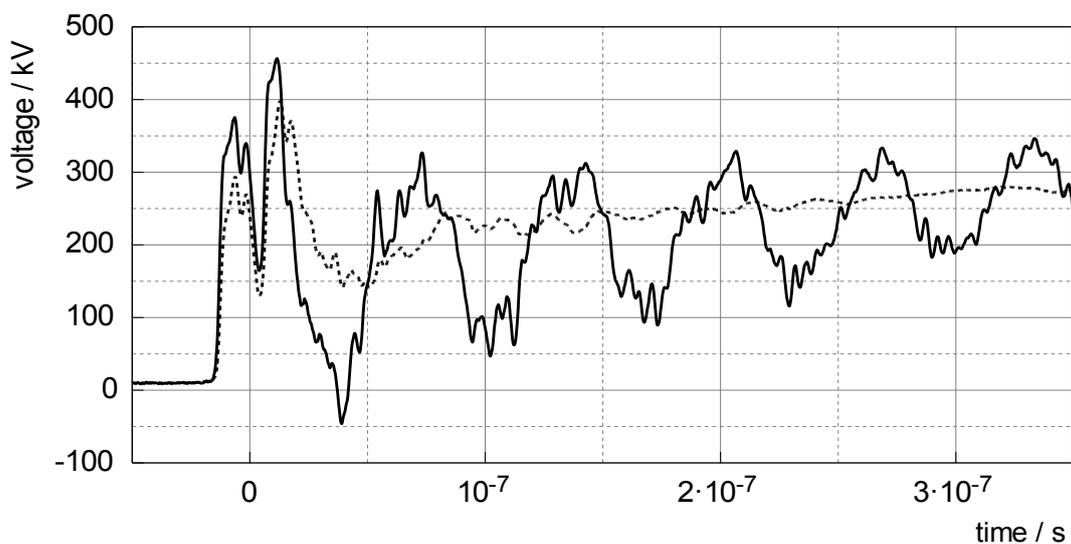


Figure 15: VFTOs without rings (continuous line) and with 20 rings (dashed line) measured on sensor 2.

Further investigation with different rings and numbers leads to following qualitative conclusions:

- More rings increases the damping effect. This relationship seems to be approximately linear.
- A higher permeability increases the damping effect.

The tested rings with an outer diameter of 50 cm consist of a wider tape than the rings with a diameter of 20 cm. So the total material volume of the larger rings is much higher. On the other hand the magnetic field decreases by $1/r$. Finally, the damping effect of rings with different sizes but same permeability was approximately the same.

A further challenge is a suitable place for the rings to avoid local dielectric overstress. It is not appropriate to place the rings at any place around the inner conductor as it was done during the tests. A possible solution is presented in Figure 16. The rings are placed under a metallic shielding. Tests with this arrangement have shown the same mitigation effect.

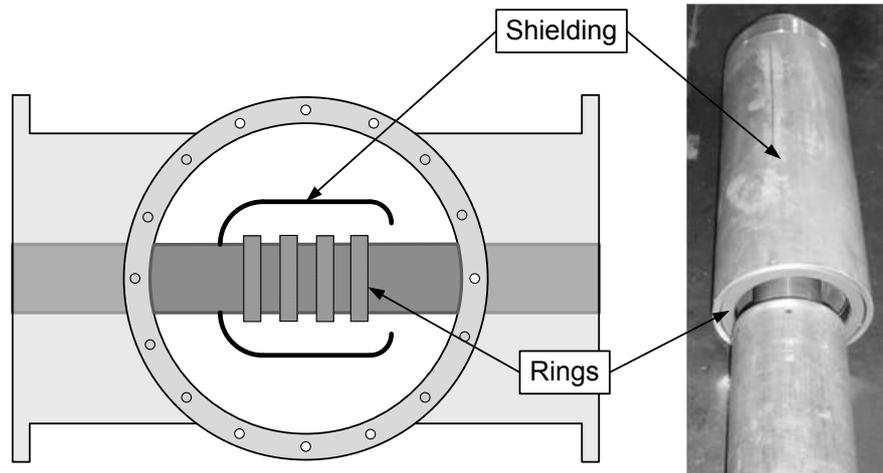


Figure 16: Schematic drawing (left) and test setup (right) of a shielding for the nanocrystalline rings

5 SUMMARY

Before starting the design of an UHV substation, it has to be clarified whether VFTO have significant influence on the insulation co-ordination. The decision shall be based on the maximum VFTO peak value that occurs with reference to the rated lightning impulse withstand voltage of the equipment. If the maximum VFTO is below the LIWV, no measures need to be taken. Otherwise it is necessary to design considering the VFTO level as dimensioning criteria or to suppress VFTO by damping devices. For the different sources of VFTO and for the different equipment different mitigation methods are known. The damping of VFTO by integration of a damping resistor is one proven technology. The way to overcome the drawback of such unwieldy design is to use other internal damping measures such as ferrite materials or RF resonators. The VFTO damping solution utilizing ferrite rings has been analysed and tested. The measurements show that the damping effect can be achieved, but with an important drawback: the magnetic material goes easily into saturation, which complicates the design and reduces its general applicability and robustness.

A new approach for damping is to implement compact electromagnetic high-frequency resonators with low quality factor specially designed to cover a wider frequency range. The novelty of this idea is not only in designing the resonators but also in dissipating the received VFTO energy. The VFTO damping effect of the developed RF resonator tuned to the dominant harmonic component was confirmed by experiments.

Rings of a nanocrystalline alloy placed around the GIS conductor leads also to a significant mitigation effect. Depending on number, material and size of the rings good results could be achieved.

LITERATUR

- [1] CIGRÉ Brochure 362 Working Group A3.22: “*Technical Requirements for Substations Equipment Exceeding 800 kV - Field experience and technical specifications of Substation equipment up to 1200 kV*”, December 2008
- [2] CIGRÉ Brochure 456 Working Group A3.22: “*Background of Technical Specifications for Substation Equipment Exceeding 800 kV AC*”, April 2011
- [3] Riechert, U.; Neumann, C.; Hama, H.; Okabe, S.; Schichler, U., on behalf of CIGRÉ WG D1.36 and AG D1.03: “*Basic Information and Possible Counter Measures Concerning Very Fast Transients in Gas-Insulated UHV Substations as Basis for the Insulation Co-ordination*”, CIGRÉ SC A2 & D1 Joint Colloquium 2011, Kyoto, Japan, PS3-O-5
- [4] Riechert, U.; Krüsi, U.; Sologuren-Sanchez, D.: “*Very Fast Transient Overvoltages during Switching of Bus-Charging Currents by 1100 kV Disconnecter*”, CIGRÉ Report A3-107, 43rd CIGRÉ Session, August 22-27, 2010, Palais des Congrès, Paris, France
- [5] Riechert, U.; Holaus, W.: “*Ultra High Voltage Gas-Insulated Switchgear – A Technology Milestone*”, Euro. Trans. Electr. Power (2011), (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/etep.582
- [6] CIGRÉ Working Group 15.03: “*GIS Insulation Properties in Case of VFT and DC Stress*”, Report 15-201, 36th CIGRÉ Session, Aug. 25-31, 1996, Paris, France
- [7] CIGRÉ Working Group 33/13-09: “*Monograph on GIS Very Fast Transients*”, Brochure 35, July 1989
- [8] Del Pozo, M.D.; Esteban, D.A.; Issouribehere, P.E.; Barbera, G.A.; Funes, A.; Ledesema, A.: “*Field measurements and modelling of high frequency transients during disconnect switch operations in EHV Substations. Assessment of their effects on Current Transformers*”, CIGRÉ Report A3-207, 43rd CIGRÉ Session, August 22-27, 2010, Palais des Congrès, Paris, France
- [9] J. Lijun, Z. Yicheng, Z. Xiangong, S. Yuzhuo, “*Characteristic parameter analysis on the suppressing VFTO in GIS by ferrite*”, Proceedings of 2005 International Symposium on Electrical Insulating Materials, Vol. 3, pp. 825 – 828, 2005
- [10] Smajic, J.; Holaus, W.; Troeger, A.; Burow, S.; Brandl, R.; Tenbohlen, S.: “*HF Resonators for Damping of VFTs in GIS*”, Proceedings of the 9th Int. Conference on Power System Transients (IPST2011), Paper ID:185, Delft University of Technology, The Netherlands, June 2011
- [11] Smajic, J.; Holaus, W.; Kostovic, J.; Riechert, U.: “*3D Full-Maxwell Simulations of Very Fast Transients in GIS*”, IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 47, No. 5, pp. 1154-1517, May 2011
- [12] MAGNETEC GmbH: <http://www.magnetec.de/>, product information “*Cool Blue*®”, Germany, January 2012

Kompakte Schaltanlagen in Hybridtechnik

Tatjana Werner
EnBW Regional AG
ta.werner@enbw.com
Deutschland

Bernd Ehrich
Siemens AG Energy Sector
bernd.ehrich@siemens.com
Deutschland

KURZFASSUNG

Erneuerungen und Neubauten von Umspannwerken im 110-kV-Netz müssen heute in kurzer Zeit und kosteneffizient realisiert werden. Dabei erfordern die zunehmend dichte Bebauung in Städten und Gewerbegebieten sowie die hohen Grundstückspreise die Optimierung des Raumbedarfs.

Im Fall einer Störung muss zudem gewährleistet sein, dass die betroffene Komponente ohne Versorgungsunterbrechung und so schnell wie möglich ausgetauscht werden kann.

Diese vielfältigen Anforderungen haben die EnBW Regional AG bewogen, dass anzuwendende Anlagenkonzept für 110-kV-Leistungsschalteranlagen neu zu gestalten und an die heutigen Randbedingungen anzupassen.

Der neue Standard zur Errichtung von 110-kV-Anlagen sieht prinzipiell die Errichtung von Schaltanlagen in Hybridbauweise mit **Dead-Tank-Compact-Modulen** vor. In diesem Beitrag werden die Details des neuen Anlagenkonzeptes vorgestellt.

1 EINLEITUNG

Hybride Schaltanlagen vereinen die Vorteile von SF6-gekapselten Komponenten und luftisolierten Geräten gemäß IEC 62271-205 [1]. Durch die Kombination von beiden werden der Kapselungsgrad gegenüber konventionellen gasisolierten Schaltanlagen sowie die Anschaffungskosten reduziert. Lange Wartungszyklen spiegeln sich in geringen Instandhaltungskosten wieder. Die kompakte Bauweise der hybriden Schaltanlagen ermöglicht eine deutliche Raumeinsparung bei Neubau und Erweiterung von Umspannwerken.

Durch die Definition von Feldmodulen wird ein hoher Standardisierungsgrad erreicht, der sich in kurzen Lieferzeiten widerspiegelt. Die im Werk vormontierten und geprüften Komponenten gestatten eine schnelle Montage sowie eine vereinfachte Inbetriebsetzung auf der Baustelle.

2 110-KV-LEISTUNGSSCHALTERANLAGEN IN HYBRIDTECHNIK

2.1 110-kV-Anlagenkonzept für Schaltanlagen in Hybridtechnik

Schaltanlagen in Hybridtechnik werden sowohl für den Neubau von Umspannwerken, als auch für deren Umbau bzw. Erneuerung bei Erhalt der Sammelschiene/n der Altanlage eingesetzt.

Für diesen Anlagenstandard greift der Generalunternehmer bei der Errichtung der Anlage auf standardisierte Feldmodule zurück. Er fügt diese Feldmodule unter Beachtung geltender EnBW-Richtlinien zu einer Anlage zusammen und erstellt das Anlagenlayout.

Aufgrund des modularen Aufbaus und der damit verbundenen Anzahl der beteiligten Lieferanten ist eine sinnvolle und detaillierte Klärung der Schnittstellen im Vorfeld unabdingbar.

Zwischen der Firma Siemens AG und der EnBW Regional AG wurden folgende Feldmodule definiert:

- Leitungsfeld mit Kabel- oder Freileitungsanschluss [Abbildung 1]
- Kupplungsfeld
- Transformatorfeld 110 kV/MS
- Transformatoreinspeisefeld 380/110 kV
- Leitungsfeld für Transformatoranschluss im Stich

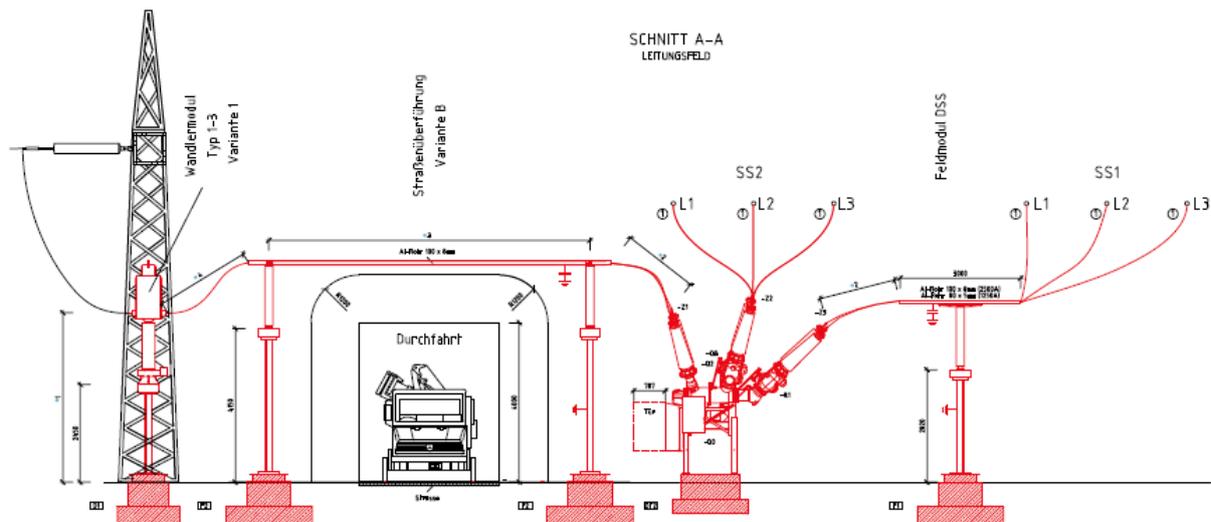


Abbildung 1: Feldmodul Leitungsfeld mit Leitungsanschluss

Diese Feldmodule sind als nicht veränderliche Einheiten zu verstehen, d.h. die in den Musterzeichnungen hinterlegten Maximal-Abstände zwischen den einzelnen Geräten dürfen nicht überschritten werden. Nur für die dort abgebildeten Maße ist die Anlagen-Kurzschlussfestigkeit von 40 kA/1s bzw. 31,5 kA/1s gewährleistet. Die Verwendung einzelner Betriebsmittel aus dem Feldmodul ist nicht vorgesehen.

Das **Dead-Tank-Compact-Modul**, nachfolgend als **DTC-Modul** bezeichnet, bildet den Kern des Feldmodules. Alle primärtechnischen Komponenten des Feldes werden auf jeweils eine vordefinierte Klemmleiste im Feldanschlusskasten des DTC-Modules verdrahtet.

Von den Klemmleisten im Feldanschlusskasten werden die Anbindungen an die Schutz- und Steuerschränke im Relaishaus oder im Betriebsgebäude realisiert.

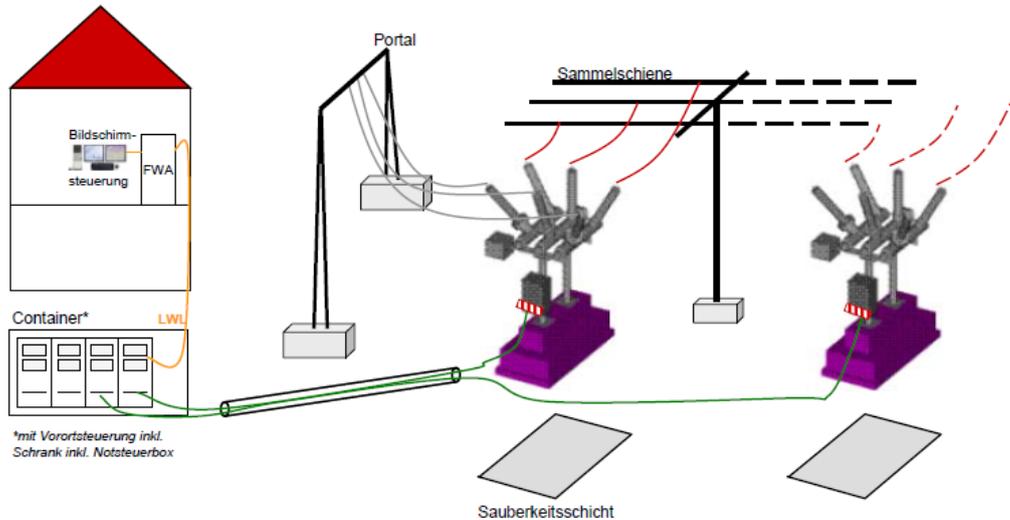


Abbildung 2: Anlagenkonzept 110-kV-Schaltanlagen in Hybridtechnik

Die feldbezogenen Fernwirkeinheiten sind über einen LWL-Ring untereinander und mit der Fernwirkzentrale verbunden. Bei Bedarf kann ein Nah-Bedienplatz an den LWL-Ring angeschlossen werden.

Bei Ausfall der Fernwirkeinheit ist die Anlage über die Notsteuerbox im Schutz- und Steuerschrank unverriegelt elektrisch steuerbar.

Bei Wartungs- oder Reparaturarbeiten an einer Schaltanlage mit Doppelsammelschiene muss gesichert sein, dass eine Sammelschiene weiterbetrieben werden kann. Dies wird durch eine geeignete Verbindung (z.B. mechanische Trennstelle) der Seile an der Sammelschiene gewährleistet.

Der aktuelle 110-kV-Anlagenstandard sieht keine elektrischen Sammelschienenenerdungsschalter vor. Die Erdung erfolgt über zwangsgeführte Staberder.

2.2 Siemens 3AP1 Dead-Tank-Compact-Module im Überblick

Im Dead-Tank-Compact Modul (DTC-Modul) der Firma Siemens werden bewährte und erprobte Komponenten wie z.B. die Unterbrechungseinheit 3AP1 sowie Trennschalter und Erdungsschalter der GIS-Anlage 8DN9 verwendet. Der Einsatz bewährter Technik führt zu einer hohen Zuverlässigkeit. In den Jahren 2007 bis 2011 wurden weltweit 403 DTC-Module im Spannungsbereich 123-145 kV verkauft.

Bei Einsatz von gasisolierten Trennschaltern ist darauf zu achten, dass die Bemessungs-Kommutierungsspannungen deutlich geringer sind als bei luftisolierten Trennschaltern. In der Norm wird auf eine Bemessungs-Kommutierungsspannung von 10 V verwiesen [2]. In der Praxis werden mit den heutigen Kontaktsystemen schon um ein Vielfaches höhere Werte erreicht. In großen Schaltanlagen können in ungünstigen Fällen Kommutierungsspannungen größer 50 V auftreten. Diese Situation zeigt die Notwendigkeit, die bestehenden Kontaktsysteme weiterzuentwickeln und zu verbessern. Eine Bereitschaft für Entwicklungsmaßnahmen an den Kontaktsystemen wurde vom Hersteller bereits signalisiert. Eine Nachführung der neuen Erkenntnisse in der entsprechenden Norm ist zu empfehlen.

Aufgrund der Kapselung von Leistungs-, Trenn- und Erdungsschalter wird ein effektiver Schutz gegen Umwelteinflüsse, wie z.B. Verschmutzung, erreicht. Dies spiegelt sich in langen Wartungsintervallen wieder. Der Hersteller empfiehlt die erste Revision nach ca. 25 Jahren bzw. bei einer Beanspruchung von ca. 6000 Schaltspielen beim Leistungsschalter und ca. 2000 bei den Trenn- und Erdungsschaltern.

Eine Standardisierung der zu verwendenden DTC-Module ermöglicht die vollständige Fertigung und Prüfung im Werk und eine einfache Montage und Inbetriebsetzung vor Ort.

Durch die Vorhaltung von Modulen im Entstör-Lager ist der schnelle Austausch eines defekten DTC-Moduls sowohl in Einzelpolen als auch durch das Entfernen des kompletten Modules möglich.

Die EnBW Regional AG hat sich prinzipiell für den Einsatz des DTC als Doppelsammelschienen-Modul (DSS-Modul) in Leitungs- und Transformatorfeldern entschieden. In der Kupplung werden ein Einzelsammelschienen-Modul (ESS-Modul) mit integriertem Stromwandler und ein Trennschalter in luftisolierter Bauweise verwendet. Die Klemmleisten des Trennschalter/Erder Steuerschranks wurden in den Leistungsschalter-Steuerschrank integriert, so dass im EnBW Standard (ESS- und DSS-Modul) nur zwei Steuerschränke an den Grundrahmen angebaut werden.

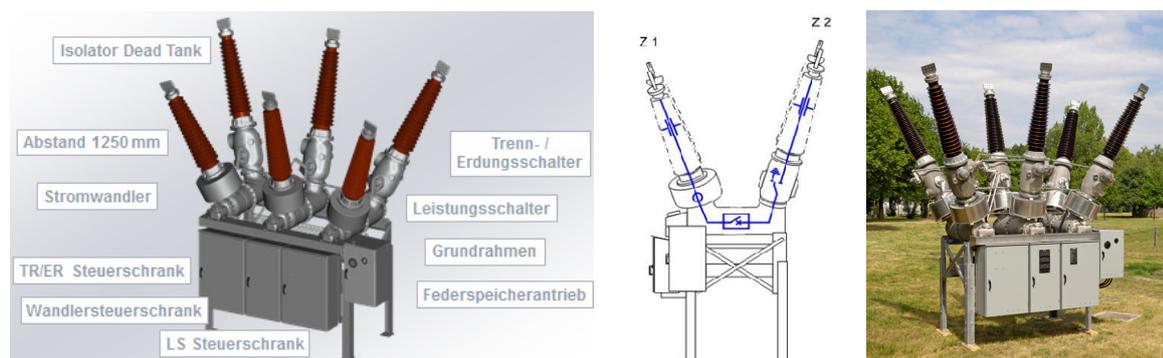


Abbildung 3: Siemens Einzelsammelschienen (ESS)-Modul 3AP1 für den Einsatz in der Kupplung

Die DTC-Module wurden vom Hersteller generell auf 40 kA/3s dimensioniert. In den Anlagen der EnBW werden die Module für Bemessungs-Kurzzeitströme von 31,5 bzw. 40 kA/ 1s eingesetzt und müssen in den Kupplungs- und Transformatorfeldern für einen Bemessungsstrom von 2500 A ausgelegt sein.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Schaltanlagen in Hybridtechnik ermöglichen eine kompakte Bauweise durch die Kombination von gasisolierten und luftisolierten Komponenten. Durch die Reduktion des Kapselungsgrades gegenüber einer gasisolierten Schaltanlage können Einsparungen in den Anschaffungskosten erzielt werden.

Die zentrale Komponente des Anlagenkonzeptes, das DTC-Modul, greift auf bewährte und erprobte Technik aus gasisolierten und luftisolierten Anlagen zurück.

Die Kapselung von Leistungs-, Trenn- und Erdungsschalter gewährleistet konstante Bedingungen bezüglich Gasqualität und Verschmutzung, die sich in langen Wartungsintervallen zeigen. Der Hersteller empfiehlt die erste Revision nach ca. 25 Jahren bzw. bei einer Beanspruchung von ca. 6000 Schaltspielen beim Leistungsschalter und ca. 2000 bei den Trenn- und Erdungsschaltern. Unter den genannten Bedingungen kann diese Technik mit niedrigen Instandhaltungskosten überzeugen.

Beim Einsatz von gasisolierten Trennschaltern ist bei Erstellung des Anlagenlayouts zu beachten, dass deren Bemessungs-Kommutierungsspannung deutlich geringer ist als bei luftisolierten Trennschaltern. Für große, räumlich ausgedehnte Schaltanlagen ist gegebenenfalls zu prüfen, ob diese Technik zum Einsatz kommen kann.

Aufgrund der Standardisierung der Komponenten und Feldmodule können diese im Werk montiert und geprüft werden, weshalb kürzere Lieferzeiten ab Werk, eine einfache Montage und eine kürzere Inbetriebsetzungsdauer vor Ort ermöglicht werden.

Eine Vorhaltung von Modulen im Entstör-Lager ermöglicht den schnellen Austausch sowohl in Einzelpolen als auch als Kompletmodul.

Die Verwendung eines modularen Anlagenkonzeptes erfordert unbedingt eine gute Abstimmung der Schnittstellen und des Lieferumfanges zwischen den einzelnen Lieferanten und dem Auftraggeber.

LITERATUR

- [1] IEC EN 62271-205 "Hochspannungs-Schaltgeräte und- Schaltanlagen – Teil 205: Kompakte Schaltgerätekombinationen für Bemessungsspannungen über 52 kV“, Ausgabe: April 2008
- [2] IEC EN 62271-102 "Hochspannungs-Schaltgeräte und- Schaltanlagen – Teil 102: Wechselstrom-Trennschalter und – Erdungsschalter“, Ausgabe: Juli 2002

Pilotinstallation einer erdverlegten, gasisolierten 380-kV-Leitung (GIL) – Errichtung, Prüfung und erste Betriebserfahrungen

Claus Neumann
Amprion, Dortmund
claus.neumann@amprion.net
Germany

KURZFASSUNG

Im 380-kV-Netz des Übertragungsnetzbetreibers Amprion wurde in der Nähe des Frankfurter Flughafens eine Pilotinstallation einer erdverlegten gasisolierten Leitung (GIL) mit zwei Stromkreisen und einer Länge von ca. 1 km realisiert. Im Rahmen dieses Pilotprojektes wurden verschiedene Gesichtspunkte im Detail analysiert, nämlich Design Eigenschaften, Vorfertigung der Komponenten und Installation vor Ort sowie Prüfung vor Ort und auch die Belastbarkeit und Überlastbarkeit des Systems. Die dabei gesammelten Erfahrungen werden in diesem Beitrag dargestellt. Durch die beschriebene GIL-Pilotinstallation konnten Erkenntnisse gewonnen werden über die Eignung dieser Technology als Alternative zu Kabellösungen.

1 EINLEITUNG

Geplante Erweiterungen des deutschen Höchstspannungsnetzes und Änderungen in den regulatorischen Vorgaben haben die Nachfrage nach unterirdischen Übertragungsleitungen verstärkt. Gasisolierte Übertragungsleitungen (GIL) stellen dabei eine attraktive Alternative zu Kabellösungen dar. GIL sind bisher hauptsächlich überirdisch oder unterirdisch in Tunnels verlegt worden.

Die erdverlegte Variante einer GIL, die den Aufwand eines Tunnels nicht benötigt, ist bisher im Höchstspannungsbereich noch nicht verwirklicht worden, obwohl diese Lösung Vorteile bietet, wie z. B. hohe Übertragungsleistung, geringe Übertragungsverluste, geringe Ladeleistungen und geringe Emissionen durch elektromagnetische Felder.

Bedingt durch die Notwendigkeit den letzten Kilometer einer ankommenden Freileitung wegen der Nähe zu einer neuen Landebahn am Frankfurter Flughafen unterirdisch zu verlegen, beschloss der deutsche Übertragungsnetzbetreiber Amprion mehr Erfahrungen mit dieser Technologie zu sammeln und eine Pilotinstallation einer erdverlegten GIL mit einer Länge von ca. einem Kilometer zu

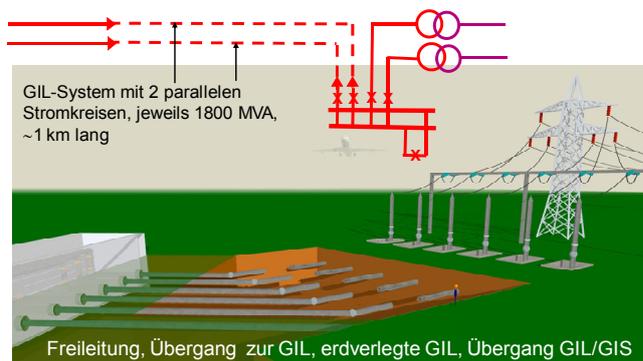


Bild 1: GIL-Pilotinstallation « Fraport Kelsterbach »

installieren. Bild 1 gibt einen Überblick über die Installation.

Die Machbarkeit und das Langzeitverhalten dieser Art von GIL-Technologie waren bereits mehr als zehn Jahre zuvor an einer Prototypinstallation in Zusammenarbeit mit einem Hersteller studiert worden. Die GIL, die mit einem Gasgemisch aus N₂/SF₆ gefüllt ist, wird an einem Ende direkt in eine gasisolierten Anlage eingeführt. Das andere Ende ist über gasisolierte Durchführungen mit der ankommenden Freileitung verbunden [1].

2 GRUNDSÄTZLICHES DESIGN EINER GASISOLIERTEN LEITUNG

Das grundsätzliche Design der GIL ist aus Bild 2 zu entnehmen. Das gerade Leiterelement besteht aus einem Aluminiumaußenrohr mit einer Wandstärke von 8,5 mm und einem Innenleiter mit 150 mm Durchmesser. Leichte Richtungsänderungen können durch elastische Biegung realisiert werden. Bei größeren Richtungsänderungen müssen Winkelelemente eingesetzt werden.

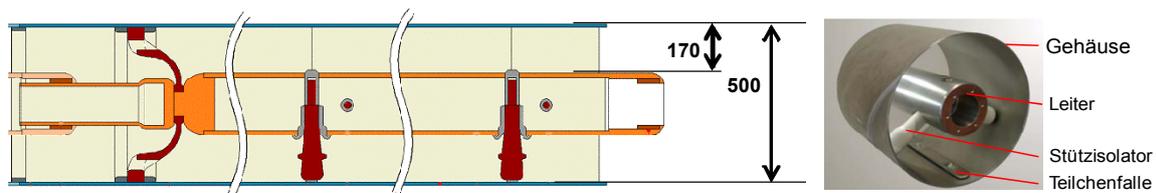


Bild 2: Grundsätzliches Design einer erdverlegten gasisolierten Leitung

Der Innenleiter wird durch Stützisolatoren getragen, die auf dem Außenrohr gleiten können. Nach ca. 100 Meter und bei Richtungsänderungen werden gasdurchlässige Konusisolatoren installiert. Um Partikel einzufangen, die während der Fertigung und Installation nicht vollständig vermieden werden können, ist eine Teilchenfalle auf der Innenseite des Außenrohrs vorhanden. Zum Korrosionsschutz wird das Außenrohr mit einer 4 mm dicken Kunststoffummantelung versehen. Zusätzlich sind aktive Korrosionsschutzmaßnahmen vorgesehen.

3 INSTALLATION

3.1 Vorfertigung und Montage

In diesem Pilotprojekt sollte die Installation der GIL über größere Distanzen detailliert untersucht werden. Die Fertigung und Verlegung vor Ort wurden systematisch analysiert und soweit wie möglich

rationalisiert. Die verschiedenen Montageschritte, das Schweißen und das Verlegen im Graben sollen im Folgenden erläutert werden (Bild 3).

Die Vorfertigung wird in einem Montagezelt durchgeführt, welches etwa in der Mitte des Verlegegrabens angeordnet ist und auch als logistischer Knotenpunkt angesehen werden kann. Dort werden die Komponenten zwischengelagert, mechanisch bearbeitet und mit Innenleiter komplettiert. Seitlich neben dem Montagezelt befindet sich die Schweißgrube, in der die einzelnen Abschnitte mit einer automatischen Schweißmaschine zusammengefügt werden. Danach wird jede Schweißnaht mit einem Ultraschallverfahren geprüft.



Schweißen des Innenleiter



Schweißen des Außenrohres



Bild 3:

Vorfertigung, Montage und Schweißen vor Ort

Anschließend werden die Module mit Hilfe einer Zugeinrichtung in den Graben gezogen. Mechanische Gerüste fixieren die GIL im Graben und ermöglichen so ein Anpassen an das Grabenprofil (Bild 4). Nach Verlegen der beiden GIL-Systeme erfolgt das Verfüllen des Grabens. Hierzu wird zunächst thermisch stabilisiertes Rückfüllmaterial in den Graben gefüllt (Bild 5) und anschließend mit normalem Rückfüllmaterial komplett verfüllt.



Bild 4: Vorrichtungen zum Ziehen und zum Fixieren der GIL-Rohre



Bild 5: Verfüllen der GIL-Rohre mit Flüssigboden

3.2 Evakuierungs- und Gasfüllprozess

Die Verfahren, die zum Evakuieren von Luft und Feuchtigkeit bei gasisolierten Schaltanlagen angewendet wurden, sind für die GIL-Installation von 1 km Länge nicht ausreichend effektiv. Wegen der längeren Errichtungszeit – im vorliegenden Fall betrug die Errichtungszeit mehr als ein halbes Jahr – und wegen der manchmal ungünstigen Umgebungsbedingungen konnte sich eine beachtliche Menge an Feuchtigkeit auf der Innenseite der Gehäuse und auf dem Innenleiter als auch auf der Isolatoroberfläche ansammeln. Ein gewisser Teil an Feuchtigkeit konnte sogar in das Feststoffmaterial migrieren. Darüber hinaus ist zu bedenken, dass die in GIS-Gasräumen verwendeten Filter neben den durch

Lichtbögen verursachten Spaltprodukten auch Feuchtigkeit absorbieren. In GIL-Installationen sind aber keine Filter vorgesehen. Daher musste das von GIS-Anlagen bekannte Verfahren für GIL erheblich modifiziert werden, denn GIL benötigen einen wesentlich intensiveren Trocknungsprozess. Dieser kann durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

- Füllen mit trockener oder Stickstoff
- Spülen der Rohre mit trockener Luft oder Stickstoff, möglicherweise im Zyklus oder in Kombination mit einem Trocknungsprozess.
- Evakuierung bis zu einem Vakuum von 0,1 mbar für mindestens 72 Stunden.

Im vorliegenden Fall wurde eine Kombination der genannten Maßnahmen eingesetzt, wobei der Vakuumprozess besonders wirksam war.

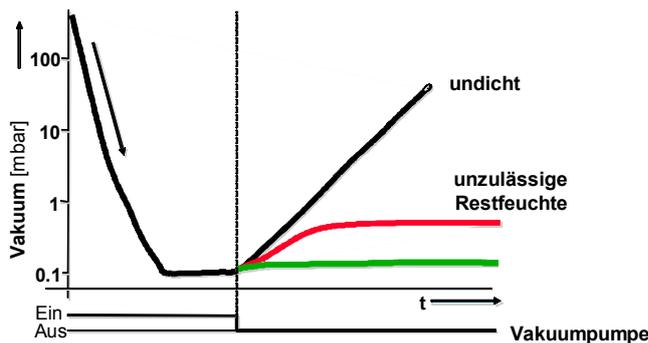


Bild 6: Wirksamkeit des Trocknungsprozesses; Vakuum nach dem Evakuierungsprozess

Die Wirksamkeit des Trocknungsprozesses konnte durch Überwachung des Vakuums nach Beendigung des Vakuumprozesses überwacht werden. Ein typisches Beispiel ist aus Bild 6 zu entnehmen. Wenn eine ausreichend geringe Restfeuchte durch den Vakuumprozess erreicht worden ist, wird nur ein geringer Anstieg des Vakuumwertes beobachtet, der dann aber anschließend stabil bleibt. Nur wenn der Trocknungsprozess unzureichend war oder das Gehäuse sogar undicht ist, wird ein deutlicher Anstieg des Vakuumwertes auftreten.

4 HOCHSPANNUNGSPRÜFUNG VON GIL

Das Isolationssystem der GIL ist vergleichbar mit dem von GIS. Für lange GIL-Systeme werden heute allerdings N₂/SF₆ Gasgemische mit einem hohen Anteil an N₂ bevorzugt. Entwicklungsprüfungen und Typprüfungen von GIL können ähnlich wie bei GIS durchgeführt werden. Die bekannten dielektrischen Routineprüfungen sind nur für die Isolatoren anwendbar [2].

4.1 Hochspannungsprüfung nach Errichtung vor Ort

Die Vorortprüfung soll die dielektrische Integrität der kompletten Anlage nach Installation überprüfen. Mit Hilfe der Vorortprüfung müssen Defekte aufgefunden werden, die später im Betrieb zu einem Lichtbogenfehler führen könnten, z. B. fehlerhafte Montage, Fremdkörper oder Verunreinigungen wie metallische Partikel oder Spitzen sowie Beschädigungen während des Transportes oder der Installation.

Die Empfehlungen der IEC 61640 für Hochspannungsprüfungen vor Ort basieren auf den Erfahrungen mit GIS-Anlagen und berücksichtigen die Besonderheiten von langen GIL-Installationen. Dennoch lässt sich das Prüfverfahren nicht festschreiben und daher sollte ein detailliertes Prüfprogramm für das jeweilige Projekt vereinbart werden.

Die Hochspannungsprüfung der GIL kann vorteilhaft mit der UHF-TE-Messung kombiniert werden. Die Entfernung zwischen den TE-Sensoren kann wegen der geringeren Signaldämpfung einige hundert Meter betragen. Darüber hinaus können die TE-Sensoren auch für eine Isolationsüberwachung während des Betriebes genutzt werden [5, 6, 7].

Tabelle 1: Hochspannungsprüfverfahren für Vorort-Prüfung

Konditionierung	270 kV/15 min 420 kV /3 min
Hochspannungsprüfung	515 kV /1 min (acc. IEC 62271-203) [9]
TE-Messung	412 kV (acc. CIGRE WG 33/23-12) [10]

Tabelle 1 zeigt das Prüfverfahren bei der Vorort-Prüfung. Neben einer Konditionierung wurden auch Prüfspannungen für die TE-Messung vorgegeben. Dabei wurden die IEC und CIGRE-Empfehlungen sowie die Erfahrungen mit GIS- und GIL-Prüfungen berücksichtigt [8].

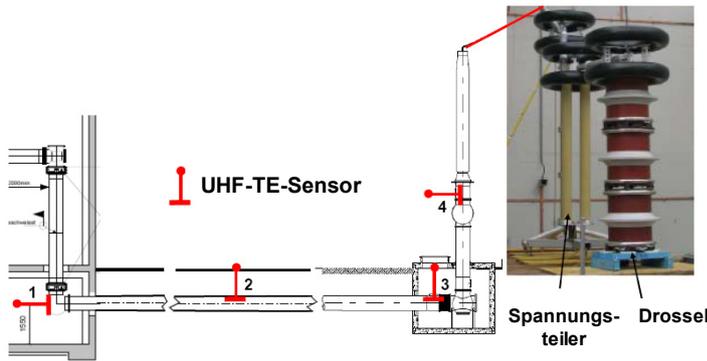


Bild 7: Hochspannungsprüfaufbau und Anordnung der UHF-TE-Sensoren

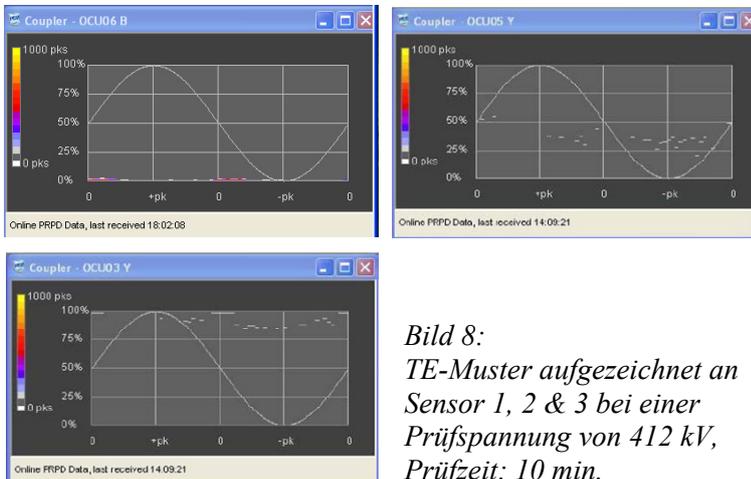


Bild 8: TE-Muster aufgezeichnet an Sensor 1, 2 & 3 bei einer Prüfspannung von 412 kV, Prüfzeit: 10 min.

zeiteffekte des GIL-Rohres zur Ortung herangezogen werden. Bei einem Durchschlag verursacht der Spannungszusammenbruch eine Wanderwelle, die mit geeigneten Sensoren erfasst werden kann. Da die GIL-Installation mit TE-Sensoren ausgerüstet ist, können diese Sensoren auch zur Aufzeichnung der transienten Vorgänge genutzt werden, wenn die Unterspannungskapazität des Sensors entsprechend angepasst wird.

Im vorliegenden Fall wurde der Sensor 1 an der Schnittstelle zwischen GIS und GIL zur Fehlerortung verwendet. Während der Hochspannungsprüfung trat ein Überschlag auf, der anhand des Wanderwellenvorganges in Bild 9 lokalisiert werden konnte. Der Spannungszusammenbruch wird zunächst am offenen Trennschalter zwischen GIS und GIL und anschließend am Überschlag, der

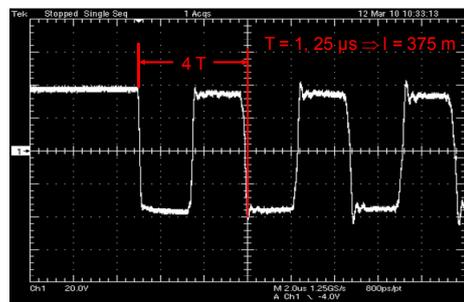


Bild 9: Wanderwellenvorgang verursacht durch Überschlag im GIL Rohr

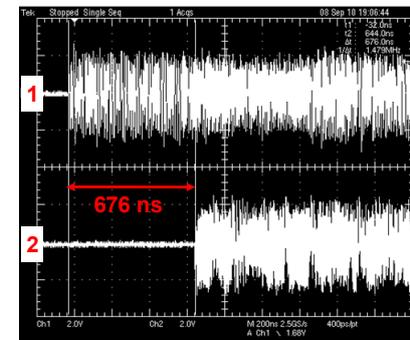


Bild 10: Lokalisierung von TE-Störstellen durch Laufzeitmessungen zwischen den Sensoren 1 & 2

Jede GIL-Phase wurde als separater Prüfabschnitt vorgesehen und mit vier UHF-TE-Sensoren ausgerüstet (Bild 7). Der max. Abstand zwischen benachbarten Sensoren beträgt max. ca. 500 m. Die erforderliche TE-Empfindlichkeit entsprechend 5 pC wurde vor Ort gem. CIGRE-Empfehlung nachgewiesen [11]. Zur Prüfungserzeugung wurde eine Resonanzprüfanlage mit einer festen Induktivität verwendet. Mit der Prüflingskapazität der GIL konnte eine Prüffrequenz von ca. 54 Hz eingestellt werden. Alle sechs Prüfabschnitte haben die oben beschriebene Hochspannungsprüfung bestanden. In Bild 8 sind beispielhaft TE-Aufzeichnungen in einer Phase dargestellt.

4.2 Fehlerortung

Die Lokalisierung von Entladungen während der Hochspannungsprüfung vor Ort erfordert im Falle der erdverlegten GIL besonderen technischen Aufwand. Die üblichen Verfahren wie Aufzeichnung der akustischen Signale sind nicht möglich. Daher müssen die Lauf-

einen Kurzschluss darstellt, reflektiert. Aus der Laufzeit von 2,5 μ s kann ein Abstand zwischen Sensor und Fehlerstelle von 375 m ermittelt werden.

TE-Quellen können durch Messung der Signallaufzeit zwischen zwei TE-Sensoren lokalisiert werden. Bild 10 zeigt ein TE-Signal an den TE-Sensoren 1 und 2. Aus der Laufzeit des Signals und der Entfernung zwischen den beiden Sensoren kann ermittelt werden, dass sich die TE-Quelle 65 m vom Sensor 1 entfernt befindet.

GIL weisen ähnlich wie GIS einen hohen Grad an Zuverlässigkeit auf [12]. Dennoch kann ein dielektrischer Fehler nicht vollkommen ausgeschlossen werden. Bevor die Reparaturarbeiten eingeleitet werden, muss der Fehler aufgefunden und so exakt wie möglich lokalisiert werden. Das zuvor dargestellte Verfahren ist nur begrenzt geeignet für eine Fehlerortung während des Betriebes geeignet. Daher wurde ein Lichtbogenortungssystem (Arc Location System) entwickelt, welches ebenfalls basiert auf der Analyse von Laufzeitdifferenzen der schnellen Ausgleichsvorgänge (VFT) im Falle eines Lichtbogenfehler (Fig. 11).

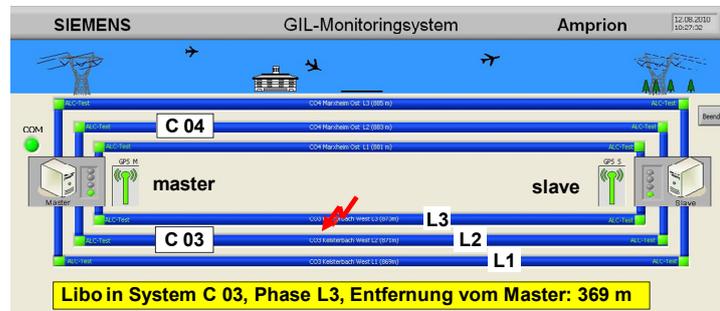


Bild 11: Ortungssystem (ALS) zur Lokalisierung von Lichtbogenfehlern während des Betriebes

Am Anfang und Ende der GIL sind Sensoren mit Lichtbogenortungskonvertern installiert. Diese sind an Kommunikationsmodule angeschlossen, wovon einer als Master und der andere als Slave arbeitet. Beide Module sind über einen Kommunikationsbus verbunden. Die Synchronisierung von Master und Slave erfolgt ein GPS-Signal. Wird ein VFT-Signal durch einen Lichtbogen im System erzeugt, so wird eine Laufzeitmessung an beiden Sensoren getriggert. Durch Vergleich der Laufzeiten wird der Fehlerort ermittelt.

Aus der Visualisierung des Systems ist zu entnehmen, in welchem Stromkreis der Lichtbogen aufgetreten ist und an welcher Stelle. Das Beispiel in Bild 11 zeigt, dass ein Lichtbogen im Stromkreis C03 in 369 m Entfernung vom Master an der Schnittstelle zwischen GIL und GIS aufgetreten ist. Die Sensitivität des Systems konnte während der Vorort-Prüfungen überprüft werden. Ein Vergleich mit der konventionellen Messung (Bild 8) ergab eine Genauigkeit deutlich besser ± 5 m, wie in der Spezifikation angegeben.

5 ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT DER GIL-INSTALLATION

Die GIL-Installation war in hinsichtlich der Bodenleitfähigkeit und der Bodenaustrocknung konservativ ausgelegt worden. Die Übertragungsleistung sollte 2x1800MVA betragen, entsprechend einem Nennstrom von 2x2700A. Dabei war als eigentliche Bemessungsgröße die Auslegungstemperatur des Außenrohres zu berücksichtigen.



Bild 12: Glasfaserkabel zur Temperaturüberwachung

Bereits bei den Prototyp-Untersuchungen gab es Hinweise, dass die Belastbarkeit und Überlastbarkeit des Systems besser war als die Bemessung war. Um die Übertragungskapazität des Systems zu optimieren, wurde ein Temperaturmonitoring installiert. Die Sensoren bestehen aus Glasfaserkabeln, welche auf der Außenseite des Mantelrohres angebracht sind (Bild 12). Zusätzlich wurde ein Glasfaserkabel parallel zu den GIL Rohren verlegt, um die Bodentemperatur als Referenzwert zu ermitteln. Darüber hinaus wurden zusätzliche Simulationen unter Berücksichtigung der vorliegenden Bodenbedingungen durchgeführt.

Da eine Belastung im Bereich der Bemessungswerte in der ersten Betriebsphase nicht zu erwarten war, wurde ein

Stromtransformator für die Untersuchungen der Belastbarkeit eingesetzt. Die Stromeinspeisung in den GIL-Leiter erfolgte über einen Adapter an der Schnittstelle zur GIS (Bild 13).

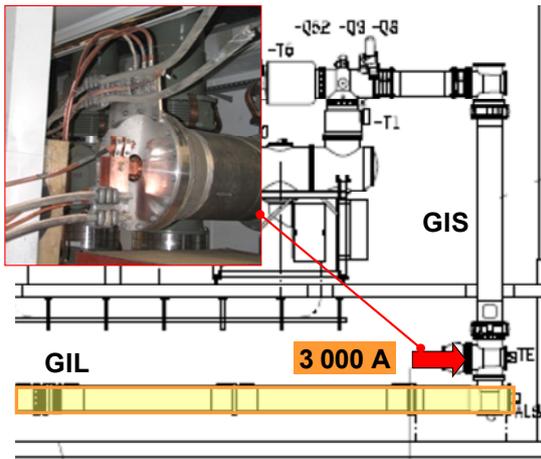


Bild 13: Einspeisung eines Prüfstromes von 3000 A in eine GIL-Phase

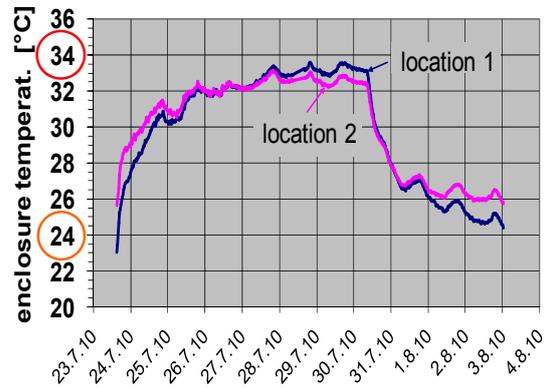


Bild 14: Gehäusetemperatur bei einem Prüfstrom von 3000 A

Mit Hilfe dieser Prüfeinrichtung konnte ein Laststrom von 3 000 A erreicht werden, etwa 10 % mehr als der Bemessungswert. Bild 14 zeigt die Aufzeichnung der Gehäusetemperatur an zwei verschiedenen Messpunkten. Nach einer Belastungszeit von ca. fünf Tagen wird eine mehr oder weniger stabile Außentemperatur erreicht, d. h. die Aufheiz-Zeitkonstante liegt bei 36 Stunden. Die Abkühl-Zeitkonstante liegt etwas niedriger, was mit den Besonderheiten des Rückfüllmaterials, einem sog. Flüssigboden mit einer thermischen Bodenleitfähigkeit von etwa 2 W/m K, zusammenhängen mag.

Von den Aufzeichnungen können einige bemerkenswerte Ergebnisse entnommen werden. Die Gehäusetemperatur beträgt nur 34°C und ist damit weit entfernt von der maximal zulässigen Gehäusetemperatur von 60°C, wobei im Betrieb allerdings noch der Einfluss der Nachbarphasen zu berücksichtigen ist, der zu einem zusätzlichen Temperaturanstieg von ca. 10°C bei 3 000 A führt. Andererseits ist eine Bodentemperatur von etwa 23°C zu erkennen, die deutlich über der maximal angenommenen Bodentemperatur im Sommer von 15°C liegt. Der Grund liegt in einer längeren Periode von Lufttemperaturen deutlich über 20 °C auch bei Nacht, so dass es zu einer entsprechenden Bodenerwärmung im Bereich der GIL-Installation gekommen ist. Die Messdaten wurden durch Daten eines kommerziellen meteorologischen Dienstes bestätigt.

Unter Berücksichtigung dieser Ergebnisse wird deutlich, dass eine Dauerbelastung von 3 150 A, etwa 15 % mehr als der Bemessungswert im Langzeitbetrieb ohne Bodenaustrocknung möglich ist. Im Kurzzeitbereich können 2 500 MVA zugelassen werden. Die Ergebnisse weiterer detaillierter Untersuchungen mit einem thermischen Simulationsmodell und Berücksichtigung der Messwerte vor Ort sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

Tabelle 2: Strombelastbarkeit der GIL bei verschiedenen Belastungsfaktoren und Bodentemperaturen

Strombelastbarkeit	Bodentemperatur		
	0 °C	15 °C	30 °C
Ein Stromkreis, Belastungsfaktor m = 1,0	4 280 A	3 880 A	3 420 A
Zwei Stromkreise, Belastungsfaktor m = 0.8	5 820 A	5280 A	4 650 A
Zwei Stromkreise, Belastungsfaktor m = 1.0	3 880 A	3 520 A	3 100 A

6 ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen dieses GIL-Pilotprojektes konnten verschiedene Aspekte im Detail analysiert werden, nämlich Designkriterien, Engineering, Vorfertigung und Montage vor Ort, Verlegung, Evakuierung und Gasfüllung sowie Prüfung vor Ort. Daneben haben die Messungen zur Belastbarkeit und Überlastbarkeit eine höhere Übertragungskapazität als ursprünglich berechnet aufgezeigt. Mit Hilfe des

Temperaturmonitoring-Systemen konnten Daten gesammelt werden, die die höhere Strombelastbarkeit bestätigt haben. Durch die beschriebene GIL-Pilotinstallation, die seit Januar 2011 in Betrieb ist, konnten weitere Erkenntnisse gewonnen werden, die eine Optimierung dieser Technology als Alternative zu Kabellösungen ermöglicht [13].

LITERATUR

- [1] Neumann et al.: Pilot Installation of a 380 kV directly buried Gas Insulated Line (GIL). CIGRE Report B3-104, Session 2010, Paris
- [2] IEC 61640: Rigid High-Voltage Gas-insulated Transmission Lines for Rated Voltage of 72,5 kV and above, 1998
- [3] Diessner, Luxa, Neyer: Electrical Aging Tests on Epoxy Insulators in GIS. IEEE Trans. On Electrical Insulation, Vol. 24, 1989
- [4] Baer, Diessner, Luxa: 420 kV SF6-insulated Tubular Bus for the Wehr Pumped-Storage Plant - Electric Tests. IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-95, No. 2, 1976
- [5] Schichler, Kynast: High-Voltage Tests and Measurements during the Life Cycle of GIS. Highvoltage Colloquium, Dresden, 2007
- [6] Neumann et al.: The Impact of Insulation Monitoring and Diagnostics on Reliability and Exploitation of Service Life. CIGRE Report C4-201, Session 2006, Paris
- [7] Achatz et al.: Features and Benefits of UHF Partial Discharge Monitoring Systems for GIS. ISEIM, Kitakyushu, Japan, 2005
- [8] Schichler, Diessner, Gorablenkow: Dielectric On-Site Testing of GIL. ICPADM, Nagoya, Japan, 2003
- [9] IEC 62271-203: High-voltage switchgear and controlgear Gas-insulated metal enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, 2003
- [10] CIGRE JWG 33/23-12: Insulation co-ordination of GIS: Return of experience, on-site tests and diagnostic technique. Electra 176, February 1998
- [11] CIGRE TF 15/33.03.05: Partial Discharge Detection System for GIS: Sensitivity Verification for the UHF Method and the Acoustic Method. ELECTRA, No. 183, 1999
- [12] CIGRE TF 15.03.07: Long-term performance of SF6 insulated systems. CIGRE Report 15-301, Session 2002, Paris
- [13] Neumann, Poehler: First pilot installation of a 380 kV directly buried gas-insulated line (GIL). Jicable'11, Versailles, 19. - 23.06.2011

Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter für Hochspannung

Kai Steinfeld
PFISTERER
Kontaktsysteme GmbH
kai.steinfeld@pfisterer.de
Deutschland

Ruben Grund
PFISTERER
Kontaktsysteme GmbH
ruben.grund@pfisterer.de
Deutschland

Michael Zerrer
PFISTERER
Kontaktsysteme GmbH
michael.zerrer@pfisterer.de
Deutschland

KURZFASSUNG

Elektrische Energieversorgungsnetze für Hochspannung sind neben der ständig anstehenden Betriebsspannung auch Überspannungen ausgesetzt, gegen welche sie nur eingeschränkt isoliert sind. Üblicherweise werden daher Überspannungsableiter eingesetzt, welche insbesondere transiente Überspannungen auf für die Isolierung der Betriebsmittel ungefährliche Werte begrenzen. Besondere Aufmerksamkeit verdient der Schutz von Transformatoren und GIS-Sammelschienen, da diese Betriebsmittel selbst ausgesprochen kostenintensiv sind und ein Überspannungsschaden einen umfangreicheren Netzausfall zur Folge haben kann.

Wurden diese Betriebsmittel in der Vergangenheit mit äußeren Ableitern oder direkt angeflanschten gekapselten Ableitern mit komprimiertem SF₆-Isoliergas geschützt, so setzt sich von tieferen Spannungsebenen kommend zunehmend der steckbare, feststoffisolierte Überspannungsableiter durch. Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter enthalten wie konventionelle Ableiter auch eine Säule aus Metalloxidwiderständen, welche allerdings im Unterschied zu gasisolierten Ableitern durch einen polymeren Feststoff isoliert ist. Die Vorteile sind der maximale Schutz durch minimale Entfernung zum Isoliersystem des Betriebsmittels, Freiheit von klimarelevantem Isoliergas, der diesbezüglichen Gasüberwachung sowie von Druckkesselvorschriften sowie die schnelle Austauschbarkeit im Falle einer Überlastung.

1 EINLEITUNG

Elektrische Energieversorgungsnetze enthalten eine Vielzahl von Betriebsmitteln wie Generatoren, Transformatoren, Leistungsschalter, Freileitungen und Kabel. Die Isolierung dieser Betriebsmittel wird so ausgelegt, dass sie den betrieblich auftretenden Spannungen, insbesondere der „Höchsten Spannung für Betriebsmittel“ (U_m) und wohldefinierten temporären Überspannungen („temporary overvoltages“, TOV) immer widersteht. Der Widerstandsfähigkeit gegenüber transienten Überspannungen wie Blitz- und Schaltüberspannungen sind jedoch Grenzen gesetzt, welche sich aus der Wirtschaftlichkeit des Isoliersystems ergeben. Die Abstimmung der dielektrischen Festigkeiten der Betriebsmittel eines elektrischen Energieversorgungssystems auf die zu erwartenden Spannungen und Überspannungen wird als Isolationskoordination bezeichnet [1], [2]. Wird die Isolierung über ihre Blitzstehspannung (basic insulation level, BIL) bzw. Schaltstehspannung hinaus beansprucht, sind irreversible Schäden der Isolierung zu erwarten.

Zum Schutz vor transienten Überspannungen werden daher Überspannungsableiter eingesetzt. Treten transiente Überspannungen auf, so werden diese durch die ab einer bestimmten Spannung stark zunehmende Leitfähigkeit des Überspannungsableiters gleichsam abgeschnitten und auf ungefährliche Werte begrenzt. Die Koordination der Festigkeit der Isoliersystems gegenüber Spannungen und Überspannungen unterschiedlicher Dauer (Isolationskoordination) sowie der Effekt von Überspannungsableitern ist in Abbildung 1 gezeigt.

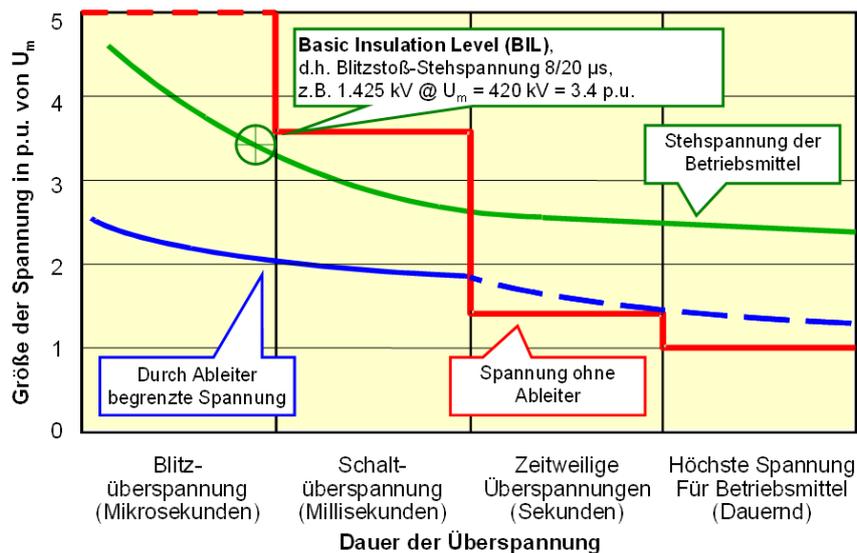


Abbildung 1 Isolationskoordination in elektrischen Energieversorgungsnetzen mit Effekt von Überspannungsableitern

2 METALLOXIDABLEITER

Zum Schutz von elektrischen Energieversorgungsnetzen vor Überspannungen werden sog. Metalloxidableiter eingesetzt, welche im Unterschied zu früheren Ableitertechnologien als elektrisch aktives Element Stapel von sog. „Metalloxidvaristoren“ („metal oxide varistors“, MOV, varistor = variable resistor) mit einer elektrisch stark nichtlineare Spannung-Strom –Kennlinie enthalten [3]. Diese werden in einem aufwändigen Prozess aus Zink- und Wismutoxid als Hauptbestandteil sowie weiteren, teilweise nur in Spuren zugesetzten Metalloxiden hergestellt. Wesentlicher Prozessschritt ist ein Sintervorgang bei genau definiertem Temperatur-Zeit-Profil, welcher zur Ausbildung einer

Kornstruktur führt. MOV weisen in ihrer Mikrostruktur Körner aus Zinkoxid auf, welche durch eine Phase aus Wismutoxid voneinander getrennt sind. Wie in Abbildung 2 erkennbar, beträgt der Durchmesser der Zinkoxiddkörner typischerweise ca. 50 μm und die Breite der Wismutoxidphase ca. 5 μm . Jeder Übergang von Zinkoxid zu Wismutoxid stellt einen pn-Übergang mit einer Schwellspannung von ca. 1,6V dar, deren elektrische Kennlinie in Abbildung 2 gezeigt ist. Die Gesamtheit der Zinkoxiddkörner und der Wismutphase entspricht daher einer statistischen Reihen und Parallelschaltung einer sehr hohen Anzahl von Dioden. Daraus ergibt sich eine Kennlinie des gesamten MOV, welche ein typisches Plateau der Spannung zeigt, welches für die spannungsbegrenzenden Eigenschaften des MOV verantwortlich ist.

Wie in Abbildung 3 gezeigt sind MOV für den Einsatz in Überspannungsableitern für Hochspannungsnetze („Energievaristoren“) zylindrische Körper mit einem Durchmesser von wenigen 10 bis ca. 100 mm und einer Höhe von 20 bis 50 mm. Die Stirnflächen sind mit einer Metallisierung zum homogenen Eintrag des Stromes ausgestattet und die Mantelfläche ist zum chemisch-physikalischen Schutz sowie zur Erhöhung der Überschlagfestigkeit mit einer Glasur versehen.

Das Aktivteil von Überspannungsableitern besteht aus zu einer oder mehreren Säulen aufgestapelten MOV. Dabei richtet sich der Durchmesser der MOV bzw. die Anzahl der Säulen nach Gesichtspunkten des Energieeintrages durch die zu begrenzende Überspannung und die Anzahl der übereinandergestapelten MOV nach den Betriebsspannungen bzw. der BIL des zu schützenden Systems. Der Überspannungsableiter weist eine seiner Konfiguration entsprechende elektrische U-I-Kennlinie mit bestimmten Kenndaten auf. Insbesondere hervorzuheben sind [4]:

- Bemessungsspannung U_r Höchste netzfrequente sinusförmige Wechselspannung, bei welcher der Ableiter in der sog. „Arbeitsprüfung“ noch stabil bleibt.
Die Bemessungsspannung darf nicht dauerhaft am Ableiter angelegt werden, sondern zumeist nur für 10 s.
- Dauerspannung U_c Höchste netzfrequente sinusförmige Wechselspannung, welche dauerhaft am Ableiter angelegt werden darf.
Zumeist gilt $U_r = 1,25 U_c$
- Restspannung U_{res} Scheitelwert der Spannung, welche bei Beanspruchung mit einem Blitzstoßstrom der Wellenform 8/20 μs entsteht.
- Leckstrom I_L Scheitelwert des i.a. nicht sinusförmigen Stromes, welcher sich bei Beanspruchung mit Dauerspannung einstellt.
- Nennableitstoßstrom Scheitelwert des Blitzstoßstrom der Wellenform 8/20 μs , für welchen der Ableiter spezifiziert ist.
- Energieaufnahmevermögen Angabe in kJ/kV bezogen auf U_r or U_c . Zwei Varianten:
Thermisches Energieaufnahmevermögen des Ableiters während der Beanspruchung mit netzfrequenter Wechselspannung im Rahmen der Arbeitsprüfung oder
Impuls-Energieaufnahmevermögen bei Beanspruchung mit impulsförmigem Stoßstrom.
Wert stark von der konkreten Impulsform abhängig.

Ein Beispiel für die Kennlinie eines einzelnen MOV mit den o.g. Kenndaten ist in Abbildung 4 gezeigt. Auffällig ist das breite Plateau der Spannung zwischen Dauer- und Restspannung, welches sich über 8 Zehnerpotenzen der Spannung erstreckt.

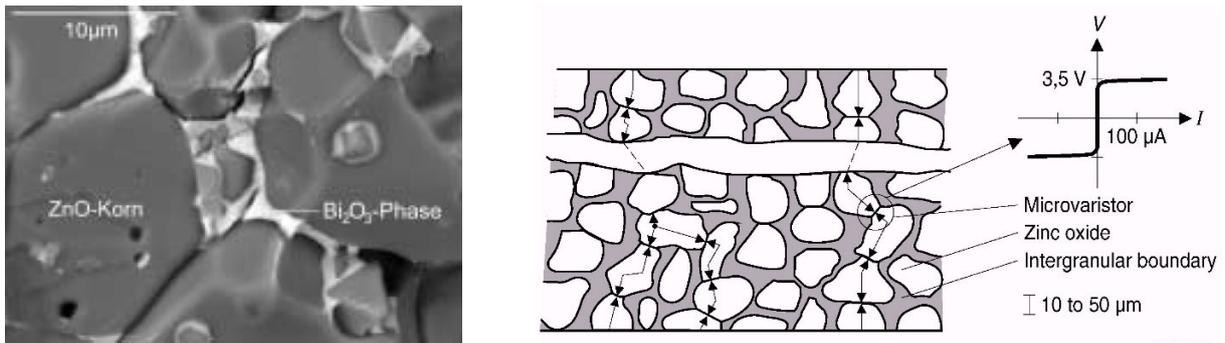


Abbildung 2 Mikrostruktur eines Metalloxidvaristors und Kennlinie eines einzelnen Zinkoxid-Wismutoxid-Überganges



Abbildung 3 MOV (Werkbild TDK-EPCOS)

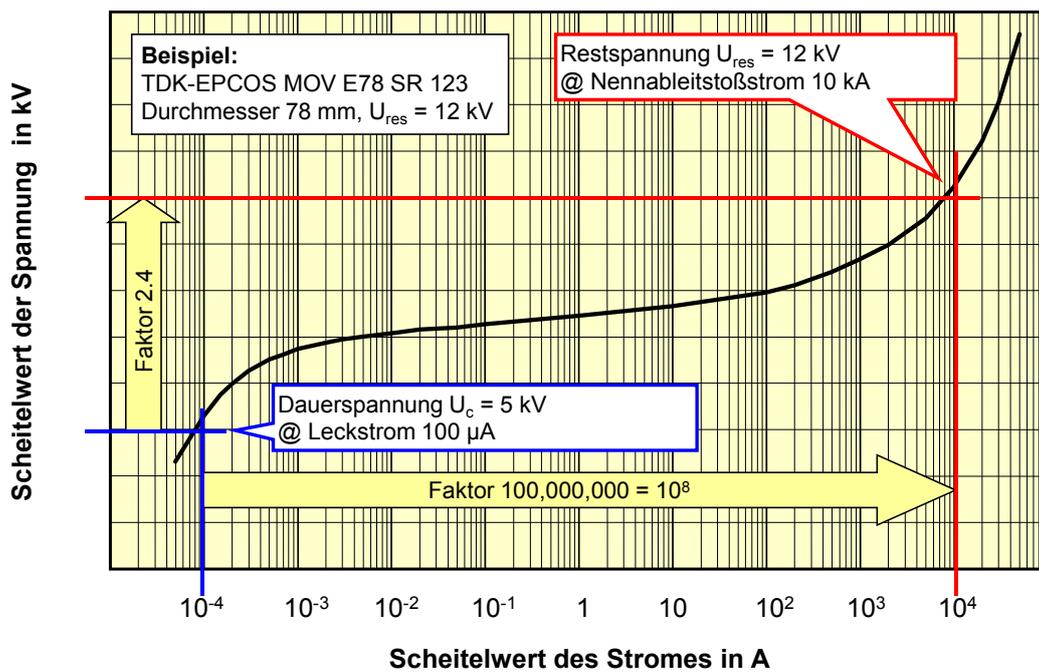


Abbildung 4 Kennlinie eines einzelnen MOV (nur 1. Quadrant)

3 BAUFORMEN VON ÜBERSPANNUNGSABLEITERN

Hinsichtlich der Unterbringung des Aktivteiles im Gehäuse können grundsätzlich vier verschiedene marktübliche Bauformen von Hochspannungs-Überspannungsableitern unterschieden werden:

- Käfigdesign-Ableiter ohne inneren Hohlraum [5], [6]
- Rohrdesign-Ableiter (GfK-Rohr, Porzellan) mit innerem Hohlraum [5], [6]
- GIS-Ableiter im Druckkessel mit isolierendem Gas
- Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter

Ableiter sind energetisch beanspruchte Bauelemente, d.h. sie nehmen bei Beanspruchung mit Überspannungen bzw. Ableitströmen Energie auf, was sich in einer Temperaturerhöhung der MOV äußert. Die einem Ableiter zumutbare, d.h. noch nicht zur Zerstörung führende Energie wird als Energieaufnahmevermögen bezeichnet und aus wirtschaftlichen Gründen auf Basis bestimmter Annahmen über die zu erwartenden Überspannungen ausgelegt. Da Überspannungen, insbesondere atmosphärische Blitzentladungen, jedoch statistischer Natur sind, kann es in Einzelfällen zu einer energetischen Überlastung des Ableiters, d.h. Überschreiten des Energieaufnahmevermögens kommen. Auch die Überschreitung der spezifizierten Bemessungs- und Dauerspannungen des Ableiters bzw. derer Zeitkonstanten kann den Ableiter überlasten.

Die energetische Überlastung eines Ableiters führt letztendlich zur Ausbildung eines Kurzschlusses und Störlichtbogens innerhalb des Gehäuses. Ohne weitere Maßnahmen kann dieser innere Störlichtbogen zur Ausbildung hohen Druckes im Ableiter führen, welcher eine Zerlegung des Gehäuses mit großer Zerstörungskraft und unmittelbarer Gefahr für Mensch und Material in der Umgebung zur Folge hat. Daher muss das Gehäuse so gestaltet werden, dass bei Überschreiten eines bestimmten Druckes dieser über frei werdende Öffnungen nach außen entweichen kann. Dabei soll nach Möglichkeit die Ausblasrichtung definiert sein und kein Auswurf von inneren Teilen geschehen. Die Sicherheit bei Überlastung und innerem Kurzschluss muss durch die Kurzschlussprüfung nach IEC 60099-4 [7] nachgewiesen werden. Dabei wird die MOV-Säule je nach dem vorliegenden Konstruktionsprinzip durch Überspannung überlastet oder durch einen Draht entlang der MOV-Säule kurzgeschlossen bevor dann ein spezifikationsgemäßer Kurzschlussstrom eingespeist wird. Die Prüfung gilt als bestanden, wenn keine Teile mit mehr als 50 g Masse außerhalb einem der Höhe des Ableiters entsprechenden Radius um den Ableiter ausgeworfen wurden. Bei steckbaren Ableitern ist ein Auswurf innerer Teile zulässig, solange dies in einer durch den Hersteller zu definierenden Richtung geschieht.

Den menschlichen Sinnen erscheint Kurzschluss und Druckentlastung eines Ableiters bei den typischen Parametern (z.B. für einen Ableiter $U_m = 123 \text{ kV}$, Kurzschlussstrom 63 kA, Kurzschlussdauer 200 ms) als Explosion mit Lichtblitz, Schall- und Rauchentwicklung. Dabei geschehen die Druckentlastung selbst und der Austritt des Lichtbogens aus dem Ableitergehäuse innerhalb der ersten 3 bis 7 ms nach Kurzschlusseintritt um den Scheitelwert der ersten Halbwelle herum.

3.1 Käfigdesign-Ableiter ohne inneren Hohlraum

Bei dieser Bauform wird die MOV Säule zumeist durch Stäbe oder Schleifen aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK) verspannt, welche in metallischen Kopf- bzw. Fußstücken enden. Das Gehäuse wird im Spritzgußverfahren aus Elastomerwerkstoffen hohlraumfrei direkt um die Struktur aufgebracht und das Verfahren folgerichtig oft als „Direktverguss“ bezeichnet. Typisch für diese Bauform ist die in Abbildung 5 gezeigte symmetrische Anordnung aus vollständig in Polymerwerkstoff eingebetteten MOV und Stäben. Als Polymerwerkstoff hat sich bei Hochspannungsgableitern aufgrund seiner Hydrophobie und Alterungsbeständigkeit Silikonelastomer weitgehend durchgesetzt [6].

Die Druckentlastung im Überlastfall geschieht, indem sich der Lichtbogen durch den Gehäusewerkstoff hindurchfrisst. Im Idealfall ist nach der Druckentlastung nur ein kaum sichtbarer Längsschlitz im Gehäuse zu sehen. Die Austrittsrichtung des Lichtbogens ist dabei undefiniert, was bei der Installation des Ableiters bzw. der Gestaltung der Umgebung zu beachten ist.

Ableiter mit direkt vergossenem Polymergehäuse sind bei moderaten mechanischen Eigenschaften kostengünstige Standardgeräte, welche als Stationsableiter typischerweise bis zu 245 kV eingesetzt werden. Bei hängendem Einsatz am Leiterseil zum Schutz von Freileitungen („Leitungsableiter“) werden Käfigdesign-Ableiter bis zu $U_m = 550$ kV verwendet.



Abbildung 5 Grafische Darstellung Querschnitt und Anwendungsbeispiel eines „Käfigdesign-Ableiters“ (Werkbilder SIEMENS)

3.2 Rohrdesign-Ableiter (GfK-Rohr, Porzellan) mit innerem Hohlraum

Ein maximaler Schutz der MOV-Säule gelingt durch Verwendung eines Hohlgehäuses, welches einerseits mechanische Kräfte von den spröden und relativ bruchgefährdeten MOV fernhält und andererseits eine definierte Gasatmosphäre ermöglicht. Obwohl immer noch klassische Hohlisolatoren aus Porzellan verwendet werden, setzen sich zunehmend Verbund-Hohlisolatoren mit GfK-Rohr und Silikonbeschirmung durch.

Die Verwendung eines Hohlgehäuses erfordert zwingend ein Druckentlastungssystem zur Vermeidung eines Gehäusebruchs bei innerem Lichtbogen. Dieses besteht zumeist aus einer bei wenigen 100 mbar sich deformierenden bzw. brechenden Druckentlastungsmembran in Kopf und Fuß des Ableiters. Zur gerichteten Ableitung des Gasstrahles dienen Ausblasschuten, deren Ausrichtung bei der Installation des Ableiters bzw. bei der Gestaltung der Umgebung berücksichtigt werden muss. Der Einsatz einer Druckentlastungsmembran erfordert eine mechanische Klemmkonstruktion, welche wiederum dauerhaft gegen Wasserzutritt abgedichtet werden muss. Der früher oft als Ausfallursache festgestellte Wasserzutritt durch das Dichtsystem der Druckentlastungsmembran wird heute zuverlässig vermieden. Ableiter mit GfK-Hohlgehäuse haben hohe statische und dynamische mechanische Festigkeiten und werden daher bei erhöhten Anforderungen an die Mechanik, z.B. in erdbebengefährdeten Gebieten, bis in die höchsten Spannungsebenen eingesetzt.

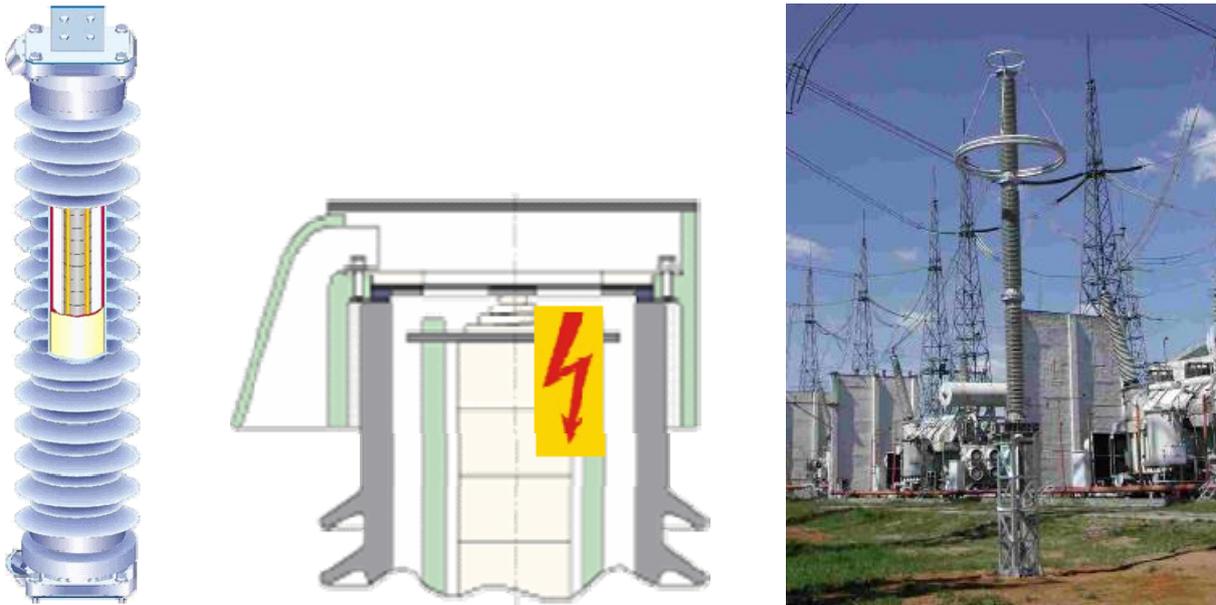


Abbildung 6 Grafische Darstellung Details des Druckentlastungssystems und Anwendungsbeispiel eines „Rohrdesign-Ableiters“ (Werkbilder SIEMENS)

3.3 GIS-Ableiter im Druckkessel mit isolierendem Gas

Insbesondere für den Einsatz in gasisolierten Schaltanlagen (GIS), gasisolierten Leitungen (GIL), aber auch direkt an Transformatoren stehen Ableiter zur Verfügung, deren Aktivteil in einem festen metallischen Kessel mit gespanntem Isoliergas (SF₆, N₂, Gemische) untergebracht ist. Die Konstruktions- und Anwendungsmerkmale gleichen denen der gasisolierten Schaltanlagen selbst, insbesondere was die Sicherheitsaspekte des Druckkessels und des klimarelevanten Isoliergases anbelangt. Dadurch sind GIS-Ableiter relativ kostenintensive Geräte und bedürfen im Betrieb einer ständigen Gasüberwachung. Der Anschluss von GIS-Ableitern erfolgt mittels druckfester Gießharzschotts, welche auch an anderer Stelle der GIS üblich sind.

Da GIS-Ableiter bereits mit gespanntem Gas gefüllt sind, muss deren Druckentlastungssystem dem betrieblich auftretenden Druck standhalten und darf erst im Überlastfall bei Überschreiten eines definierten Überdruckes öffnen. Dazu werden spezielle Berstplatten eingesetzt, deren Berstdruck typischerweise zwischen 5 und 10 bar beträgt. Auch hier erlaubt eine Ausblasschute die Ausrichtung des Gasstrahles.

Erst GIS-Ableiter ermöglichen den direkten Schutz einer GIS oder eines Transformators vor äußeren Überspannungen durch unmittelbare Installation am Isoliersystem des Betriebsmittels. Zwar ist auch die Installation von Freiluftableitern an den Durchführungen von GIS bzw. Transformator möglich, doch nehmen hier die Überspannungen durch Wanderwellenvorgänge, insbesondere den Stoß am Impedanzsprung von Leitung zu Gerät und den begrenzten Schutzbereich höhere Werte an als bei direkter Montage eines GIS-Ableiters.

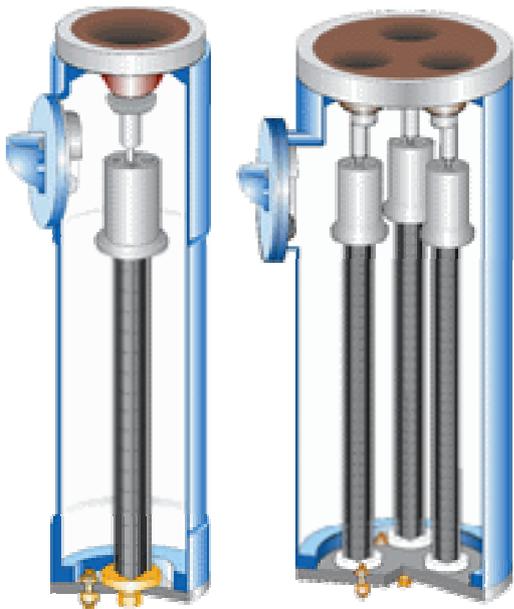


Abbildung 7 Grafische Darstellung und Anwendungsbeispiel eines „GIS-Ableiters“ (Werkbilder SIEMENS)

4 STECKBARE FESTSTOFFISOLIERTE ÜBERSPANNUNGSABLEITER

4.1 Hochspannungs-Steckverbinder

Nachdem steckbare Verbindungen in der Mittelspannungs-Kabeltechnik bereits eine weite Verbreitung gefunden haben, werden sie wegen ihrer Vorteile zunehmend auch in der Hochspannung eingesetzt [8]:

- Das Verbindungselement ist durch Gehäuseelemente vollständig vor der Umwelt geschützt, dabei dienen die Gehäuseelemente gleichzeitig als Berührungsschutz.
- Der steckbare Verbinder ist bei kurzer Montagezeit einfach zu montieren und zu demontieren.
- Der für die Montage eines Steckverbinders vorzubereitende Kabelabschnitt hat eine geringe Länge.
- Das mittels einer steckbaren Verbindung anzuschließende Betriebsmittels (z.B. GIS-Feld, Trafo) kann mit einem Blindstecker abgeschlossen und so ohne angeschlossenes Kabel geprüft werden.
- Es sind keine Gas- oder Ölarbeiten an Schaltanlage bzw. am Transformator vor Ort erforderlich.
- Steckbare Verbinder sind trocken, mechanisch allseitig stabil und haben eine beliebige Einbaulage.
- Die Feldsteuerelemente in Buchse und Stecker sind im Werk vorgefertigte und stückgeprüft und haben damit eine große Zuverlässigkeit und Robustheit.

Hochspannungs-Steckverbinder werden zumeist für den Anschluss von Kabeln an Geräte (z.B. GIS-Feld, Trafo) eingesetzt. Sie weisen dann je ein Element auf der Geräte- und der Kabelseite auf, welches nach Norm als „Geräteanschlussstück“ bzw. „Kabelanschlussstück“ bezeichnet wird [9]. Umgangssprachlich findet sich jedoch zumeist die Bezeichnung „Buchse“ und „Stecker“, allerdings beinhaltet letzterer Begriff dann nicht mehr das Kabel.

Eine typische steckbare Verbindung für den Anschluss eines Kabels an ein Gerät ist in Abbildung 8 gezeigt. Die im Bild links dargestellte Buchse enthält die Kontaktbuchse, welche den Strom führt sowie ein Feldsteuerelement in einem Gehäuse aus mechanisch festem Isoliermaterial. Der auf der rechten Bildseite erkennbare Stecker umfasst im Wesentlichen den Kontaktring, den Isolierkörper,

welcher wiederum ein auf die Buchse angestimmtes Feldsteuerelement enthält sowie das Steckergehäuse („Flanschglocke“).

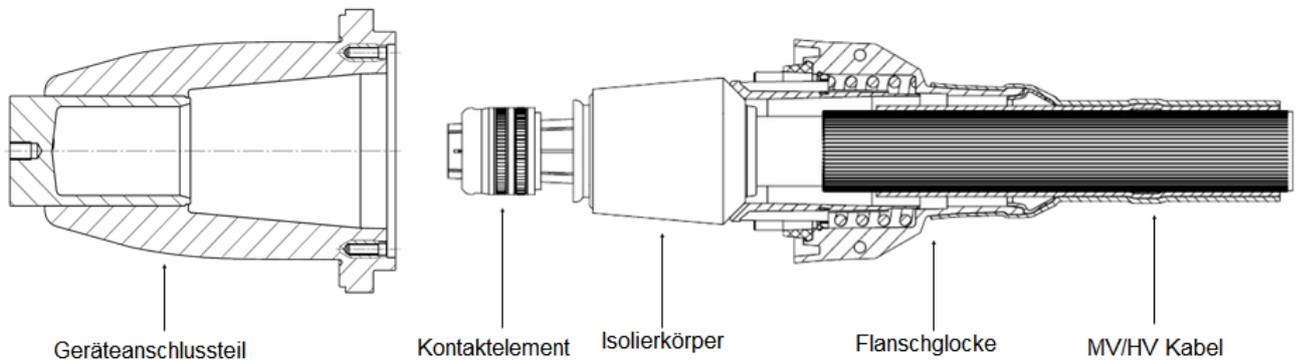


Abbildung 8 Typische Ausführung einer steckbaren Verbindung für Hochspannungskabel

Der Stecker muss nicht notwendigerweise ein Kabel abschließen, sondern kann auch Teil eines weiteren Gerätes, z.B. einer Durchführung oder eines Überspannungsableiters sein. In Abbildung 9 ist eine steckbare Durchführung für $U_m = 170 \text{ kV}$ gezeigt, welche so direkt auf ein mit einer Buchse ausgestattetes Gerät, z.B. einen Transformator aufgesteckt werden kann.

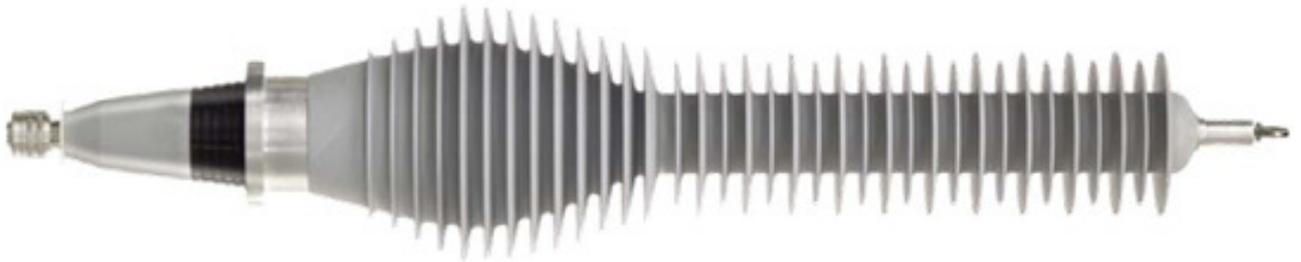


Abbildung 9 Stecker an einer Hochspannungs-Durchführung für $U_m = 170 \text{ kV}$

4.2 Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter

Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter vereinen alle Vorteile des Überspannungsschutzes, des GIS-Ableiters und der steckbaren Verbindungen in einem Gerät. Insbesondere sind hervorzuheben:

- Minimaler Abstand und damit maximaler elektrischer Schutz des Gerätes (z.B. GIS-Sammelschiene, Transformator) durch Integration in das Isoliersystem des Gerätes.
- Kein Druckkessel, keine Gasüberwachung und keine umweltrelevanten Substanzen durch trockene Isolierung aus Elastomerwerkstoff.
- Schnelle Montage bzw. Austausch nach Überlastung durch steckbare Verbindung.

Wie in Abbildung 10 und Abbildung 11 gezeigt, bestehen steckbare feststoffisolierte Ableiter für Hochspannung aus einem Rohrgehäuse aus glasfaserverstärktem Kunststoff (GfK), welches an den Enden durch metallische Kappen abgeschlossen wird. Das steckerseitige Ende (Fußende) dient dabei der Durchführung der Hochspannung und Aufnahme des Steckers selber, das entgegengesetzte Ende (Kopfende) enthält das bei Rohrgehäusen immer erforderliche Druckentlastungssystem mit seiner

typischen gerichteten Ausblasschute. Da die metallischen Enden durch das GfK-Rohrgehäuse voneinander isoliert sind, das Kopfende jedoch auf Erdpotential befindlich sein muss, werden sie mit einer metallischen Schiene verbunden. Die Säule aus MOV ist in einem einteiligen Feststoff-Isolierteil aus Elastomerwerkstoff untergebracht, welches neben der dielektrischen Isolierung auch Feldsteuerelemente enthält. Das Feststoff-Isolierteil beinhaltet auch das steckerseitige konische Element als Bestandteil des Hochspannungs-Steckverbinders.

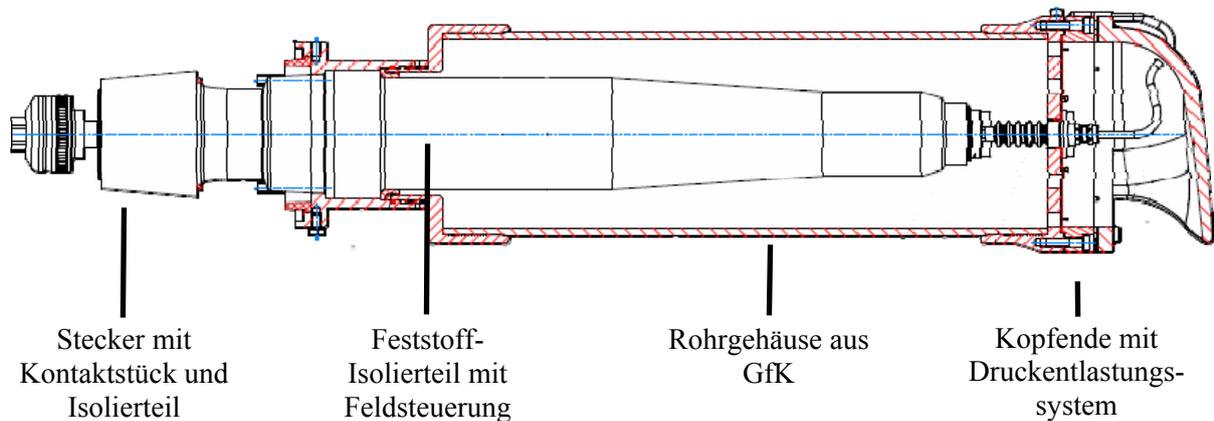


Abbildung 10 Steckbarer feststoffisolierter Überspannungsableiter bis $U_m = 72,5 \text{ kV}$, Schnittdarstellung



Abbildung 11 Steckbarer feststoffisolierter Überspannungsableiter bis $U_m = 72,5 \text{ kV}$, Bild darstellung

Der bei Ableitern mit Rohrgehäuse in der Vergangenheit oft als Ausfallursache gefundene Wasserzutritt über die Dichtung des Druckentlastungssystems in das Innere stellt bei diesem Design keine unmittelbare Gefahr dar, da schon alleine das Feststoff-Isolierteil Feuchtigkeit sicher von der MOV-Säule fernhält. Dennoch wurde das Druckentlastungs- und dessen Dichtsystem nach den gleichen Gesichtspunkten gestaltet, wie sie bei Rohrdesign-Überspannungsableitern üblich sind. Damit ist ein Eindringen von Feuchtigkeit in den Ableiter mit an Sicherheit grenzender Wahrscheinlichkeit für die gesamte Lebensdauer ausgeschlossen.

Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter mit Rohrgehäuse können, wie grundsätzlich alle Typen von Ableitern, überlastet werden, weshalb auch sie ein kopfseitiges Druckentlastungssystem zur sicheren Ableitung eines inneren Überdruckes aufweisen. Wie in Abbildung 10 und Abbildung 11 erkennbar, enthält dieses u.a. eine Ausblasschute, welches den Gasstrahl ausrichtet. Es liegt in der Sorgfaltspflicht des Anwenders, diese Ausblasrichtung bei der Installation des Ableiters zu berücksichtigen. Zudem ist es nach geltendem Standard für steckbare Ableiter der Auswurf innerer Teile zulässig, wenn deren Richtung definiert ist. Daher dürfen sich bei derartigen unter Spannung befindlichem Ableitern in dieser Richtung niemals Personen aufhalten können bzw. keine durch den Auswurf gefährdeten Installationen befinden. Für den hier beschriebenen steckbaren Ableiter für Hochspannung trifft letztere Erwägung jedoch nicht zu, da das Druckentlastungssystem den Auswurf innerer Teile nicht erlaubt. In Abbildung 12 ist der Vergleich eines steckbaren feststoffisolierten

Ableiters für $U_m = 72,5$ kV vor bzw. nach der Kurzschlussprüfung mit 40 kA / 200 ms zu sehen. Zwar ist das Gehäuse nach der Kurzschlussprüfung durch den Lichtbogen beschädigt und geschwärzt, jedoch nicht geborsten. Auch wurden keine inneren Teile außerhalb des Ableiters gefunden.



Abbildung 12 Steckbarer feststoffisolierter Überspannungsableiter vor und nach Kurzschlussprüfung mit 40 kA / 200 ms

Ein typischer Anwendungsfall für steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter ist in Abbildung 13 gezeigt. Hier sind die drei Phasen eines Mittelleistungstransformators für $U_m = 72,5$ kV durch Steckableiter geschützt. Dabei wurden drei Doppelbuchsen vorgesehen, von denen je eine den Stecker („Kabelanschluss“) und die andere den steckbaren Ableiter aufnimmt. Das System ragt in den Transformator-kessel hinein, ist damit Bestandteil dessen Isoliersystems und ermöglicht damit den kürzest möglichen Abstand zwischen Überspannungsableiter und Betriebsmittel. Es sei vorweggenommen, dass die theoretische Unterbringung der MOV-Säule im Transformator-kessel unter Öl keine Option ist, da im Falle einer Überlastung verheerende Folgen (Kessel-explosion, Ölbrand) zu befürchten sind.



Abbildung 13 Steckbare feststoffisolierte Überspannungsableiter für $U_m = 72,5$ kV auf Transformator

5 ZUSAMMENFASSUNG

Elektrische Energieversorgungsnetze sind Überspannungen ausgesetzt, welche durch Überschreiten der dielektrischen Festigkeit der eingesetzten Betriebsmittel zu deren Versagen, Kurzschluss und schließlich Netzausfall führen können. Da die dielektrische Festigkeit der Betriebsmittel aus wirtschaftlichen Gründen nicht beliebig hoch ausgelegt werden kann, werden Überspannungsableiter mit stark nichtlinearen MOV zur Begrenzung der Überspannungen eingesetzt. Es gibt unterschiedliche Bauformen von Überspannungsableitern, welche jeweils an bestimmte mechanische, anwendungsbezogene und wirtschaftliche Gesichtspunkte angepasst sind. Insbesondere sind zu nennen Kafigdesignableiter, Rohrdesignableiter und GIS-Ableiter. Ein neue Klasse innerhalb der Ableiter für Hochspannung stellen steckbare feststoffisolierte Ableiter dar, welche die Vorteile der steckbaren Hochspannungs-Verbindungstechnik mit denen der direkten Anbringung am zu schützenden Betriebsmittel vereinen, ohne jedoch die Nachteile der hier bislang eingesetzten GIS-Ableiter aufzuweisen.

LITERATUR

- [1] IEC 60071-1 (2011-03) Ed. 8.1
Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules
- [2] IEC 60071-2 (1996-12) Ed. 3.0
Insulation co-ordination - Part 2: Application guide
- [3] V. Hinrichsen
Metal Oxide Surge Arresters, Part 1: Fundamentals, 1st edition
Download: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/high-voltage-products/surge-arresters-limiters/>
- [4] K. Steinfeld, R. Göhler, A. Largaespada Fredersdorff
Rating and Design of Surge Arresters for High Voltage AC Systems
Proceedings of 2002 International Conference on Power System Technology
October 13-17, 2002, Kunming, China, pp. 1416-1421
- [5] K. Steinfeld, B. Kruska, V. Hinrichsen
Bauarten silikonisolierter Überspannungsableiter
ETG-Fachtagung „Silikonelastomere für Garnituren, Isolatoren, Überspannungsableiter“
20. März 2003, Berlin
- [6] K. Steinfeld
Design of Metal Oxide Surge Arresters with Polymeric Housing
Proceedings of World Conference and Exhibition on Insulators, Arresters and Bushings
Marbella, Spain, Nov. 16-19, 2003, pp. 137-146
- [7] IEC 60099-4 (2009-05) Ed. 2.2
Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
- [8] K. Steinfeld, R. Grund, M. Zerrer
Steckbare Verbindungen für Hochspannungskabel – Design Anwendung und Betriebserfahrung
ETG-Fachtagung „Feldsteuernde Isoliersysteme“, Paper 6, 22-23.11.2012, Darmstadt
- [9] DIN VDE 0276 Teil 632:
Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 36 kV (Um = 42 kV) bis 150 kV (Um = 170 kV)

Neue papierfreie Isolationstechnologie für feingesteuerte, trockene Hochspannungsdurchführungen EasyDry

Urs Krüsi, Ansgar Dais, Daniel Egger

ABB Schweiz AG

Micafil

urs.kruesi@ch.abb.com

Schweiz

KURZFASSUNG

Im Bereich der feingesteuerten Transformatordurchführungen sind drei Technologien im Markt etabliert: OIP - Oil Impregnated Paper oder Weichpapierdurchführungen, RBP - Resin Bounded Paper oder Hartpapierdurchführungen und RIP - Resin Impregnated Paper oder Harzimprägnierte Durchführungen. Alle verwenden Papier als Trägermaterial für die Steuerbeläge. Die hygroskopische Eigenschaft des Papiers ist jedoch unerwünscht und kann vermieden werden, indem man es durch ein synthetisches Textil ersetzt. Somit kann ein über die Lebensdauer stabiler Verlustfaktor garantiert werden. Verwendet man zusätzlich eine offene Textilstruktur, dann kann zusätzlich ein gefülltes Epoxidharz verwendet werden. Dies bietet die Möglichkeit, die Eigenschaften hinsichtlich thermischer Leitfähigkeit und mechanischer Eigenschaften zu modifizieren. Diese neue papierfreie Technologie wird Resin Impregnated Synthetics oder kurz RIS genannt. Die auf der RIS-Technologie basierenden EasyDry Durchführungen (Nennspannung 24 - 170 kV, Nennströme bis 3150 A) werden in die endgültige Form gegossen und direkt mit Silikon beschirmt. Sie weisen alle positiven Eigenschaften der RIP-Technologie auf und sind zusätzlich unempfindlich bezüglich Feuchtigkeitsaufnahme. Dies garantiert einen stabilen Verlustfaktor und ermöglicht eine vereinfachte Handhabung bei Transport, Lagerung und Installation. Alle notwendigen Typenprüfungen nach IEC 60137 [2] wurden bestanden. Erste EasyDry Durchführungen wurden in 2011 in Betrieb genommen und haben sehr positive Erfahrungen im Betrieb gezeigt. Weitere Pilotinstallationen sind in Umsetzung. Die RIS-Technologie wird im Moment nur für Transformatordurchführungen für Freiluftanwendung eingesetzt. Die RIS-Technologie kann aber auch in höheren Spannungsebenen und anderen Applikationen eingesetzt werden.

1 EINLEITUNG

Hochwertige Produkte aus Zellulosebestandteilen werden in der Elektroenergiebranche vielseitig eingesetzt und haben sich dabei als zuverlässige und kostengünstige Isolationsbestandteile bewährt. Diese Produkte sind hygroskopisch und weisen somit die Eigenschaft auf, dass sie Wasser anziehen und einlagern können. Dieses Wasser wirkt sich negativ aus (z.B. Polarisationsverluste) und muss durch aufwendige Trocknungsprozesse möglichst vollständig entzogen werden. Zudem ist während dem Transport, der Lagerung und im Betrieb darauf zu achten, dass keine Feuchtigkeit in die Durchführung eindringt, was aufwändige Verpackungen notwendig macht. Die Bestrebungen sind solche hygroskopischen Stoffe zu ersetzen.

ABB hat in den letzten Jahren eine neue papierfreie Isolationstechnologie für feingesteuerte Hochspannungsdurchführungen zur Marktreife entwickelt. Im Folgenden werden die herkömmlichen Technologien kurz beschrieben und danach die neue papierfreie Technologie vorgestellt. Dabei werden folgende Themenkreise beleuchtet:

- Design
- Produktion
- Entwicklungs- und Typenprüfungen
- EasyDry Portfolio
- Markteinführung

2 HERKÖMLICHE TECHNOLOGIEN

Eine Hochspannungsdurchführung ist ein elektrischer Apparat, der Strom auf Hochspannung durch eine geerdete Barriere führt. Für höhere Spannungen werden sogenannte „feingesteuerte“ Durchführungen eingesetzt. Diese haben eine kapazitive Feldsteuerung mit der erreicht wird, dass die Isolation möglichst gleichmässig ausgenutzt wird. Gleichzeitig sollen die Feldstärken innerhalb einer Grenze gehalten werden, die das Material auch auf lange Zeit hinaus nicht schädigt und die Spannung entlang einer Aussengeometrie möglichst linear - unterhalb der Festigkeitsgrenze - abgebaut wird. Bei der Fertigung wird Papier auf den Leiter oder ein Trägerrohr aufgewickelt und in genau definierten Abständen und Längspositionen elektrisch leitende Beläge eingelegt (siehe Abbildung 1, Links).

Diese „schwebenden“ Beläge bilden Kapazitäten gegeneinander und so wird eine kapazitive Spannungsteilung erreicht. Um die Spannung möglichst gleichmässig zu verteilen müssen die Teilkapazitäten gleich gross sein, das heisst, bei gleichen Abständen resultieren gleichbleibende Plattenfläche. Da nun mit zunehmendem Durchmesser des Papierwickels der Umfang und damit die Breite der Folie zunimmt, müssen diese nach aussen hin in der Länge verkürzt werden (siehe Abbildung 1, rechts). Dies ergibt dann die typisch konische Kontur einer Durchführung.

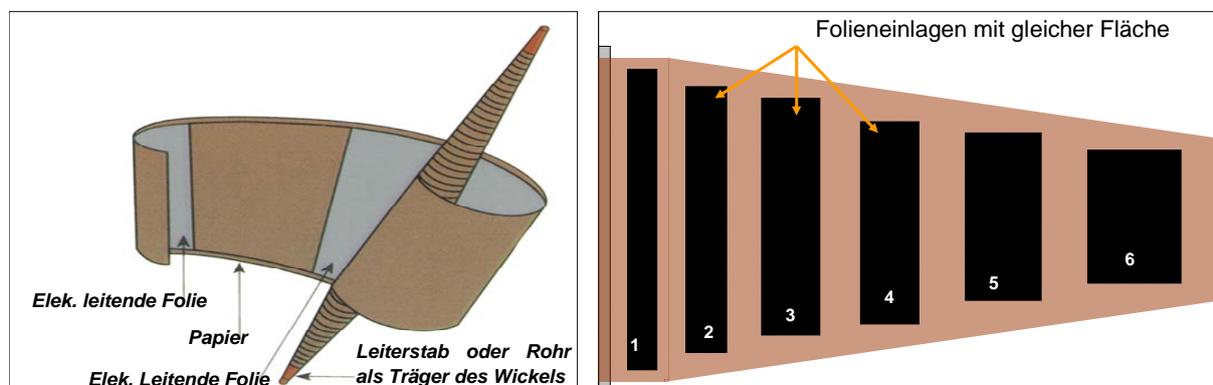


Abbildung 1. Links: Aufbau einer Kondensator-Hochspannungsdurchführung
Rechts: Steuerbeläge / Kondensatorplatten

Es gibt im Allgemeinen drei bekannte Technologien von Kondensatordurchführungen. Weit verbreitet sind auch heute noch OIP- Durchführungen. Die RBP-Technologie ist eine Zwischenlösung, die in absehbarer Zukunft auslaufen wird, da aufgrund von Teilentladungen der Betrieb sehr überwachungsintensiv ist. Bei allen drei Technologien können die Steuerbeläge sowohl als selbsttragende leitende Folie, als auch als aufgedruckter Belag auf einem Trägermaterial ausgeführt werden.

2.1 OIP: oil impregnated paper / Weichpapierdurchführungen

Glattes Papier wird auf den Leiter gewickelt und an den definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt. Der ganze Wickel wird dann mit dem Flansch und beidseitigen Isolatoren hermetisch umschlossen und evakuiert. Anschliessend wird unter Vakuum Öl eingezogen und damit der Wickel imprägniert. Das Öl bleibt dabei flüssig und kann in Folge einer Leckage auslaufen. Bei Transport, Lagerung und Installation sind strikte Regeln einzuhalten.

Diese Technologie deckt mit rund 65% immer noch den grössten Teil der weltweiten Nachfrage.

2.2 RBP: resin bounded paper / Hartpapierdurchführungen

Harz-beschichtetes Papier wird auf den Leiter gewickelt. Die Walzen der Wickelmaschine sind beheizt, so dass das Vernetzen direkt auf der Wickelmaschine erfolgt. An den definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt oder als leitender Lack aufgetragen. Der Wickel muss nicht mehr ausgehärtet werden und es braucht keine Vakuumkessel. Anschliessend wird der Wickel auf der Drehmaschine auf Mass bearbeitet. Während des Vernetzens kommt es zu Lufteinschlüssen, die im Betrieb Teilentladungen begünstigen. Dadurch zeigt sich ein nachteiliges Langzeitverhalten. Die RBP-Isolierkörper sind nicht Gas-dicht und somit nicht für SF₆ Anwendungen geeignet (z.B. Trafodirektanschluss an eine Gas-isolierte Schaltanlage).

Es sind noch viele solcher Durchführungen im Netz; allerdings akzeptieren die meisten Energieversorger keine RBP-Durchführungen mehr für Neuprojekte.

2.3 RIP: resin impregnated paper / Harzimprägnierte Durchführungen

Krepppapier wird auf den Leiter gewickelt. An genau definierten Stellen werden die Steuerbeläge eingelegt. Anschliessend wird der Wickel getrocknet und unter Vakuum mit Epoxidharz vergossen. Der IKP verbleibt im Vakuumkessel bis das Harz fertig ausgehärtet ist, um anschliessend auf der Drehmaschine auf Mass bearbeitet zu werden. Die RIP-Durchführungen weisen eine Reihe von Vorteilen auf:

- Teilentladungsfrei bis doppelte Betriebsspannung
- Tiefe dielektrische Verluste
- Komplette trockene Durchführung, d. h. keine Ölleckagen,
- kein Explosionsrisiko
- kein Unterhalt und keine ständige Überwachung nötig
- Transport und Lagerung in allen Lagen möglich

3 NEUE PAPIERFREIE TECHNOLOGIE - RESIN IMPREGNATED SYNTETHICS (RIS)

Der Aufbau des Kondensatorwickels ist bei der neuen papierfreien RIS-Technologie im Wesentlichen gleich wie für die oben erwähnten herkömmlichen Technologien. Am nächsten kommt die RIP-Technologie. Bei RIS wurde das Krepppapier durch ein offenes, synthetisches Textil ersetzt, da das relativ dichte Papier der OIP- und RIP-Technologien den Imprägnierprozess auf sehr niederviskose Isoliermedien begrenzt. Dieses Textil kann mit hochviskosen, gefüllten Epoxidharzen (Aluminium- oder Siliziumoxid), imprägniert werden. Diese gefüllten Harze haben sich seit Jahrzehnten in verschiedensten Hoch- und Mittelspannungsapplikationen bewährt. Diese gefüllten Harze ermöglichen vielerlei technische Verbesserungen wie z.B. verbesserte thermische Leitfähigkeit, modifizierte

mechanische Festigkeit und kürzere, weniger energieintensive Herstellprozesse. Einer der frühen Prototypen eines Isolierkörpers ist in Abbildung 3 gezeigt. Daneben sieht man die offene Struktur eines RIS-Wickels und zum Vergleich einen konventionellen mit Krepppapier. Vorteile der RIS-Technologie sind die gleichen wie für RIP aber mit dem zusätzlichen Nutzen, dass der Isolierkörper keine hygroskopischen Bestandteile aufweist und somit auch bei einer Silikondirektbeschirmung einen stabilen, verlustarmen Betrieb garantieren kann.



Abbildung 2. Links: Ein früher Prototyp einer RIS-Durchführung hergestellt am ABB Forschungszentrum
Rechts: die offene Textilstruktur und zum Vergleich der traditionelle Wickel aus Krepppapier

4 DESIGN DER EASYDRY DURCHFÜHRUNGEN

Auf der Basis der RIS-Technologie wurde die EasyDry Durchführungslinie entwickelt. Eine EasyDry Durchführung besteht aus dem mit gefülltem Epoxidharz vergossenen Isolierkörper. Dieser wird im Aluminiumflansch mit Hilfe eines Gegenrings befestigt. Direkt auf den Körper wird eine Silikonbeschirmung aufgebracht. Wie bei feingesteuerten Durchführungen üblich kann am Messanschluss die äusserste Kondensatorfolie abgegriffen werden. Der Seilbolzen oder ein entsprechender Stableiter wird mit einer Klemme verdrehsicher am zentralen Rohr des Isolierkörpers befestigt. Für grössere Ströme wird anstatt des Zentralrohrs ein nicht demontierbarer Kupferleiter verarbeitet. Eine Abschirmung sorgt am ölseitigen Ende für die dielektrische Feldsteuerung.

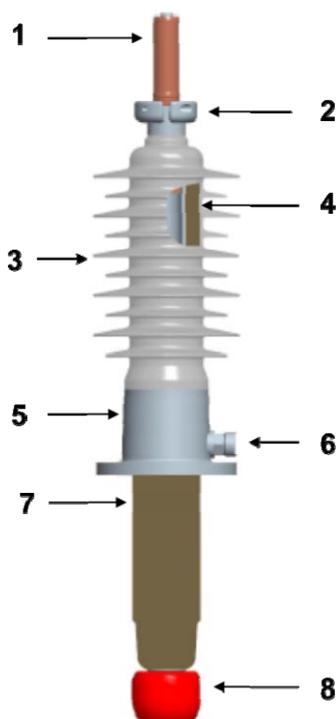


Abbildung 3. Design einer EasyDry Durchführung auf Basis der RIS-Technologie:
1 Kabelbolzen
2 Klemme
3 Silikonbeschirmung
4 Isolierkörper
5 Aluminiumflansch
6 Messanschluss
7 Stromwandlervorverlängerung
8 Abschirmung

5 PRODUKTION

Der RIS-Produktionsprozess unterscheidet sich wesentlich von demjenigen der RIP-Durchführungen. Bei Beiden beginnt der Prozess mit dem Wickeln. Die Steuerbeläge aus Aluminiumfolien werden zugeschnitten und während des Wickelns beim richtigen Durchmesser eingelegt. Bei RIS wird anstatt des Krepppapiers das synthetische Textil als Träger verwendet. Dadurch entfällt das Trocknen. Das Trocknen benötigt je nach Grösse des Papierwickels sehr viel Zeit (Stunden bis Tage) und entsprechende Heizenergie. Der RIS-Wickel wird danach in eine Form eingelegt und unter Vakuum in seine endgültige Form vergossen. Dadurch entfällt das Drehen. Die Montage besteht einzig aus der Befestigung des Flansches am RIS-Isolierkörper. Nach dem Auftragen eines Haftvermittlers wird der Körper in eine Form eingelegt und mit Silikon vergossen. Dabei wird ein Silikon verwendet, welches bei ABB Ableitern seit Jahren zum Einsatz kommt. Danach kann die fertige Durchführung der Stückprüfung übergeben werden. Der beschriebene Produktionsprozess ist schematisch in Abbildung 4 dargestellt.

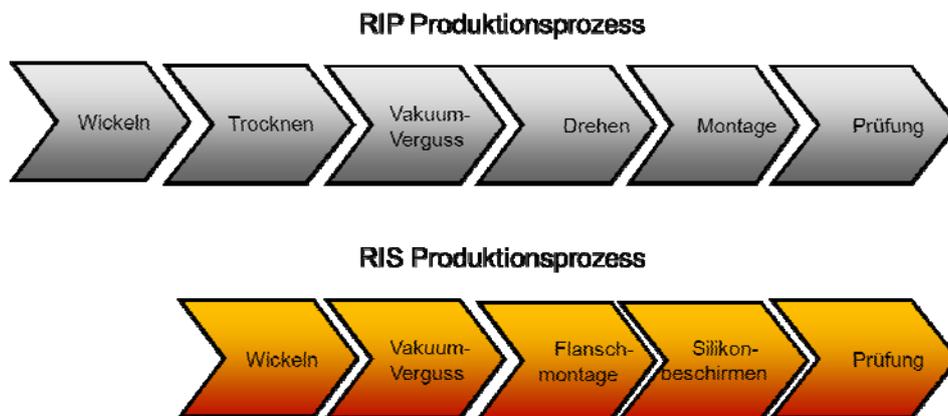


Abbildung 4. RIP- und RIS-Produktionsprozesse

6 ENTWICKLUNGS- UND TYPENPRÜFUNGEN

Eine der wichtigsten Herausforderungen, der man sich in der RIP-Produktion stellen muss, ist die optimale Trocknung und Verarbeitung des Papiers während der Produktion und danach diesen trockenen Zustand während Transport, Lagerung, Installation und in Betrieb zu bewahren. Ungenügende Schutzmassnahmen oder unsachgemässe Handhabung können zu einem erhöhten Verlustfaktor und zu einer verkürzten Lebensdauer der Durchführung führen. In der papierfreien RIS-Technologie ist die Möglichkeit Feuchtigkeit aufzunehmen quasi nicht vorhanden. Versuche in einer Klimakammer haben gezeigt, dass der Verlustfaktor nicht von klimatischen Bedingungen abhängt, obwohl die EasyDry Durchführung keine Feuchtigkeitsbarriere wie z.B. einen Verbund- oder Porzellanisolator besitzt.

Wärmeläufe an EasyDry Durchführungen haben die berechneten Strombemessungswerte bestätigt. Dabei profitieren sie von Eigenschaften der Epoxidharzsysteme, die mit inorganischen Füllstoffen arbeiten. Die gemessene thermische Leitfähigkeit in radialer Richtung des RIS-Isolationssystems ist rund doppelt so hoch wie bei traditionellem RIP-Material.

Die verwendeten Materialien haben einen ähnlichen thermischen Ausdehnungskoeffizient. Dies ist ebenfalls auf das gefüllte Harzsystem zurückzuführen. Dies führt zu einer ausserordentlichen Eignung für tiefe Temperaturen. Einige Exponate wurden zyklischer Belastung ausgesetzt bei der eine Temperatur von minus 60°C erreicht wurde. Danach wurden die Stückprüfungen wiederholt und zusätzlich Blitzstossprüfungen erfolgreich durchgeführt.

Detailliertere Ergebnisse dieser Versuche werden an der CIGRE Session 2012 in Paris veröffentlicht [1].

Die Typenprüfungen wurden nach dem relevanten IEC Standard [2] erfolgreich bestanden.

Die Abbildung 5 zeigt EasyDry Durchführungen beim Einbau in den Wärmepfprüfplatz und beim Aufbau im Hochspannungslabor.

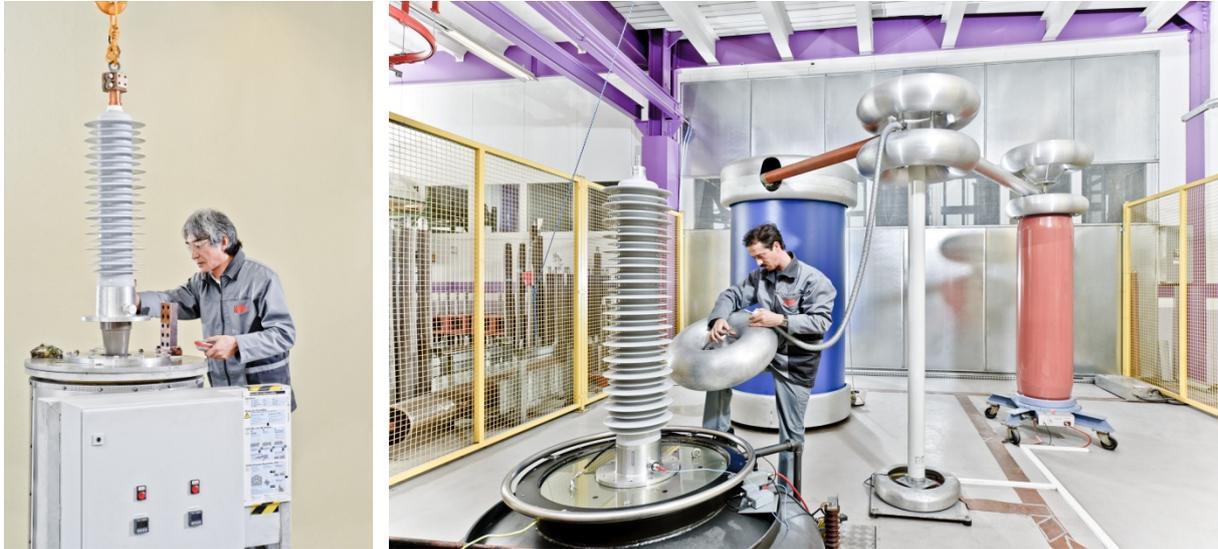


Abbildung 5. EasyDry Durchführungen beim Einbau in den Wärmepfprüfplatz (links) und beim Aufbau im Hochspannungslabor (rechts)

7 EASYDRY PORTFOLIO

Das EasyDry Portfolio umfasst feingesteuerte, papierfreie, trockene Transformatordurchführungen für Freiluftanwendung im Spannungsbereich 24–170 kV. Es sind die üblichen drei Leitertypen – Seilleiter, Stableiter, Fixleiter – erhältlich. Je nach Nennspannung, Leitertyp, und Stromwandlerverlängerung werden Nennströme bis 3150 A angeboten. Abbildung 6 zeigt eine 123 kV EasyDry Durchführung mit einem BIL von 550 kV und einem Nennstrom von 1250 A.

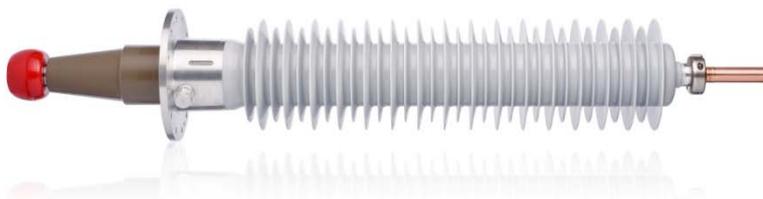


Abbildung 6. EasyDry Durchführung Typ DMB-OA 123-550 / 1250

8 ERSTE ERFAHRUNGEN UND AUSBLICK

Erste EasyDry RIS-Durchführungen wurden im May 2011 auf einem grossen Verteiltransformator in der Axpo Unterstation Grynau (CH) eingebaut. Ein on-line Monitoringsystem wurde installiert und misst Spannung und Kapazität der Durchführungen. Bis anhin bewähren sich die Durchführungen im realen Einsatz wie erwartet.

Für einen ESKOM Transformator wurden 123 kV Durchführungen produziert und sind anfangs 2012 ausgeliefert worden.

Die offizielle Markteinführung ist fürs erste Halbjahr 2012 mit dem vorgestellten Portfolio geplant. Die Marktakzeptanz wird dabei genauestens beobachtet. Die auf der RIS-Technologie basierende Produktfamilie EasyDry deckt im Moment nur Transformatordurchführungen für Freiluftanwendung ab. Die RIS-Technologie kann aber auch in höheren Spannungsebenen und anderen Applikationen eingesetzt werden.

9 ZUSAMMENFASSUNG

ABB hat in den letzten Jahren eine neue trockene, papierfreie, feingesteuerte Durchführungslinie EasyDry entwickelt. Diese basiert auf der RIS-Technologie (Resin Impregnated Synthetics). Der Hauptunterschied zur RIP-Technologie besteht darin, dass das Krepppapier durch ein offenes, synthetisches Textil ersetzt wird. Weil dadurch das Feuchtigkeitsaufnahmevermögen massiv reduziert ist, kann der Produktionsprozess um die Papiertrocknung verkürzt werden. Der Isolierkörper eignet sich optimal für die Silikondirektbeschirmung und ist bei Transport, Lagerung und Handling unproblematisch in Bezug auf klimatische Umgebungseinflüsse. Das offene Textil erlaubt den Einsatz von gefüllten Epoxidharzen und ermöglicht einen besseren Wärmetransfer vom Leiter zur Umgebung. Das EasyDry Portfolio umfasst Transformatordurchführungen für Freiluftanwendung im Spannungsbereich 24 - 170 kV. Erste EasyDry wurden in 2011 in Betrieb genommen und haben sehr positive Erfahrungen gezeigt. Weitere Pilotinstallationen sind in Umsetzung.

Die RIS-Technologie wird im Moment nur für Transformatordurchführungen für Freiluftanwendung eingesetzt. Die RIS-Technologie kann aber auch in höheren Spannungsebenen und anderen Applikationen eingesetzt werden.

LITERATUR

- [1] D. Egger, U. Krüsi, A. Dais, Z. Zic, W. Odermatt, J. Czyzewski, J. Rocks: "New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings", Paper A2-211, zur Veröffentlichung akzeptiert bei CIGRE General Session 2012, Paris.
- [2] International Standard IEC 60137, Insulated bushings for alternating voltages above 1000V, Edition 6.0 (2008)

New Tools for the Assessment of High Voltage Bushings

Neue Verfahren zur Zustandsbestimmung von Hochspannungsdurchführungen

Michael Krüger, Maik Koch
Alexander Kraetke, Stephanie Rätzke
Omicron electronics GmbH
michael.krueger@omicron.at
Klaus, Austria

Jochen Schnitzler
Göbel GmbH
Sprockhövel, Germany

SUMMARY

Dielectric response measurements in the frequency domain (FDS) or in the time domain (PDC) are applied to transformer insulation to determine the water content in the cellulose. These methods can be applied also for high voltage bushings with good success. Measurement results of Oil Impregnated Paper (OIP), Resin Impregnated Paper (RIP) and Resin Bonded Paper (RBP) bushings are presented for new and aged bushings and limits for the assessment are discussed. The described methods are integral methods. For singular insulation faults like Partial Discharges (PD) the PD measurement is much more sensitive. Especially in RBP bushings there are often more than one PD source in the insulation, e.g. in cracks and voids. With new methods like impulse form analysis in the time domain or like the frequency spectrum analysis those different PD sources can be separated from each other and also from interference. This enables a much more detailed diagnosis and also by the better interference suppression much more sensitive on-site PD measurements. All methods are illustrated with practical case studies, which illustrate their importance and the efficiency.

KURZFASSUNG

Dielektrische Antwortmessungen im Frequenzbereich (FDS) oder im Zeitbereich (PDC) werden angewandt, um den Wassergehalt in der Zellulose-Isolation von Transformatoren zu bestimmen. Diese Methoden können auch mit Erfolg an Hochspannungsdurchführungen eingesetzt werden. Messresultate von neuen und gealterten Weichpapier- (OIP), Gießharz- (RIP) und Hartpapierdurchführungen (RBP) werden präsentiert und Grenzwerte für die Bewertung diskutiert. Die beschriebenen Methoden sind integrale Methoden. Für singuläre Fehler wie z.B. Teilentladungen (TE), ist eine TE-Messung sehr viel empfindlicher. Speziell in Hartpapierdurchführungen gibt es oft mehrere TE-Fehler, z.B. in Rissen und Hohlräumen. Mit neuen Methoden wie beispielsweise der Impulsform-Analyse im Zeitbereich oder der Frequenzspektrum-Analyse im Frequenzbereich können verschiedene TE-Quellen voneinander getrennt betrachtet werden. Sie ermöglichen auch die Trennung von TE-Signalen und impulsförmigen Störern. Das erlaubt eine wesentlich detailliertere Diagnose, insbesondere bei vor-Ort-Messungen. Alle Methoden werden anhand von praktischen Fallbeispielen erörtert und ihre Bedeutung und Wirksamkeit illustriert.

INTRODUCTION

High voltage bushings are essential parts of power transformers, circuit breakers and of other power apparatus. More than 10 % of all transformer failures are caused by defective bushings. A bushing failure can damage a transformer completely [1]. Therefore a regular diagnostic measurement is essential for a safe operation of transformers.

MEASUREMENT OF DIELECTRIC LOSSES

The measurement of the capacitance and the dissipation or power factor is very common since many decades. It was performed at line frequency normally. Table 1 shows the 50/60Hz limits for DF/PF and Partial Discharges (PD) according to IEC 60137 and IEEE C57.19.01

Type	RIP	OIP	RBP
Main insulation	Resin impregnated paper	Oil impregnated paper	Resin bonded paper
DF $\tan \delta$ (RT) (IEC 60137)	< 0,7% *	< 0,7% *	< 1,5% *
PF $\cos \varphi$ (RT) IEEE C57.19.01	< 0,85% *	< 0,5% *	< 2% *
Typical new values	0.3-0.4% *	0.2-0.4% *	0.5-0.6% *
PD (IEC 60137)			
Um	< 10pC	< 10pC	
1.5 Um/ $\sqrt{3}$	< 5cC	< 5pC	
1.05 Um/ $\sqrt{3}$	< 5pC	< 5pC	< 300pC

* at 1.05 Um/ $\sqrt{3}$ and 20°C / 70° F

Table 1: Limits and typical DF and PD values

Manually balanced bridges like the Schering bridge or transformer bridges were used in the first beginning. Later the balance of the bridge was automated by a microprocessor. These solutions are good for measuring at certain frequencies. Modern electronics enable the measurement of the Dielectric Response of the insulation that means the measurement of losses over a wide frequency range. This delivers much more information about ageing, moisture and also faulty contacting of measuring taps and capacitive layers. The principle of a typical measurement circuit is shown in figure 1.

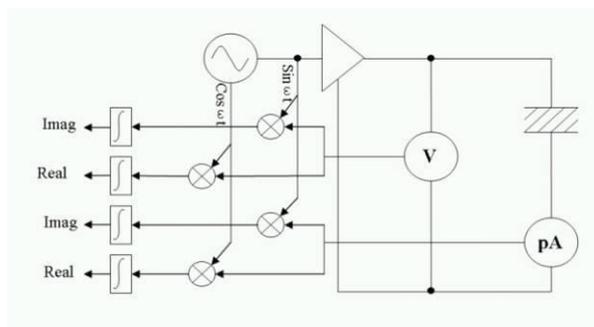


Figure 1: Measurement circuit for automated Dielectric Response measurement

By multiplying the small measured current through the test object with the generated high voltage $\sin(\omega t)$ and $\cos(\omega t)$ signals and a digitally filtering of the $2\omega t$ AC component, an excellent filtering of the line frequent noise with over 110dB can be realized. Modern instruments are using digital electronics and switched mode amplifiers for generating the test voltages [2].

MEASUREMENT OF DIELECTRIC RESPONSE ON NEW RIP, RBP AND OIP BUSHUNGS

In figure 2 the $\tan \delta$ curves of new RIP, RBP and OIP high voltage bushings are shown. The frequency range is 15 to 400Hz, the test voltage is 2kV.

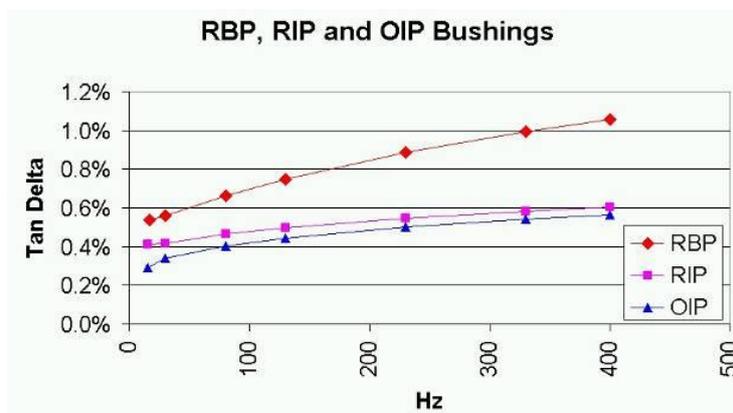


Figure 2: Dielectric Response of new RIP, RBP and OIP bushings

The curves are rather flat the minimum of the curves is below the lowest test frequency of 15Hz. The values at 50Hz are fulfilling the limits in table 1. In figure 3 a RIP bushing can be seen, which was stored outside without any protection of the oil side. The non protected oil side was getting humid during the months and the change of the tan delta can be seen clearly. The moisture increases the $\tan \delta$ particularly at low frequencies the minima of the $\tan \delta$ curves are shifted to higher frequencies with increasing moisture content.



Figure 3: Dielectric Response of a RIP bushing exposed to moisture

CASE STUDIES OF DIAGNOSTIC MEASUREMENTS ON RIP, RBP AND OIP BUSHINGS

The described measurement principle using frequencies between 15 and 400Hz was applied for diagnostic measurements on RIP, RBP and OIP bushings.

Diagnostic measurements on a RIP bushing

Normally silicon type RIP bushings have a fiber glass tube which has two functions: it gives the mechanical stability and prohibits that moisture can get into the resin active part. In the 80's some manufactures made bushings up to 245kV without such fiber glass tubes. The silicon was directly put on the resin active part. On those bushings water can diffuse into the active part from outside over the years. This can cause a breakdown of the bushing. In figure 4 the blue curve shows a measurement on a bushing of the described design with high moisture in the active part whereas the red curve is the result of the same kind of bushing without moisture. At low frequencies the differences are most obvious.

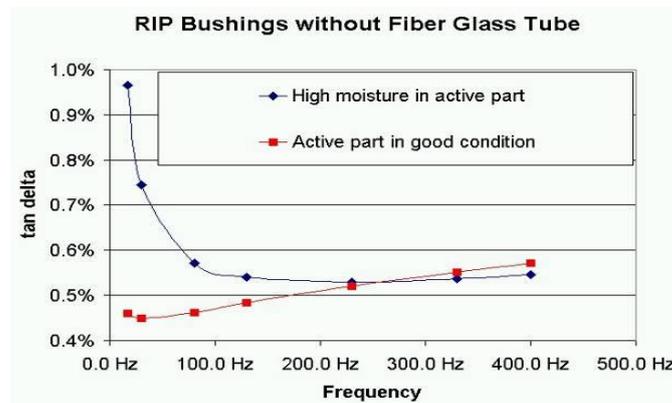


Figure 4: RIP bushings without fiber glass tube

Diagnostic measurements on a RBP bushing

A Resin Bonded Paper 123 kV bushing showed a conspicuous Dielectric Response (figure 5, red curve, phase C). The blue curves was measured on the A phase bushing. The strong increase of the tan δ curve for high frequencies is obvious. The bushings were tested afterwards at line frequency and voltages between 2 and 12kV (figure 6). In this diagram the tan δ curve starts with rather high losses and goes down for higher test voltages.

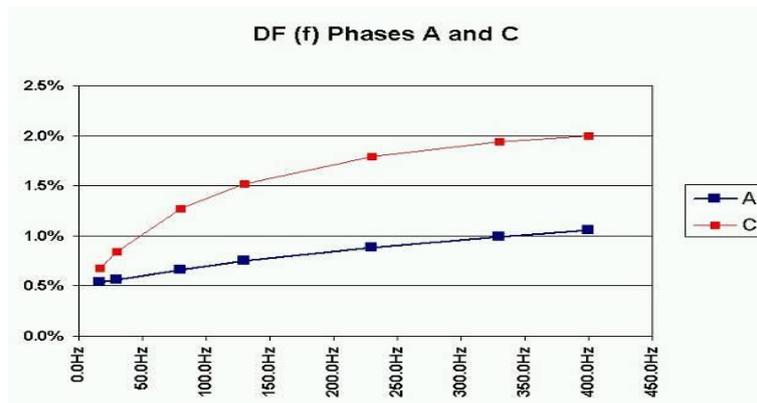


Figure 5: Conspicuous Dielectric Response from a RBP bushing

This behavior is known for bad contacts either on the measuring tap or on the contacting of capacitive layers. The bushing was removed from the transformer and disassembled. The measuring tap was well contacted but the innermost capacitive layer had no contact to the conductor tube. Bad contacts can rise the inner insulation temperature. So the exchange of the bushing was the right decision.

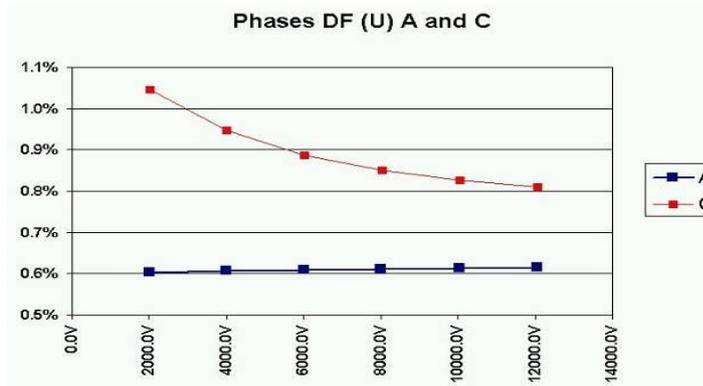


Figure 6: Bad contact of the innermost capacitive layer

Diagnostic Measurements on OIP bushings

33kV OIP bushings were exchanged because the $\tan \delta$ was high at high temperatures. It was assumed that the inner insulation of the bushings was wet. Figure 7 shows the DF of OIP bushings at 50Hz for different water contents as $f(T)$ [3]. The new and the old bushings were tested at 30°C from 15 to 400Hz. High differences could be measured particularly at low frequencies (figure 8).

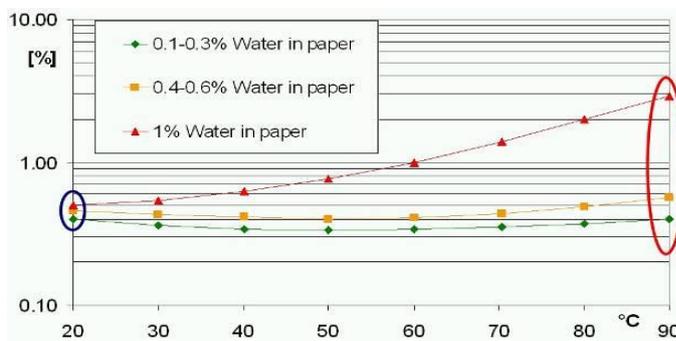


Figure 7: Different moisture content: $\tan \delta (T)$ at 50Hz

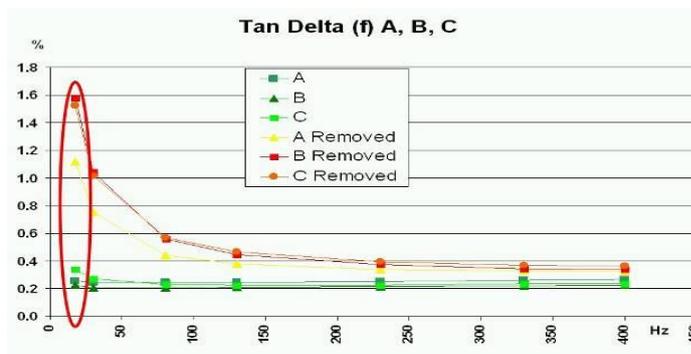


Figure 8: Different moisture content: $\tan \delta (f)$ at 30°C

This example shows very clearly that the $\tan \delta$ measurement at low frequencies can detect water with high sensitivity.

FDS AND PDC MEASUREMENTS ON BUSHINGS

The measurement of losses can be done in the frequency domain FDS (Frequency Domain Spectroscopy) or in the time domain PDC (Polarization Depolarization Current). The data can be transformed from the time domain into the frequency domain and vice versa. The FDS measurement covers the whole frequency range from high frequencies down to very low frequencies, but measurements at low frequency need a long measuring time, whereas the PDC is much faster but can only measure up to about 1Hz. A new approach uses the advantage of both methods and measures the frequencies from 5kHz down to 0.1 Hz with the FDS and 0.1Hz down to 1mHz or even lower with the PDC. The PDC data are transformed into the frequency domain and showed as tangent delta values [4].

Figure 9 shows the principle of the combined FDS-PDC measurement and Figure 10 the Dielectric Response Analyzer with the measurement arrangement. The bushing is shielded with an Aluminum tube to reduce the interference because the measured currents for RIP and OIP bushings can go down to values below 1pA.

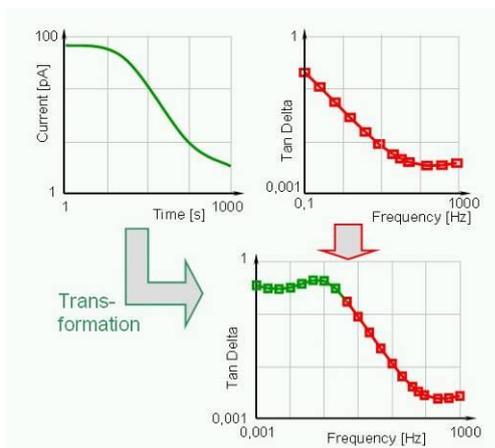


Figure 9: Combined PDC-FDS measurement



Figure 10: Combined FDS-PDC measurement on a RIP bushing with an Aluminum shield for interference protection

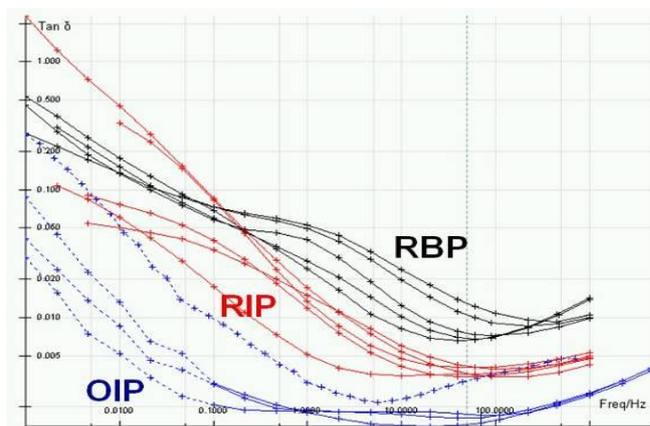


Figure 11: FDS-PDC results for RBP, RIP and OIP bushings.

In figure 11 typical FDS-PDC results for RBP, RIP and OIP bushings are shown [5].

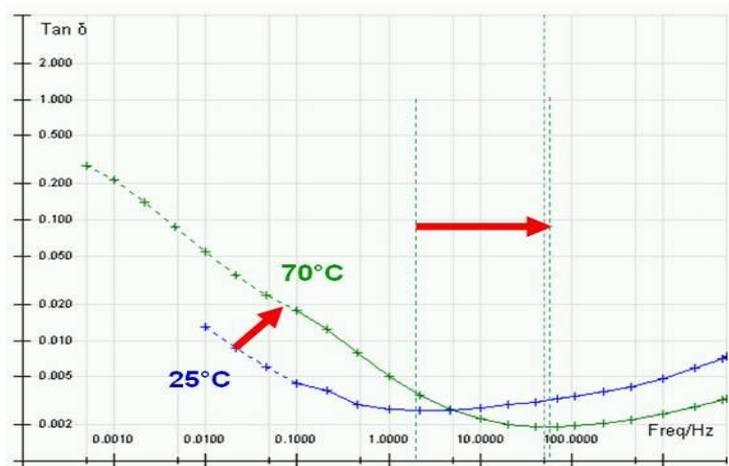


Figure 12: Temperature influence on FDS-PDC curves

The temperature influences the results. With increasing temperature the losses at very low frequencies are increased, whereas the losses at higher frequencies are getting lower and the minimum of the loss curve is shifted to the higher frequencies. This has to be taken into account if FDS-PDC results are compared. The measurement in figure 12 was performed on a RIP bushing.

Experiments with a RIP bushing

A RIP bushing was exposed to different moisture and temperature in a climate chamber. The experiment was started at 20° and 38% Relative Humidity (RH). The second day the bushing was heated up to 70°C with a RH of 10% (green curve in figure 13). The next days the bushing was exposed to high RH up to 80% at 70°C. After the 9th day the pink curve was measured at 80%RH and 70°C. On the 10th day the moisture was reduced to 10% again. The red curve was measured during the 12th day with 10% RH at 70°C. The moisture still stays in the resin surface. A last measurement was made on the 13th day. The tan δ values for frequencies above 10 Hz are more or less identical, whereas the values at low frequencies still show the evidence of moisture (figure 14).

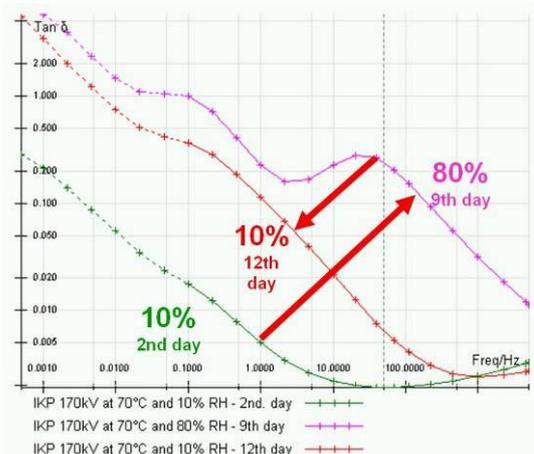


Figure 13: RIP bushing at different moisture

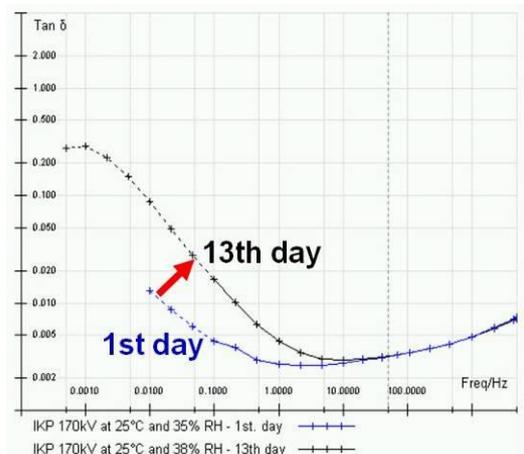


Figure 14: RIP bushing after 13 days

DRYING OF RBP AND RIP BUSHINGS

The bushings come normally in a wooden box with some Silica-Gel in a small bag. A lot of bushings are stored in those boxes for many years, some of them in a humid environment. The bushing is protected against penetrating water on the outdoor side, but on the oil side they are not protected. On this side the resin surface can be damaged by incoming water. In figure 15 the difference between a proper resin surface and a surface which is damaged by water is shown. If the bushing shows a surface like the left hand side of figure 15 the bushing shouldn't be used again, even after drying, because in the bright areas is air which causes partial discharges. Bushings with those damaged surfaces shouldn't be used again [6].



Figure 15: Resin surface damaged by water



Figure 16: Wrongly stored RBP bushing

CASE STUDIES OF DRYING ON RBP ANF RIP BUSHINGS

145kV RBP oil-oil bushing

The 145kV RBP bushing shown in figure 16 was stored in the original box in a cavern for 30 years. The 50Hz tan δ value was 30%! The bushing was additionally measured with FDS-PDC (figure 17). An experiment was carried through with drying this bushing in an oven at 80°C for 12 weeks. The result can be seen in figure 18.

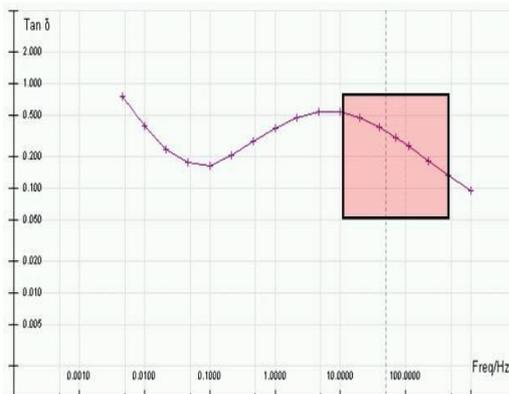


Figure 17: 145kV RBP bushing FDS-PDC

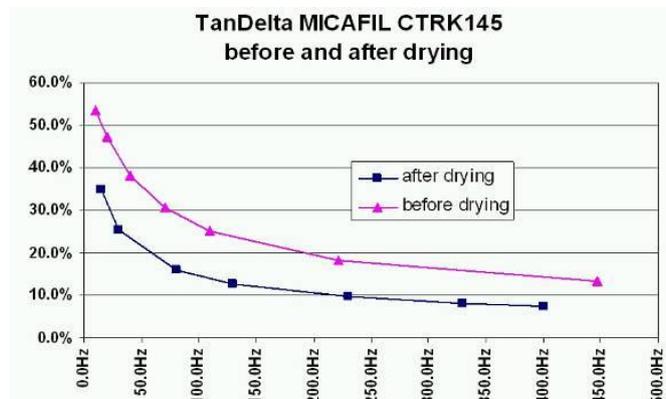


Figure 18: 145kV RBP bushing before and after drying

45kV RBP oil-outdoor bushings

Also these bushings were stored in the original wooden box. Figure 19 shows the FDS-PDC measurement results on three non dried bushings and one that was dried in an oven for one week.

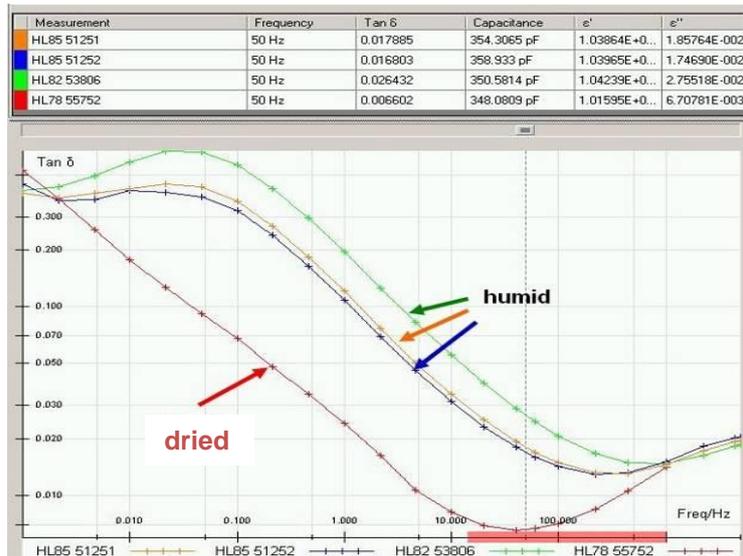


Figure 19: Drying of 45kV RBP bushings

By drying the one bushing a clear improvement can be seen. The 50Hz tan δ value went from more than 2% down to 0.66% which is acceptable.

145kV RBP oil-outdoor bushing

A 145kV oil-air bushing was dried in an oven for 12 weeks at 80°C. Figure 20 shows the results before and after drying. The 50Hz tan δ value was reduced from 2.2% before to 1.1% after drying. This value is still rather high. A Partial Discharge PD measurement was performed to check, if there were cracks in the resin due to the drying procedure (figure 21).

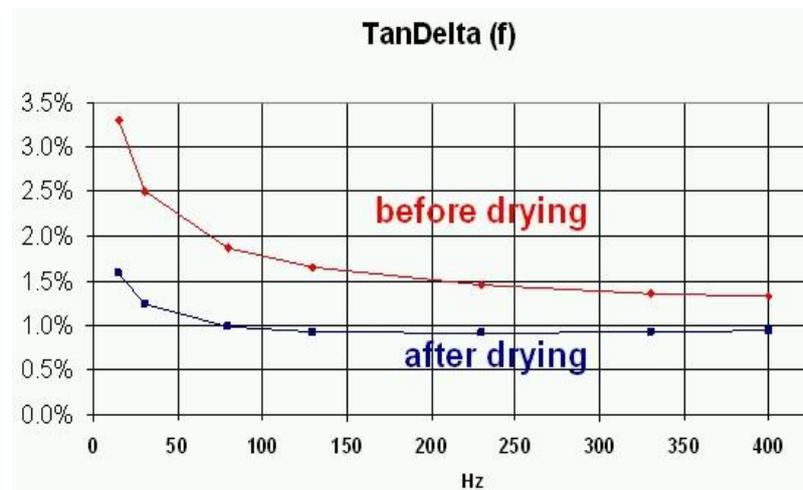


Figure 20: Dielectric response before and after drying

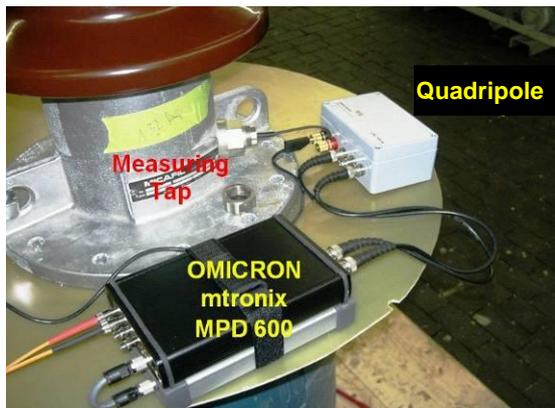


Figure 21: PD instrument and quadripole at the tap

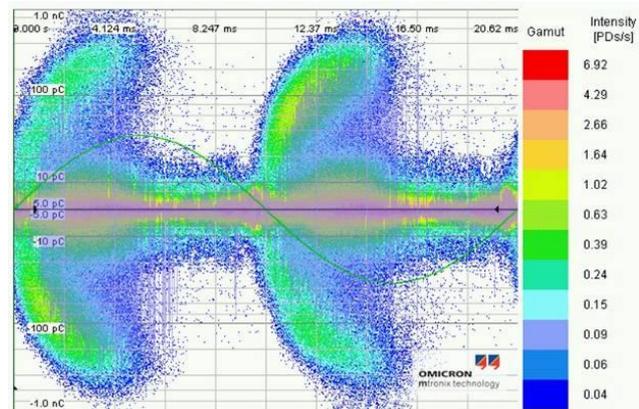


Figure 22: PD measurement without 3CFRD filtering

First a PD measurement was made without using the 3 Centre Frequency Relation Diagram (3CFRD). The sum of all PD signals can be seen in figure 22. This way pattern recognition is impossible. With the 3CFRD PD measurements are done simultaneously at 3 different centre frequencies, in this case at 500kHz, 2.8MHz and 8MHz. With this technique PD signals from different PD sources can be separated from each other and from interference coming from outside (figures 23 and 24). This way also the PD intensity of the single PD sources can be measured.

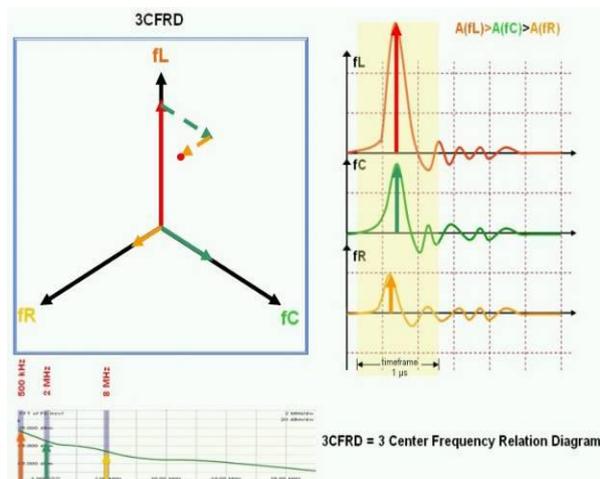


Figure 23: 3CFRD

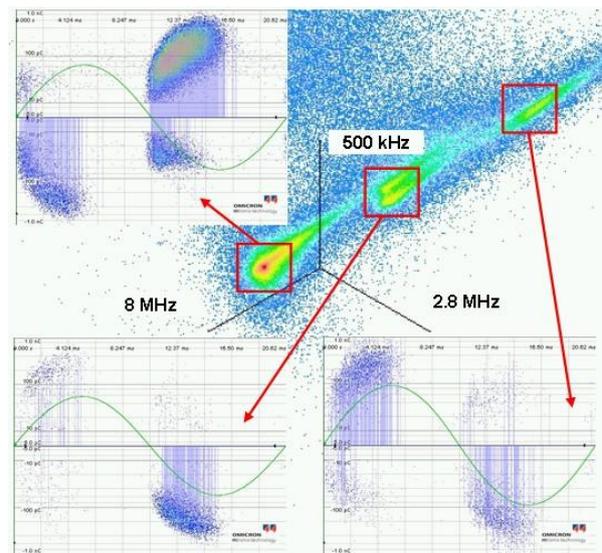


Figure 24: Separation of PD sources with 3CFRD

Due to the high $\tan \delta$ values and the high PD intensity of more than 1nC it was decided not to use this bushing any more.

LIMITS FOR THE DISSIPATION FACTOR AT DIFFERENT FREQUENCIES

In table 1 limits and typical values for the dissipation factor are shown for 50/60Hz. The measurement of the dissipation factor at other frequencies should become a standard. Low frequency results (e.g. 15Hz) allow for a very sensitive moisture assessment, measurements at high frequencies (e.g. 400Hz) allow a very sensitive detection of contact problems at the measuring tap or at the innermost layer connection or of high resistive partial break downs between grading layers. The table 2 shows indicative limits for new and aged bushings at different frequencies [7, 8]. All tests were done with test voltages of 2kV.

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

at 20°C

Table 2: Typical dissipation factor limits for RIP, OIP and RBP bushings at 15Hz, 50/60Hz and 400Hz. Test voltage should be ≤ 2kV [7, 8].

ON-LINE PD, CAPACITANCE AND TANGENT DELTA MEASUREMENTS ON HIGH VOLTAGE BUSHINGS

Some commercial C-tan δ systems are summing up the currents through C1 of the bushings of all phases to detect any abnormal changes in the capacitances C1 and the dielectric losses. The voltages of the three phases can be very unsymmetrical (figure 25). This makes it impossible to use this method for a sensitive monitoring of capacitances and losses of the bushings [9].

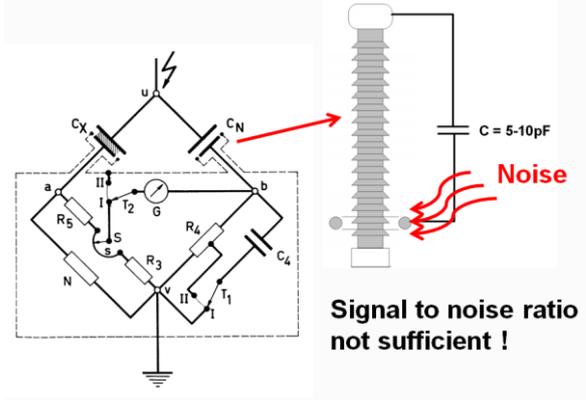
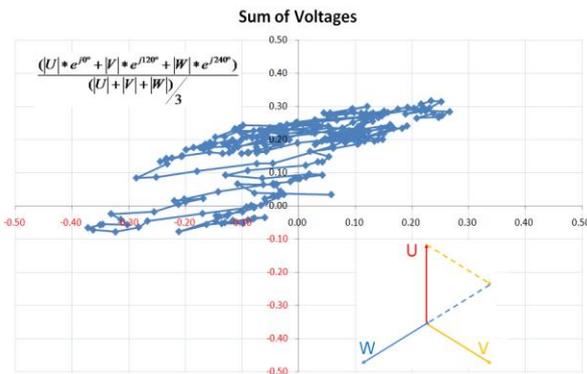


Figure 25: Sum of the voltages in a 3 Phase 400kV system Figure 26: Air capacitor as reference

For a precise capacitance and tan δ measurement a reliable reference is needed. In high voltage laboratories pressured gas capacitors are well proven to give stable and precise results. In the literature air capacitors between the bushing head electrode and auxiliary electrodes are mentioned as reference. Those capacitors have values in the order of a few pF. So the measured signals are extremely small compared to the received electromagnetic interference (figure 26). A better choice is the use of voltage transformers or of bushings on other transformers which are directly connected to the same phase (figure 27). A pilot project was started on a three phase 400kV transformer, to gain experience with such a system. The system delivers very stable values. The capacitance values vary within +/- 0.5%. The tan δ differs from 0.27% to 0.3%.

The PD level is very much dependent on the outer interference and can go up to 5nC and even higher. So a warning level of some 100pC would lead to a lot of false alarms. It could be observed that within a certain period of e.g. 24 hours the PD level was reduced to values lower than 200-300pC. This phenomenon could be used for an automatic assessment. Additionally all the filtering methods of 3PARD and 3CFRD can be used with success to eliminate the noise.

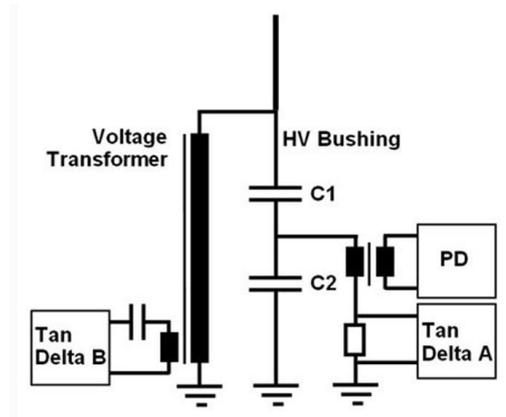


Figure 27: Voltage transformer as reference

SUMMARY

Modern technologies enable a very effective diagnostic of high voltage bushings. The Dielectric Spectroscopy is a very promising method to detect ageing and water in the insulation with high sensitivity. With the 3CFRD PD technology also single PD faults can be analyzed and a much better analysis of PD faults is possible.

REFERENCES

- [1] Tenbohlen, S. et al.: "Assessment of Power Transformer Reliability", ISH 2011, Hannover
- [2] Hensler, Th., Kaufmann, R., Klapper, U., Krüger, M., Schreiner, S., 2003, "Portable testing device", US Patent 6608493
- [3] ABB: "Dissipation factor over the main insulation on high voltage bushings", product information, ABB 2002
- [4] Borsi, B., Gockenbach, E., Krüger, M.: "Method and apparatus for measuring a dielectric response of an electrical insulating system", US Patent 7292048
- [5] Muhr, M., Summereder, C., Weingärtner, M.: "Diagnose von Durchführungen mit Hilfe von frequenzabhängigen Verlustfaktormessungen", OMICRON Transformer Conference, Bregenz, Austria, 2007
- [6] Frei, K., Koch, N.: "Zustandsbeurteilung von Durchführungen im Praxiseinsatz", OMICRON Transformer Conference, Bregenz, Austria, 2007
- [7] Krüger, M., Kraetke, A., Koch, M., Rethmeier, K., Muhr, M., Summereder, Ch. et al.: "New Diagnostic Tools for High Voltage Bushings", Cigre VI Workspot, Foz do Iguacu, Brazil, 2010
- [8] Cigre: "Guide for Transformer Maintenance", Cigre Brochure 445, February 2011, ISBN: 978-2- 85873-134-3 1
- [9] Picher, P., Rajotte, C.: "Integration of New Transformer Monitoring Technologies into a Modern IT Infrastructure", TechCon 2011, Sydney, Australia

Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren

Martin Siegel

Universität Stuttgart
martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Kornhuber

Doble Lemke GmbH
kornhuber@doble-lemke.eu
Germany

Michael Beltle

Universität Stuttgart
michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Andreas Müller

Universität Stuttgart
andreas.mueller@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Teilentladungen in Leistungstransformatoren führen zu einer langsam fortschreitenden Schädigung des Isolationssystems und können in letzter Konsequenz zu einem Totalausfall des Transformators führen. Um dies zu verhindern kann die Teilentladungsaktivität bei Leistungstransformatoren dauerhaft überwacht werden und gegebenenfalls eine Wartung bzw. Instandsetzung durchgeführt werden. Dafür werden entsprechende Sensoren benötigt, die Teilentladungen in Leistungstransformatoren zuverlässig im Betrieb detektieren können. Die Messung im ultrahohen Frequenzbereich (UHF) hat sich in den letzten Jahren immer mehr als zuverlässige Methode zur Teilentladungsdiagnose etabliert und scheint für das Online Monitoring geeignet. In diesem Beitrag wird deshalb ein neuer UHF Sensor vorgestellt, der bereits beim Bau eines Transformators installiert werden kann und speziell für den dauerhaften Betrieb in einem Online Monitoring System ausgelegt ist. Praktische Erfahrungen mit UHF Online Monitoring von Teilentladungen werden anhand eines Fallbeispiels ebenfalls präsentiert. Dieses zeigt, dass Teilentladungen nicht nur ein spannungsabhängiges Phänomen sein können, sondern sich während des Betriebs im zeitlichen Verlauf sehr stark sowohl in der Amplitude, der Phasenlage als auch in der Auftrittshäufigkeit verändern können.

1 EINLEITUNG

Eine liberale Energiepolitik, welche die Privatisierung bei Energieversorgern vorangetrieben hat und ein weltweit zunehmender Energiebedarf haben den Preisdruck auf dem Energiemarkt wesentlich erhöht. Dies hat unter anderem dazu geführt, dass oftmals von einer zeitbasierten Wartung zu einer zustandsbasierten Wartung der Betriebsmittel übergegangen wird. Voraussetzung hierfür ist allerdings, den aktuellen Zustand des Betriebsmittels möglichst genau zu kennen. Durch moderne Diagnoseverfahren und durch die permanente Überwachung mittels Online Monitoring Systemen können die Zuverlässigkeit und die Betriebsdauer deutlich erhöht, ungeplante Ausfälle vermieden und somit die Betriebskosten gesenkt werden.

Bei Leistungstransformatoren können unter anderem Probleme, die durch Fehlstellen in der Isolation entstehen, frühzeitig erkannt und gegebenenfalls behoben werden. An solchen Fehlstellen in der Isolation entstehen Teilentladungen (TE), welche konventionell über eine elektrische Messung nach IEC 60270 [1] detektiert werden können. Eine weitere Methode zur Erkennung von TE ist die Messung von elektromagnetischen Wellen, die durch TE im ultrahochfrequenten Bereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) abgestrahlt werden. Diese UHF Signale werden im Innern des Transformators mit Sensoren empfangen und durch ein Messsystem aufgezeichnet und anschließend ausgewertet. Bisher wurden UHF Sensoren zu einer Messung vor Ort durch Ölablasschieber in das Innere des Leistungstransformators eingebracht. In diesem Beitrag wird ein neuer UHF Sensortyp vorgestellt, der direkt in der Kesselwand des Transformators verbaut werden kann und somit für den Betrieb während der gesamten Lebensdauer eines Transformators in einem Online Monitoring System geeignet ist. Außerdem werden in einer Fallstudie UHF Monitoring Daten von einer Online Überwachung eines Leistungstransformators gezeigt und der weitere Forschungsbedarf auf diesem Gebiet beschrieben.

2 ENTSTEHUNG VON TEILENTLADUNGEN

Eine Teilentladung (TE) ist nach IEC 60270 definiert als örtlich beschränkte elektrische Entladung, welche die Isolierung zwischen Leitern nur teilweise überbrückt und welche angrenzend an einem Leiter auftreten kann, aber nicht muss [1].

Teilentladungen entstehen im Allgemeinen durch lokale Feldstärkeüberhöhungen oder lokale Minderung der elektrischen Festigkeit des Isoliermediums. Dies kann in einem Leistungstransformator typischerweise durch einen Gaseinschluss, entlang einer Grenzschicht zwischen Isolierstoffen (Gleitentladung), bei nicht hinreichend abgesteuerten elektrischen Feldern oder an gealterten Isolierschichten auftreten. Dieses Phänomen kann mithilfe eines Ersatzschaltbildes am Beispiel einer Luftblase in Öl gezeigt werden, siehe Abbildung 1. Der graue Bereich stellt den gesunden Teil des Isoliermediums Öl und der weiße Teil den Lufteinschluss dar. Im Ersatzschaltbild wird die Fehlstelle durch die Kapazität C_1 und die Funkenstrecke FS abgebildet. Der gesunde Teil der Isolation wird durch die Kapazitäten C_2 und C_3 repräsentiert. Die an der Fehlstelle anliegende Spannung $u_1(t)$ berechnet sich durch einem Spannungsteiler zwischen der in Serie zur Luftblase befindlichen Kapazität C_2 und der Fehlstellenkapazität C_1 aus der anliegenden Spannung $u(t)$. Aufgrund der wesentlich niedrigeren relativen Permittivität von Luft mit $\epsilon_r = 1$ im Vergleich zu Öl mit $\epsilon_r = 2,2$ findet eine Verdrängung des elektrischen Feldes aus dem Öl in die Luftblase statt. Hinzu kommt, dass die Durchschlagfestigkeit von Luft deutlich niedriger ist als die Durchschlagfestigkeit von Öl. Diese beiden Tatsachen führen dazu, dass in der Luftblase Entladungen stattfinden, sobald $u_1(t)$ die Zündspannung U_z dieser TE erreicht.

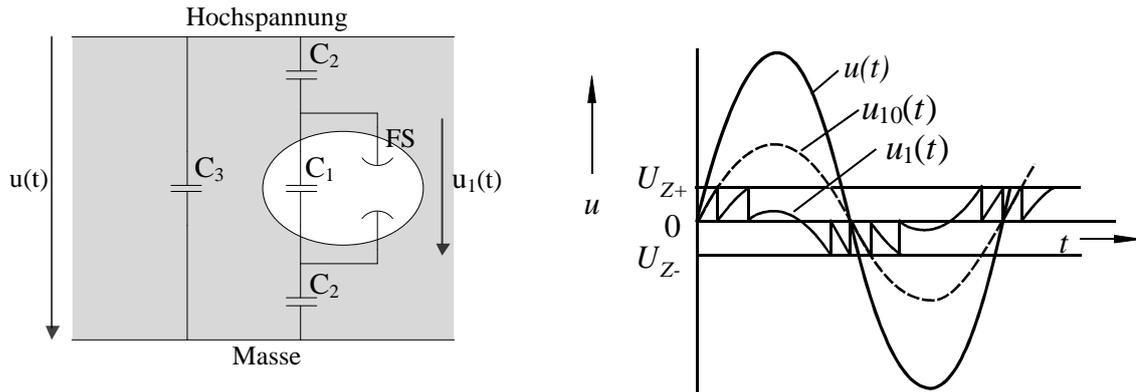


Abbildung 1 Links: Ersatzschaltbild einer TE, bestehend aus Kapazität C_1 und Funkenstrecke FS
Rechts: Angelegte Spannung $u(t)$ und resultierende Spannung an der Fehlstelle $u_1(t)$ [2]

TE werden oft durch chemische Reaktionen und die Abstrahlung von Wärme, Licht, Schall und elektromagnetischen Wellen begleitet. Die TE und ihre Begleitprozesse können zur weiteren Schädigung des Isolationssystems und in letzter Konsequenz zu einem vollständigen Durchschlag der Isolation und somit zu einem Ausfall des Betriebsmittels führen. Um dies zu verhindern, können Online Monitoring Systeme eingesetzt werden, deren Ziel es ist einen drohenden Ausfall frühzeitig zu erkennen und den Betreiber zu warnen, damit eine Wartung am Betriebsmittel vorgenommen werden kann oder frühzeitig der Ersatz des Betriebsmittels projektiert werden kann.

3 UHF METHODE

Eine der Begleiterscheinungen von TE, die Aussendung elektromagnetischer Signale, wird als Basis für eine häufig angewandte moderne TE Messmethode verwendet. Diese sogenannte ultrahochfrequente (UHF: 300 MHz – 3 GHz) Messung hat prinzipbedingt gegenüber der konventionellen TE Messung nach IEC 60270 den entscheidenden Vorteil, dass mit einem in den Transformator-kessel eingebrachten UHF Sensor durch die Faraday'sche Schirmwirkung des Kessels nur UHF Signale von TE detektiert werden, die aus dem Inneren des Transformators stammen. Somit ist die UHF Messung selektiv für den zu überwachenden Transformator und führt zu weniger Störungen in einem Online Monitoring System, die beispielsweise durch TE benachbarter Betriebsmittel oder durch Korona auf Sammelschienen und Freileitungen hervorgerufen werden könnten. Abbildung 2 zeigt die Skizze eines Transformators mit einer elektromagnetisch abstrahlenden TE und einem installierten UHF Sensor.

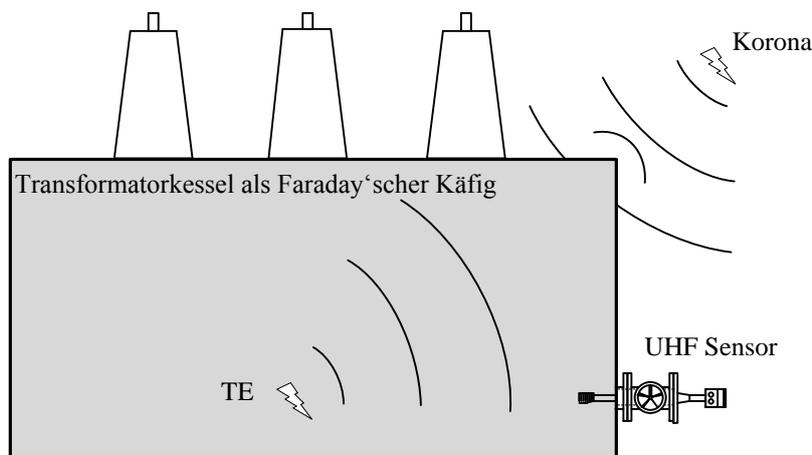


Abbildung 2 Transformator-kessel mit UHF Sensor eingeführt durch einen Flachkeilschieber

3.1 UHF Drain Valve Sensor

Die wichtigste Komponente für die TE Messung im UHF Bereich ist ein geeigneter Sensor, der in den Kessel von Leistungstransformatoren eingeführt werden kann. Auf Basis langjähriger Erfahrungen mit UHF Messungen im Labor sowie im Feld wurde ein UHF Sensor für Leistungstransformatoren entwickelt, der bereits mehrere Jahre weltweit durch Energieversorger und Transformatorhersteller zur TE Diagnose eingesetzt wird [3]. In Abbildung 3 ist der UHF Drain Valve Sensor in der Ausführung für einen standardisierten DN80 Flansch zu sehen. Der Sensor hat einen Messanschluss, den UHF Ausgang und einen Test Eingang um die Funktion des Sensors und des Messinstrumentes zu prüfen. Bei einem Funktionstest, dem sogenannten Performance Check, wird ein künstlicher Impuls am Test Eingang eingespeist. Dieser Impuls wird über einen in den Antennenkopf integrierten Monopol abgestrahlt und durch die UHF Antenne gemessen [4]. Dies stellt eine einfache Möglichkeit dar, den Messaufbau bestehend aus UHF Sensor, Messkabel und Messgerät zu prüfen.



Abbildung 3 UHF Sensor für die Installation an Leistungstransformatoren durch einen Standard Flachkeilschieber DN80 [5]

Dieser UHF Drain Valve Sensor wird für eine UHF TE Messung vor Ort durch einen standardisierten Flachkeilschieber in den Ölraum eines Leistungstransformators eingebracht. Es kann vorkommen, dass diese zur Ölbefüllung und zum Ölablassen verwendeten Flachkeilschieber im Transformatorinneren in Steigrohre führen oder umbaut sind. Diese Rohre dienen dazu, die Ölströmung im Transformator zu leiten, haben bei einer UHF TE Messung allerdings den Nachteil, dass sie elektromagnetische Wellen abschirmen. Untersuchungen im Labor und Erfahrungen im Feld bestätigen, dass dieser Fall auftreten kann und der UHF Sensor trotz TE im Transformator kein UHF Signal empfängt. Der normale Anwendungsfall des UHF Drain Valve Sensors ist eine kurzzeitige Installation für eine Diagnose Messung. Es ist auch möglich, den Sensor dauerhaft für ein Monitoring System zu installieren. Allerdings wird dadurch einer der nur in begrenzter Anzahl am Transformator vorhandenen Flachkeilschieber belegt. Aus diesem Grund wurde ein neuer UHF Sensor speziell für die Dauerinstallation für Monitoring Systeme entwickelt, der im nächsten Abschnitt vorgestellt wird.

3.2 Neuer Sensortyp: UHF Top Hatch Sensor

Der UHF Top Hatch Sensor ist eine Weiterentwicklung des UHF Drain Valve Sensors mit dem Ziel den Sensor für die Dauerinstallation in einem Online Monitoring Systeme einzusetzen. Für diesen Sensortyp werden keine Flachkeilschieber am Transformator benötigt. Er wird direkt an der Transformatorkesselwand montiert. Der UHF Top Hatch Sensor besteht aus drei Baugruppen:

- **Einschweißflansch:** Ein Edelstahlring, der direkt in den Transformatorkessel eingeschweißt wird. Dieser Ring ist der Grundträger für den Sensor, siehe Abbildung 4 Links.
- **Ölsperre:** Ein dielektrisches Fenster aus Hochleistungskunststoff, welches in den Einschweißflansch eingeschraubt wird. Es dient dazu den Kessel öldicht zu halten und elektromagnetische Wellen aus dem Inneren des Kessels zum UHF Sensor durchzulassen, siehe Abbildung 4 Links.
- **UHF Sensor:** Der eigentliche Sensor wird oberhalb der Ölsperre auf den Einschweißflansch aufgeschraubt. Er besteht aus der UHF Antenne, die im Wesentlichen der Antenne des Drain Valve Sensors entspricht, einer Trägerplatte aus rostfreiem Edelstahl, die den Faraday'schen Käfig des Kessels wieder herstellt und einem gegen elektromagnetische Störungen

geschirmten Gehäuse. Der Top Hatch Sensor besitzt wie der Drain Valve Sensor die Möglichkeit, einen Performance Check durchzuführen und verfügt deshalb über zwei Anschlüsse, siehe Abbildung 4 Rechts.

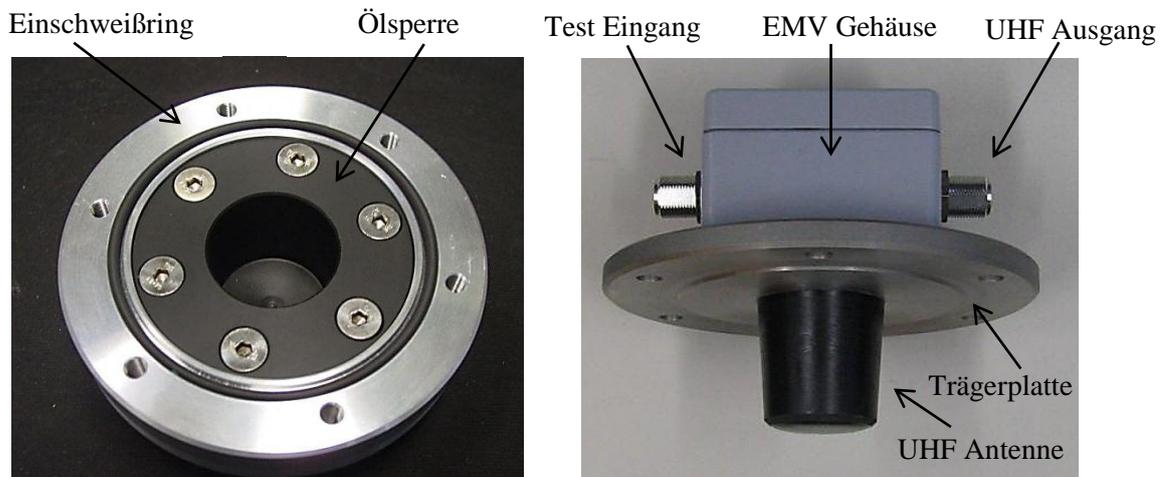


Abbildung 4 Links: Einschweißflansch mit eingeschraubter Ölsperre (dielektrisches Fenster)
Rechts: UHF Top Hatch Sensor zum Aufschrauben auf den Einschweißflansch

Der UHF Top Hatch Sensor wurde Druck-, Vakuum-, Temperatur- und Alterungs-Tests unterzogen und erfüllt die entsprechenden Anforderungen der Hersteller von Leistungstransformatoren. Bei neuen Transformatoren oder Transformatoren, die zu einer Reparatur im Werk sind, können diese UHF Top Hatch Sensoren in beliebiger Anzahl und an beliebigen Stellen am Kessel eingeschweißt werden. Es ist empfehlenswert, mindestens vier Sensoren vorzusehen, um im Falle einer detektierten TE eine Ortung auf Basis der UHF Laufzeitdifferenzen vornehmen zu können. Es besteht auch die Möglichkeit, Transformatoren direkt im Feld mit UHF Top Hatch Sensoren nachzurüsten. Hierfür muss der Transformatorkegel Montagelöcher aufweisen. Die darauf befindlichen Montagelochplatten können nach Ablassen des Öls durch Platten mit zuvor aufgeschweißtem Top Hatch Sensor getauscht werden. Dieser Vorgang ist zwar mit hohem Aufwand verbunden, ist aber eine lohnenswerte Investition, um durch ein TE Online Monitoring System das Ausfallrisiko zu reduzieren. In Abbildung 5 sind drei von insgesamt sechs installierten UHF Top Hatch Sensoren an einem 25 MVA Leistungstransformator (110/20 kV) zu sehen.

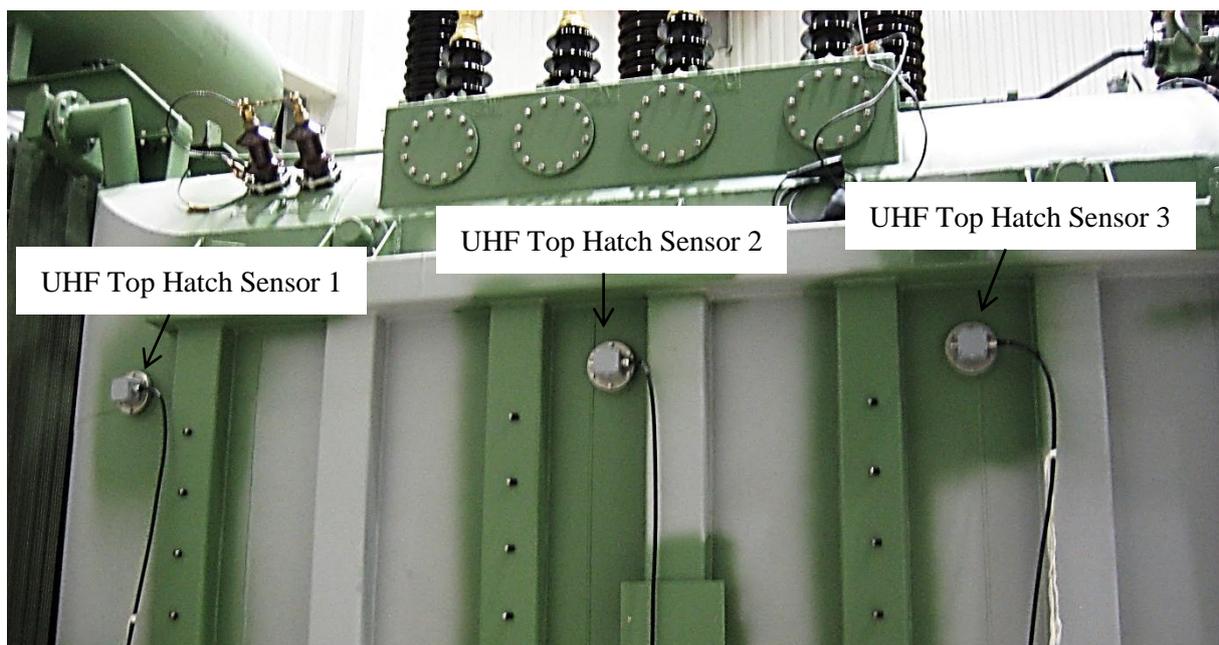


Abbildung 5 Mögliche Anordnung für UHF Top Hatch Sensoren an einem Leistungstransformator.

In Abbildung 5 ist eine mögliche Anordnung für Top Hatch Sensoren an einem Transformator zu sehen. Auf der Vorderseite befinden sich drei Sensoren im oberen Teil des Kessels und auf der Rückseite befinden sich weitere drei Sensoren im unteren Teil des Kessels, die in Abbildung 5 nicht zu sehen sind. Abbildung 6 zeigt einen der installierten Sensoren im Detail.



Abbildung 6 UHF Top Hatch Sensor eingebaut an einem Leistungstransformator

4 UHF TE ONLINE MONITORING

Durch TE Messungen vor Ort oder im Prüffeld lässt sich nur eine Momentaufnahme der Teilentladungsaktivität eines Leistungstransformators erfassen. Durch Alterung oder Überbeanspruchung können sich vorhandene TE im Laufe der Zeit weiterentwickeln und es können neue TE Quellen hinzukommen. Ein TE Online Monitoring System kann das Langzeit TE Verhalten eines Transformators überwachen und vor steigenden Betriebsrisiken warnen. Besonders für ältere Transformatoren und an strategisch bedeutsamen Standorten im elektrischen Netz sind Online Monitoring Systeme sinnvoll, weil durch die Verhütung schwerer Fehler Ausfallzeiten, Reparaturen und die damit verbundenen Kosten eingespart werden können [6].

4.1 Fallbeispiel UHF TE Online Monitoring

In diesem Abschnitt wird ein seit über zwei Jahren laufendes UHF TE Online Monitoring an einem 120 MVA Leistungstransformator (110/10 kV) vorgestellt. Dieser 46 Jahre alte Maschinentransformator war mehrere Jahre außer Betrieb und wird seit der Wiederinbetriebnahme hinsichtlich seiner UHF TE Aktivität, der Top Oil Temperatur und Vibrationen des Aktivteils überwacht. Zusätzlich wird der Laststrom aufgezeichnet und die Gas-in-Öl Werte werden überwacht [7]. Dieses Online Monitoring System belegt beide am Transformator vorhandenen Flachkeilschieber dauerhaft durch einen Hydran Sensor und den in Abschnitt 3.1 vorgestellten UHF Drain Valve Sensor. Im Folgenden werden Daten der UHF TE Messung gezeigt und diese mit der Gas-in-Öl Messung korreliert. Auf die restlichen überwachten Werte wird nicht eingegangen. Die UHF TE Messung erfolgt an diesem Transformator durch das Messsystem LDS-6/UHF [3]. Es wird bei einer Mittenfrequenz von 505 MHz und einer Bandbreite von 9 MHz aufgezeichnet. In Abbildung 7 ist ein UHF phasenaufgelöstes TE Muster (PRPD) zu sehen, welches in einem Zeitraum von drei Stunden aufgezeichnet wurde. Bezogen auf die Phase L1 (x-Achse) wird die Amplitude des UHF Signals (y-Achse) aufgetragen. Dabei stellt der Farbverlauf die Anzahl der TE während der gesamten Aufnahmedauer dar.

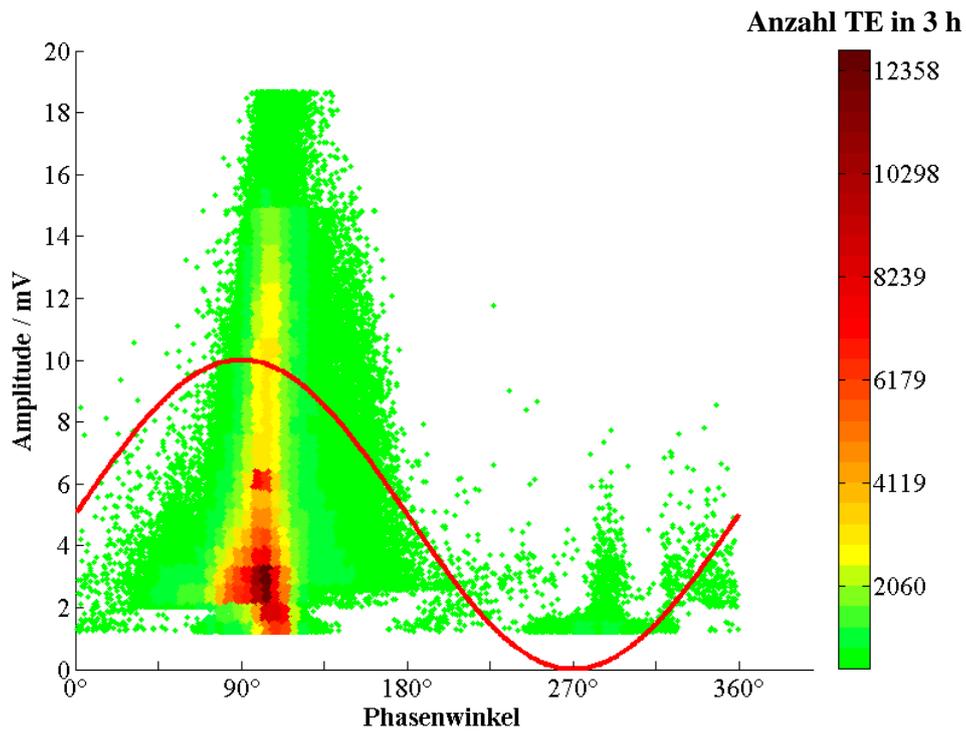


Abbildung 7 UHF PRPD kumuliert für die Aufzeichnung von Minute 240 bis Minute 420

PRPD Muster sind aus Kurzzeitmessungen mit der elektrischen TE Messmethode nach IEC 60270 bzw. der UHF Messmethode bekannt. In Abbildung 8 werden nun die PRPD Muster des überwachten Transformators in einem zeitlichen Verlauf (x-Achse) weiterhin bezogen auf die Phase L1 (jetzt: y-Achse) dargestellt. Das in Abbildung 7 zu sehende Muster findet sich in Abbildung 8 im Bereich zwischen Minute 240 und Minute 420 wieder. Die Häufung wird in dieser Darstellung nicht betrachtet, der Farbverlauf stellt in Abbildung 8 die Amplitude dar.

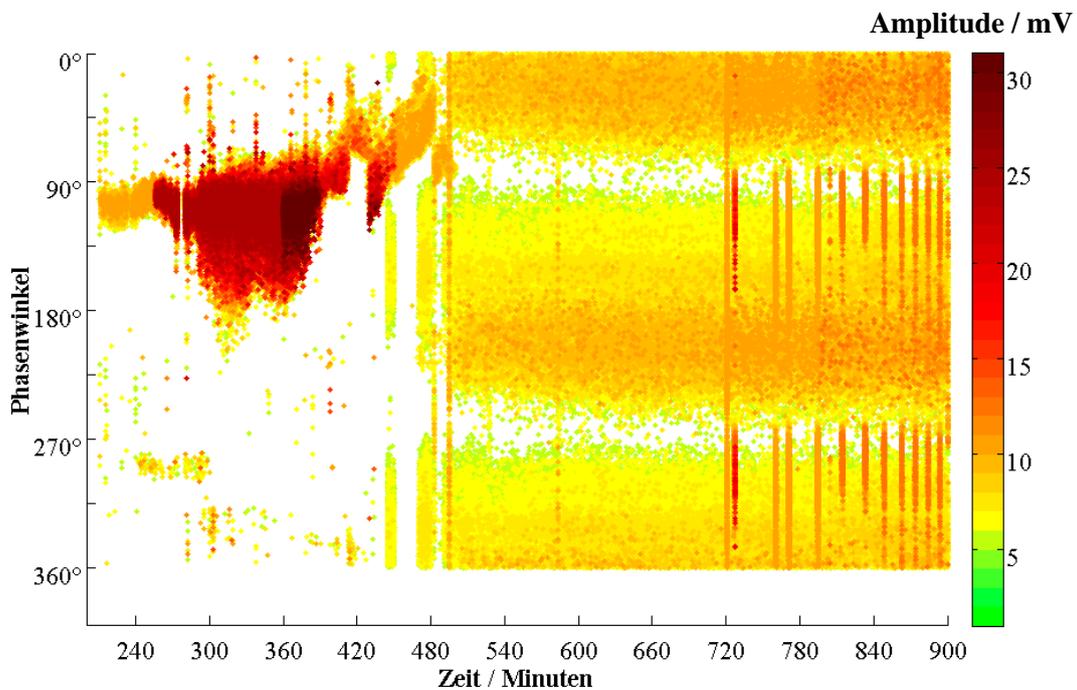


Abbildung 8 UHF Amplitude (Farbverlauf) aufgetragen über der Zeit (x-Achse) bezogen auf die Phase L1 (y-Achse)

In dieser Darstellung ist erkennbar, dass sich die TE Aktivität im zeitlichen Verlauf stark verändert. Dies verdeutlicht, dass bei einer Kurzzeit TE Messung eine Aussage über die tatsächliche TE Aktivität des Leistungstransformators nur eingeschränkt getroffen werden kann. Deshalb ist es empfehlenswert vor allem ältere Transformatoren dauerhaft auf TE zu überwachen. In Abbildung 8 werden etwa 11 Stunden aus mehreren tausend Betriebsstunden des Transformators gezeigt. Mit einem solchen Monitoring System kann einerseits ein Überblick über die Entwicklung der TE Aktivität des Transformators gewonnen werden, andererseits können auch sehr detailliert einzelne Zeiträume betrachtet werden. In Abbildung 9 ist beispielsweise das PRPD Muster des Zeitraums mit kurzzeitig hoher Amplitude zwischen Minute 720 und Minute 740 aus Abbildung 8 zu sehen.

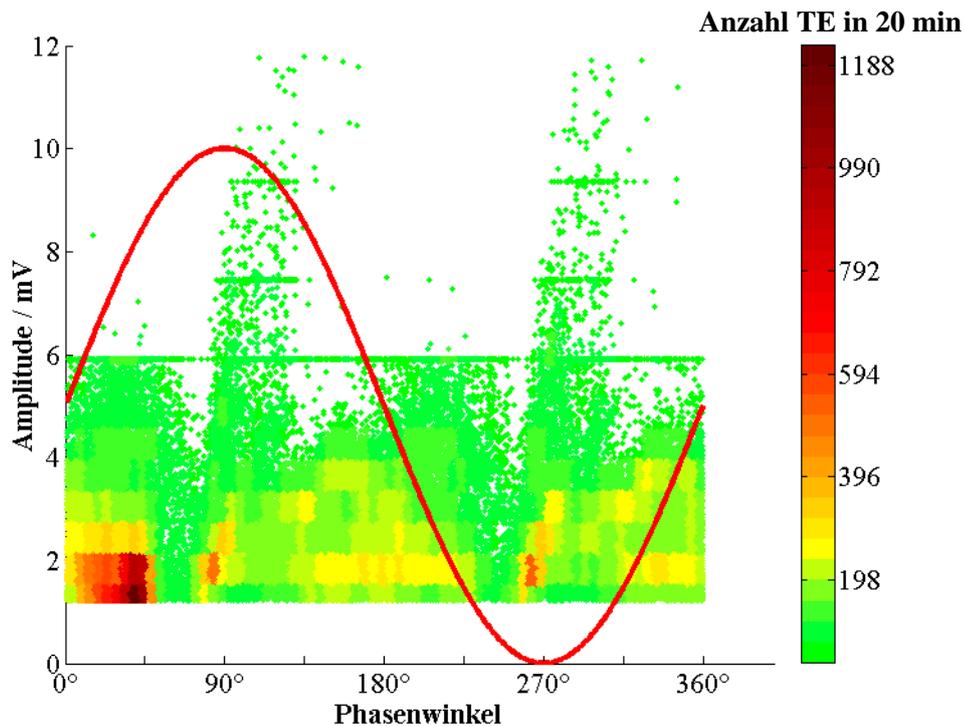


Abbildung 9 UHF PRPD kumuliert für die Aufzeichnung von Minute 720 bis Minute 740

Die Betrachtung aller PRPD Muster im zeitlichen Verlauf lässt auf mehrere TE Quellen im Transformator schließen, die nicht dauerhaft aktiv sind und sich in Amplitude, Phasenlage und Häufung bedeutend verändern. Hier wird deutlich, dass TE nicht nur ein spannungsabhängiges Phänomen sind, sondern sich mit der Zeit stark verändern können. Solche sich verändernden und zeitweise inaktiven TE können durch Online Monitoring detektiert werden. Konventionelle TE Messungen von üblicherweise wenigen Stunden können nur einen eingeschränkten Eindruck der TE Aktivität vermitteln.

In Abbildung 10 Oben ist die maximale UHF Amplitude des Zeitausschnittes aus Abbildung 8 dargestellt. Diese wird mit dem Gas Wert des Hydran Sensors, dargestellt in Abbildung 10 Unten, verglichen.

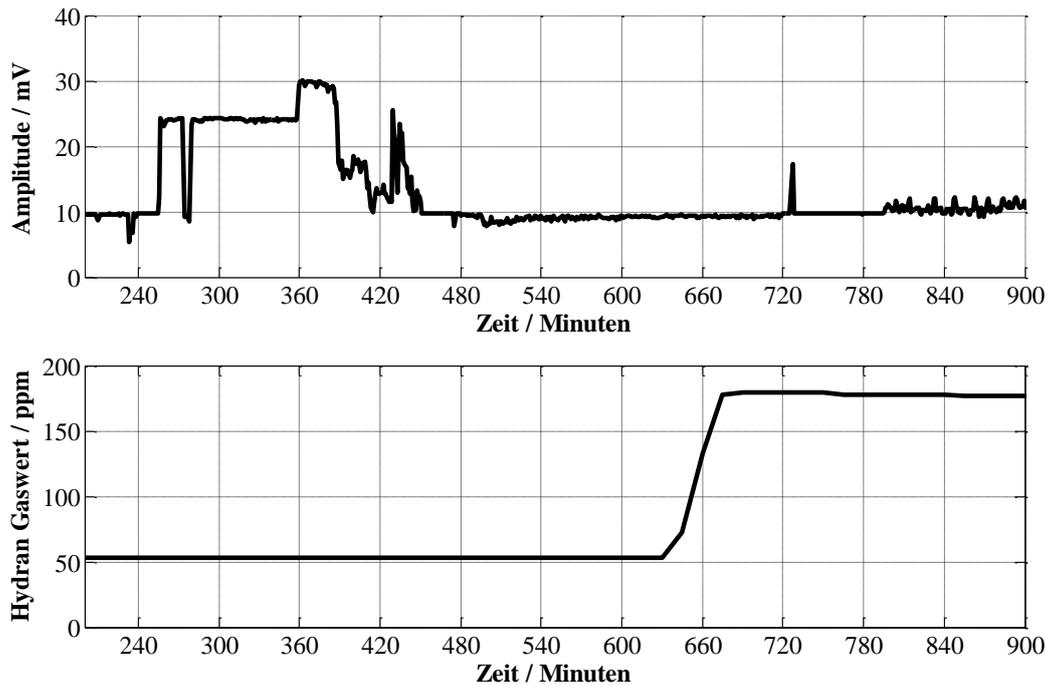


Abbildung 10 Oben: Maximale Amplitude des UHF TE Sensors
Unten: Gas Wert des Hydran Sensors

Die im Zeitraum von Minute 240 bis Minute 480 mit hoher Amplitude aktive TE, die auch schon in Abbildung 8 zu sehen ist, hat in kurzer Zeit eine große Menge Gas produziert, wodurch ein deutlicher Anstieg des Wertes des Hydran Sensors mit etwa vier Stunden Verzögerung erkennbar ist. Die Verzögerung im Gasanstieg hängt vom Einbauort des Hydran Sensors in Bezug auf die Position der TE und von den Zeitkonstanten der Gaslöslichkeit und Gasverteilung in Öl ab.

4.2 Weiterer Forschungsbedarf

Nach welchen Kriterien und mit welchen Methoden die Daten aus einem UHF TE Online Monitoring System ausgewertet werden ist Gegenstand der aktuellen Forschung. Ein UHF TE Online Monitoring System bietet das Potential, den Alterungszustand von Leistungstransformatoren zu überwachen und somit vor möglichen Ausfällen frühzeitig zu warnen. Hierfür ist die Entwicklung eines belastbaren Alarmkriteriums für das UHF TE Online Monitoring notwendig.

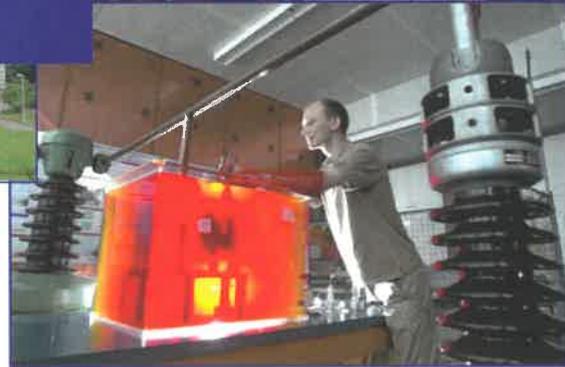
5 ZUSAMMENFASSUNG

Für einen Übergang der Energieversorger von zeitbasierter Wartung auf zustandsbasierte Wartung der Betriebsmittel wird Online Monitoring notwendig, um durch die Verhütung von Fehlern, Ausfallzeiten und Reparaturen die damit verbundenen Kosten einzusparen.

Die UHF Methode hat sich neben der elektrischen TE Messung nach IEC 60270 bei der Teilentladungsmessung zur Diagnose von Leistungstransformatoren in den letzten Jahren etabliert. Um von einer reinen Diagnosemessung zu einer Langzeitmessung für UHF TE Online Monitoring Systeme überzugehen, wurde ein UHF Top Hatch Sensor entwickelt, der für die dauerhafte Installation an Leistungstransformatoren optimiert ist. UHF Top Hatch Sensoren werden bereits an Leistungstransformatoren verbaut und erste Erfahrungen mit UHF Online Monitoring wurden bereits gesammelt. Es zeigt sich, dass sich TE im Laufe der Zeit verändern können und eine dauerhafte Überwachung anzustreben ist. Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Auswertung der durch ein UHF TE Online Monitoring zur Verfügung gestellten Daten, insbesondere um ein belastbares Alarmkriterium zu erhalten.

LITERATUR

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC), "High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements," Geneva, Switzerland, IEC International Standard 60270 2000.
- [2] D. Kind, K. Feser, *Hochspannungsversuchstechnik*. Braunschweig/Wiesbaden, Germany: Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, 1995.
- [3] Doble Lemke GmbH. (2012) Products. [Online]. <http://www.doble-lemke.eu/en/Products.html>
- [4] S. Coenen, S. Tenbohlen, S.M. Markalous, T. Strehl, "Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [5] S. Coenen, S. Tenbohlen, T. Strehl, S. Markalous, "Fundamental Characteristics Of UHF PD Probes And The Radiation Behavior Of DP Sources In Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Cape Town, South Afrika, 2009.
- [6] S. Tenbohlen, T. Stirl, G. Bastos, J. Baldauf, P. Mayer, M. Stach, B. Breitenbauch, R. Huber, "Experienced-based Evaluation of Economic Benefits of On-line Monitoring Systems for Power Transformers," in *International Council on Large Electric Systems (CIGRE)*, Paris, France, 2002.
- [7] A. Müller, M. Beltle, S. Coenen, S. Tenbohlen, "Correlation of DGA, UHF PD Measurement and Vibration Data for Power Transformer Monitoring," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Hannover, Germany, 2011.



Dienstleistungsangebot:

- Beratung
- Ausbildung/Seminare
- Forschung und Entwicklung
- Messungen, Prüfungen

Schwerpunktt Themen:

- Zustandsdiagnose der Betriebsmittel des elektrischen Netzes
- Schaden- und Ausfallanalyse
- Simulation elektrischer und thermischer Strömungsfelder
- Entwicklung von Hard- und Software zur Zustandsbeurteilung elektrischer Betriebsmittel
- Entwicklung von Sensoren und Messverfahren zur Betriebsüberwachung
- Hochspannungsprüf- und Messtechnik
- Prüfung hochspannungstechnischer Geräte
- Elektromagnetische Verträglichkeit
- Ausbildung im Bereich der elektrischen Energieversorgung